

Inversión en generación eficiente ante la crisis del mercado eléctrico

Patricia Alarcón Hidalgo
Fidel Rocha Miranda



esan
ediciones

**INVERSIÓN EN GENERACIÓN EFICIENTE ANTE
LA CRISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO**

Inversión en generación eficiente ante la crisis del mercado eléctrico

**Patricia Alarcón Hidalgo
Fifel Rocha Miranda**



ESAN/Cendoc

ALARCÓN HIDALGO, Patricia ; ROCHA MIRANDA, Fidel.

Inversión en generación eficiente ante la crisis del sector eléctrico. – Lima :
Universidad ESAN, 2008. – 139 p. – (Publicaciones en Finanzas y Derecho
Corporativo ; 2)

INDUSTRIA ELÉCTRICA / GENERACIÓN DE ENERGÍA / DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA / ENERGÍA HIDROELÉCTRICA / CENTRALES DE
ENERGÍA TÉRMICA / EVALUACIÓN ECONÓMICA / ANÁLISIS DEL
MERCADO / INVERSIONES / PERÚ

HD 9697 P4A43

ISBN 978-9972-622-43-4

Inversión en generación eficiente ante la crisis del mercado eléctrico
Serie Publicaciones en Finanzas y Derecho Corporativo 2

© Universidad ESAN

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

Mayo de 2008

www.esan.edu.pe

esanediciones@esan.edu.pe

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N.º: 2008-06816

DISEÑO DE CARÁTULA

Christian Portugal

DISEÑO DE INTERIORES Y DIAGRAMACIÓN

Ana María Tessey

IMPRESIÓN

Tarea Asociación Gráfica Educativa

CONTENIDO

Introducción	9
Capítulo 1. Marco regulatorio del sector eléctrico	13
1. Marco normativo general	13
2. Marco regulatorio del sector eléctrico	14
2.1. Legislación en materia tributaria	16
2.2. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)	17
2.3. Sistema de fijación tarifaria	18
2.4. Procedimiento para la fijación de tarifas en barra	19
2.5. Valor agregado de distribución	21
2.6. Garantía por Red Principal de Camisea	22
2.7. Comité de Operación Económica del Sistema (COES)	24
Capítulo 2. El mercado eléctrico peruano	29
1. Actores del mercado eléctrico	29
2. Oferta de potencia y energía eléctrica	31
2.1. Potencia instalada	32
2.2. Potencia efectiva	39
2.3. Producción de energía	42
3. Demanda de potencia y energía eléctrica	45
3.1. Máxima demanda	45
3.2. Proyecciones de crecimiento de la demanda de potencia y energía	46

Capítulo 3. La crisis de la falta de contratos de suministro entre generadoras y distribuidoras para atender el mercado regulado	51
1. Causas y descripción de la crisis	51
1.1. Dependencia de la generación al recurso hídrico	51
1.2. Mecanismo de cálculo de la tarifa regulada basada en estimaciones de los costos marginales	53
1.3. El mecanismo de remuneración de la capacidad	59
1.4. Los contratos de suministro y el respaldo de energía firme	62
2. Medidas adoptadas para superar la crisis y los efectos obtenidos	64
2.1. La contratación forzosa dispuesta por el Decreto de Urgencia N.º 007-2004	65
2.2. La modificación de las condiciones para el cálculo de la tarifa en barra y la posibilidad de efectuar retiros de energía sin respaldo contractual regulados por la Ley N.º 28447	67
2.3. Las subastas como mecanismo para incentivar la contratación del suministro de energía, reguladas por el Decreto de Urgencia N.º 007-2006	70
2.4. Medidas para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica aprobadas por Ley N.º 28832	72
Capítulo 4. Alternativas de inversión: generación hidráulica o generación térmica	83
1. Evaluación financiera de la planta de generación térmica	85
1.1. Características de la planta	85
1.2. Costos de inversión	86
1.3. Costos de operación y mantenimiento	87
1.4. Cronogramas	90
1.5. Evaluación económica y financiera	
2. Evaluación financiera de la planta de generación hidráulica	98
2.1. Características de la planta	98
2.2. Costos de inversión, operación y mantenimiento	98
2.3. Cronogramas	99
2.4. Evaluación económica y financiera	101

Apéndice al capítulo 4	109
1. Desarrollo del proyecto de una central de generación térmica a gas	111
2. Desarrollo del proyecto de una central de generación hidráulica	117
Conclusiones y recomendaciones	125
Bibliografía	137
Sobre los autores	139

INTRODUCCIÓN

Desde el año 2004 hasta la fecha, el sector eléctrico peruano viene afrontando una crisis que se materializa en una brecha entre los costos marginales de corto plazo de la energía que se comercializa en el mercado *spot* y la tarifa en barra regulada por Osinerg*. Este hecho origina un desincentivo para la celebración de contratos entre empresas generadoras y distribuidoras y, por ende, para atender la demanda del mercado regulado. Esta situación es producto de la existencia de un parque generador que no es capaz de atender la demanda a costos variables eficientes, ya que se ha originado un retraso en la renovación y ampliación de las instalaciones de generación y se mantienen centrales de generación obsoletas que operan a costos elevados.

La evolución de la actividad eléctrica en el Perú ha ido de la mano de la iniciativa privada; esta tendencia se mantuvo desde 1880 hasta la década de 1950, cuando se establecieron mecanismos regulatorios a la participación privada y se establecieron compromisos de inversión para incrementar la capacidad de generación en 10% al año.

En los primeros años de la década de 1970 se estatizó la industria y se formó la Empresa de Electricidad del Perú, Electroperú, que era la encargada de la gestión empresarial. Con esta medida, el Estado ejerció la propiedad de los activos de generación, transmisión y distribución y se encargaba de la provisión del servicio y la planifica-

* Por Ley N.º 28964, del 24 de enero de 2007, esta institución pasó a denominarse Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmín). No obstante como este trabajo se realizó antes de esta fecha, hemos preferido mantener la denominación anterior.

ción de las inversiones, hasta que los proyectos fueron dejados de lado por falta de financiamiento. En 1980 se intentó modificar esta estructura creando una mayor interacción entre las empresas regionales de servicio público y las empresas de interés local como prestadoras del servicio, pero mantener la estructura tarifaria, en la cual primaba el promedio de precios para todas las empresas de servicio público, generó una distorsión de los precios, ya que se dejó de lado el criterio de costos.

Todo ello se agravó por la situación financiera de las empresas, a lo cual se sumó la reducción de la infraestructura por los atentados terroristas a las centrales eléctricas y líneas de transmisión. Ante este escenario, se produjo la liberalización del mercado eléctrico con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas en 1992, que desintegró el monopolio estatal al segmentarse el sector en tres actividades. Además se cambió la concepción de la participación del Estado, a este solamente se le asignó el rol de promotor de las inversiones y se buscó la participación más activa del sector privado con un marco jurídico y administrativo estable a largo plazo.

Sin embargo el marco regulativo no tuvo los mecanismos suficientes para hacer frente a la crisis generada en el año 2004 entre generadores y distribuidores, ya que las primeras se negaron a renovar sus contratos debido al incremento de sus costos operativos, que se reflejaba en la brecha entre la tarifa en barra y los costos marginales de costo plazo, lo que produjo grandes pérdidas para las empresas de generación.

A pesar de los eventos exógenos que afectan la actividad de generación, en el mediano y largo plazo se espera que la tendencia sea ascendente, ante la puesta en operación, tanto de centrales hidroeléctricas como de térmicas, en los años 2008 y 2009. Igualmente, se espera que con los recientes cambios a la normatividad y las medidas implementadas por el Estado —como la devolución anticipada del IGV para los proyectos de generación hidroeléctrica—, así como la disponibilidad del gas natural de Camisea, el subsector de genera-

ción crezca conforme la demanda lo requiera, toda vez que la energía es el insumo esencial para el crecimiento y el desarrollo de la economía de un país.

La presente investigación analiza la problemática del sector eléctrico peruano relacionada con el retraso de inversiones en nuevas centrales de generación. Considerando los antecedentes normativos y las medidas adoptadas por el Estado para afrontar la crisis vigente, identificamos las deficiencias del marco legal y las limitaciones o barreras de entrada que enfrenta el potencial inversionista. Luego proponemos modificaciones al actual régimen legal que permitan crear un escenario más favorable para hacer posible las inversiones requeridas en nuevas centrales de generación que operen a costos eficientes.

Iniciamos nuestro estudio analizando el marco normativo vigente con el fin de evaluar si con este escenario legal el mercado eléctrico peruano es estable y confiable para los potenciales inversionistas. Luego de ello observamos el mercado en sí mismo, es decir, a los actores que intervienen en el mercado: la oferta y la demanda de energía; evaluamos además la situación del parque generador, la potencia instalada, la potencia efectiva, la producción de energía y las proyecciones de la demanda, con la finalidad de determinar las limitaciones y oportunidades con las que se enfrentarían los potenciales inversionistas.

Posteriormente identificamos los orígenes, las causas y los efectos de la crisis que empezó en el año 2004 y se profundizó por factores como la falta del recurso hidrológico, el alza de los precios del petróleo y, específicamente, la ausencia de inversiones en el sector. Asimismo, analizamos las medidas adoptadas por el Estado peruano para tratar de solucionar el problema y los resultados obtenidos con estas medidas.

Convencidos de que la manera más efectiva de solucionar la crisis del sector eléctrico es promoviendo la inversión en plantas de

generación de electricidad que operen a costos eficientes, desarrollamos dos evaluaciones financieras de proyectos de generación: una planta hidráulica y una planta térmica a gas natural (el gas de Camisea), con el propósito de determinar cuál resulta más eficiente para el sistema de licitación del suministro de energía a precio firme.

Una vez realizadas estas evaluaciones, terminamos exponiendo nuestras conclusiones y proponiendo algunas medidas que consideramos deben ser tomadas en cuenta para perfeccionar el marco legal vigente con el fin de que existan incentivos tangibles para la inversión en generación eléctrica eficiente. Más allá de dictar normas que resuelvan el problema de corto plazo, señalamos que la manera más eficiente de solucionar estructuralmente esta crisis es darle al sector la fortaleza que requiere para afrontar la demanda futura, es decir, incentivar las inversiones para incrementar y hacer más eficiente el parque generador.

Como parte de la metodología de investigación, hemos analizado la información disponible en trabajos de investigación, publicaciones especiales, periódicas e Internet. Luego hemos complementado estas fuentes con entrevistas realizadas a diversos profesionales y especialistas del sector eléctrico de diversas instituciones, como Osinerg, Proinversión, Ministerio de Energía y Minas (Minem), Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía, empresas del sistema financiero y empresas privadas relacionadas con la actividad de generación.

MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO

1. Marco normativo general

Toda actividad económica se desarrolla dentro de un determinado marco legal que abarca no solo la normativa referida específicamente a esta actividad, sino también el esquema institucional y de políticas que todo Estado procura para lograr sus fines en materia económica y social. Con el fin de entender las normas vigentes en el sector eléctrico es necesario conocer el marco normativo general, así como las normas emitidas a favor de la competitividad y la promoción a las inversiones.

En agosto de 1991 se promulgó el Decreto Legislativo N.º 674, con la intención de promover y garantizar las inversiones extranjeras efectuadas y por efectuarse en el país en todos los sectores de la actividad económica y en cualquiera de las formas empresariales o contractuales permitidas por la legislación nacional. Esta ley reconoce para los inversionistas extranjeros los mismos derechos y obligaciones que rigen para los inversionistas nacionales, sin más excepciones que las estipuladas en la Constitución Política del Perú. Igualmente, faculta al Estado a celebrar convenios de estabilidad jurídica con los inversionistas, con el fin de garantizar la estabilidad del régimen tributario vigente al momento de celebrarse el convenio, así como la estabilidad del régimen de libre disponibilidad de divisas y del derecho a la no discriminación.

En noviembre de 1991 se promulgó el Decreto Legislativo N.º 757, Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, el cual garantiza la libre iniciativa privada y el desarrollo de la economía social

de mercado sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica. De esta forma, los precios en la economía se establecen por el libre juego de la oferta y la demanda, según lo dispuesto en la Constitución y las leyes, salvo las tarifas de los servicios públicos, que son fijadas por los organismos reguladores.

También se garantiza a toda empresa el derecho de organizarse bajo cualquier forma empresarial contemplada en la legislación nacional, así como la erradicación de tratos discriminatorios y/o diferenciados en materia cambiaria, precios, tarifas o derechos no arancelarios en cualquier sector, tipo de actividad económica o ubicación geográfica de las empresas.

El Decreto Legislativo N.º 818, promulgado en 1996, establece que la determinación de la cobertura del régimen de recuperación anticipada del impuesto general a las ventas y el plazo de fraccionamiento arancelario serán establecidos según las características de cada contrato. Este decreto afecta a las empresas que suscriban contratos con el Estado al amparo de las leyes sectoriales para exploración, desarrollo y/o explotación de recursos naturales y cuya inversión requiera de un periodo mayor de cuatro años en cualquier actividad económica. Las operaciones productivas serán consideradas como iniciadas cuando se realicen las operaciones de explotación comercial referidas al objeto principal del contrato.

2. Marco regulatorio del sector eléctrico

El marco legal vigente del sector eléctrico se inicia en el año 1992 con la promulgación del Decreto Ley N.º 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), y la posterior promulgación de su reglamento, mediante el D.S. N.º 009-93-EM. El marco legal definido por estas normas fue complementado, entre otros dispositivos¹, en octubre de

1. Otras normas complementarias:

- Ley N.º 26734, publicada el 31 de diciembre de 1996, que crea el organismo de Supervisión de la Inversión en Energía (Osinerg) y que inicialmente comprendía solo la función de fiscalización en el sector energía.

1995 por el D. S. N.º 27-95-ITINCI, en el cual se establece el deber y la facultad del Estado para facilitar y vigilar la libre competencia y combatir toda práctica que la limite, inclusive el abuso de posiciones dominantes, monopólicas y controlistas. Otra norma complementaria fue la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, Ley N.º 26876, de noviembre de 1997, que regula las concentraciones de tipo vertical y horizontal que se produzcan entre empresas que desarrollen actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica. Esta ley establece que aquellas empresas que posean de manera conjunta o separada un porcentaje igual o mayor al 15% del mercado en los actos de concentración horizontal y aquellas que posean un porcentaje mayor de 5% de cualquiera de los mercados involucrados en el caso de actos de concentración vertical deberán solicitar la aprobación previa del Indecopi. Sin dicha aprobación no podrán realizar estos actos y de hacerlo no tendrán efecto legal alguno. Asimismo, señala que si estos actos de concentración tuvieran como efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia, estarán sujetos a la observancia de la autoridad o a la inmediata desconcentración parcial o total de lo que se hubiere concentrado indebidamente. El incumplimiento de la norma facultará al Indecopi a disponer e iniciar las acciones que resulten necesarias, incluyendo las de naturaleza judicial, con el objeto de dejar sin efecto el acto de concentración realizada.

- Ley N.º 27116, publicada el 17 de mayo de 1999, que crea la Comisión de Tarifas de Energía.
- Ley N.º 27239, publicada el 22 de diciembre de 1999, que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Ley N.º 27332, publicada el 29 de julio de 2000, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, que determina la incorporación de la Comisión de Tarifas de Energía a Osinerg.
- Ley N.º 27435, publicada el 16 de marzo de 2001, Ley de Promoción de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas.
- Ley N.º 28447, publicada el 30 de diciembre de 2004, que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas y establece, principalmente, que la fijación de las tarifas en barra sea de periodicidad anual y que el periodo de estudio considerado para el cálculo del precio básico de energía sea de 36 meses (12 anteriores y 24 posteriores al mes de la fijación).

Finalmente, mediante el D.S. 020-97-EM, se promulgan las normas técnicas de calidad que establecen, entre otros aspectos, la regulación de la calidad de los servicios eléctricos.

2.1. Legislación en materia tributaria

Dentro del marco tributario, podemos señalar que se han tomado ciertas medidas para incentivar las inversiones en el sector eléctrico, como las siguientes:

- Mediante el nuevo texto de la Ley del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo, aprobado por el Decreto Legislativo N.º 821 y modificado por el Decreto Legislativo N.º 825, se estableció, entre otros aspectos, la exoneración del impuesto selectivo al consumo a los combustibles que adquieran las empresas de generación y las empresas concesionarias de distribución de electricidad.
 - Se reconoce el beneficio del fraccionamiento arancelario en la importación de bienes de capital, maquinaria y equipos para nuevos proyectos².
 - Celebración de convenios de estabilidad tributaria.
 - Por Ley N.º 28876, publicada el 14 de agosto de 2006, se amplió los alcances del régimen de recuperación anticipada del IGV a las empresas de generación hidroeléctrica. Se estableció que podrán acogerse a esta ley las empresas titulares de concesiones definitivas de generación eléctrica que utilicen recursos hidráulicos y otros renovables, así como las empresas que a la fecha tengan suscritos contratos de concesión definitiva de generación hidroeléctrica, con recursos hidráulicos y otros renovables, siempre que no hayan iniciado operaciones productivas. Esta medi-
2. Artículo 106, inciso a) de la Ley de Concesiones Eléctricas, Título VIII: Garantías y Medidas de Promoción a la Inversión, en el que se señala que la tasa de interés aplicable al fraccionamiento, el plazo para la primera cuota y todas las demás condiciones serán aplicadas por el Ministerio de Economía y Finanzas en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas.

da, que ya es utilizada hace algún tiempo en el sector minero, es indispensable para la ejecución de proyectos de inversión en los cuales existe un periodo preoperativo. En efecto, en este periodo no se registran ingresos sino únicamente gastos de inversión, sobre los cuales se tributa el IGV, y este crédito fiscal no puede ser aplicado hasta que no se registren ingresos por operaciones, lo cual representa un costo adicional al proyecto de inversión, que puede hacerlo inviable en muchos casos.

2.2. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)

La Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento constituyen el marco regulatorio del sector eléctrico. En el momento de su promulgación se introdujeron importantes cambios en el sector, estructurales y operativos, que permitieron el desarrollo de la actividad eléctrica. Entre los cambios fundamentales podemos citar:

- Eliminación del monopolio del Estado y la separación de la industria en tres actividades: generación, transmisión y distribución³. La LCE dispuso la desintegración vertical de las empresas al separarlas en unidades que se dedicarían como actividad esencial a alguna de las tres señaladas. En algunos casos se prohibió la realización de ciertas actividades por parte de la misma empresa.
 - Fomento a la participación del sector privado, instrumentado a través de concesiones o autorizaciones otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, necesarias para operar en cualquiera de las tres actividades del sector. De acuerdo con la LCE, la generación de energía eléctrica se realiza mediante el régimen de concesiones y autorizaciones (artículos 3 y 4 de esta ley).
 - Establecimiento del principio de «acceso abierto» para el uso de las instalaciones de transmisión y distribución. Los generadores
3. La actividad de comercialización minorista es considerada como potencialmente competitiva. Sin embargo, el marco regulatorio no ha reglamentado esta actividad en forma directa y ha quedado implícitamente incluida dentro de la actividad de distribución.

conectados al sistema pagan una compensación para cubrir el costo total de transmisión.

- Segmentación de dos tipos de clientes en función de su demanda por capacidad. Son clientes «regulados» todos aquellos con consumos menores a 1 MW de demanda de potencia (servicio público de electricidad); y clientes «libres», aquellos cuya demanda es mayor o igual a 1 MW (aproximadamente 47% del volumen de ventas)⁴.

2.3. Sistema de fijación tarifaria

La Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento establecen los criterios para calcular las tarifas reguladas del suministro de electricidad. Para dicho fin se toman en cuenta los principales componentes de la industria eléctrica, cada uno de ellos determinados de manera diferente y según lineamientos que, en forma general, explicamos a continuación.

- Energía. Los precios de la energía en hora punta y fuera de dicha hora se calculan como los promedios de los costos variables de generación. Esto implica proyectar el crecimiento de la demanda, las condiciones hidrológicas y el costo de los combustibles. Los precios son diferentes para cada barra del sistema por efecto de las pérdidas en la transmisión.
- Potencia. Los precios de la potencia se calculan sobre la base del valor nuevo de reemplazo y los costos de operación y mantenimiento estándar de la unidad teórica de punta y su conexión al sistema interconectado. Se considera una vida útil de 20 a 30 años para la infraestructura de generación y transmisión; asimismo, los precios de la potencia son distintos para cada barra por efecto de las pérdidas de la transmisión.

4. Esta clasificación ha sido modificada con la Ley N.º 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, que no ha sido reglamentada hasta el momento, y que analizaremos más adelante.

- **Transmisión.** Las tarifas de transmisión se calculan sobre la base del valor nuevo de reemplazo y el costo de operación y mantenimiento estándar de las instalaciones de transmisión económicamente adaptadas. Se considera una vida útil de 30 años.
- **Distribución.** Las tarifas de distribución, conocidas como el valor agregado de distribución, se calculan sobre la base del nuevo valor de reemplazo y el costo de operación y mantenimiento estándar de una red de distribución económicamente adaptada, considerando una vida útil de 30 años, las pérdidas de distribución estándar y los costos eficientes de comercialización.

Como sabemos, los precios que los generadores cobran a los distribuidores para el abastecimiento del mercado regulado, incluidos los costos de transmisión, se denominan precios en barra. La Ley de Concesiones Eléctricas también establece los lineamientos para calcular la denominada tarifa en barra mediante un procedimiento que pasamos a explicar.

2.4. Procedimiento para la fijación de tarifas en barra

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

- Hacer una proyección de la demanda para los próximos 24 meses tomando en cuenta el programa de obras de generación y transmisión posibles de entrar en vigencia durante ese periodo. Esta proyección, asimismo, considerará la oferta y la demanda extranjeras sobre la base de datos históricos de las transacciones del último año.
- Determinar un programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para dicho periodo de 24 meses. Se debe considerar las series hidro-

lógicas históricas, los embalses, los costos del combustible y la tasa de actualización de 12%. El periodo de estudio no solo considerará la proyección de 24 meses, sino también los doce meses anteriores al 31 de marzo de cada año, de los cuales se tomará en cuenta la demanda y el programa de obras históricas.

- Calcular los costos marginales esperados de corto plazo de energía del sistema, según los bloques horarios que establezca la gerencia adjunta de regulación tarifaria del programa de operación o periodo de estudio, que incluye la proyección de 24 meses y los 12 meses históricos.
- Determinar el precio básico de energía por bloques horarios de dicho periodo de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales calculados y la demanda, actualizados al 31 de marzo del año correspondiente.
- Determinar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema, así como calcular la anualidad de la inversión según la tasa de actualización del 12%. Según la metodología de este procedimiento, se determina que el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico es una turbina a gas de tipo industrial operada con petróleo diésel. Se indica además que la revisión de esta unidad se hará cuando la operación se realice con un combustible más económico.
- Determinar el precio básico de la potencia de punta y el precio de la potencia de punta en barra, para cada una de las barras del sistema. Para dicho fin se multiplica el precio básico de la potencia de punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el peaje por conexión.
- Determinar el precio de energía en barra para cada una de las barras del sistema, para lo cual se multiplica el precio básico de la energía de cada bloque horario por el factor de pérdidas de energía.

- Finalmente, calcular para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

Como mencionamos, la tarifa en barra incluye los costos de transmisión, esto significa que los generadores conectados al sistema principal de transmisión abonarán mensualmente una compensación para cubrir el costo total de transmisión. Este costo comprende la anualidad de la inversión, la misma que considerará el valor nuevo de reemplazo, su vida útil y la tasa de actualización de 12%, así como los costos estándares de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado.

La compensación referida es abonada mediante dos conceptos:

- Ingreso tarifario, que se calcula en función de la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas tarifas en barra.
- Peaje por conexión, que es la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario. Este peaje por conexión está incluido en la tarifa en barra.

2.5. Valor agregado de distribución

Las tarifas para los usuarios finales del servicio público de electricidad están compuestas por la tarifa en barra, que como hemos explicado remunera las actividades de generación y transmisión, y por el valor agregado de distribución, que remunera la actividad de distribución de electricidad.

Para el cálculo del valor agregado de distribución se utilizará como base una empresa modelo eficiente, considerando los costos asociados al usuario⁵ de forma independiente a su demanda de po-

5. Los costos asociados al usuario o cargos fijos considerados son: lectura de medidor, procesamiento y emisión del recibo o factura y reparto y cobranza del recibo o factura.

tencia y energía, las pérdidas estándares de distribución, tanto en potencia como en energía, y los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada.

El costo de inversión que se considerará para el cálculo del valor agregado de distribución será la anualidad del valor nuevo de reemplazo del sistema económicamente adaptado⁶ y su vida útil, así como, la tasa de actualización de 12%.

El valor nuevo de reemplazo es la metodología que debe seguirse para calcular el valor de los activos de la infraestructura eléctrica. Desempeña un rol fundamental en la fijación de las tarifas eléctricas de distribución, ya que se utiliza para limitar la discrecionalidad del regulador en la fijación tarifaria.

2.6. Garantía por Red Principal de Camisea

Mediante la Ley N.º 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de La Industria del Gas Natural, el Estado peruano creó un mecanismo denominado Garantía por Red Principal (GRP), para garantizar los ingresos iniciales del proyecto Camisea.

Camisea necesitaba 700 kilómetros de gaseoducto para llegar a Lima, su principal mercado de consumo y vía para cualquier posibilidad de exportación, y las dimensiones mínimas a corto plazo de este mercado hacían poco viable económicamente cualquier decisión de inversión; por lo tanto, se debía buscar una solución que permitiera lograr el financiamiento.

En vista de que la utilización del gas natural en la generación eléctrica constituye un sustituto perfecto del combustible importa-

6. El sistema económicamente adaptado es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, lo que procura el menor costo y el mantenimiento de la calidad del servicio.

do, lo cual implica un beneficio directo a los consumidores de electricidad, se decidió crear este mecanismo de garantía o compensación. Se hizo mediante un recargo en los costos que componen la tarifa al consumidor final de electricidad.

La Ley N.º 27133, denominada Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, en su artículo 7, establece claramente cómo se determina esta Garantía por Red Principal. Señala que será la CTE, ahora Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinerg (GART), la que incorporará periódicamente a las tarifas eléctricas este concepto de la GRP en el rubro correspondiente al peaje del sistema principal de transmisión.

Mediante informe Osinerg-GART/DGN N.º 030-2006 y en cumplimiento de lo establecido en el numeral 7.6 de la Ley N.º 27133, la Gerencia de Regulación Tarifaria de Osinerg elaboró, por tercer año consecutivo, los cálculos para la determinación de la Garantía por Red Principal. Dichos cálculos se hicieron luego de algunos recursos de reconsideración presentados por el Comité Económico del Sistema y la empresa Edegel sobre la proyección de la demanda de electricidad, ya que los primeros cálculos no consideraron el ingreso de importantes proyectos mineros, como la ampliación de Cerro Verde.

Así, una vez considerados todos los factores, se realizó un nuevo cálculo de la GRP para el tercer año, lo que significó un incremento de 0,16% respecto al primer año y una disminución de 36,1% respecto al segundo año. En conjunto, esto dio como resultado, tanto para el transporte (Transportadora de Gas del Perú, TGP) como para la distribución (Cálidda), un valor de peaje total de 1 916 dólares por kW-mes.

Debemos considerar que así como se estableció que los usuarios finales de electricidad serían los que asumieran la GRP, se estableció también, en el numeral 8.4.4.1 del contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el lote 88 —suscrito entre Perupetro S.A., en representación del Estado peruano, y Pluspetrol Peru Corpora-

tion Sucursal del Perú, Hunt Oil Company of Perú L.L.C. Sucursal del Perú, SK Corporation Sucursal Peruana, e Hidrocarburos Andino S.A.C.—, que a la fecha de inicio de extracción comercial el precio del gas sin impuestos para las empresas de generación eléctrica será de máximo 1 dólar por millón de BTU⁷. Dicho precio se encuentra sujeto a un factor de reajuste anual relacionado con el precio del fuel oil N.º 6 en los mercados de US Gulf Coast Waterbone, Róterdam y Nueva York.

A la fecha, el precio del gas natural para generación, producto de la renegociación del contrato entre el Estado peruano y las empresas que realizan la explotación, se encuentra fijado en 1,3693 dólares por millón de BTU.

2.7. Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

La coordinación técnica para la operación de las centrales eléctricas, la optimización económica del sistema y una serie de actividades de tipo económico son llevadas a cabo por una entidad independiente llamada Comité de Operación Económica del Sistema, COES.

Mediante la Ley de Concesiones Eléctricas se establece un sistema de compensaciones o transferencias entre generadores. Las transferencias sirven para liquidar las diferencias entre lo contratado y lo efectivamente producido por los generadores. Estas transferencias de energía en el Sistema Interconectado se calculan valorizándolas al costo marginal de corto plazo. El sistema de transferencias y la labor de despacho en tiempo real de las unidades de generación son administrados por el COES.

Actualmente la estructura y la composición del COES han sido cambiadas por la Ley N.º 28832, con el fin de eliminar los factores

7. British Thermal Unit, unidad inglesa de energía que se usa muy frecuentemente en la generación a gas. Representa la cantidad de energía que se requiere para elevar 1 grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.

que puedan representar una barrera de acceso al mercado, además de promover la competencia entre los actuales y futuros agentes del mercado y darle mayor solidez y desarrollo al mercado *spot* o de corto plazo; pero estos cambios en la estructura aún no han sido implementados.

El COES tiene como finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del sistema y administrar el mercado de corto plazo.

La programación del despacho económico de las unidades de generación se realiza minimizando en todo momento el costo variable de producción del conjunto, independientemente de los contratos que puedan existir entre los generadores y los distribuidores o entre los generadores y los clientes libres. Los contratos resultan, por tanto, obligaciones estrictamente financieras. Ello origina un sistema de liquidaciones (mercado de corto plazo) en el cual las transferencias de potencia y energía entre generadores son determinadas y valorizadas por el COES.

La remuneración de la generación se efectúa por capacidad y por energía, como ya lo hemos explicado líneas arriba, y los pagos que recibe el generador por sus contratos comprenden parte de los pagos (peajes) por la utilización de los sistemas de transmisión, los cuales luego debe transferir a los respectivos titulares de transmisión. La administración de estos pagos se hace dentro del COES con las reglas establecidas en la ley.

En conjunto el generador puede tener los siguientes ingresos o cargos:

- Ingresos según el contrato pactado con clientes. Si el cliente es una distribuidora y el suministro es para el mercado regulado, se aplican los precios en barra.

- Transferencias de energía, que constituyen la diferencia entre las inyecciones y los retiros. Las inyecciones, es decir, la producción de energía de la central de generación, se valorizan al costo marginal de corto plazo de la barra donde se inyecta. De igual forma los retiros, la energía efectivamente vendida al cliente, se valorizan al costo marginal de la barra donde se retira la energía para entrega al cliente. Las transferencias totales de un generador pueden ser positivas o negativas dependiendo de los costos marginales en las barras y de la diferencia entre la energía inyectada y la retirada.
- Los ingresos o transferencias de potencia. Los generadores que venden potencia a un cliente transfieren este dinero⁸ a la bolsa de potencia para ser repartido entre todos los generadores que tienen derecho a cobrar⁹. La bolsa de potencia define dos mecanismos de pago: por disponibilidad y por despacho. El mecanismo de pago por disponibilidad significa que se paga a las centrales presentes y que estén por debajo del límite de reserva definido por el Ministerio de Energía y Minas de acuerdo con la potencia firme reconocida. El mecanismo de pago por despacho reasigna el dinero recaudado a lo largo del año de acuerdo con un precio¹⁰ por MW.h, de tal forma que el pago al generador se hace multiplicando este precio por la energía producida en cada hora.
- Los egresos por la operación de la central. La operación de la central es ordenada por el COES de acuerdo con los costos variables

8. El cliente paga el producto de su máxima demanda mensual por el precio de potencia. El precio de potencia incluye el costo de la turbina de gas más dos factores que reconocen la indisponibilidad de la máquina de punta y el margen de reserva del sistema.

9. El Ministerio de Energía y Minas define un margen de reserva (diferente del margen contenido en el precio de la potencia) que determina hasta dónde se ubicarán las máquinas, ordenadas de menor a mayor costo variable, con derecho a cobrar la potencia.

10. Este precio se determina en forma proporcional a la probabilidad de falla del sistema.

de operación. Se permite que las centrales a gas natural puedan declarar por una sola vez al año su costo variable de operación.

En el caso de la energía, la LCE hace una distinción clara entre los precios fijados por el regulador, Osinerg, y los precios basados en costos marginales de corto plazo para saldar las transferencias entre generadores (denominado mercado de corto plazo del COES). Los precios del regulador (precio básico de la energía) constituyen valores estables, deberían ser equivalentes a los costos marginales de corto plazo, que aplicados a la energía vendida permitan obtener los mismos ingresos que se lograrían por aplicación de los costos marginales de corto plazo esperados. Esto, como sabemos, no se produce, pero lo analizaremos más adelante.

La equivalencia se efectúa para un periodo de 3 años, 12 meses del pasado y 24 meses del futuro, y se determinan como la media de los costos marginales de los próximos 2 años (antes la proyección era de 4 años), proyectando la demanda y considerando el parque de generación comprometido o factible de entrar en operación durante el periodo. El precio básico de la energía se acepta como tarifa si se verifica que los precios en barra determinados de esta manera no difieren del precio promedio ponderado de los precios del mercado libre (clientes mayores a 1 MW) en más o menos 10%¹¹.

11. En el tema de la comparación existen algunas inconsistencias observadas por el regulador. Por un lado, se comparan precios de contratos de diferente naturaleza (libre frente a regulado), donde muchas veces el precio ofrecido al cliente libre tiene inherente una diferente estructura de consumo o mayores exigencias de calidad o fiabilidad que las exigidas al mercado regulado. Por otro lado, el precio libre para fines de comparación se determina en función de los últimos 6 meses, mientras que el precio regulado mira el futuro. Debido a la falta de transparencia en los contratos libres, en el año 1999 se hizo una modificación a la LCE para exigir que los contratos fueran de dominio público y puestos a disposición del regulador y, además, que los precios en las facturas deberían ser desagregados en sus componentes básicos (generación, transmisión y distribución).

EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

1. Actores del mercado eléctrico

Con la aprobación de la Ley de Concesiones Eléctricas¹ y su posterior reglamentación², se eliminó el monopolio del Estado en todas las actividades que forman parte de la industria eléctrica y se dispuso la separación de esta en tres actividades: generación, transmisión y distribución.

La actividad de comercialización minorista (a clientes finales, sean regulados o libres) es considerada como potencialmente competitiva. Sin embargo, el marco regulatorio no ha reglamentado esta actividad en forma directa, quedando implícitamente incluida dentro de las actividades de distribución y generación.

En este sentido, podemos señalar que los principales actores de la industria eléctrica son las empresas de capitales privados y estatales dedicadas a las actividades de generación, transmisión y distribución. También encontramos a las instituciones encargadas de regular, supervisar, fiscalizar e imponer sanciones a las actividades que desarrollan las empresas que participan en el mercado eléctrico.

1. Decreto Ley N.º 25844, publicado el 19 de noviembre de 1992.

2. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante D.S. N.º 009-93-EM.

Al respecto, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, Osinerg³, fue creado en el año 1996 como organismo público encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente.

Posteriormente, con la aprobación de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos⁴, se le asignó a los organismos reguladores las funciones de supervisión, regulación, fiscalización y sanción, normativa, solución de controversias y solución de reclamos. Según esta ley, Osinerg asume las funciones de regulación que hasta esa fecha venía desarrollando la ex Comisión de Tarifas de Energía (CTE). Luego, con la promulgación de la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinerg⁵, se amplían las facultades del organismo regulador, otorgándosele mayores prerrogativas dentro de su facultad sancionadora.

Otro actor importante en el mercado eléctrico es el Ministerio de Energía y Minas (Minem), organismo central y rector del sector energía y minas e integrante del Poder Ejecutivo. El Minem tiene como finalidad formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del gobierno, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero-energéticas. Asimismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a las actividades minero-energéticas. Además, tiene como objetivo promover el desarrollo integral de las actividades minero-energéticas normando, fiscalizando y/o supervisando, según sea el caso, así como cautelando el uso racional de los recursos naturales

3. Osinerg fue creado mediante la Ley N.º 26734, publicada el 31 de diciembre de 1996.

4. Ley N.º 27332, publicada el 29 de julio de 2000.

5. Ley N.º 27699, del 16 de abril de 2002.

en armonía con el medio ambiente. Dentro de la estructura orgánica del Minem se encuentra la Dirección General de Electricidad, que es el órgano técnico normativo encargado de proponer y evaluar la política del subsector electricidad; proponer y/o expedir, según sea el caso, la normatividad necesaria de dicho subsector; promover, además, el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; y ejercer el rol concedente a nombre del Estado para el desarrollo de las actividades eléctricas.

Otro actor importante dentro de la actividad eléctrica es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-Sinac), organismo técnico formado por los titulares de las centrales de generación y los sistemas de transmisión cuyas instalaciones se encuentran interconectadas en el sistema nacional. El COES-Sinac tiene por principal función coordinar la operación del sistema interconectado nacional al mínimo costo, procurando garantizar la seguridad y la calidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Como hemos señalado, el mercado eléctrico peruano está formado por empresas que desarrollan directamente actividades de generación, transmisión y distribución, así como por organismos que regulan el desarrollo de dichas actividades, ya sea dictando las disposiciones legales y técnicas aplicables a dichas actividades, supervisando el cumplimiento de las mismas o, si es el caso, aplicando las sanciones en caso de incumplimientos de la normatividad vigente.

2. Oferta de potencia y energía eléctrica

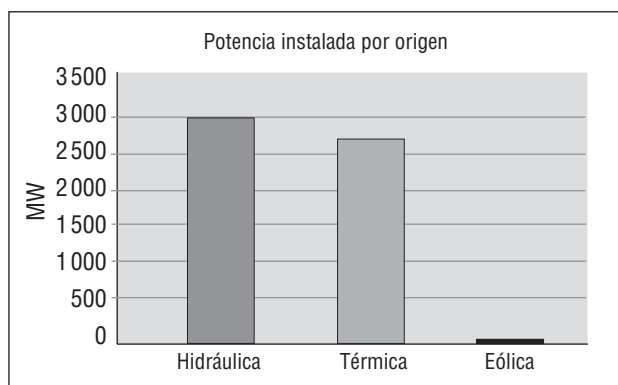
La oferta de potencia y energía eléctrica está constituida por la producción de las plantas de generación de electricidad ubicadas a lo largo de todo el territorio del país. La suma de la capacidad de generación de cada una de las plantas existente se denomina potencia instalada.

2.1. Potencia instalada

La potencia instalada del mercado eléctrico peruano alcanza los 6 201 MW, de los cuales 52% es de origen hidráulico; y 48%, de origen térmico. Según el tipo de servicio, 5 221 MW corresponden al mercado eléctrico (84%) y 980 MW (16%) al segmento de uso propio (ver cuadro 2.1).

Cuadro 2.1. Potencia instalada según origen y tipo de servicio (MW)

Origen \ Servicio	Hidráulica	Térmica	Eólica	Total	%
Para mercado eléctrico	3119	2101	0,7	5221	84
Para uso propio	88	892		980	16
Total	3207	2993	0,7	6201	
	52%	48%	0%	100%	



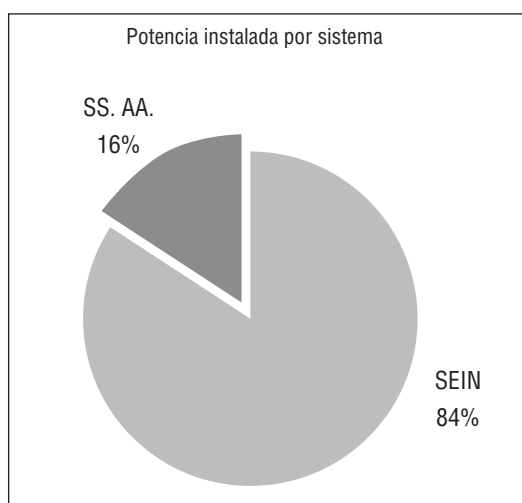
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) alcanza los 5 193 MW (59% de origen hidráulico y 41% de origen térmico) y la capacidad instalada de los sistemas aislados (SS. AA.) es de 1 008 MW, lo que representa el 84% y el 16% de la capacidad instalada total del país, respectivamente (ver cuadro 2.2).

Las centrales hidroeléctricas que conforman el parque generador del ámbito nacional acumulan una potencia instalada de 3 207 MW, que representa el 52% del total, y entre ellas la central hidroeléctrica

Cuadro 2.2. Potencia instalada según origen y tipo de interconexión (MW)

Origen \ Servicio	Hidráulica	Térmica	Eólica	Total	%
SEIN	3057	2136		5193	84
SS. AA.	150	857	0,7	1008	16
Total	3207	2993	0,7	6201	
	52%	48%	0%	100%	



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Santiago Antúnez de Mayolo es la de mayor capacidad instalada, con 798 MW. Las empresas más representativas respecto a la capacidad instalada hidroeléctrica del mercado eléctrico son Electroperú S.A., con 32%, y Edegel S.A.A., con 24% (ver cuadro 2.3).

Las centrales termoeléctricas que forman el sistema de generación del país tienen una capacidad instalada de 2 993 MW y representan el 48% del total. Entre las centrales más representativas se encuentran la Ventanilla, cuya capacidad actual es de 492 MW, Santa Rosa, cuya capacidad es de 281 MW, e Ilo I, con 269 MW de capacidad (ver cuadro 2.4).

En el cuadro 2.5 detallamos el número de centrales y grupos de generación por cada una de las empresas que realizan esta actividad.

Cuadro 2.3. Centrales hidráulicas representativas

Empresa	Central	Potencia instalada		Producción	
		(MW)	% P.I.	GW.h	% P.B.
Electroperú S.A.	Santiago Antúnez de Mayolo	798	13	5116	20
	Restitución	215	3	1645	6
Edegel S.A.A.	Huinco	258	4	1017	4
	Chimay	153	2	799	3
	Matucana	129	2	819	3
	Cañón del Pato	264	4	1540	6
Duke Energy Egenor S. en C. por A.	Cañón del Pato	264	4	1540	6
Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A.	Charcani V	145	2	479	2
Energía del Sur S.A.	Yucatán	134	2	250	1
Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	San Gabán II	113	2	754	3
Empresa de Electricidad de los Andes S.A.	Yaupi	108	2	753	3

% P.I.: Porcentaje con relación a la potencia instalada total.

% P.B.: Porcentaje con relación a la producción de energía total.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Cuadro 2.4. Centrales térmicas representativas

Empresa	Central	Potencia instalada		Producción	
		(MW)	% P.I.	GW.h	% P.B.
Edegel S.A.A.	Ventanilla (inc. C.C.)	492	5	1 867	7
	Santa Rosa	281	5	426	2
Energía del Sur S.A.	Ilo I	269	4	831	3
	Ilo II	141	2	1 300	5
Termoselva S.R.L.	Aguaytía	183	3	1 291	5
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Malacas	155	3	554	2
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	Mollendo	107	2	80	0,3

% P.I.: Porcentaje con relación a la potencia instalada total.

% P.B.: Porcentaje con relación a la producción de energía total.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Cuadro 2.5. Centrales de generación por empresa

N.º	Empresas	N.º de centrales	N.º de grupos	Hidráulicas		Térmicas						
				N.º de centrales	N.º de grupos	N.º de centrales	EL	TG	TV	CC		
1	Central Hidroeléctrica de Langui S.A.	1	1	1	1							
2	Cía. Hidroeléctrica San Hilarión S.A.	1	1	1	1							
3	Consorcio Energético Huancavelica S.A.	3	7	3	7							
4	Duke Energy Egenor S. en C. por A.	8	35	2	9	6	22	4				
5	Edegel S.A.A.	8	24	7	18	1		6				
6	Edelnor S.A.A.	6	12	5	10	1	2					
7	Eilhicha S.A.	2	2	2	2							
8	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	1	1	1	1							
9	Electro Oriente S.A.	48	97	6	14	42	83					
10	Electro Pangoa S.A.	1	1			1	1					
11	Electro Puno S.A.A.	1	2	1	2							
12	Electro Sur Este S.A.A.	13	34	8	15	5	19					
13	Electro Sur Medio S.A.A.	7	9	4	5	3	4					
14	Electro Ucayali S.A.	5	11	1	2	4	7			2		
15	Electro Centro S.A.	19	33	16	29	3	4					
16	Electro Noroeste S.A.	13	28	6	10	7	18					
17	Electro Norte Medio S.A., Hidrandina	18	40	12	25	6	15					
18	Electro Norte S.A.	24	33	12	18	12	15					
19	Electroperú S.A.	3	12	2	10	1	2					
20	Empresa de Electricidad de los Andes S.A.	4	15	4	15							
21	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.	8	18	7	14	1	4					



Cuadro 2.5 continuación

N.º	Empresas	N.º de centrales	N.º de grupos	Hidráulicas		Térmicas				
				N.º de centrales	N.º de grupos	N.º de centrales	EL	TG	TV	CC
22	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	8	25	6	14	2	5	2	3	1
23	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	4	9	2	3		6			
24	Empresa de Generación Eléctrica Machu Picchu S.A.	3	12	2	5	1	7			
25	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	3	11	1	2	2	9			
26	Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.	1	2			1		2		
27	Empresa de Generación y Comercialización de Servicio Público de Electricidad Pangoa S.A.	1	1	1	1					
28	Empresa Eléctrica de Piura S.A.	1	4			1		4		
29	Energía del Sur S.A.	3	11	1	3	2	1	2	5	
30	Generación Eléctrica Atocongo S.A.	1	7			1	7			
31	Inade, Proyecto Especial Chavimochic	2	4	1	3	1	1			
32	Minera Colquirrumi S.A.	1	1	1	1					
33	Shougang Generación Eléctrica S.A.A.	1	4			1	1		3	
34	Sindicato Energético S.A.	2	4	2	4					
35	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	17	40	8	13	9	27			
36	Sociedad Minera Corona S.A.	3	4	3	4					
37	Termoselva S.R.L.	1	2			1		2		
	Total mercado eléctrico	246	557	129	261	117	260	22	13	1

EL: Grupo electrógeno TG: Turbina a gas TV: Turbina a vapor

CC: Ciclo combinado

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Con relación al sistema donde se encuentran las centrales de generación, el 84% de la potencia instalada nacional se encuentra conectada al sistema interconectado nacional, mientras el 16% de la potencia instalada nacional corresponde a sistemas aislados.

Considerando la potencia instalada de cada una de las empresas que realizan actividad de generación, Edegel S.A.A. es la empresa que cuenta con la mayor potencia instalada, con 1 049 MW (sin incluir la reciente inauguración de su planta de ciclo combinando), seguida de Electroperú S.A., con 1 032 MW, Energía del Sur S.A., con 543,1 MW y Duke Energy Egenor S. en C. por A., con 522,44 MW. El cuadro 2.6. muestra la potencia instalada de cada una de las empresas que realizan actividad de generación.

Cuadro 2.6. Potencia instalada por empresa y origen (en MW)

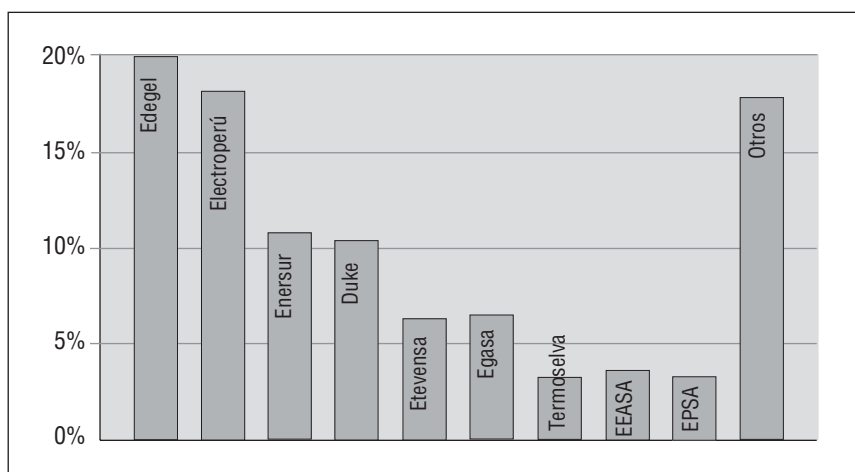
N.º	Empresas	Total por origen			Total empresa	
		Hidráulica	Térmica	Eólica	Total	en %
1	Central Hidroeléctrica de Langui S.A.	3,30			3,30	0,067%
2	Cía. Hidroeléctrica San Hilarión S.A.	0,59			0,59	0,012%
3	Consortio Energético Huancavelica S.A.	2,99			2,99	0,061%
4	Duke	358,51	150,42		508,93	10,395%
5	Edegel	749,38	229,11		978,49	19,986%
6	Edelnor S.A.A.	2,15	0,22		2,37	0,048%
7	Eilhicha S.A.	2,17			2,17	0,044%
8	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	1,50			1,50	0,031%
9	Electro Oriente S.A.	23,72	86,40		110,12	2,249%
10	Electro Pangoa S.A.		0,24		0,24	0,005%
11	Electro Puno S.A.A.	2,40			2,40	0,049%
12	Electro Sur Este S.A.A.	6,04	9,31		15,35	0,314%
13	Electro Sur Medio S.A.A.	0,89	1,27		2,16	0,044%
14	Electro Ucayali S.A.	0,37	50,86		51,23	1,046%
15	Electro Centro S.A.	18,21	2,30		20,51	0,419%
16	Electro Noroeste S.A.	2,42	8,40		10,83	0,221%
17	Electro Norte Medio S.A., Hidrandina	10,61	8,81		19,42	0,397%
18	Electro Norte S.A.	6,19	4,76		10,95	0,224%



Cuadro 2.6 continuación

N.º	Empresas	Total por origen			Total empresa	
		Hidráulica	Térmica	Eólica	Total	en %
19	Electroperú	865,84	18,09		883,93	18,054%
20	Eeasa	172,08			172,08	3,515%
21	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.	91,55	25,54		117,09	2,392%
22	Egasa	171,06	152,36		323,42	6,606%
23	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	36,20	26,63		62,83	1,283%
24	Empresa de Generación Eléctrica Machu Picchu S.A.	91,02	15,62		106,64	2,178%
25	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	113,10	15,65		128,75	2,630%
26	Etevensa		315,32		315,32	6,440%
27	Empresa de Generación y Comercialización de Servicio Público de Electricidad Pangoa S.A.	0,30			0,30	0,006%
28	Epsa		142,76		142,76	2,916%
29	Enersur	133,50	398,68		532,18	10,870%
30	Generación Eléctrica Atocongo S.A.		41,75		41,75	0,853%
31	Inade, Proyecto Especial Chavimochic	7,68	0,15		7,83	0,160%
32	Minera Colquirrumi S.A.	1,00			1,00	0,020%
33	Shougang Generación Eléctrica S.A.A		67,21		67,21	1,373%
34	Sindicato Energético S.A.	28,24			28,24	0,577%
35	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	3,31	9,57		12,88	0,263%
36	Sociedad Minera Corona S.A.	21,30			21,30	0,435%
37	Termoselva		165,19		165,19	3,374%
38	Municipios, comunidades, caseríos, etc.	8,14	12,92	0,70	21,76	0,444%
	Otros				0,00	17,845%
Total por sistema de origen		2 935,77	1 959,53	0,70	4 895,99	100%
Total por sistemas		4 895,99				

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Gráfico 2.1. Potencia instalada del mercado eléctrico

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

2.2. Potencia efectiva

La potencia efectiva del mercado eléctrico peruano alcanzó los 5611 MW, con lo que se registró un incremento de 3,4% con relación a la potencia efectiva del año 2004. El 53% de la potencia efectiva es de origen hidráulico y 47% es de origen térmico; de esta manera se confirma la ligera prelación del recurso hidráulico frente al térmico en la industria de la generación.

Teniendo en consideración el tipo de servicio, la potencia efectiva para el mercado eléctrico peruano alcanzó los 4799 MW, cifra que significa el 86% de la potencia efectiva total. Por otro lado la potencia efectiva destinada a uso propio de los generadores llegó a 812 MW, lo que representa el 14% de la potencia instalada nacional.

Considerando el sistema al que pertenecen las centrales de generación, la capacidad efectiva del SEIN fue de 4747 MW (60% hidráulico y 40% térmico), mientras que los sistemas aislados alcanzaron los 864 MW.

Las centrales hidroeléctricas que forman el parque generador nacional alcanzan una potencia efectiva de 2989 MW, lo que representa el 53% del total de potencia efectiva nacional. La central hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo, operada por la empresa estatal Electroperú S.A., es la más representativa, con 650 MW. Las empresas que cuentan con mayor capacidad efectiva hidroeléctrica en el mercado eléctrico son Electroperú S.A., con 29%, y Edegel S.A.A., con 25%.

Por su parte, las centrales termoeléctricas que forman el sistema de generación del país cuentan con una capacidad de 2621 MW y representan el 47% del total. Entre las centrales de mayor potencia efectiva se encuentran: Ventanilla —operada por la empresa Eteven—, con 315 MW, Ilo I, con 258 MW, y Santa Rosa, con 229 MW. Las empresas con unidades de mayor potencia efectiva de origen térmico en el mercado eléctrico son Energía del Sur S.A., con 15%, y la Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A., con 12%.

Cuadro 2.7. Potencia efectiva por empresa y origen (en MW)

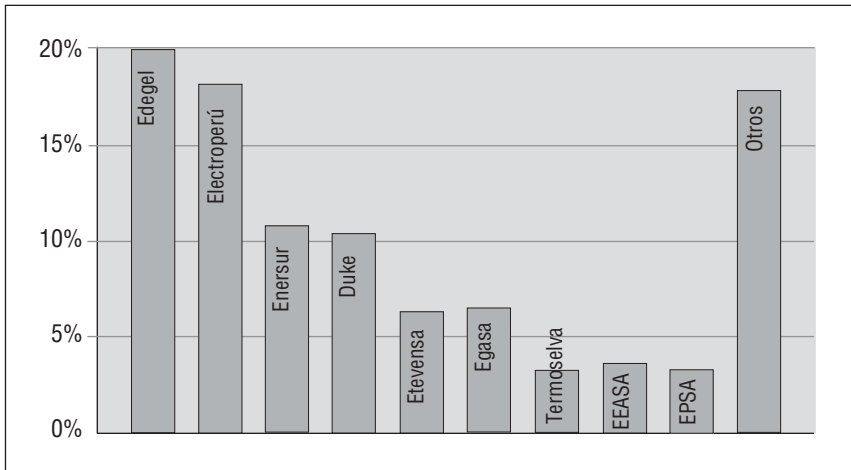
N°	Empresas	Total por origen			Total	
		Hidráulica	Térmica	Eólica	Empresa	%
1	Central Hidroeléctrica de Langui S.A.	3,30			3,30	0,069%
2	Cía. Hidroeléctrica San Hilarión S.A.	0,25			0,25	0,005%
3	Consortio Energético Huancavelica S.A.	2,76			2,76	0,058%
4	Duke Energy Egenor S. en C. por A.	358,51	150,42		508,93	10,606%
5	Edegel S.A.A.	749,38	229,11		978,49	20,391%
6	Edelnor S.A.A.	2,00			2,00	0,042%
7	Eilhicha S.A.	1,88			1,88	0,039%
8	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	1,70			1,70	0,035%
9	Electro Oriente S.A.	22,92	71,71		94,63	1,972%
10	Electro Pangoa S.A.	0,00			0,00	0,000%
11	Electro Puno S.A.A.	2,20			2,20	0,046%
12	Electro Sur Este S.A.A.	5,43	8,91		14,34	0,299%
13	Electro Sur Medio S.A.A.	0,44	1,21		1,65	0,034%
14	Electro Ucayali S.A.	0,37	25,43		25,80	0,538%
15	Electro Centro S.A.	14,53	5,47		19,99	0,417%



Cuadro 2.7 continuación

N°	Empresas	Total por origen			Total	
		Hidráulica	Térmica	Eólica	Empresa	%
16	Electro Noroeste S.A.	2,23	6,15		8,38	0,175%
17	Electro Norte Medio S.A., Hidrandina	9,81	1,26		11,07	0,231%
18	Electro Norte S.A.	5,07	2,38		7,45	0,155%
19	Electroperú S.A.	865,84	18,09		883,93	18,420%
20	Empresa de Electricidad de los Andes S.A.	172,08			172,08	3,586%
21	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.	90,88	17,66		108,54	2,262%
22	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	171,06	152,36		323,42	6,740%
23	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	34,90	26,33		61,23	1,276%
24	Empresa de Generación Eléctrica Machu Picchu S.A.	86,27	12,07		98,34	2,049%
25	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	113,10	7,83		120,93	2,520%
26	Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.		315,32		315,32	6,571%
27	Empresa de Generación y Comercialización de Servicio Público de Electricidad Pangoa S.A.	0,29			0,29	0,006%
28	Empresa Eléctrica de Piura S.A.		142,76		142,76	2,975%
29	Energía del Sur S.A.	133,50	398,68		532,18	11,090%
30	Generación Eléctrica Atocongo S.A.		37,50		37,50	0,781%
31	Inade, Proyecto Especial Chavimochic	7,44			7,44	0,155%
32	Minera Colquirrumi S.A.	0,40			0,40	0,008%
33	Shougang Generación Eléctrica S.A.A.		65,75		65,75	1,370%
34	Sindicato Energético S.A.	28,20			28,20	0,588%
35	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	2,93	6,78		9,71	0,202%
36	Sociedad Minera Corona S.A.	20,54			20,54	0,428%
37	Termoselva S.R.L.		165,19		165,19	3,442%
38	Municipios, comunidades, caseríos, etc.	8,56	10,84	0,7	20,10	0,419%
	Total por sistema de origen	2 918,77	1 879,19	0,70	4 798,66	100%
	Total por sistemas	4 798,66				

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Gráfico 2.2 Potencia efectiva para el mercado eléctrico

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

2.3. Producción de energía

La producción de energía eléctrica del mercado peruano es de 25510 GW.h y presenta un incremento anual de 5%. Según el tipo de servicio, la producción de energía eléctrica para su comercialización en el mercado eléctrico es de 23811 GW.h, lo cual representa el 93% de la energía total producida, y la producción destinada al uso propio de los generadores es de 1699 GW.h, equivalente al 7 % del total.

Considerando el sistema eléctrico al que pertenecen los generadores, la producción de energía eléctrica del SEIN es de 23434 GW.h, lo que significa el 92% del total de la energía producida a nivel nacional. En los sistemas aislados se genera 2076 GW.h, equivalente al 8% de la generación nacional.

Teniendo en cuenta la fuente de generación, el recurso hidráulico sirve para la generación de 17977 GW.h, lo que representa el 70% del total de energía producida en el país; la central hidroeléctrica de mayor contribución al mercado eléctrico es la de Santiago Antúnez de Mayolo, con 5116 GW.h.

El dato señalado corrobora el grado de dependencia del mercado eléctrico peruano respecto del recurso hídrico para la producción de energía. Es por este motivo que una variación respecto a los volúmenes de lluvia afectan directamente los sistemas de precios de la energía comercializada en el mercado eléctrico del país, conforme lo analizaremos con mayor detenimiento más adelante.

Considerando las empresas del mercado eléctrico, la de mayor producción de energía de origen hidráulico es Electroperú, con 38%, seguida de Edegel S.A.A., con 23%, ambos porcentajes respecto a la producción total para el mercado eléctrico. Respecto a la producción de energía de origen térmico, esta es de 7 531 GW.h, que representa el 30% del total de energía producida en el país. Las centrales térmicas de mayor contribución para el mercado eléctrico son: Ventanilla (1 867 GW.h), Aguaytía (1 291 GW.h), Ilo II (831 GW.h), Malacas (516 GW.h) e Ilo I (469 GW.h). Las empresas con mayor producción de energía eléctrica de origen térmico para el mercado eléctrico son Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A., con 25%, y Energía del Sur S.A., con 17%.

Cuadro 2.8. Producción de energía eléctrica para el mercado eléctrico (GW.h)

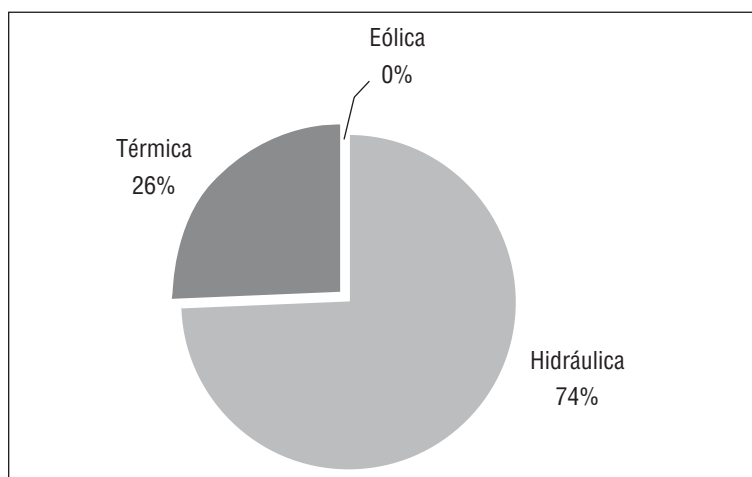
N°	Empresas	Total por origen			Total	
		Hidráulica	Térmica	Eólica	Empresa	%
1	Central Hidroeléctrica de Langui S.A.	17,45			17,45	0,073%
2	Cía. Hidroeléctrica San Hilarión S.A.	0,37			0,37	0,002%
3	Consortio Energético Huancavelica S.A.	16,95			16,95	0,071%
4	Duke Energy Egenor S. en C. por A.	2017,31	69,18		2086,49	8,763%
5	Edegel S.A.A.	4127,15	425,97		4553,12	19,122%
6	Edelnor S.A.A.	5,03			5,03	0,021%
7	Eilhicha S.A.	2,45			2,45	0,010%
8	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	10,64			10,64	0,045%
9	Electro Oriente S.A.	85,23	271,51		356,74	1,498%
10	Electro Pangoa S.A.				0.00	0.000%
11	Electro Puno S.A.A.	14,57			14,57	0,061%



Cuadro 2.8 continuación

N°	Empresas	Total por origen			Total	
		Hidráulica	Térmica	Eólica	Empresa	%
12	Electro Sur Este S.A.A.	33,44	22,28		55,71	0,234%
13	Electro Sur Medio S.A.A.	0,87	1,24		2,11	0,009%
14	Electro Ucayali S.A.	1,43	72,48		73,91	0,310%
15	Electro Centro S.A.	66,19	0,26		66,45	0,279%
16	Electro Noroeste S.A.	12,98	2,02		15,00	0,063%
17	Electro Norte Medio S.A., Hidrandina	34,42	0,14		34,56	0,145%
18	Electro Norte S.A.	15,97	1,10		17,07	0,072%
19	Electroperú S.A.	6 760,91	50,57		6 811,48	28,607%
20	Empresa de Electricidad de los Andes S.A.	1 047,26			1 047,26	4,398%
21	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.	478,91	4,83		483,74	2,032%
22	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	665,64	107,17		772,81	3,246%
23	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	109,07	86,30		195,36	0,820%
24	Empresa de Generación Eléctrica Machu Picchu S.A.	748,23	0,06		748,29	3,143%
25	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	754,32	2,97		757,29	3,180%
26	Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.		1 866,90		1 866,90	7,841%
27	Empresa de Generación y Comercialización de Servicio Público de Electricidad Pangoa S.A.	1,86			1,86	0,008%
28	Empresa Eléctrica de Piura S.A.		515,78		515,78	2,166%
29	Energía del Sur S.A.	250,48	1299,90		1550,39	6,511%
30	Generación Eléctrica Atocongo S.A.		9,06		9,06	0,038%
31	Inade, Proyecto Especial Chavimochic	30,77			30,77	0,129%
32	Minera Colquirrumi S.A.	0,74			0,74	0,003%
33	Shougang Generación Eléctrica S.A.A.		107,28		107,28	0,451%
34	Sindicato Energético S.A.	102,77			102,77	0,432%
35	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	8,80	15,51		24,31	0,102%
36	Sociedad Minera Corona S.A.	117,34			117,34	0,493%
37	Termoselva S.R.L.		1291,06		1291,06	5,422%
38	Municipios, comunidades, caseríos, etc.	27,56	18,98	1,23	47,76	0,201%
	Total por sistema de origen	17 567,11	6 242,54	1,23	23 810,87	100%
	Total por sistemas	23 810,88				

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Gráfico 2.3. Producción de energía por fuente

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

3. Demanda de potencia y energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica está constituida por los consumos efectuados por los clientes finales, sean estos clientes libres o clientes del servicio público de electricidad.

3.1. Máxima demanda

La máxima demanda por potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), es decir, la máxima capacidad utilizada por los clientes del ámbito nacional, alcanza los 3305 MW (consumo registrado a las 19:45 horas del 20 de diciembre del año 2005), lo que significa un crecimiento del orden de 5% anual.

Por su parte, el factor de carga mensual del SEIN varió entre 0,8042 y 0,8438, mientras la relación mensual de la carga mínima con respecto a la máxima varió entre 0,5596 y 0,6650.

Cuadro 2.9. Factores de carga y relación mínima/máxima del SEIN, 2005

Mes	Máxima demanda por potencia (MW)	Producción de energía (GW.h)	Factor de carga	Relación Mínima/Máxima
Enero	3 044,10	1 896,60	0,84	0,56
Febrero	3 077,70	1 748,50	0,83	0,67
Marzo	3 106,90	1 929,40	0,83	0,63
Abril	3 157,30	1 888,40	0,83	0,64
Mayo	3 193,30	1 958,80	0,82	0,61
Junio	3 092,20	1 858,00	0,83	0,62
Julio	3 138,30	1 877,70	0,80	0,59
Agosto	3 127,00	1 939,10	0,83	0,64
Setiembre	3 175,50	1 907,30	0,83	0,62
Octubre	3 233,80	1 989,20	0,83	0,64
Noviembre	3 244,60	1 971,30	0,84	0,65
Diciembre	3 305,00	2 037,10	0,83	0,57
Anual	3 305,00	23 001,50	0,79	0,52

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

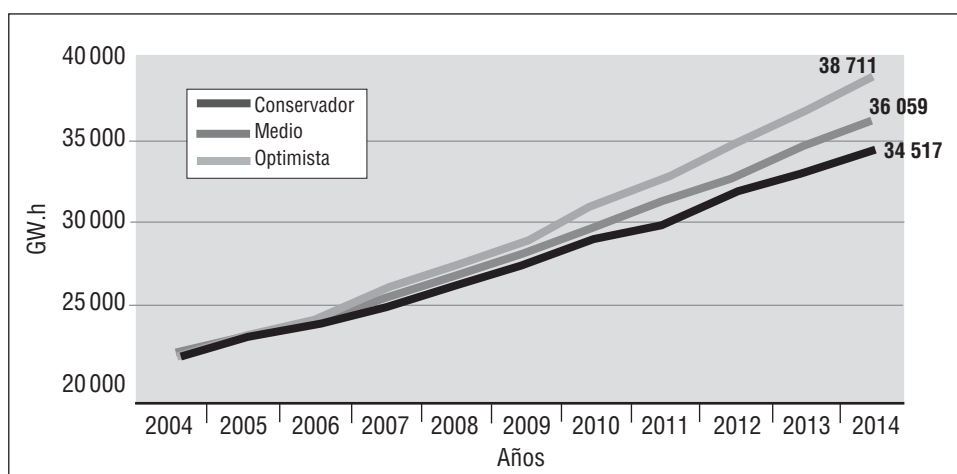
3.2. Proyecciones de crecimiento de la demanda de potencia y energía

Para efectuar una proyección del crecimiento de la demanda de energía en el mercado eléctrico peruano, tiene que considerarse dos tipos de cargas: a) cargas vegetativas, que constituyen los incrementos de demanda por el crecimiento natural de las ciudades y el consumo de los clientes existentes, y sobre las cuales se dispone de amplia información estadística desde 1981 a la fecha; y b) cargas especiales, entendiéndose por estas las demandas que por su magnitud, su alto factor de carga y reciente incorporación no pueden ser consideradas como cargas vegetativas; básicamente constituyen los requerimientos de energía de nuevas industrias o ampliaciones de las existentes.

Debe destacarse el impacto de la actividad minera como principal fuente de demanda de energía eléctrica. Por tal motivo, para las proyecciones de crecimiento del mercado eléctrico peruano es indispensable considerar los nuevos proyectos mineros que están próximos a operar, así como las ampliaciones que puedan efectuarse en las actuales operaciones mineras.

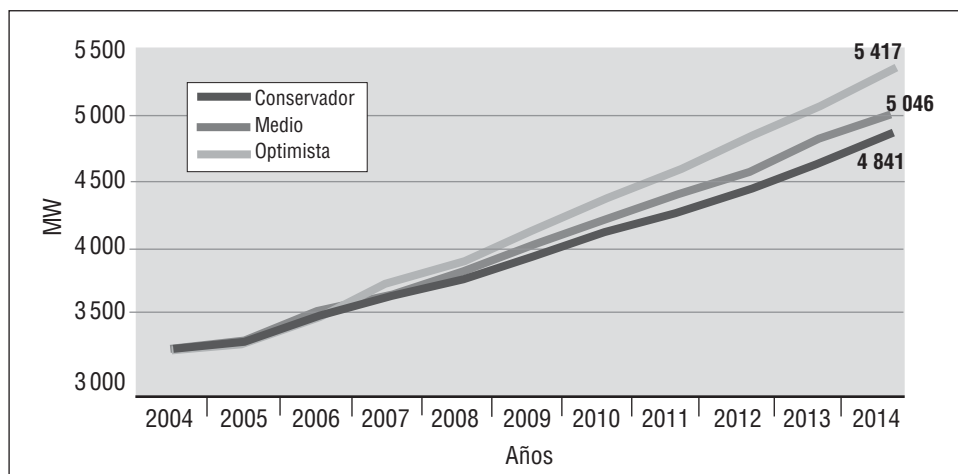
Como resultado del análisis de la proyección de crecimiento del mercado eléctrico, se puede proyectar la demanda de energía y potencia para el SEIN bajo diferentes tipos de escenarios: optimista, medio (escenario base) y conservador. De acuerdo con los estudios realizados por Osinerg y publicados por el Ministerio de Energía y Minas, los pronósticos de la demanda de energía indican que esta crecerá a una tasa anual de 5,85%, 5,10% y 4,64% para los escenarios optimista, medio y conservador, respectivamente, conforme se puede apreciar en el gráfico 2.4.

Gráfico 2.4. Proyección de la demanda total de energía del SEIN



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Por su parte, de acuerdo con las proyecciones de Osinerg, la demanda de potencia crecerá a una tasa anual de 5,64%, 4,9% y 4,46% para los escenarios optimista, medio y conservador, respectivamente.

Gráfico 2.5. Proyección de la demanda total de potencia del SEIN

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Respecto a la demanda de los grandes proyectos, considerados como cargas especiales, se ha estimado que para el año 2014 se incrementará en 762 MW bajo las condiciones del escenario optimista, 424 MW en el escenario medio y 261 MW en el escenario conservador.

Como se ha mencionado, gran parte de las variaciones del crecimiento de la demanda se explican por el desarrollo de los proyectos mineros, tales como la ampliación de la mina Cerro Verde y el proyecto Las Bambas, cuyas entradas en operación están previstas para los años 2007 y 2010, respectivamente.

Para atender el crecimiento de la demanda de potencia y energía existen algunos proyectos de generación, los cuales pueden clasificarse en hidráulicos y térmicos según el recurso que utilizan.

Los proyectos candidatos para el planeamiento de la expansión de la generación del SEIN son las centrales hidráulicas y las centrales térmicas consideradas mayores, dado que plantas de esa magnitud tienen impacto determinante en los precios y la oferta del SEIN.

Cuadro 2.9. Proyectos de generación hidráulica

Proyecto	Potencia MW	Inversión millones US\$	Zona ubicación	Costo unitario US\$/kW
Quitaracasa	112	101	Centro	899
Huanza	86	83	Centro	967
Platanal	220	231	Centro	1 051
Cheves	525	605	Centro	1 151
Marañón	96	105	Norte-Medio	1 091
Machu Picchu II	71	74	Sur	1 042
San Gabán I	120	163	Sur	1 360
Pucará	130	136	Sur	1 049

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Cuadro 2.10. Proyectos de generación térmica

Proyecto	Potencia MW	Inversión mill. US\$	Zona ubicación	Costo unitario US\$/kW
Turbo vapor Ventanilla, unidad 3	70	35	Centro	500
Retiro turbogás Ventanilla 3				
Turbo vapor Ventanilla, unidad 4	80	35	Centro	438
Retiro turbogás Ventanilla 4				
Traslado de 2 turbogás de Mollendo al Centro	71	8	Centro	113
Turbogás Camisea 1	170	51	Centro	300
Turbogás Camisea 2	170	51	Centro	300
Turbogás Camisea 3	170	51	Centro	300
Turbogás Camisea 4	170	51	Centro	300
Turbogás Camisea 5	170	51	Centro	300
Turbogás Camisea 6	170	51	Centro	300
Turbogás Camisea 7	170	51	Centro	300
Turbogás Camisea 8	170	51	Centro	300
Ciclo combinado Camisea 1	520	286	Centro	550
Ciclo combinado Camisea 2	520	286	Centro	550
Ciclo combinado Camisea 3	520	286	Centro	550
Turbogás Tumbes-Norte	150	34	Norte	227
Ampliación turbo vapor a carbón, Sur	150	89	Sur	593

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Los proyectos de menor magnitud, que por su tamaño tienen un bajo impacto en los precios y la oferta del sistema global, no son considerados como proyectos candidatos. Sin embargo, pueden competir plenamente aprovechando las ventajas comparativas propias que puedan ofrecer, como ubicación, facilidad, tiempo de construcción y otras características relativas a la maduración del proyecto (financieras, estratégicas empresariales, de precios, etc.). Dentro de este ámbito se encuentran centrales hidroeléctricas que cuentan con concesión definitiva como La Virgen, de 58 MW, ubicada en el departamento de Junín, y otras menores.

LA CRISIS DE LA FALTA DE CONTRATOS DE SUMINISTRO ENTRE GENERADORAS Y DISTRIBUIDORAS PARA ATENDER EL MERCADO REGULADO

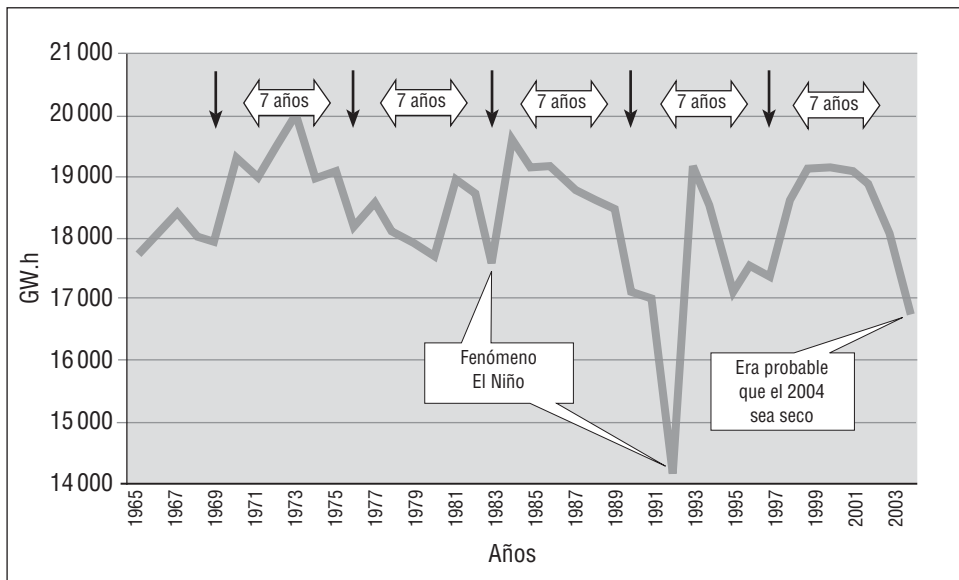
1. Causas y descripción de la crisis

A partir del año 2004 se registró una crisis en el mercado eléctrico peruano, la cual significó que se registraran diferencias significativas entre las tarifas reguladas por Osinerg (tarifa en barra) y los costos marginales de corto plazo, al que se valoriza la energía comercializada en el mercado *spot*. La consiguiente negativa de las empresas generadoras a suscribir contratos con las distribuidoras para atender el mercado regulado derivó en que se produjeran retiros de energía del sistema eléctrico interconectado nacional sin respaldo contractual.

Tratando de entender los motivos que originaron esta crisis, hemos identificado algunos factores que coincidieron en dicha oportunidad y que contribuyeron a generarla o agravarla. Dentro de los factores generadores de las crisis están la dependencia del recurso hídrico; el mecanismo de cálculo de la tarifa regulada, basado en estimaciones de los costos marginales; el mecanismo de remuneración de la capacidad, que originó un atraso en la inversión en fuentes de generación base y, finalmente, la falta de control sobre los compromisos asumidos por las generadoras respecto a su energía firme.

1.1. Dependencia del recurso hídrico

Conforme se ha visto al analizar la oferta de energía en el mercado eléctrico peruano, la generación depende en gran medida del com-

Gráfico 3.1. Energía hidráulica en el Sistema Interconectado

Fuente: Libro Blanco del Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

portamiento de la hidrología; es decir, la presencia de lluvias en las zonas donde se encuentran ubicadas las centrales de generación. Por consiguiente, se necesita agua suficiente que pueda ser destinada a la producción de energía, mediante las plantas de generación hidráulicas.

Considerando la relevancia de la hidrología en la oferta de energía eléctrica, conviene tener en cuenta el comportamiento de la capacidad de generación hidroeléctrica en el sistema peruano, como se muestra en el gráfico 3.1.

Como se puede apreciar, los ciclos hídricos en el Perú son determinados cada siete años, cuando hay ausencia de lluvias. Este hecho afecta directamente la disminución de la generación eléctrica con fuente hidráulica.

El 2004 fue un año especialmente difícil para el mercado eléctrico, ya que se tuvo que enfrentar la falta del recurso hídrico y, adicionalmente, un persistente y abrupto incremento de la cotización

internacional del petróleo, lo que ocasionó que el parque generador menos eficiente fuera puesto en funcionamiento, con el consiguiente incremento de los costos marginales ante el mayor uso de diésel y residual.

La sequía del año 2004 puso en evidencia un conjunto de problemas relacionados con la seguridad del abastecimiento que revelan la insuficiencia de la capacidad o potencia firme eficiente. Y se produjo, por tanto, la elevación significativa del costo marginal de corto plazo de la energía y su distanciamiento de los valores fijados para la tarifa en barra.

1.2. Mecanismo de cálculo de la tarifa regulada basado en estimaciones de los costos marginales

Teóricamente, los precios en barra constituyen un valor esperado de los costos marginales en el sistema. En un periodo suficientemente amplio, se espera que el promedio de las proyecciones realizadas anualmente para la determinación de la tarifa en barra sea equivalente al promedio real de los costos marginales de la energía. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que en un año particular existen pocas probabilidades de obtener valores de precios en barra que coincidan con los costos marginales de corto plazo.

De conformidad con lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas, la energía suministrada por las empresas generadoras a las empresas distribuidoras que estas últimas destinen para atender el servicio público de electricidad está sujeta a regulación de precios, la cual debe efectuarse a la tarifas en barra¹. En este contexto, en tanto los precios en barra resulten superiores a los costos marginales

1. El literal c) del artículo 43 de la LCE señala que estarán sujetas a regulación de precios las ventas de energía destinada al servicio público de electricidad efectuadas de generadores a concesionarios de distribución. Asimismo el artículo 45 de la LCE indica que las ventas de energía eléctrica destinada al servicio público de electricidad efectuada a un concesionario de distribución se harán a tarifas en barra.

de corto plazo, no habrá dificultades en lograr contratos de abastecimiento a precios regulados. Sin embargo, la presencia de años secos hace difícil los compromisos con contratos de largo plazo, ya que requiere que las empresas compensen con sus excedentes en los años húmedos los años secos, cuando sus ingresos a precios en barra son drásticamente diferentes.

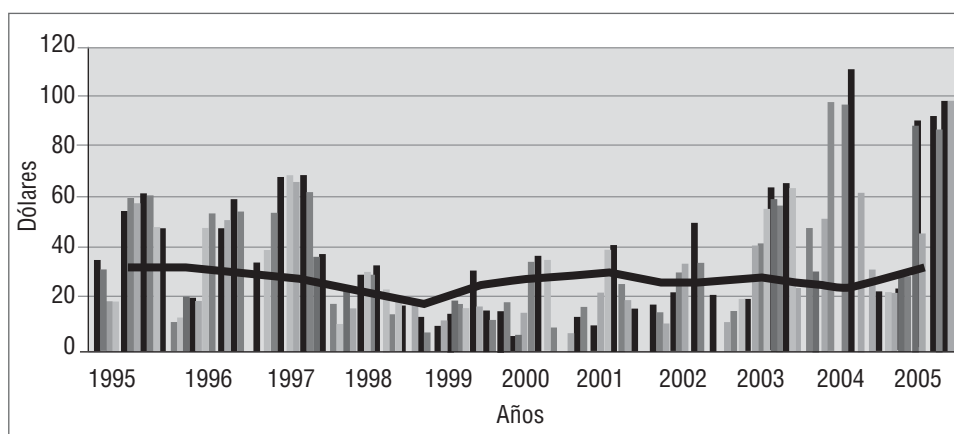
Lo indicado anteriormente se acentúa para el caso de las empresas generadoras que hayan asumido compromisos contractuales por niveles de potencia superiores a su potencia firme. Los excedentes necesarios para atender sus contratos deben ser adquiridos en el mercado *spot*, en el cual la energía es valorizada a costo marginal. En este sentido, teniendo en consideración que el 2004 fue un año seco, es decir, el volumen de la generación hidráulica (generación base) no fue suficiente para mantener los valores de los costos marginales de la energía relativamente equiparados con la tarifa en barra, los compromisos contractuales que suponían adquirir energía en el mercado *spot* y luego comercializarla a tarifa en barra trajeron consigo considerables pérdidas.

Para las generadoras que no habían asumido compromisos contractuales por niveles superiores a su potencia firme, resultaba mucho más atractivo comercializar la energía producida en el mercado de corto plazo a niveles de precios marcados por el costo marginal de centrales con costos de generación elevados que suministrar dicha energía a empresas distribuidoras bajo contratos de suministro, en los cuales el precio se encuentra legalmente establecido.

La coyuntura presentada en el 2004, con la presencia de un año seco y la elevación de los precios internacionales del petróleo, coincidió desafortunadamente con la fecha de culminación de varios contratos de suministro de electricidad suscritos entre generadoras y distribuidoras para el mercado regulado. Adicionalmente, también originó que algunas generadoras tomaran la decisión de resolver algunos otros contratos que habían devenido en extremadamente onerosos por el hecho de que para su cumplimiento debía retirarse ener-

gía del mercado *spot* (pagando por esta energía un costo marginal extremadamente alto) y suministrarla a tarifa en barra. En el gráfico 3.2 se puede apreciar los valores registrados por el costo marginal de corto plazo y la tarifa en barra, así como la gran brecha registrada a partir del año 2004.

Gráfico 3.2. Costo marginal y tarifa en barra



Nota: Las barras son los valores del costo marginal y la línea representa los valores de la tarifa en barra.

Fuente: COES.

Es muy probable que los valores mostrados en el gráfico precedente sean la razón que motivó a los generadores a suscribir contratos de suministro con las empresas distribuidoras por periodos de duración entre dos y tres años, para de esta manera tratar de eliminar el riesgo que genera el tener que asumir las diferencias entre los precios regulados y los del mercado de corto plazo.

Conforme se ha indicado, los precios en barra deben constituir un valor esperado de los costos marginales en el sistema en un periodo prolongado de tiempo; sin embargo, no debemos olvidar que el procedimiento de fijación de la tarifa en barra aplicada por Osienerg supone la realización de una serie de estimaciones de oferta y demanda de la energía que, como toda estimación, están propensas a incurrir en sobreestimaciones o subestimaciones. El análisis de los cálculos efectuados para fijar el precio en barra para el año 2004 y lo acontecido realmente se muestran en el cuadro 3.1.

Cuadro 3.1 Estimaciones en octubre de 2003 para la fijación de tarifas en barra correspondientes a 2004, comparadas con resultados reales

Producción GW.h	Estimada en octubre de 2003	Real a diciembre de 2004
Hidráulica	18 446	16 693
Térmica	2 831	5 210
Total	21 277	21 903

Fuente: Libro Blanco del Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Como se desprende del cuadro, la demanda total real resultó 3% mayor que la demanda estimada por Osinerg para la determinación de la tarifa en barra. Por otro lado, con la sequía la producción hidráulica real fue 9,5% menor que la estimada. La diferencia ocasionada por la mayor demanda y la menor producción hidroeléctrica fue atendida con mayor participación térmica.

La mayor participación de la generación térmica originó importantes desviaciones respecto a los precios estimados por Osinerg e influyó en la determinación de la tarifa en barra y, sobre todo, en la explicación de la brecha originada con los costos marginales reales.

Cuadro 3.2 Energía térmica generada por tipo de combustible

Producción térmica GW.h	Estimada en octubre de 2003	Real a diciembre de 2004
Gas	1 722	2 170
Carbón	734	994
Residual	366	1,187
Diésel	5	859
Total	2 831	5 210

Fuente: Libro Blanco del Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Como puede observarse, en el año 2004 se generaron cerca de 2400 GW.h adicionales a lo estimado por Osinerg para la fijación de la tarifa en barra, con alta participación de producción con petróleo residual y diésel 2, lo cual afectó el costo marginal de la energía en el mercado *spot*.

Con relación a la participación de la generación hidráulica en la capacidad aportada en el 2004, comparada con las estimaciones de

Osinerg, podemos apreciar que las plantas de generación hidroeléctrica aportaron 150 MW menos de capacidad que lo esperado. En el cuadro que se presenta a continuación se muestra la capacidad de fuente hidráulica aportada al sistema frente a la capacidad esperada.

Cuadro 3.3. Estimación de la capacidad aportada por las plantas hidroeléctricas

Centrales hidráulicas	Capacidad entregada (MW)	Capacidad estimada (MW)	Diferencia (MW)	Diferencia (en%)
Cahua	41,93	43,11	-1,18	-2,74%
Pariac	2,91	4,49	-1,58	-35,19%
Gallito Ciego	13,01	38,10	-25,09	-65,85%
Arcata	3,00	5,05	-2,05	-40,59%
Yaupi	102,08	104,93	-2,85	-2,72%
Malpaso	45,07	48,02	-2,95	-6,14%
Oroya-Pachachaca	9,53	17,76	-8,23	-46,34%
Mantaro	657,33	641,30	16,03	2,50%
Restitución	214,66	209,74	4,92	2,35%
Cañon del Pato	255,39	263,49	-8,10	-3,07%
Carhuaquero	95,13	95,01	0,12	0,13%
Yanango	41,24	42,61	-1,37	-3,22%
Chimay	150,84	150,90	-0,06	-0,04%
Huanchor	16,45	19,63	-3,18	-16,20%
Cayahuanca	73,14	75,06	-1,92	-2,56%
Huinco	124,10	218,02	-93,92	-43,08%
Huampaní	30,66	30,17	0,49	1,62%
Matucana	126,93	128,58	-1,65	-1,28%
Moyopampa	63,61	64,71	-1,10	-1,70%
Charcani I. II. III	6,97	6,11	0,86	14,08%
Charcani IV	15,25	15,30	-0,05	-0,33%
Charcani V	127,11	139,89	-12,78	-9,14%
Charcani VI	8,86	8,95	-0,09	-1,01%
San Gabán	113,10	113,10	0,00	0,00%
Machu Picchu	86,33	85,79	0,54	0,63%
Hercca	0,43	0,96	-0,53	-55,21%
Aricota	32,16	34,90	-2,74	-7,85%
Total	2 457,22	2 605,68	-148,46	-5,70%

Fuente: Libro Blanco del Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Asimismo, en relación con la capacidad aportada por las plantas de generación térmica, estas participaron en el despacho con 300 MW más de capacidad de lo estimado por Osinerg, básicamente con unidades que utilizan diésel 2, el combustible más caro.

Cuadro 3.4 Contribución de capacidad de plantas térmicas por tipo de combustible

Capacidad MW	Estimada en octubre de 2003	Real a diciembre de 2004
Gas	585	585
Carbón	141	141
Residual	423	423
Diésel	583	892
Total	1 732	2 041

Fuente: Libro Blanco del Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

La menor participación de la generación hidráulica en la producción de la energía, aunada a la mayor demanda del mercado y, por consiguiente, la mayor participación de la generación térmica basada en diésel, originó que en el año 2004 los costos marginales de la energía sean mayores prácticamente en todos los meses del año, en comparación con los estimados para el cálculo de la tarifa en barra. En algunos casos esta diferencia llegó hasta 5 veces el valor estimado.

Cuadro 3.5. Costos marginales promedio US\$/MW.h

	Estimado	Real
Enero	23,85	51,27
Febrero	23,87	36,79
Marzo	24,09	32,53
Abril	24,13	54,62
Mayo	24,26	108,54
Junio	24,01	99,41
Julio	23,75	97,59
Agosto	23,46	111,60
Setiembre	23,19	112,41
Octubre	23,29	64,12
Noviembre	23,39	23,93
Diciembre	23,47	31,63

Fuente: Libro Blanco del Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

1.3. El mecanismo de remuneración de la capacidad

La remuneración de la capacidad de una unidad de punta debe asegurar la recuperación de la inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento. Los ingresos variables de esta planta están limitados a la recuperación del costo variable de operación. Este es el único caso en que los costos fijos de planta son remunerados totalmente con el ingreso por potencia; y los costos variables, con los ingresos por la energía generada. En los demás casos, como en las plantas de base por ejemplo, la recuperación de los costos totales (fijos más variables) no guarda una relación directa entre costos fijos y pago por capacidad, o entre costos variables y pago por energía. En el caso de una planta de base la remuneración por capacidad es insuficiente para el pago de todos los costos fijos y la recuperación de la inversión. Por ello, una parte de sus ingresos para cubrir estos costos proviene de sus ingresos por la venta de su energía al costo marginal del sistema.

En un inicio, el mecanismo de remuneración de la capacidad establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas distribuía un monto total a pagar por capacidad entre todas las unidades instaladas, sin importar cuánto contribuían a la seguridad del abastecimiento de energía del sistema. La legislación establecía un derecho de las centrales de generación termoeléctricas a percibir un ingreso mínimo garantizado, a la tarifa regulada de la potencia, por su potencia disponible, con una probabilidad de 98%. Todas las unidades recibían remuneración, tanto las unidades necesarias para el despacho, incluida la reserva del sistema, como aquellas que incluso podían resultar excedentes. La remuneración por potencia era administrada en forma privada por los generadores, a través del procedimiento de transferencia de potencia interna del COES.

Este mecanismo de remuneración de potencia, sin tener en cuenta el verdadero aporte de las centrales de generación a la atención de la demanda, generó un incentivo para la inversión en capacidad de generación termoeléctrica de punta, necesaria para garantizar la

confiabilidad del suministro de energía eléctrica y, de esta manera, minimizar las probabilidades de interrupciones y racionamientos. Ello en perjuicio de las inversiones en centrales de generación base, como los son, por ejemplo, las centrales hidráulicas.

Efectivamente, este esquema inicial de remuneración de la potencia no ofrecía incentivos para la instalación de unidades de bajo costo variable. Más bien, remuneraba la instalación de unidades de alto costo variable con casi ninguna probabilidad de despachar que, debido a un desacuerdo entre los márgenes de reserva aprobados por el ministerio y por el regulador, recibirían una remuneración por capacidad, en detrimento de la remuneración de las unidades que sí contribuían a atender los requerimientos del sistema.

La primera tentativa de modificar el mecanismo de remuneración de capacidad consistió en tratar de discriminar las unidades que participaban en el despacho, incluyendo la respectiva reserva, ordenándolas de menor a mayor costo de producción. De esta manera se establecía el pago por capacidad considerando una parte por despachar y otra parte menor por estar disponible en el sistema, con la intención de ir reduciendo la segunda parte, a fin de dar la señal de que las unidades excedentes no serían remuneradas y buscando promover la renovación de los equipos para desplazar a las unidades menos eficientes.

Posteriormente, con el crecimiento de la demanda y la falta de inversión en centrales de generación base, las centrales térmicas que inicialmente no tenían mayores probabilidades de despachar se hicieron necesarias y, ocasionalmente, fueron utilizadas, ya que estaban disponibles aunque no fueran lo más conveniente para el sistema. A la fecha, la falta de inversión en el parque generador se evidencia cuando se observa las centrales de generación que despachan al momento de la máxima demanda del sistema, determinando los costos marginales de la energía en el mercado de corto plazo. Como se puede apreciar en el cuadro 3.6, las centrales de generación que fijan los costos marginales producen energía en base a diésel 2 o resi-

dual 6, con costos de generación ineficientes que en algunos superan la cifra de 700 nuevos soles el MW.h.

Cuadro 3.6. Costos de centrales que marginan

Meses	MW	Central que margina	Costo S/. por MW.h
Ene. 03	2 847	Piura 1	241
Feb. 03	2 902	Taparachi	338
Mar. 03	2 928		
Abr. 03	2 919	Chilina (Sulz 1,2)	247
May. 03	2 910	Tumbes R6	182
Jun. 03	2 896	CNP Sulzer 123-R6	219
Jul. 03	2 885	Piura 1	270
Ago. 03	2 891	Sta. Rosa, UTI-6	354
Sep. 03	2 887	Ilo I TV3	225
Oct. 03	2 936	Shougesa TV-3	242
Nov. 03	2 942	Yarinacocha	196
Dic. 03	2 965	Yarinacocha	206
Ene. 04	2 959	Sta. Rosa West TG-7 (SIN H2O)	300
Feb. 04	2 974	CNP-Sulzer 123	237
Mar. 04	3 008	Mollendo 1,2,3	235
Abr. 04	3 026	Sta. Rosa West TG-7(H2O)	348
May. 04	2 979	Sta. Rosa West TG-7 (CON H2O)	346
Jun. 04	2 974	Ventanilla TG-3 (SIN H2O)	341
Jul. 04	2 904	Paita 1	369
Ago. 04	2 973	Ventanilla TG-3 (D2)	354
Sep. 04	2 974	Sta. Rosa, UTI-6	441
Oct. 04	3 012	Ilo II TV-CARB-1	84
Nov. 04	3 045	Piura 1	213
Dic. 04	3 131	Malacas TGN-4 (GAS)	160
Ene. 05	3 044	Ilo 1 (TV-3)	211
Feb. 05	3 045	Yarinacocha	213
Mar. 05	3 116	CNP Sulzer 123-R6	274
Abr. 05	3 157	Piura TG	309
May. 05	3 193	Bellavista Man 1, D2	553
Jun. 05	3 092	Shougesa Cummins, D2	313
Jul. 05	3 138	Sullana, D2	456
Ago. 05	3 127	San Nicolás TV 3, R500	264
Sep-05	3 175	Chilina Sulz 12, R500, D2	318
Oct. 05	3 234	Mollendo TG 2, D2	770
Nov. 05	3 243	Mollendo TG 2, D2	667
Dic. 05	3 305	Yarinacocha, R6	288



Cuadro 3.6 continuación

Meses	MW	Central que margina	Costo S/. por MW.h
Ene. 06	3278	Calana 4, R6	281
Feb. 06	3282	Yarinacocha, R6	262
Mar. 06	3351	Ilo I TV1, R500	280
Abr. 06	3338	Piura TG, R6	611
May. 06	3321	Chiclayo Oeste, R6	402
Jun. 06	3314	Ilo I TG2, D2	603
Jul. 06	3322	San Nicolás TV 3, R500	317
Ago. 06	3353	Piura TG, R6	446
Sep. 06	3396	Piura TG, R6	376
Oct. 06	3452	Ilo I TG2, D2	640

Fuente: COES.

Actualmente, de acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, su reglamento y los procedimientos del COES, la remuneración por capacidad de las centrales de generación se efectúa por dos conceptos: a) ingresos garantizados por potencia firme y b) ingresos adicionales por potencia generada en el sistema.

Para la determinación de los ingresos garantizados por potencia firme, se toma la potencia efectiva de las centrales que despachan para atender la máxima demanda mensual más la reserva del sistema.

La modificación al sistema de remuneración de potencia recibió en su oportunidad fuertes críticas, principalmente por parte de los grupos empresariales que se habían comprometido a realizar inversiones en infraestructura termoeléctrica, producto del programa de promoción de la inversión privada lanzada por el gobierno peruano en la década de 1990. Esta modificación fue considerada como un cambio en las reglas del juego con la cuales se habían formalizado compromisos de inversión.

1.4. Los contratos de suministro y el respaldo de energía firme

La ley de Concesiones Eléctricas establece en su artículo 34 que los concesionarios de distribución están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimien-

to total de potencia y energía por los siguientes 24 meses como mínimo². Por otra parte, el artículo 101 del reglamento de la LCE establece que «ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratada con terceros, pertenezcan o no al COES», con el objetivo de que los contratos de suministro tengan una garantía de abastecimiento.

Por diferentes razones, en la práctica los contratos de suministro entre generadores y distribuidores se han referido explícitamente a la capacidad comprometida, sin especificar la energía comprometida. Podría asumirse que eso implica el compromiso de abastecer toda la energía asociada a la demanda contratada. No obstante, esta forma de contratación no permite efectuar la verificación de que los generadores no han contratado más energía firme que la que les ordena la ley.

La presencia recurrente de años secos es un riesgo adicional para los generadores, que al firmar contratos de suministro deben afrontar los mayores costos marginales respecto a las tarifas calculadas. Este fenómeno conduce a que los contratos de suministro de energía de los distribuidores puedan quedar descubiertos, o que los generadores que no respeten la limitación de contratar hasta su energía firme queden excesivamente descubiertos y se vean obligados a tener que comprar en transferencias a precios mucho mayores que el que van a recibir por honrar sus contratos.

2. Lo dispuesto en este inciso ha quedado suspendido de acuerdo con la primera disposición transitoria de la Ley N.º 28447, publicada con fecha 30-12-2004, que a la letra señala:

PRIMERA.- Suspensión de los efectos del inciso f) del artículo 36° de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Suspéndase los efectos de lo dispuesto por el inciso f) del artículo 36° de la Ley de Concesiones Eléctricas por un plazo que se extenderá desde la entrada en vigencia de la presente Ley hasta el 31 de diciembre de 2007. Asimismo, suspéndase por el mismo plazo cualquier otra sanción administrativa derivada del incumplimiento de lo dispuesto por el literal b) del artículo 34° de la Ley.

La crisis generada en el año 2004 fue en realidad más una falta de energía que una falta de capacidad en el sistema. La elevación de los precios para valorizar las transferencias de energía entre los generadores puso en evidencia que la reserva de potencia del sistema no es una medida adecuada para determinar la seguridad del abastecimiento y que debe ponerse atención especial a la reserva de energía. Esto mediante disposiciones que permitan verificar la exigencia de que los generadores no pueden contratar más allá de su energía firme.

2. Medidas adoptadas para superar la crisis y los efectos obtenidos

La crisis del año 2004 generó que algunas de las empresas de distribución de energía no contaran con contratos de suministro que cubrieran la totalidad de los retiros que requerían efectuar para atender sus respectivas demandas. Esto ocasionó que se efectuaran retiros de energía del sistema interconectado nacional sin respaldo de contratos entre empresas generadoras y distribuidoras. El Estado decidió intervenir en el mercado eléctrico peruano tratando, en primera instancia, de solucionar la irregular situación presentada y adoptó medidas que solo procuraban dar una salida inmediata sin atacar los verdaderos orígenes de la crisis. Solo en el año 2006, con la última modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas, se ha intentado realizar los cambios necesarios en el propio sistema del mercado eléctrico en procura de evitar que los factores que originaron la crisis se vuelvan a presentar.

Como analizaremos más adelante cuando tratemos el tema de las subastas para la contratación del suministro eléctrico, consideramos que las medidas adoptadas por el Estado hasta la fecha no terminan de dar solución a las deficiencias que fueron los factores causantes de la crisis; han quedado temas pendientes de ser resueltos y que es necesario abordar a fin de dar señales claras para posibilitar la inversión en fuentes de energía eficientes.

Lo que sí podemos afirmar es que el Estado ha reconocido la necesidad de incentivar la inversión en plantas de generación eficientes como medida para resolver la crisis que hasta la fecha se viene prolongando y evitar que en el futuro el mercado eléctrico peruano vuelva a experimentar un déficit de contratos de suministro para atender el mercado regulado.

2.1. La contratación forzosa dispuesta por el Decreto de Urgencia N.º 007-2004

La primera reacción del Estado a la crisis fue la emisión del Decreto de Urgencia N.º 007-2004, mediante el cual se disponía que los retiros de potencia y energía destinados a atender el servicio público de electricidad sin contratos de suministro de electricidad que los respaldara, producidos durante los meses de julio a diciembre de 2004, debían ser atribuidos por el COES a todas las empresas generadoras de propiedad o administración del Estado, en proporción directa a sus potencias firmes. Asimismo, se dispuso que las indicadas empresas generadoras debían facturar los retiros a las empresas distribuidoras a la tarifa en barra fijada por Osinerg. Se especificó que dicha norma no se aplicaría a los retiros de energía efectuados al amparo de un contrato cuya vigencia fuera materia de una controversia judicial o extrajudicial.

Adicionalmente, se suspendió, hasta el 31 de diciembre de 2004, los efectos del literal f) del artículo 36º de la Ley de Concesiones Eléctricas³, referido a la causal de caducidad de la concesión de distribución por falta de acreditación de la garantía de suministro del requerimiento total de potencia y energía por los siguientes 24 meses.

3. El literal b) del artículo 34º de la Ley de Concesiones Eléctricas establece la obligación de los concesionarios de distribución de tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen sus requerimientos totales de potencia y energía por los siguientes 24 meses como mínimo. El literal f) del Artículo 36º de esta ley sanciona con caducidad de la concesión de distribución el incumplimiento de la mencionada obligación.

Dada la coyuntura en que las empresas generadoras se negaban a suscribir nuevos contratos de suministro con las empresas distribuidoras para la atención del mercado regulado y considerando que la legislación vigente no contemplaba la obligación de las empresas generadoras de vender la energía producida a las distribuidoras, pero sí se establecía la obligación de las distribuidoras de acreditar la existencia de tales contratos, resultaba necesario dejar en suspenso la causal de caducidad de la concesión, en tanto se estabilizaran las condiciones naturales del mercado eléctrico.

Como antecedente del Decreto de Urgencia N.º 007-2004, es necesario mencionar que el grupo de empresas generadoras de capitales privados, mediante acuerdos privados suscritos con las empresas distribuidoras que habían realizado retiros de energía del sistema interconectado nacional sin respaldo contractual, asumió los retiros efectuados en el primer semestre de 2004, los mismos que fueron cancelados por las distribuidoras a valor de tarifa en barra. En tal sentido, a manera de pacto no escrito, el Decreto de Urgencia N.º 007-2004 únicamente obligó a las generadoras del Estado a asumir los retiros correspondientes al segundo semestre de 2004.

Esta decisión de incluir únicamente a las empresas generadoras el Estado dentro de los alcances del decreto de urgencia dictado por el Poder Ejecutivo respondió a que, en el ínterin de la discusión y elaboración de la fórmula de solución, hubo voces que cuestionaban la constitucionalidad de un dispositivo de este tipo para obligar a asumir retiros valorizados a tarifa en barra, toda vez que dicha disposición no significaba más que disponer una contratación forzosa.

El cuestionamiento de la constitucionalidad del decreto de urgencia mencionado se sustentaba en lo establecido en el numeral 14 del Artículo 2º de la Constitución, que reconoce el derecho a la libertad de contratación, así como en la trasgresión a la libre expresión de la voluntad que sustenta el perfeccionamiento de los contratos.

Adicionalmente, otro cuestionamiento efectuado a este decreto de urgencia fue su propia naturaleza. En efecto, conforme se establece en el numeral 19 del Artículo 118° de la Constitución, los decretos de urgencia son medidas extraordinarias dictadas por el Presidente de la República en materia económica y financiera, cuando así lo requiere el interés nacional y con cargo de dar cuenta al Congreso. De acuerdo con la doctrina más calificada (Burdeau, 1981: 800-807), para la utilización válida de este mecanismo legal deben mediar dos supuestos obligatorios: en primer lugar, que subsista una amenaza grave para la estabilidad y la seguridad del país; y en segundo lugar, que dichas circunstancias excepcionales produzcan la imposibilidad material de los órganos constitucionales para ejercer plenamente sus funciones.

En este contexto, el cuestionamiento a la validez de la medida adoptada se basaba en la falta de contenido económico-financiero de la medida, así como en las circunstancias específicas bajo las cuales fue dictada.

2.2. La modificación de las condiciones para el cálculo de la tarifa en barra y la posibilidad de efectuar retiros de energía sin respaldo contractual, regulados por la Ley N.° 28447

En diciembre de 2004, dado que los alcances del Decreto de Urgencia N.° 007-2004 vencían con la finalización de dicho año y teniendo en cuenta la crisis consistente en la falta de contratos que respaldaran la totalidad de los retiros de las distribuidoras, el Congreso de la República aprobó la Ley N.° 28447, que introducía modificaciones a la Ley de Concesiones Eléctricas. Las principales modificaciones se referían a las condiciones para que Osinerg efectuara el cálculo de la tarifa en barra.

La primera modificación introducida por esta ley fue el cambio de los periodos regulatorios para la fijación de la tarifa en barra; el periodo anual sustituyó al semestral. Todo esto debido a que la intención del regulador fue reducir la volatilidad de la tarifa en barra y establecer el periodo de reajuste de la misma en un año.

Adicionalmente se modificó el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, referido a los cálculos que debe hacer el COES para la fijación de la tarifa en barra. Se estableció que, para la proyección de la demanda y determinación del programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación ya no se considerará un horizonte de tiempo de 48 meses, sino el periodo de 24 meses. Así mismo, deberá tenerse en cuenta la oferta y la demanda extranjera sobre la base de datos históricos del último año.

Para efectos de la determinación del programa de operación, se dispuso que deberá tomarse en cuenta las series hidrológicas históricas considerando un periodo de estudio de los 24 meses posteriores y los 12 meses anteriores al 31 de marzo de cada año. Esta modificación respondió a la necesidad de darle mayor grado de certeza a las proyecciones efectuadas por Osinerg con respecto al comportamiento hidrológico. Por dicha razón se incluye dentro de la información de estudio los datos reales históricos del último año y se reduce significativamente el periodo proyectado de 48 a 24 meses.

Asimismo, para la determinación del precio básico de energía y el estudio técnico-económico elaborado por el COES, se sustituyó la proyección de la demanda por la demanda actualizada al 31 de marzo del año en que se fija la tarifa en barra. Esta modificación responde al propósito de ir eliminando la incertidumbre en el proceso de fijación tarifaria.

Por otro lado, se extiende hasta el 31 de diciembre de 2007 la suspensión de la causal de caducidad por falta de acreditación de la garantía de suministro por parte de las distribuidoras, inicialmente dispuesta por el Decreto de Urgencia N.° 007-2004. Ello teniendo en consideración que los cambios efectuados por la Ley N.° 28847 respecto a las condiciones para el cálculo de la tarifa en barra no iban a surtir efecto en forma inmediata para la solución de la crisis del mercado eléctrico, sino que dichas medidas tendrían un impacto a mediano plazo, luego de su aplicación en la próxima fijación tarifaria. Y considerando, además, que persistía la negativa de las empresas ge-

neradoras a suscribir contratos con las empresas distribuidoras para la atención del mercado regulado, se reconoció la posibilidad de que las empresas distribuidoras puedan continuar retirando energía, del sistema interconectado nacional, destinada al servicio público de electricidad sin contar con los contratos de suministro que los respalden, con la condición de que se pague dicha energía a tarifa en barra, mediante el depósito en un fideicomiso que debía crearse para tal efecto.

Esta ley estableció que las condiciones de operación y plazos del fideicomiso iban a ser introducidas mediante reglamento emitido por el Poder Ejecutivo. Debemos mencionar que a la fecha de elaboración del presente estudio, dicha reglamentación no se ha dado, lo cual ha imposibilitado la utilización de este mecanismo de pago por parte de las distribuidoras y se ha generado una situación que persiste a la fecha, en la cual las distribuidoras toman energía del sistema para suministrarla a sus respectivos clientes regulados. Cobran por dicha energía las tarifas establecidas por Osinerg y no tienen un mecanismo de pago, por lo que se produce una ruptura en la cadena de pago y la consiguiente desestabilización del mercado eléctrico.

Aceptando que las medidas dictadas por esta ley no eran suficientes para dar solución definitiva a la crisis del sector eléctrico, se identificó que la única forma de alcanzar dicha solución era mediante la materialización de inversiones en fuentes de generación que garanticen suficiente oferta de energía a costos eficientes. Entonces, mediante una disposición final se ordenó la creación de una comisión integrada por el Ministerio de Energía y Minas y por Osinerg, la cual se encargaría de la elaboración de un proyecto de ley destinada a asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, a través de: a) incorporación de mecanismos de mercado, b) mecanismos de mitigación de riesgos por medio de precios firmes, c) desarrollo de nuevas inversiones de generación, d) competencia por el mercado y e) criterios para el tratamiento de las conexiones internacionales.

2.3. Las subastas como mecanismo para incentivar la contratación del suministro de energía, reguladas por el Decreto de Urgencia N.º 007-2006

Durante el año 2005 y comienzos de 2006, lejos de darse solución a la crisis del sector eléctrico, y no habiéndose materializado por falta de reglamentación el mecanismo de pago mediante el fideicomiso aprobado en la Ley N.º 28447, el problema se agudizó porque vencieron los plazos de vigencia de algunos contratos de suministro entre generadoras y distribuidoras, incrementándose de esta forma los volúmenes de energía retirados sin contrato. Dada esta situación, el Poder Ejecutivo declaró de interés público la adopción de medidas excepcionales para resolver la crisis del sistema eléctrico nacional y dictó el Decreto de Urgencia N.º 007-2006, mediante el cual se aprobó un procedimiento de subastas a precio firme con el fin de procurar el incentivo para la suscripción de contratos de suministro. Es importante señalar que dicho decreto se dictó dentro de un contexto en el cual las empresas generadoras, por intermediación de la comisión especial de Proinversión y el Congreso de la República y con la participación del Ministerio de Energía y Minas y Osinerg, y las empresas distribuidoras involucradas en el problema asumieron el compromiso. Así, se suscribió un acta con el propósito de formalizar contratos para el abastecimiento de potencia y energía con las empresas distribuidoras que no tuviesen contrato vigente, para la atención de la demanda de mercado regulado por un plazo de tres años, es decir, hasta el 31 de diciembre de 2007, así como para renovar hasta dicha fecha aquellos contratos de abastecimiento de energía que estuviesen vigentes al 1 de enero de 2005.

Con el cumplimiento del compromiso asumido por parte de las generadoras, se garantizó la inexistencia de retiros de potencia y energía de SEIN sin contratos de abastecimiento, en tanto se realizaban los ajustes necesarios en la legislación a fin de evitar los hechos causantes de la crisis. Sin embargo, la empresa generadora del Estado, Electroperú, pese a haber suscrito conjuntamente con las otras empresas generadoras el acta de compromiso señalado en el párrafo anterior, no cumplió con renovar los contratos de suministro que

mantenía con las empresas distribuidoras del Grupo Distriluz (Electronoroeste S.A., Electronorte S.A., Hidrandina S.A. y Electrocentro S.A.) dejando sin respaldo retiros del orden de 234 MW a partir del 16 de febrero de 2006. En este contexto, ante la urgencia de dar solución inmediata a este problema y en vista de que la comisión creada por el Congreso de la República mediante la Ley N.º 28447 aún continuaba elaborando la norma que diera la solución definitiva a la crisis, el Poder Ejecutivo, mediante decreto, autorizó en forma temporal a las empresas del Grupo Distriluz y a Electro Sur S.A, que eran las que venían retirando energía del sistema sin respaldo contractual, a efectuar licitaciones públicas a precio firme para la contratación del suministro de potencia y energía a fin de atender a sus clientes regulados. Asimismo, se establece que los contratos resultantes de las licitaciones serán únicamente para atender la demanda y el crecimiento vegetativo asociados a los contratos vencidos o resueltos, y el plazo de vigencia de estos contratos será de 5 años, contados desde la fecha de terminación del contrato anterior.

Adicionalmente, se determina que para la venta de energía entre generador y distribuidor se fijarán precios distintos para dos periodos diferenciados del contrato. En el primero de ellos, contado desde el día siguiente de la terminación del contrato vencido o resuelto hasta la fecha de suscripción, será aplicable la tarifa en barra vigente durante dicho periodo; y en el segundo, desde la suscripción hasta el cumplimiento de los cinco años, se aplicará el precio fijado en la licitación, que tendrá como precio máximo la tarifa en barra vigente en la fecha de la convocatoria de la licitación.

Además, se autoriza a cualquier otra empresa, distinta a Distriluz y Electro Sur, cuyos contratos pierdan vigencia durante el año 2006, por vencimiento o fuerza mayor, a seguir el mismo mecanismo de licitación.

El precio a nivel de generación, aplicable a todos los usuarios finales de las distribuidoras, se calculará como el promedio ponderado de: a) por cada contrato suscrito mediante licitación, el promedio

del precio obtenido en la licitación y la tarifa en barra vigente al momento de la convocatoria y b) la tarifa en barra para el caso de todos los contratos que no fueron objeto de licitación.

Osinerg deberá establecer un mecanismo de compensación entre todos los usuarios regulados a fin de que el precio a nivel de generación sea único para todos los usuarios regulados del SEIN.

Las subastas serán conducidas por las distribuidoras con bases previamente aprobadas por Osinerg. En el caso que la licitación resultará total o parcialmente desierta, deberá realizarse una segunda convocatoria, pudiéndose efectuar cambios necesarios en las condiciones comerciales de las bases. Posteriormente por Decreto Supremo N.º 038-2006-EM, se reglamentó que los cambios en las condiciones comerciales en ningún caso podrían significar la modificación del precio de venta de generador a distribuidor.

Si bien lo regulado en el decreto de urgencia fue el primer intento de establecer las condiciones necesarias para hacer atractiva la suscripción de contratos de suministro entre generadoras y distribuidores para el mercado regulado, se pueden formular algunas críticas a las condiciones dictadas para la realización de las subastas.

En primer lugar, consideramos que el hecho de no poder modificarse el precio máximo de la licitación en caso que se declare desierta la primera convocatoria constituye una limitación a las condiciones comerciales necesarias para incentivar la presentación de propuestas que permitan concretar las subastas. Asimismo, se puede considerar como una deficiencia la falta de precisión respecto a las fórmulas de reajuste del precio.

2.4. Medidas para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica aprobadas por Ley N.º 28832

El resultado del estudio realizado por la comisión antes mencionada es la Ley N.º 28832, cuyos objetivos principales son los siguientes:

asegurar la suficiencia de generación eficiente que procure mostrarse ajena a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía, reducir la intervención del regulador en la determinación de precios a través de soluciones de mercado, introducir un mecanismo de compensación del SEIN y de los sistemas aislados para que los precios en barra incorporen los beneficios del gas natural y así reducir la volatilidad de los precios de los combustibles, y finalmente adoptar las medidas que conduzcan a propiciar la competencia en el negocio de generación.

La comisión identificó que la solución a la crisis del sector que derivó en la falta de contratos de suministro entre generadoras y distribuidoras se conseguiría a través de inversiones en plantas de generación eficientes que garanticen una oferta de energía que responda a la demanda y al crecimiento de esta. Por ello elaboró un mecanismo de subasta para la contratación del suministro de energía con una fórmula de estabilización de precios que resulte atractiva para las inversiones en nuevas centrales de generación.

El espíritu de este nuevo mecanismo es promover la competencia por el mercado a manera de reforzar la competencia en el mercado; es decir, se establecen requisitos necesarios para acceder al mercado bajo condiciones competitivas; en resumen, se abren las posibilidades de ingreso de nuevos operadores al mercado eléctrico. Con el mecanismo introducido de licitaciones a precio firme la intención del legislador es eliminar el riesgo regulatorio que significa la fijación tarifaria realizada por Osinerg anualmente.

Pese a las modificaciones introducidas por la Ley N.º 28447 respecto a las condiciones para la fijación de la tarifa en barra, no se puede negar que el procedimiento regulatorio seguido por Osinerg aún cuenta con un fuerte componente discrecional, lo cual hace que en cualquier evaluación financiera el flujo de ingresos, que se encuentra directamente relacionado con la tarifa, se vea afectado por criterios subjetivos del regulador en el procedimiento tarifario; esto constituye un importante factor de riesgo.

Mediante las licitaciones a precio firme se intenta eliminar ese riesgo regulatorio a fin de favorecer la predictibilidad de los flujos de ingresos que permitan el retorno de las inversiones en generación. Tan importante como la predictibilidad del ingreso es el plazo en el cual están garantizados estos ingresos, a fin de que se pueda hacer el calce con el plazo de retorno de la inversión.

Por otro lado, la comisión que elaboró el texto de la ley identificó que otro de los problemas para que se den las condiciones necesarias para el ingreso de nuevos operadores en el mercado de generación era la asimetría de la información, es decir, la falta de igualdad en las posibilidades de acceso a la información del mercado entre los actuales operadores y los potenciales inversionistas. Teniendo en consideración que según el esquema vigente antes de la aprobación de la ley, la información respecto a la demanda y la oferta de energía se encontraba en poder del COES, conformado por los actuales operadores de generación y transmisión, era evidente el poco incentivo que estos pudieran tener para brindar dicha información a posibles futuros competidores en el mercado. Por tal motivo, la ley ha realizado modificaciones respecto a la conformación del COES, procurando la apertura de la información que posee.

Otro elemento identificado como barrera de acceso a las nuevas inversiones es la deficiencia en el sistema de transmisión, el cual, producto de sus limitaciones, presentaba «cuellos de botella» que originaban la formación de islas, en las cuales no todos los operadores tenían las mismas condiciones técnicas de acceso a las líneas de transmisión, hecho que no favorece la competencia entre generadores. Por tal razón, la ley crea los mecanismos legales para realizar una efectiva planificación en los sistemas de transmisión que permita superar estas limitaciones de acceso al mercado.

2.4.1. Licitaciones a precio firme

Con la vigencia de este nuevo dispositivo, las ventas de energía entre generadores y distribuidores para atender al mercado regulado pue-

den realizarse de dos maneras: a) mediante contratos sin licitación, cuyos precios pactados no podrán superar las tarifas en barra (como ha venido siendo hasta antes de la vigencia de la ley) o b) mediante contratos resultantes de las licitaciones.

Los contratos resultantes de las licitaciones tienen como principales atributos, en primer lugar, que su plazo de vigencia es de hasta diez años y, en segundo lugar, que deben celebrarse con una anticipación de tres años a la fecha de inicio del suministro de energía contratada.

La intención del legislador al definir estas características en los contratos responde a la finalidad de hacer viables nuevas inversiones, tratando de calzar el plazo de vigencia del contrato (diez años) con el periodo de recupero de la inversión, así como promover la competencia por el mercado otorgando a los inversionistas el plazo suficiente (tres años) entre la suscripción del contrato y el inicio del suministro para concretar el financiamiento y ejecutar las obras de la central de generación.

Conforme analizaremos más adelante, consideramos que el plazo fijado para los contratos de suministro, producto de las licitaciones, no cumple en todos los casos con la finalidad de calce con el plazo de retorno de la inversión, sobre todo para el caso de las inversiones en generación hidráulica. Por otro lado, para el caso de proyectos de inversión de centrales de generación térmica a base de gas, consideramos que el plazo de tres años previos al inicio del suministro es demasiado extenso, toda vez que para la construcción e instalación de una central térmica se requiere únicamente de un plazo aproximado de 12 a 18 meses.

Como hemos mencionado, una de las principales características de este proceso de subasta es la posibilidad de contratar el suministro a un precio firme; sin embargo, es muy importante determinar, dentro de la cadena del negocio eléctrico, cuál de los actores debe ser el que asuma el impacto económico de la diferencia entre el precio

estabilizado y la tarifa regulada. Este mecanismo ha considerado que no puede ser el generador el que asuma este impacto económico, pues, como se ha descrito al analizar la crisis, esta se ha presentado justamente por la falta de incentivos a los generadores para contratar a tarifa regulada. Asimismo, las distribuidoras tampoco pueden ser los que asuman este impacto, porque la rentabilidad de ellas está acotada en el procedimiento de determinación del valor agregado de distribución (VAD), y cualquier variación respecto a sus ingresos que no se encuentre reconocida en este alteraría su rentabilidad. Por lo tanto, el procedimiento aprobado por la ley establece que es el usuario final quien debe asumir el impacto económico de la estabilidad de los precios, toda vez que mediante este mecanismo se intenta asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente de la energía eléctrica, y el principal beneficiario de esto es precisamente el usuario final.

Para hacer viable el traslado del precio fijo al usuario final, la ley ha planteado un procedimiento de formación del precio a nivel de generación para los usuarios regulados. Conforme hemos visto al analizar el sistema tarifario, el precio que pagan los usuarios finales del servicio público de electricidad está compuesto por el precio de generación, la transmisión secundaria y el valor agregado de distribución.

El procedimiento determinado para la formación del precio de generación consiste en calcular el promedio ponderado de los precios de los contratos sin licitación y los precios de los contratos resultantes de las licitaciones, sin incluir los cargos de transmisión, que son asumidos por los usuarios. Con este procedimiento se intenta aplicar un mismo precio a nivel de generación para todos los clientes atendidos por la distribuidora, sin discriminar si la energía mediante la cual se atiende el suministro de los clientes proviene de contratos celebrados bajo las reglas de las licitaciones a precio firme o de contratos celebrados sin licitaciones. El efecto que se quiere conseguir mediante la formación de un precio de generación único para todos los usuarios atendidos por las distribuidoras es el de evitar una situación de discriminación entre los clientes, así como disminuir el

impacto de la diferencia entre el precio firme producto de los contratos con licitación y la tarifa regulada aplicada de los contratos sin licitación.

La ley contempla la expansión de este mecanismo de fijación del precio único de generación a todos los usuarios regulados del SEIN, para lo cual delegó en su reglamento, que a la fecha de elaboración de este trabajo de investigación no ha sido aprobado, la tarea de establecer las condiciones mediante las cuales se efectuará una compensación a fin de lograr este efecto.

Según las condiciones de la subasta, la demanda de las distribuidoras atendida con los contratos producto de las licitaciones puede incluir tanto al mercado regulado como a su mercado libre. Asimismo, a fin de aprovechar las ventajas que significan las economías de escala, se ha establecido la posibilidad de que más de una distribuidora pueda sumar sus demandas de energía con otras y convocar a un solo procedimiento de licitación, con las ventajas que esto signifique.

Si bien reconocemos que este mecanismo de subastas tiene condiciones que favorecen la inversión en generación eléctrica, tales como la estabilización del precio y la posibilidad de celebrar contratos con anticipación, también creemos que el hecho de que sea Osinerg el que determine el precio tope de la energía en los contratos constituye una barrera de acceso a posibles inversiones, toda vez que no se permite que sea el propio mercado el que determine, bajo sus reglas, el precio de la energía en los contratos, sino que es con la intervención del regulador que se fija un tope máximo a dicho precio. En la ley se establece el plazo del suministro como único criterio para la determinación de este precio.

Consideramos que siendo el precio un elemento de suma importancia en la determinación de los ingresos, las condiciones para su fijación deben estar establecidas de forma clara, transparente y con criterios objetivos de mercado. Sin, embargo, lejos de establecer estos

criterios, la ley ha dejado a libre albedrío del regulador la determinación de un elemento tan importante. En vista de que en el texto de la ley no se ha establecido las condiciones para la determinación del precio, es imperioso que a través de la reglamentación se fijen estos criterios.

Con relación al precio, debe resaltarse que conforme se establece entre las condiciones que deben cumplir los contratos resultantes de las licitaciones, el precio de la potencia debe ser igual al precio básico de potencia vigente a la fecha de la licitación, el mismo que tendrá carácter de precio firme. En este sentido, se puede advertir que únicamente el precio de la energía será materia de la licitación, sobre la cual los postores podrán efectuar sus ofertas. Al respecto, si bien a la fecha de elaboración del presente estudio de investigación las condiciones de la licitación establecidas en la ley no han sido materia de reglamentación, es pertinente citar lo establecido en los lineamientos generales y modelos de contrato para las bases de licitación de suministros de energía eléctrica para las concesionarias de distribución eléctrica, año 2006⁴, aprobadas para las licitaciones a fin de contratar los suministros requeridos por las distribuidoras de los tres primeros años. Ahí se ha especificado que únicamente el precio de la energía fuera de punta será materia de la subasta, indicando que la energía en horas de punta que se incluirá en el contrato será el precio básico de energía fijado por Osinerg.

Esta característica de la licitación, que únicamente se licitará el precio de la energía fuera de punta y se estabilizará tanto el precio de la energía en punta vigente como el precio de la potencia, puede tender a escenarios tales como que la energía en punta y la energía fuera de punta tengan el mismo valor. Más aun, que la energía fuera de horas de punta tenga un valor superior a la energía en horas de punta, contrariamente a lo que se ha registrado hasta la fecha. Debe advertirse que este último escenario podría eliminar los incen-

4. Procedimiento según lo establecido en la cuarta disposición complementaria transitoria de la ley.

tivos que tienen determinados usuarios a incrementar su consumo en horas fuera de punta, en las cuales siempre la energía ha sido más barata, y disminuir su consumo en el horario de punta. Sin embargo, dado el caso de que la energía fuera de punta registre un valor mayor al de la energía en horas de punta, el incentivo antes indicado desaparecería o, peor aun, se invertiría, al hacerse más atractivo el consumo en horas de punta, lo cual tendría una repercusión directa en el consumo de potencia.

Así como se ha establecido la existencia de un precio firme en los contratos resultantes de las subastas, siendo esta estabilización del precio un elemento determinante para las decisiones de inversión en nuevos proyectos de generación, también se ha incluido la posibilidad de aplicar una fórmula de actualización en base a los criterios que deberán establecerse en las bases de la licitación.

Si bien se ha determinado que será en las bases de la licitación donde se establecerán los criterios de la actualización del precio y considerando que de acuerdo con lo señalado en el numeral 6.2 del artículo 6 de la ley Osinerg es el organismo que aprueba dichas bases, es importante indicar, a manera de referencia, lo señalado en los lineamientos generales y modelos de contrato para las bases de licitación de suministros de energía eléctrica para las concesionarias de distribución eléctrica mencionados párrafos arriba. Dichos lineamientos han establecido fórmulas de actualización para los precios de potencia y energía, las mismas que serán aplicables en la medida en que se produzcan variaciones mayores a 5% respecto a los valores registrados en la última actualización. En el caso del precio de potencia, este se encuentra sujeto a las variaciones del tipo de cambio, el índice de precios al por mayor y el índice denominado «Finish Goods Less Food and Energy». Respecto al precio de la energía, este se encuentra expuesto a las variaciones del tipo de cambio, el precio del petróleo diésel 2, el precio del petróleo residual 6, el precio del gas natural y el precio del carbón bituminoso.

Respecto a la fórmula de actualización del precio de la potencia, debemos llamar la atención sobre la diferencia introducida respecto

a la fórmula de actualización de la tarifa en barra⁵, incluyéndose el índice denominado «Finish Goods Less Food and Energy» en reemplazo de la tasa arancelaria. Conforme hemos advertido del comportamiento de ambos índices, el índice «Finish Goods Less Food and Energy» tiene una tendencia ascendente, mientras que la tasa arancelaria se mantiene invariable en el tiempo.

Esta diferencia respecto a los criterios de actualización de la tarifa en barra y el precio de la potencia incluido en los contratos resultantes de las licitaciones, teniendo en consideración el comportamiento de los índices antes señalados aplicables a cada uno de ellos, permite concluir que en el transcurso del tiempo se va a experimentar el crecimiento de la brecha entre dichos precios, producto de los criterios de actualización de cada uno de ellos.

2.4.2. Mercado de corto plazo y Comité de Operación Económica del Sistema

Considerando que los convocantes al proceso de subasta deben efectuar estimaciones de sus necesidades de potencia y energía hasta por un plazo máximo de 13 años (3 años anteriores al inicio del suministro y 10 años como máximo de la vigencia del contrato), se ha reconocido que la estimación que pueda efectuarse, considerando el periodo de tiempo relativamente extenso, puede contener errores, los cuales podrían llevar a la distribuidora a no tener la suficiente potencia contratada (potencia contratada firme y potencia contratada variable) o a que la potencia contratada firme sea superior a su real requerimiento.

Dada esta posibilidad la ley ha efectuado modificaciones en las condiciones de funcionamiento del mercado de corto plazo, posibilitando la participación de los distribuidores y los grandes usuarios libres⁶, a fin de que estos puedan comercializar sus excedentes

5. La última fijación tarifaria se aprobó por Resolución Osinerg N.º 155-2006-OS/CD.

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

o contratar sus déficit de energía en este mercado, calzando de esta forma la demanda de sus mercados, o requerimientos propios, con la potencia contratada total. Adicionalmente, respecto al pago por capacidad, se ha establecido que este se efectuará en la medida que coincidan los retiros de potencia con la máxima demanda del periodo mensual.

Al prever que este mercado de corto plazo tendrá un comportamiento dinámico, y a fin de garantizar su continuidad evitando que se produzca una interrupción en la cadena de pagos, la ley ha previsto un mecanismo de garantías que de ser necesario deberán ser constituidas por los agentes, así como la posibilidad de aplicar medidas coercitivas e imponer sanciones a estos, las mismas que se establecerán en el reglamento.

Otro aspecto importante de esta ley es la modificación de la estructura y composición del Comité de Operación Económica del Sistema. Estos cambios se debieron a muchos factores, entre otros, la desigualdad en el acceso a la información del sistema, que afectó a algunos actores de la actividad eléctrica, pero consideramos que la intención del legislador al realizar dichos cambios fue otorgarle a este comité mayor independencia y neutralidad en sus decisiones. Para tal efecto cambió la composición de sus órganos, antes integrados por funcionarios de las empresas generadoras y transmisoras, de modo que el comité estará a cargo de profesionales independientes sin vínculos laborales, comerciales ni financieros con los agentes.

ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN: GENERACIÓN HIDRÁULICA O GENERACIÓN TÉRMICA

Luego de analizar el marco legal general que regula el sector eléctrico, las condiciones de inversión en infraestructura, las características del mercado eléctrico peruano en cuanto a la demanda y la oferta de energía, así como las medidas adoptadas para solucionar la crisis del sector, podemos afirmar que existe un consenso respecto a que el parque de generación actual presenta un déficit de capacidad instalada eficiente que permita asegurar la atención de la demanda con energía generada a costos eficientes.

Identificada esta situación, el Estado ha venido adoptando una serie de medidas en procura de hacer más atractiva y viable la inversión en centrales de generación base. Dadas estas nuevas condiciones, los potenciales inversionistas deben tomar una primera decisión: cuál será la fuente de generación en la que se deberá invertir.

En el presente capítulo analizaremos las opciones de inversión en fuentes de generación base; es decir, térmica (a gas natural de Camisea) e hidráulica, a fin de determinar si bajo el contexto actual del mercado peruano y el marco regulatorio estas posibilidades de inversión son atractivas y viables. Adicionalmente, hemos puesto especial énfasis en analizar si bajo las condiciones actuales, especialmente bajo el sistema de licitaciones a precio firme y la estabilización del precio de venta de la potencia y la energía de generador a distribuidor por el periodo máximo de 10 años, está garantizado el pago de dichas inversiones, así como el margen de rentabilidad que los inversionistas esperan obtener.

Consideramos que el hecho de estabilizar el precio en los contratos a través de las subastas a precio firme mitiga el riesgo regulatorio y, en consecuencia, al momento de realizar la evaluación financiera que determinará la decisión de inversión, el tener flujos de ingresos predecibles, basados en precios previamente determinados y en consumos previamente pactados, influye en la reducción del riesgo de la inversión; lo cual guarda una relación directa con la tasa interna de retorno esperada por el inversionista, aplicable en la evaluación financiera.

Por otro lado, hemos considerado importante para el análisis de las posibilidades de inversión la ventaja que significa contar con contratos de suministro firmes, con tres años de anticipación, como instrumentos de respaldo para conseguir el apalancamiento financiero que el proyecto requiere, es decir, hacer bancable el proyecto.

Ambas evaluaciones financieras, tanto para la generación térmica como para la hidráulica, han sido estimadas sobre la base de una capacidad instalada de 365 MW y con un horizonte de evaluación total de 23 años: los 3 primeros años preoperativos y los siguientes 20 años de operación y vida útil de la infraestructura. Asimismo, como aspecto importante en la evaluación financiera de la central hidráulica debe destacarse el aplicar el beneficio que otorga la última disposición dictada respecto a la recuperación anticipada del IGV, como medida que favorece la inversión en infraestructura de generación que utiliza recurso hídrico y otros recursos renovables.

Adicionalmente, es relevante señalar las condiciones preferentes establecidas en el precio del suministro del gas natural destinado a la generación de energía eléctrica, incluidas en el contrato suscrito entre el Estado peruano y la empresa Pluspetrol, las mismas que han sido consideradas al momento de la evaluación del proyecto de generación térmica. Por otro lado, debemos resaltar que parte de las condiciones favorables para la inversión en infraestructura en el Perú son los bajos niveles de riesgo-país registrados en los últimos años, lo cual nos pone a niveles de riesgo por debajo del promedio

de América Latina, tasa de riesgo que incide directamente en el costo del dinero destinado a las inversiones.

Finalmente, luego de haber realizado ambas evaluaciones financieras, hemos llegado a la conclusión de que la corriente del marco normativo actual se encuentra dentro de la política energética asumida por el Estado peruano, orientada al incentivo del uso del gas natural de Camisea. Es decir, que las condiciones del sistema de las licitaciones a precio firme por un periodo de diez años se adaptan a los requerimientos de los proyectos de inversión basados en la generación térmica que utiliza el gas natural de Camisea, pero no a los proyectos de inversión en generación hidráulica, debido a que si bien estos proyectos cuentan con costos de operación y mantenimiento mucho más bajos que las centrales térmicas, requieren volúmenes de inversión mucho mayores que hacen que el plazo de repago de la inversión exceda el plazo de diez años de estabilización del precio de los contratos de suministro, producto de las licitaciones.

El descalce que existe entre los plazos de repago de las inversiones en generación hidráulica y los plazos máximos de estabilización del precio de la energía eléctrica establecido en los contratos introduce un elemento de riesgo en la evaluación de este tipo de proyecto, toda vez que los flujos de ingresos en los periodos que exceden el plazo en el cual se encuentra estabilizado el precio no están asegurados por contratos a la fecha de toma de decisión de las inversiones.

1. Evaluación financiera de la planta de generación térmica

1.1. Características de la planta

La planta de generación térmica está compuesta por una turbina a gas de tecnología avanzada, una turbina a vapor y un generador eléctrico instalado entre ambas turbinas y acoplado a la turbina a vapor mediante un acople asíncrono, constituyendo una unidad de generación de un solo eje, una caldera de recuperación de calor que

aprovecha la energía de los gases de escape de la turbina a gas para producir el vapor empleado en la turbina de vapor y los sistemas auxiliares de la planta de generación, con una capacidad de 365 MW en condiciones ISO.

La subestación de salida en 220 kV está compuesta por el transformador de potencia de 400 MVA y el patio de llaves.

1.2. Costos de inversión, operación y mantenimiento

Los costos de inversión se han estimado considerando, principalmente, que la modalidad de ejecución del proyecto será la denominada EPC (Engineering Procurement & Construction); el proyecto incluye la subestación de salida, la subestación de llegada y la línea de transmisión de doble terna, además de la cercanía de la planta a la ruta de trazo del gasoducto, por lo que el ducto de alimentación a la central será por cuenta del transportista del gas. El cuadro 4.1. muestra los costos de inversión estimados.

Conexión eléctrica

Comprende el costo del equipamiento de las subestaciones de salida de la central térmica, tales como transformador de potencia, interruptores, seccionadores, transformadores de tensión, transformadores de corriente, pararrayos, barras, celdas, equipos de protección, etcétera, y la ampliación de la subestación de llegada.

Líneas de transmisión

Comprende el costo del suministro de la línea de transmisión de 150 kilómetros de longitud, tales como estructuras autosoportadas, conductores, aisladores, puestas a tierra, etcétera.

Cuadro 4.1. Costos de inversión

(miles de US\$)

	Descripción		Mercadería extranjera	Mercadería nacional	Total
1	Suministro extranjero FOB				
1.1	Central térmica		130 000 000		130 000 000
1.2	Conexión eléctrica		5 000 000		5 000 000
1.3	Líneas de transmisión		13 800 000		13 800 000
1.4	Total FOB		148 800 000		148 800 000
2	Transporte marítimo y seguro	1,5%	2 232 000		2 232 000
3	Costo CIF		151 032 000		151 032 000
4	Costos locales				
4.1	Ad valorem CIF	7%		10 572 000	10 572 000
4.2	Supervisión de importaciones	0,8%		1 208 000	1 208 000
4.3	Agente de aduana	0,25%		377 001	377 001
4.4	Transporte terrestre local			500 000	500 000
4.5	Obras civiles de la central			5 000 000	5 000 000
4.6	Montaje y pruebas de la central			10 000 000	10 000 000
4.7	Captación de agua de mar para refrigeración			2 500 000	2 500 000
4.8	Obras civiles, montaje y pruebas de subestación			700 000	700 000
4.9	Obras civiles, montaje y pruebas de líneas de transmisión			7 500 000	7 500 000
5	Total costo directo		151 032 000	38 357 001	189 389 001
6	Gastos indirectos		4 500 000	1 000 000	5 500 000
7	Gran total		155 532 000	39 357 001	194 889 001

Fuente: Cámac, Méndez y Ormeño, 2003.

1.3. Costos de operación y mantenimiento**Costos fijos de operación y mantenimiento**

Los costos fijos de operación y mantenimiento corresponden, principalmente, a costos de personal de operación y mantenimiento de la

planta, gastos correspondientes a impuestos municipales, prediales, arbitrios, y gastos fijos en mantenimiento de las instalaciones.

Los costos de personal se han estimado sobre la base de una organización eficiente de la planta, considerando una operación en carga base con tres turnos de operación y cuatro turnos de personal.

Los costos fijos correspondientes a impuestos y otros gastos fijos han sido estimados en función del costo del personal, según el siguiente cuadro.

Cuadro 4.2. Costos de personal

Descripción	N.º de personas	Haber mensual US\$	Total mensual US\$	Total anual US\$
Jefe de central	1	3 000,00	3 000,00	
Ingeniero asistente	2	2 500,00	5 000,00	
Jefes de turno	4	1 500,00	6 000,00	
Personal de operaciones	20	1 000,00	20 000,00	
Personal de mantenimiento	6	1 000,00	6 000,00	
Personal de limpieza	6	250,00	1 500,00	
Personal administrativo	4	1 000,00	4 000,00	
Personal de vigilancia	24	400,00	9 600,00	
Total	67	10 650,00	55 100,00	661 200,00
Leyes y beneficios sociales	60%			396 720,00
Gastos generales	30%			198 360,00
Total personal				1 256 280,00

Costos variables de operación y mantenimiento

Costo de combustible

El costo de combustible tiene dos componentes, el correspondiente al precio del combustible en boca de pozo y el correspondiente al transporte del gas.

El precio máximo del gas natural en boca de pozo para las empresas generadoras de energía fue fijado inicialmente en el contrato de explotación de los campos de Camisea en 1,00 dólar por MMBTU, el que luego ha sido reajustado a 1,3693 dólar por MMBTU. Para estimar el precio de producir 1 MW.h a base de gas natural debemos considerar que con 1 MMBTU se produce 293,07 kw.h; por lo tanto, si convertimos esta cifra a MW.h, encontraremos que con 1 MMBTU se pueden producir 0,29307 MW.h.

Teniendo en cuenta estos valores debemos estimar que si con 1,3693 dólares por MMBTU producimos 0,29307 MW.h, entonces el precio es de 4,67226 dólares por MW.h, y si a este precio se le considera el factor de eficiencia de 52,67%, el resultado es de 8,87 dólares por MW.h.

El precio del transporte del gas está establecido en 0,79 dólar por MMBTU; por lo tanto, haciendo la misma operación debemos señalar que si con 1 MMBTU producimos 0,29307 MW.h, el precio del transporte por MW.h es de $0,79 / 0,29307$; es decir: 2,6956 dólares por MW.h, y si consideramos el factor de eficiencia de planta de 52,67%, el precio del transporte del gas es de 5,12 dólares por MW.h.

Otros costos variables de operación y mantenimiento

Los otros costos variables de operación y mantenimiento corresponden a los costos incurridos en repuestos y consumibles y a los costos de los mantenimientos mayores que deben realizarse a la planta.

Los costos variables de la planta dependen principalmente del tipo de combustible empleado y el régimen de operación. Para una operación con gas natural en carga base, el costo variable resulta aproximadamente 1,20 dólares por MW.h.

1.4. Cronogramas

Actividades previas a la ejecución de la obra

Antes de la ejecución del proyecto es necesario realizar y culminar algunas actividades, entre las cuales mencionamos las siguientes:

- **Financiamiento del proyecto.** Un proyecto de la magnitud analizada requiere del financiamiento de la banca internacional. El tiempo necesario para la obtención de los recursos financieros depende de las bondades del proyecto y de la situación económica y financiera del inversionista. Este periodo empleado para la obtención de los recursos se estima en cinco meses. Se ha considerado utilizar como respaldo para la obtención del financiamiento los contratos de suministro que se suscriben como resultado de las licitaciones a precio firme.
- **Solicitud de ofertas a fabricantes.** Es usual que los fabricantes preparen las ofertas mientras se encuentra en proceso la obtención del financiamiento. Se estima que los fabricantes se encuentran en condiciones de presentar sus ofertas al mes de haberse definido el financiamiento del proyecto.
- **Evaluación de ofertas, negociación y suscripción del contrato.** El tiempo estimado para la suscripción del contrato, el pago del adelanto y la emisión de la orden de proceder al suministrador es de un mes.

Periodo de ejecución de las obras

Los fabricantes de turbinas a gas desarrollaron en la década pasada diseños modulares de los componentes que permiten la instalación rápida de la turbina. En los últimos años los fabricantes han desarrollado diseños modulares de los componentes de vapor y actualmente ofrecen plantas de ciclo combinado con plazos de construcción bastante reducidos.

El plazo actual para la construcción de plantas de ciclo combinado de un solo eje es de 24 meses, contados a partir de la orden de proceder hasta la puesta en operación comercial de la unidad. La mayor parte de este plazo lo absorbe el embarque de los suministros de generación y el transformador de potencia, que es de aproximadamente 15 meses.

Liquidación

Culminada la obra, se procede a la liquidación del contrato. En esta liquidación se verifica el cumplimiento de los alcances y se cuantifica los posibles adicionales o reducciones de obra que pudieran haberse presentado durante el desarrollo.

Cronograma de desembolsos

El cronograma de inversiones comprende tres años, el periodo que ha sido considerado como previo al suministro después de la adjudicación de la buena pro y la suscripción de los contratos producto de las licitaciones a precio firme. Los desembolsos anuales se efectúan como se detalla a continuación:

Cuadro 4.3 Cronograma de desembolsos

	0	1	2
US\$	29 989 000	12 462 000	152 439 080
S/.	96 564 580	40 127 640	490 853 838

Se ha programado que para el periodo 0 se efectuarán los desembolsos correspondientes al pago del 20% del precio FOB de los suministros en calidad de adelanto, más gastos indirectos correspondientes a la supervisión de las obras y administración del contrato.

En el periodo 1 se han programado los desembolsos correspondientes a obras civiles, montaje y pruebas de la central, obras civiles, montaje y pruebas de la subestación, y montaje y pruebas de la

línea de transmisión, captación de agua de mar para refrigeración, así como los gastos indirectos de dicho periodo. Finalmente, en el periodo 2 se realizará la cancelación de suministros y servicios de obras civiles, montaje y pruebas de la central, la subestación y la línea de transmisión. Adicionalmente se harán los pagos por concepto de transporte y seguro marítimo, más los gastos indirectos de este periodo.

1.5. Evaluación económica y financiera

Para la evaluación económica y financiera se han tenido en cuenta las condiciones establecidas por el marco legal de las licitaciones a precio firme, que contemplan un periodo previo al suministro de tres años, que en esta evaluación ha sido utilizado para la obtención del financiamiento y la construcción y puesta en funcionamiento de la planta. Asimismo, se ha tomado en cuenta el periodo de diez años del contrato de suministro conforme a la norma de licitaciones, sin perjuicio del horizonte de evaluación de veinte años considerando la vida útil del activo.

Teniendo en cuenta que la finalidad de este estudio es verificar las ventajas del sistema de licitaciones a precio firme y, sobre todo, comprobar si los plazos establecidos para la estabilización del precio constituyen un incentivo a la inversión en generación eléctrica basada en gas natural o en el recurso hídrico, se han proyectado los ingresos por ventas de energía generada por la planta, íntegramente mediante los contratos de suministro que se suscriban como producto de las licitaciones; por lo tanto, el suministro se efectuará en forma total con precios establecidos en los contratos y no se consideran ingresos por ventas en el mercado *spot*.

Para la producción de la energía por suministrarse se ha tenido en cuenta un factor de planta de 90% y una potencia contratada de 75% de la potencia efectiva de la planta para el primer año de suministro, la cual se va incrementando anualmente en 3% por el crecimiento vegetativo de la demanda del cliente, hasta el año 10 del su-

ministro. A partir de dicho periodo se considera que la producción de energía utiliza el 100% de la potencia efectiva de la planta hasta el año 20 de operación. Asimismo, hemos tomado como premisa que la energía suministrada se distribuye así: 75% en horas fuera de punta y 25% en horas de punta.

Para la determinación del precio de la potencia y energía en los 10 primeros años de suministro (plazo de vigencia del contrato) se ha contemplado que las licitaciones han sido adjudicadas a los precios regulados vigentes fijados por Osinerg para la barra de Lima. En los siguientes 10 años, considerando que no se cuenta con contratos de suministro a precio firme y, por lo tanto, el riesgo de los flujos es mayor, para efectos de aplicar la misma tasa de descuento en todo el periodo de evaluación (23 años), se ha castigado el precio de venta de la energía y potencia en un 10%.

La evaluación económica y financiera se ha realizado en nuevos soles, considerando un tipo de cambio de 3,22 nuevos soles por dólar americano. En el caso de la depreciación de los activos, hemos aplicado la tasa tributaria de 3% para las obras civiles y 10% para la maquinaria y equipo.

Por el hecho de contar con los contratos de suministro que aseguran el flujo de ingresos, previamente a efectuar la inversión es posible acceder a un nivel alto de apalancamiento financiero. Por tal motivo, se ha considerado una relación deuda/capital de 0,6, siendo el 40% restante aporte del accionista.

Para determinar el costo del capital se ha utilizado la metodología del CAPM, que es un modelo con el que se puede calcular el costo de capital del accionista (K_e) a partir de la tasa de libre de riesgo, la tasa de rendimiento promedio del mercado y el beta de la empresa (factor que mide el riesgo de la empresa). El K_e así calculado lleva implícito un nivel de apalancamiento financiero, debido a que el beta contempla una relación deuda/capital diferente de cero.

Una vez calculado el costo de capital del accionista (K_e) de la empresa sujeta a un nivel de apalancamiento (y por lo tanto a un nivel de riesgo financiero), se puede calcular el costo promedio ponderado de capital (CPPC) o K_o . El CCPC o K_o es una tasa que se utiliza para efectuar la evaluación financiera del proyecto a partir del flujo económico de fondos. Se determina mediante una ponderación del costo de capital del accionista y de la deuda. La tasa de descuento incluye el efecto de los distintos costos de las fuentes de financiamiento, ponderados por su participación relativa, explicitada en la relación deuda/capital objetivo de la empresa en el largo plazo.

El modelo de evaluación está constituido por las siguientes partes:

- Información base de la inversión
- Cálculo del costo de oportunidad y tasas de descuento
- Estado de ganancias y pérdidas
- Flujo de caja operativo
- Flujo de las inversiones
- Flujo económico
- Flujo del financiamiento
- Flujo del accionista
- Resultados del análisis económico financiero

Información base de la inversión

La inversión total asciende a 194 889 dólares, equivalentes a 627 542,58 soles.

Cálculo del costo de oportunidad y tasas de descuento

Se ha calculado un beta (B_e) de 0,515, obtenido a partir del beta de la empresa Duke Energy y asumiendo una capacidad de endeudamiento de hasta 60%, una tasa libre de riesgo de 3,89% y una tasa promedio del mercado de 11,72%.

Calculado el beta (B_e), se obtiene el costo del accionista sin apalancamiento (K_{Oa}), de 7,38%, y considerando una tasa de riesgo país de 1,46%, se obtiene el COK del accionista o K_e , de 9,38%.

Considerando una relación deuda/capital de 1,5 y una tasa efectiva anual de 8% para la deuda, se obtiene un costo promedio ponderado de capital (CPPC) de 7,1%.

Estado de ganancias y pérdidas

Muestra los ingresos totales por energía y potencia anuales; asimismo, los costos variables se dividen en combustibles y no combustibles; los primeros son, según estadísticas, alrededor de 83%; y los segundos, de 17%. Igualmente, el peaje por transmisión se ha considerado como parte de los costos variables.

La utilidad operativa es positiva en aproximadamente 43% de los ingresos totales. La utilidad antes de impuestos en los primeros dos periodos de operación arroja saldo negativo por efecto de los gastos financieros, situación que posteriormente es revertida al disminuir estos como resultado de la amortización de la deuda.

Con relación al pago del impuesto a la renta, se advierte que recién a partir del periodo quinto de operación se realizan pagos por este concepto, debido a que en los periodos anteriores se acumularon pérdidas arrastrables que se compensan al momento del cálculo de la base imponible.

Respecto a la utilidad neta, se advierten resultados negativos en los dos primeros años de operación, y se llega a niveles de utilidades de 20% de los ingresos totales a partir del décimo año de operación.

Flujo de caja operativo

La evaluación realizada muestra un flujo de caja operativo positivo en los veinte años de operación, en el cual se han considerado los ingresos producto de las ventas por los contratos resultantes de las

licitaciones a precio firme, y como egresos, los costos de combustibles, no combustibles, operación y mantenimiento, gastos de personal, así como el pago del impuesto a la renta.

Flujo de inversiones

El flujo de inversiones refleja el comportamiento del cronograma de desembolsos, dividido en los tres periodos preoperativos. En el primer periodo se realizan pagos de las inversiones por el equivalente al 15% del total, en el segundo periodo se hacen desembolsos por el 7% de la inversión y en el último periodo se realizan pagos por el equivalente al 78% del monto total invertido.

Flujo económico

El flujo económico, que resulta de la suma del flujo de caja operativo y el flujo de las inversiones, arroja un saldo negativo en los tres primeros periodos preoperativos. Esto es producto de los desembolsos de las inversiones, que son afrontados con el financiamiento y el aporte propio del accionista. A partir del primer año de operación de la planta se registran saldos positivos; el monto mayor corresponde al noveno periodo de operación.

Flujo de financiamiento

Se ha obtenido un financiamiento correspondiente al 60% del monto total de la inversión, con una tasa efectiva anual de 8%, que será pagado en los quince primeros años de operación, incluyéndose desembolsos del préstamo en el periodo preoperativo según los requerimientos de inversión. Teniendo en cuenta que en el periodo preoperativo no se registran ingresos por ventas, se ha establecido un periodo de gracia por estos tres primeros periodos, en los cuales no se registra amortización alguna, y los intereses devengados son capitalizados anualmente. El pago de la deuda se efectuará en cuotas anuales iguales.

Como resultado del pago de los intereses, se generó un escudo fiscal aplicable al momento del cálculo de la base imponible del impuesto a la renta por un monto total de 94 614 240 nuevos soles, distribuidos en los quince años del servicio de la deuda.

Flujo del accionista

El flujo del accionista presenta saldos negativos en los tres primeros periodos de evaluación, producto del aporte de 40% del total de la inversión realizado con recursos propios del accionista. A partir del primer periodo de operación se registran saldos positivos.

Resultados del análisis económico-financiero

Luego de la evaluación realizada podemos concluir que el proyecto es rentable, ya que arroja un VANE positivo de 281 121 250 nuevos soles, calculado del flujo económico descontado al K_{0a} , una TIR de 13,51% y un *payback*, calculado del flujo económico, de 10,5 años del horizonte de evaluación (7,5 años de operación).

De los resultados de la evaluación económico-financiera se puede concluir que el mecanismo aprobado por la Ley N.º 28832, de licitación a precio firme con contratos de suministro por diez años de vigencia, representa un incentivo a la inversión en fuentes de generación eficiente y, de acuerdo con el *payback* calculado, se adecúa a las condiciones de inversión de plantas de generación térmica en base a gas natural.

En efecto, la estabilización del precio de venta de la energía y potencia por un periodo de diez años desde el inicio del suministro y con una anticipación de tres años como periodo preoperativo posibilita la inversión en plantas de generación térmica en base a gas natural y el pago de dicha inversión, tanto el financiamiento como la rentabilidad esperada por el accionista, dentro del plazo en el que se encuentran garantizados los ingresos.

2. Evaluación financiera de la planta de generación hidráulica

2.1. Características de la planta

Se trata de una planta de generación con 365 MW de potencia instalada, con capacidad máxima de producción de energía 2 838 GW.h anuales. La central contará con embalses de regulación. El tiempo de construcción considerado es de tres años, incluyendo la subestación de salida en 220 kV, compuesta por el transformador de potencia de 400 MVA y el patio de llaves y una línea de transmisión.

2.2. Costos de inversión, operación y mantenimiento

Costos de inversión

Los costos de inversión se han estimado considerando que la modalidad de ejecución de proyecto será la denominada EPC (Engineering Procurement & Construction); el proyecto incluye la subestación de salida, la subestación de llegada y la línea de transmisión de doble terna. El siguiente cuadro muestra los costos de inversión estimados.

Cuadro 4.4. Costos de inversión

N.º	Descripción		Total US\$
1	Obras civiles	55%	260 975 000
2	Equipos electromecánicos	37%	175 565 000
3	Línea de transmisión	5%	23 725 000
4	Supervisión	3%	14 235 000
	Gran total		474 500 000

Teniendo en cuenta la capacidad instalada de la central de generación y el costo total de la inversión, se ha estimado una inversión de 1,3 millones de dólares por MW instalado.

Costos de planta

Dentro de los costos de planta se han considerado los costos de la planilla del personal de planta, los materiales necesarios para la operación y mantenimiento, los servicios de terceros, las comunicaciones, los combustibles y el mantenimiento de campo, así como el impuesto predial de los inmuebles requeridos para la instalación de la central, los servicios de seguridad y el seguro tomado para la planta.

Costos comerciales

Entre los costos comerciales se han considerado el pago del canon de agua, las contribuciones a Osinerg y el peaje de conexión por el uso del sistema de transmisión.

2.3. Cronogramas

Actividades previas a la ejecución de la obra

Antes de la ejecución del proyecto es necesario realizar y culminar algunas actividades, entre las cuales mencionamos las siguientes:

- **Financiamiento del proyecto.** Un proyecto de la magnitud analizada requiere del financiamiento de la banca internacional; el tiempo necesario para la obtención de los recursos financieros depende de las bondades del proyecto y de la situación económica y financiera del inversionista. Este periodo empleado para la obtención de los recursos se estima en cinco meses. Como respaldo para la obtención del financiamiento se ha utilizado los contratos de suministro que se suscriben como resultado de las licitaciones a precio firme.
- **Solicitud de ofertas a fabricantes.** Es usual que los fabricantes preparen las ofertas mientras se encuentra en proceso la obtención del financiamiento. Se estima que los fabricantes se encuentran en condiciones de presentar sus ofertas al mes de haberse definido el financiamiento del proyecto.

- Evaluación de ofertas, negociación y suscripción del contrato. El tiempo estimado para la suscripción del contrato, el pago del adelanto y la emisión de la orden de proceder al suministrador es de un mes.

Periodo de ejecución de las obras

El plazo actual para la construcción de la central hidráulica es de 36 meses, contados a partir de la orden de proceder hasta la puesta en operación comercial de la planta. La mayor parte de este plazo lo absorbe la construcción de las obras civiles.

Liquidación

Culminada la obra, se procede a la liquidación del contrato. En esta liquidación se verifica el cumplimiento de los alcances y se cuantifica los posibles adicionales o reducciones de obra que pudieran haberse presentado durante el desarrollo.

Cronograma de desembolsos

El cronograma de inversiones comprende tres años, el periodo que ha sido considerado como previo al suministro después de la adjudicación de la buena pro y suscripción de los contratos producto de las licitaciones a precio firme. Los desembolsos anuales se efectúan como se detalla a continuación.

Cuadro 4.5. Cronograma de desembolsos

	0	1	2
US\$	175 565 000	189 800 000	109 135 000
S/.	565 319 300	611 156 000	351 414 700

Se ha programado que durante el periodo 0 se efectuarán los desembolsos correspondientes al pago del 37% de la inversión, correspondiente, principalmente, a adelantos para la ejecución de las obras y la adquisición de los equipos.

En el periodo 1 se han programado los desembolsos correspondientes a obras civiles, montaje y pruebas de la central, por montos equivalentes al 40% del total de la inversión.

Finalmente, en el periodo 2 se realizará la cancelación de los suministros y los servicios de obras civiles, montaje y pruebas de la central, la subestación y la línea de transmisión, por un monto ascendente a 23% de la inversión total.

2.4. Evaluación económica y financiera

Para la evaluación económica y financiera se han tenido en cuenta las condiciones establecidas por el marco legal de las licitaciones a precio firme, las cuales contemplan un periodo previo al suministro de tres años, que en esta evaluación ha sido utilizado para la obtención del financiamiento y la construcción y puesta en funcionamiento de la planta. Asimismo, se ha tenido en cuenta el periodo de diez años del contrato de suministro conforme a la norma de licitaciones, sin perjuicio del horizonte de evaluación de veinte años considerando la vida útil del activo.

Teniendo en cuenta que la finalidad de este estudio es verificar las ventajas del sistema de licitaciones a precio firme y, sobre todo, comprobar si los plazos establecidos para la estabilización del precio constituyen un incentivo a la inversión en generación eléctrica basada en gas natural o en el recurso hídrico, se han proyectado, además, los ingresos por ventas de energía generada por la planta, íntegramente mediante los contratos de suministro que se suscriban como producto de las licitaciones; por lo tanto, el suministro se efectuará en forma total con precios establecidos en los contratos y no se consideran ingresos por ventas en el mercado *spot*.

Para la producción de la energía por suministrarse se ha tenido en cuenta un factor de planta de 75% y una potencia contratada del 75% de la potencia efectiva de la planta para el primer año de suministro, la cual se va incrementando anualmente en 3% por el creci-

miento vegetativo de la demanda del cliente, hasta el año 10 del suministro. A partir de dicho periodo se considera que la producción de energía utiliza el 100% de la potencia efectiva de la planta hasta el año 20 de operación. Asimismo, hemos tomado como premisa que la energía suministrada se distribuye así: 75% en horas fuera de punta y 25% en horas de punta.

Para la determinación del precio de la potencia y energía de los 10 primeros años de suministro (plazo de vigencia del contrato) se ha contemplado que las licitaciones han sido adjudicadas a los precios regulados vigentes fijados por Osinerg para la barra de Lima. En los siguientes 10 años, considerando que no se cuenta con contratos de suministro a precio firme y, por lo tanto, el riesgo de los flujos es mayor, para efectos de aplicar la misma tasa de descuento en todo el periodo de evaluación (23 años), se ha castigado el precio de venta de la energía y potencia en un 10%.

La evaluación económica y financiera se ha realizado en nuevos soles, considerando un tipo de cambio de 3,22 nuevos soles por dólar americano. En el caso de la depreciación de los activos, hemos aplicado la tasa tributaria de 3% para las obras civiles y 10% para la maquinaria y equipo.

Por el hecho de contar con los contratos de suministro que aseguran el flujo de ingresos, previamente a efectuar la inversión es posible acceder a un nivel alto de apalancamiento financiero. Por tal motivo, se ha considerado una relación deuda/capital de 0,6, siendo el 40% restante aporte del accionista.

Para determinar el costo del capital se ha utilizado la metodología del CAPM, que es un modelo con el que se puede calcular el costo de capital del accionista (K_e) a partir de la tasa de libre de riesgo, la tasa de rendimiento promedio del mercado y el beta de la empresa (factor que mide el riesgo de la empresa). El K_e así calculado lleva implícito un nivel de apalancamiento financiero, debido a que el beta contempla una relación deuda/capital diferente de cero.

Una vez calculado el costo de capital del accionista (K_e) de la empresa sujeta a un nivel de apalancamiento (y por lo tanto a un nivel de riesgo financiero), se puede calcular el costo promedio ponderado de capital (CPPC) o K_0 . El CCPC o K_0 es una tasa que se utiliza para efectuar la evaluación financiera del proyecto a partir del flujo económico de fondos. Se determina mediante una ponderación del costo de capital del accionista y de la deuda. La tasa de descuento incluye el efecto de los distintos costos de las fuentes de financiamiento, ponderados por su participación relativa, explicitada en la relación deuda/capital objetivo de la empresa en el largo plazo.

El modelo de evaluación está constituido por las siguientes partes:

- Información base de la inversión
- Cálculo del costo de oportunidad y tasas de descuento
- Estado de ganancias y pérdidas
- Flujo de caja operativo
- Flujo de las inversiones
- Flujo económico
- Flujo del financiamiento
- Flujo del accionista
- Resultados del análisis económico financiero

Información base de la inversión

La inversión total asciende a 474 500,00 dólares, que equivale a 1 527 890,00 nuevos soles.

Cálculo del costo de oportunidad y tasas de descuento

Se ha calculado un beta (B_e) de 0,515, obtenido a partir del beta de la empresa Duke Energy y asumiendo una capacidad de endeudamiento de hasta 60%, una tasa libre de riesgo de 3,89% y una tasa promedio del mercado de 11,72%.

Calculado el Beta (B_e), se obtiene un costo del accionista sin apalancamiento (K_{Oa}) de 7,38%, y considerando una tasa de riesgo país de 1,46%, se obtiene el COK del accionista o K_e , de 9,38%.

Considerando una relación de deuda/capital de 1,5 y una tasa efectiva anual de 8% para la deuda, se obtiene un costo promedio ponderado de capital (CPPC) de 7,1%.

Estado de ganancias y pérdidas

Muestra los ingresos totales por energía y potencia anuales; asimismo, los costos se dividen en costos de planta y costos de operación comercial.

La utilidad operativa es positiva en aproximadamente 80% de los ingresos totales. La utilidad antes de impuestos en los primeros cinco periodos de operación arroja saldo negativo por efecto de los gastos financieros, situación que posteriormente es revertida al disminuir estos como resultado de la amortización de la deuda.

Con relación al pago del impuesto a la renta, se advierte que recién a partir del periodo décimo de operación se realizan pagos por este concepto, debido a que en los periodos anteriores se acumularon pérdidas arrastrables que se compensan al momento del cálculo de la base imponible.

Respecto a la utilidad neta, se advierten resultados negativos en los cuatro primeros años de operación, y se llega a niveles de utilidades de 41% de los ingresos totales a partir del decimoquinto año de operación.

Flujo de caja operativo

La evaluación realizada muestra un flujo de caja operativo positivo en los veinte años de operación, en el cual se ha considerado los ingresos producto de las ventas por los contratos resultantes de las

licitaciones a precio firme, y como egresos, los costos de planta, costos de operación comerciales, gastos de administración, así como el pago del impuesto a la renta.

Flujo de inversiones

El flujo de inversiones refleja el comportamiento del cronograma de desembolsos, dividido en los tres periodos preoperativos. En el primer periodo se realizan pagos de las inversiones por el equivalente al 37% de la inversión total, en el segundo periodo se hacen desembolsos por el 40% de la inversión y en el último periodo se realizan pagos por el equivalente al 23% de monto total invertido.

Flujo económico

El flujo económico, que resulta de la suma del flujo de caja operativo y el flujo de las inversiones, arroja un saldo negativo en los tres primeros periodos preoperativos. Esto es producto de los desembolsos de las inversiones, que son afrontados con el financiamiento y el aporte propio del accionista. A partir del primer año de operación de la planta se registran saldos positivos; el monto mayor corresponde al séptimo periodo de operación.

Flujo de financiamiento

Se ha obtenido un financiamiento correspondiente al 60% del monto total de la inversión, con una tasa efectiva anual de 8%, que será pagado en los quince primeros años de operación, incluyéndose desembolsos del préstamo en el periodo preoperativo según los requerimientos de inversión. Teniendo en cuenta que en el periodo preoperativo no se registran ingresos por ventas, se ha establecido un periodo de gracia por estos tres primeros periodos, en los cuales no se registra amortización alguna, y los intereses devengados son capitalizados anualmente. El pago de la deuda se efectuará en cuotas anuales iguales.

Como resultado del pago de los intereses se generó un escudo fiscal aplicable al momento del cálculo de la base imponible del impuesto a la renta por un monto total de 94 614,24 nuevos soles, distribuidos en los quince años del servicio de la deuda.

Flujo del accionista

El flujo del accionista presenta saldos negativos en los tres primeros periodos de evaluación, producto del aporte de 40% del total de la inversión realizado con recursos propios del accionista. A partir del primer periodo de operación se registran saldos positivos.

Resultados del análisis económico-financiero

Luego de la evaluación realizada podemos concluir que el proyecto es rentable, ya que arroja un VANE positivo de 62 897 351 nuevos soles, calculado del flujo económico descontado al K_{0a} , una TIR de 7,9% y un *payback*, calculado del flujo económico, de 11,5 años del horizonte de evaluación (8,5 años de operación).

De los resultados de la evaluación económica y financiera se puede concluir que el mecanismo aprobado por la Ley N.º 28832, de licitación a precio firme con contratos de suministro por diez años de vigencia, no representa un incentivo a la inversión en fuentes de generación hidráulica, toda vez que, de acuerdo al *payback* calculado, no se adecúa a las condiciones de inversión de plantas de generación hidráulica.

En efecto, la estabilización del precio de venta de la energía y potencia por un periodo de diez años desde el inicio del suministro y con una anticipación de tres años como periodo preoperativo no hace rentable la inversión en plantas de generación hidráulica, ya que no se produce el pago de dicha inversión durante ese plazo.

Apéndice 1 al capítulo 4

Desarrollo del modelo económico del proyecto de una central de generación térmica sobre la base de gas

A. INFORMACIÓN BÁSICA Y DE MERCADO

	PRESUPUESTO (en GWh)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Total ventas en bloques				2 128,68	2 213,83	2 298,97	2 384,12	2 469,27	2 554,42	2 639,56
25%	Venta de energía en punta				532,17	553,46	574,74	596,03	617,32	638,60	659,89
75%	Venta de energía fuera de punta				1 596,51	1 660,37	1 724,23	1 788,09	1 851,95	1 915,81	1 979,67
	TOTAL				2 128,68	2 213,83	2 298,97	2 384,12	2 469,27	2 554,42	2 639,56

Variables técnicas	
Potencia instalada	365 MW
Factor de planta	90%
Operación y mantenimiento	1,2 US\$ / MWh

Precio de la subasta		
PPM	soles / KWmes	15,80
PEMP ctm	soles / KWh	10,20
PEMF ctm	soles / KWh	8,89

Precio del combustible	
Costo variable del gas	8,87 US\$ / MWh
Costo del transporte	5,12 US\$ / MWh
Tipo de cambio	3,22 S/. por US\$

INVERSIONES		
Activo fijo (en dólares y soles)	US\$ 194 889 001	S/. 627 542 583
Plazo depreciación de obras civiles	33 años	33 años
Tasa anual de depreciación	3%	3%
Plazo depreciación maq. y equipo	10 años	10 años
Tasa anual de depreciación	10%	10%
Horizonte de evaluación	23 años	

RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	
VANE	280 940 654
TIRE	13,51%
Payback 10,5 años (7,5 años de operación)	
VAN con CPPC	S/. 23 545 852,65

VANF	305 806 329
TIRF	21,35%

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2 724,71	2 809,86	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24
681,18	702,46	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56
2 043,53	2 107,39	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68
2 724,71	2 809,86	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24

Precios del año 13 al 22		
PPM	soles / KWmes	14,22
PEMP ctm	soles / KWh	9,18
PEMF ctm	soles / KWh	8,00

FINANCIAMIENTO	
Apalancamiento	60%
Capital propio	40%
Total de la deuda	376 525 550

COK del accionista	
Beta	0,515
rf (tasa libre de riesgo)	3,89%
Rm (retorno de mercado)	11,72%
RP (riesgo país)	1,46%
Koa	7,38%
$Ke = rf + Be (Rm - rf) + RP$	
Ke (COK accionista)	9,38%
COK trimestral	2,27%

Costo promedio ponderado del capital (CPPC)		
		Tasa anual
Deuda bancaria	60%	8,0%
Aporte de accionista	40%	9,38%
CPPC		7,1%

Costo de la deuda bancaria	
Tasa de interés efectiva anual (TEA)	8,0%

B. ESTADOS FINANCIEROS

Estado de ganancias y pérdidas (en nuevos soles)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. INGRESOS												
1.1 Ingresos por ventas												
Energía	196 211 079	204 059 522	211 907 965	219 756 408	227 604 852	235 453 295	243 301 738	251 150 181	258 998 624			
Potencia	11 678 175	12 145 302	12 612 429	13 079 556	13 546 683	14 013 810	14 480 937	14 948 064	15 415 191			
Total ingresos	207 889 254	216 204 824	224 520 394	232 835 964	241 151 535	249 467 105	257 782 675	266 098 245	274 413 815			
2. EGRESOS												
2.1 Costos variables												
Combustible (83%)	98 849 723	102 803 711	106 757 700	110 711 689	114 665 678	118 619 667	122 573 656	126 527 645	130 481 634			
Peaje por transmisión (1,5%)	95 906 556	99 742 819	103 579 081	107 415 343	111 251 605	115 087 868	118 924 130	122 760 392	126 596 654			
2.2 Operación, mantenimiento y seguros	2 943 166	3 060 893	3 178 619	3 296 346	3 414 073	3 531 799	3 649 526	3 767 253	3 884 979			
Total egresos	8 225 220	8 554 228	8 883 237	9 212 246	9 541 255	9 870 263	10 199 272	10 528 281	10 857 290			
	107 074 942	111 357 940	115 640 937	119 923 935	124 206 933	128 489 931	132 772 928	137 055 926	141 338 924			
UTILIDAD OPERATIVA	100 814 312	104 846 884	108 879 457	112 912 029	116 944 602	120 977 174	125 009 747	129 042 319	133 074 892			
2.3 Depreciación de obras civiles	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239			
2.4 Depreciación de maq. y equipo	55 927 858	55 927 858	55 927 858	55 927 858	55 927 858	55 927 858	55 927 858	55 927 858	55 927 858			
2.5 Gastos de personal	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222			
2.6 Contribuciones (1%)	2 078 893	2 162 048	2 245 204	2 328 360	2 411 515	2 494 671	2 577 827	2 660 982	2 744 138			
2.7 Gastos financieros	33 531 388	32 296 442	30 962 701	29 522 260	27 966 584	26 286 454	24 471 914	22 512 210	20 395 730			
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	2 955 712	8 140 075	13 423 233	18 813 091	24 318 183	29 947 730	35 711 687	41 620 808	47 686 705			
Impuesto a la renta (30%)	886 714	2 442 022	4 026 970	5 643 927	7 295 455	8 984 319	10 713 506	12 486 242	14 306 011			
UTILIDAD NETA	2 068 999	5 698 052	9 396 263	13 169 163	17 022 728	20 963 411	24 998 181	29 134 566	33 380 693			

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. INGRESOS											
1.1 Ingresos por ventas											
Energía	261 614 772	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295
Potencia	15 570 900	14 013 810	14 013 810	14 013 810	14 013 810	14 013 810	14 013 810	14 013 810	14 013 810	14 013 810	-
Total ingresos	277 185 672	249 467 105	249 467 105	249 467 105	249 467 105	249 467 105	249 467 105	249 467 105	249 467 105	249 467 105	235 453 295
2. EGRESOS											
2.1 Costos variables	131 799 630	131 407 208	131 407 208	131 407 208	131 407 208	131 407 208	131 407 208	131 407 208	131 407 208	131 407 208	131 407 208
Combustible	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409
Peaje por transmisión	3 924 222	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799
2.2 Operación, mantenimiento y seguros	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959
Total egresos	142 766 589	142 374 167	142 374 167	142 374 167	142 374 167	142 374 167	142 374 167	142 374 167	142 374 167	142 374 167	142 374 167
UTILIDAD OPERATIVA	134 419 083	107 092 938	107 092 938	107 092 938	107 092 938	107 092 938	107 092 938	107 092 938	107 092 938	107 092 938	93 079 128
2.3 Depreciación de obras civiles	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239	2 275 239
2.4 Depreciación de maq. y equipo	55 927 858										
2.5 Gastos de personal	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222
2.6 Contribuciones	2 771 857	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 354 533
2.7 Gastos financieros	18 109 931	15 641 269	12 975 114	10 095 666	6 985 863	3 627 275	-	-	-	-	-
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	51 288 975	82 636 537	85 302 692	88 182 140	91 291 943	94 650 531	98 277 806	98 277 806	98 277 806	98 277 806	84 404 134
Impuesto a la renta	15 386 693	24 790 961	25 590 808	26 454 642	27 387 583	28 395 159	29 483 342	29 483 342	29 483 342	29 483 342	25 321 240
UTILIDAD NETA	35 902 283	57 845 576	59 711 884	61 727 498	63 904 360	66 255 372	68 794 464	68 794 464	68 794 464	68 794 464	59 082 894

Flujos de caja (en nuevos soles)

	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos por ventas							
Energía				196 211 079	204 059 522	211 907 965	219 756 408
Potencia				11 678 175	12 145 302	12 612 429	13 079 556
Total ingresos				207 889 254	216 204 824	224 520 394	232 835 964
Egresos							
Combustible				95 906 556	99 742 819	103 579 081	107 415 343
Operación y mantenimiento				8 225 220	8 554 228	8 883 237	9 212 246
Peaje por transmisión				2 943 166	3 060 893	3 178 619	3 296 346
Gastos de personal				4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222
Contribuciones				2 078 893	2 162 048	2 245 204	2 328 360
Pago de impuesto a la renta					886 714	2 442 022	4 026 970
Total egresos				113 199 056	118 451 923	124 373 385	130 324 486
Flujo de caja operativo				94 690 198	97 752 901	100 147 009	102 511 478

Flujos de las inversiones

	0	1	2	3	4	5	6
Inversión en activos fijos	(96 564 580)	(40 127 640)	(490 853 838)	0	0	0	0

Flujo económico

	0	1	2	3	4	5	6
Flujo económico	(96 564 580)	(40 127 640)	(490 853 838)	94 690 198	97 752 901	100 147 009	102 511 478

Servicio de la deuda

	0	1	2	3	4	5	6
Préstamo	57 938 748	86 650 432	388 094 769	419 142 350	403 705 528	387 033 761	369 028 251
Pago de cuotas	0	0	0	48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210
Intereses	4 635 100	6 932 035	31 047 582	33 531 388	32 296 442	30 962 701	29 522 260
Amortización	0	0	0	15 436 822	16 671 768	18 005 509	19 445 950
Saldo final				403 705 528	387 033 761	369 028 251	349 582 301

Flujo del financiamiento

	0	1	2	3	4	5	6
Préstamo	57 938 748	24 076 584	294 512 303				
Pago de cuotas	0	0	0	48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210
Escudo fiscal por intereses	0	0	0	10 059 416	9 688 933	9 288 810	8 856 678
Flujo del financiamiento	57 938 748	24 076 584	294 512 303	(38 908 794)	(39 279 277)	(39 679 400)	(40 111 532)
	94 614 240						

Flujo del accionista

	0	1	2	3	4	5	6
Flujo del accionista	(38 625 832)	(16 051 056)	(196 341 535)	55 781 404	58 473 623	60 467 609	62 399 946



7	8	9	10	11	12	13	14
227 604 852	235 453 295	243 301 738	251 150 181	258 998 624	261 614 772	235 453 295	235 453 295
13 546 683	14 013 810	14 480 937	14 948 064	15 415 191	15 570 900	14 013 810	14 013 810
241 151 535	249 467 105	257 782 675	266 098 245	274 413 815	277 185 672	249 467 105	249 467 105
111 251 605	115 087 868	118 924 130	122 760 392	126 596 654	127 875 409	127 875 409	127 875 409
9 541 255	9 870 263	10 199 272	10 528 281	10 857 290	10 966 959	10 966 959	10 966 959
3 414 073	3 531 799	3 649 526	3 767 253	3 884 979	3 924 222	3 531 799	3 531 799
4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222
2 411 515	2 494 671	2 577 827	2 660 982	2 744 138	2 771 857	2 494 671	2 494 671
5 643 927	7 295 455	8 984 319	10 713 506	12 486 242	14 306 011	15 386 693	24 790 961
136 307 597	142 325 278	148 380 296	154 475 636	160 614 526	163 889 679	164 300 753	173 705 021
104 843 938	107 141 827	109 402 379	111 622 609	113 799 290	113 295 993	85 166 352	75 762 084

7	8	9	10	11	12	13	14
0	0	0	0	0	0	0	0

7	8	9	10	11	12	13	14
104 843 938	107 141 827	109 402 379	111 622 609	113 799 290	113 295 993	85 166 352	75 762 084

7	8	9	10	11	12	13	14
349 582 301	328 580 676	305 898 919	281 402 623	254 946 623	226 374 143	195 515 864	162 188 923
48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210
27 966 584	26 286 454	24 471 914	22 512 210	20 395 730	18 109 931	15 641 269	12 975 114
21 001 626	22 681 756	24 496 297	26 456 000	28 572 480	30 858 279	33 326 941	35 993 096
328 580 676	305 898 919	281 402 623	254 946 623	226 374 143	195 515 864	162 188 923	126 195 827

7	8	9	10	11	12	13	14
48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210	48 968 210
8 389 975	7 885 936	7 341 574	6 753 663	6 118 719	5 432 979	4 692 381	3 892 534
(40 578 235)	(41 082 274)	(41 626 636)	(42 214 547)	(42 849 491)	(43 535 231)	(44 275 829)	(45 075 676)

7	8	9	10	11	12	13	14
64 265 703	66 059 553	67 775 743	69 408 062	70 949 798	69 760 762	40 890 523	30 686 408



Flujos de caja (en nuevos soles) continuación

	15	16	17	18	19	20	21	22
Ingresos por ventas								
Energía	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295
Potencia	14 013 810	14 013 810	14 013 810	14 013 810	14 013 810	14 013 810	14 013 810	-
Total ingresos	249 467 105	249 467 105	249 467 105	249 467 105	249 467 105	249 467 105	249 467 105	235 453 295
Egresos								
Combustible	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409	127 875 409
Operación y mantenimiento	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959	10 966 959
Peaje por transmisión	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799	3 531 799
Gastos de personal	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222	4 045 222
Contribuciones	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 494 671	2 354 533
Pago de impuesto a la renta	25 590 808	26 454 642	27 387 583	28 395 159	29 483 342	29 483 342	29 483 342	29 483 342
Total egresos	174 504 868	175 368 702	176 301 643	177 309 219	178 397 402	178 397 402	178 397 402	178 257 264
Flujo de caja operativo	74 962 237	74 098 403	73 165 462	72 157 886	71 069 703	71 069 703	71 069 703	57 196 031

Flujos de las inversiones

	15	16	17	18	19	20	21	22
Inversión en activos fijos	0	0	0	0	0	0	0	0

Flujo económico

	15	16	17	18	19	20	21	22
Flujo económico	74 962 237	74 098 403	73 165 462	72 157 886	71 069 703	71 069 703	71 069 703	57 196 031

Servicio de la deuda

	15	16	17
Préstamo	126 195 827	87 323 283	45 340 935
Pago de cuotas	48 968 210	48 968 210	48 968 210
Intereses	10 095 666	6 985 863	3 627 275
Amortización	38 872 544	41 982 347	45 340 935
Saldo final	87 323 283	45 340 935	0

Flujo del financiamiento

	15	16	17
Préstamo			
Pago de cuotas	48 968 210	48 968 210	48 968 210
Escudo fiscal por intereses	3 028 700	2 095 759	1 088 182
Flujo del financiamiento	(45 939 510)	(46 872 451)	(47 880 028)

Flujo del accionista

	15	16	17	18	19	20	21	22
Flujo del accionista	29 022 727	27 225 952	25 285 434	72 157 886	71 069 703	71 069 703	71 069 703	57 196 031

Apéndice 2 al capítulo 4

Desarrollo del modelo económico del proyecto
de una central de generación hidráulica

A. INFORMACIÓN BÁSICA Y DE MERCADO

PRESUPUESTO (en GWh)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
TOTAL DE VENTAS		2 128,68	2 213,83	2 298,97	2 384,12	2 469,27	2 554,42	2 639,56	2 724,71	2 809,86

	GWh	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
25%	Venta de energía en punta				532,17	553,46	574,74	596,03	617,32	638,60	659,89
75%	Venta de energía fuera de punta				1 596,51	1 660,37	1 724,23	1 788,09	1 851,95	1 915,81	1 979,67
	TOTAL				2 128,68	2 213,83	2 298,97	2 384,12	2 469,27	2 554,42	2 639,56

Variables técnicas y económicas		
Potencia instalada	365	MW
Factor de planta	75%	
Tipo de cambio	3,22	S/. por US\$
IGV	19%	

Precio de la subasta		
PPM	soles / KWmes	15,8
PEMP ctm	soles / KWh	10,2
PEMF ctm	soles / KWh	8,89

INVERSIONES		
Activo fijo (en dólares y soles)	US\$ 474 500 000	S/. 1 527 890 000
Plazo depreciación de obras civiles	30	años
Tasa anual de depreciación	3%	
Plazo depreciación maq. y equipo	10	años
Tasa anual de depreciación	10%	
Horizonte de evaluación	23	años

RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	
VANE	62 897 351
TIRE	7,90%
Payback 19,5 años (16,5 años de operación)	
VAN con CPPC	257 991 064,20

VANF	109 015 926
TIRF	9,06%

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
681,18	702,46	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56	709,56
2 043,53	2 107,39	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68	2 128,68
2 724,71	2 809,86	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24	2 838,24

Precios del año 11 al 20		
PPM	soles / KWmes	14,22
PEMP ctm	soles / KWh	9,18
PEMF ctm	soles / KWh	8,00

FINANCIAMIENTO	
Apalancamiento	60%
Capital propio	40%
Total de la deuda	916 734 000

COK del accionista	
Beta	0,515
rf (tasa libre de riesgo)	3,89%
Rm (retorno de mercado)	11,72%
RP (riesgo país)	1,46%
Koa	7,38%
$Ke = rf + Be (Rm - rf) + RP$	
Ke (COK accionista)	9,38%
COK trimestral	2,27%

Costo promedio ponderado de capital (CPPC)		
		Tasa anual
Deuda bancaria	60%	8,0%
Aporte de accionista	40%	9,38%
	CPPC anual	7,1%
	CPPC mensual	0,57%

Costo de la deuda bancaria	
Tasa de interés efectiva anual (TEA)	8,0%

B. ESTADOS FINANCIEROS

Estado de ganancias y pérdidas (en nuevos soles)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. INGRESOS											
1.1 Ingresos por ventas											
Energía				196 211 079	204 059 522	211 907 965	219 756 408	227 604 852	235 453 295	243 301 738	251 150 181
Potencia				9 731 813	10 121 085	10 510 358	10 899 630	11 288 903	11 678 175	12 067 448	12 456 720
Total ingresos				205 942 892	214 180 607	222 418 323	230 656 038	238 893 754	247 131 470	255 369 185	263 606 901
2. EGRESOS											
2.1 Costos de planta				19 910 000	28 669 544	29 772 219	30 874 893	31 977 568	33 080 243	34 182 918	35 285 593
Planilla				3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000
Materiales				2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000
Servicios de terceros				4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000
Comunicaciones				1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000
Combustibles y mantenimiento de campos				1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000
Impuesto predial				1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000
Servicio de seguridad				1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000
Seguro de planta				3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000
2.2 Costo de operación comercial				15 794 204	16 425 973	17 057 741	17 689 509	18 321 277	18 953 045	19 584 814	20 216 582
Canon de agua (1%)				1 962 111	2 040 595	2 119 080	2 197 564	2 276 049	2 354 533	2 433 017	2 511 502
Contribuciones (1%)				2 059 429	2 141 806	2 224 183	2 306 560	2 388 938	2 471 315	2 553 692	2 636 069
Peaje (6%)				11 772 665	12 243 571	12 714 478	13 185 385	13 656 291	14 127 198	14 598 104	15 069 011
Total Egresos				35 704 204	45 095 517	46 829 960	48 564 402	50 298 845	52 033 288	53 767 731	55 502 174
UTILIDAD OPERATIVA				170 238 687	169 085 091	175 588 363	182 091 636	188 594 909	195 098 181	201 601 454	208 104 727
2.3 Depreciación de maq. y equipo				71 468 518	71 468 518	71 468 518	71 468 518	71 468 518	71 468 518	71 468 518	71 468 518
2.4 Depreciación de obras civiles				32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917
2.5 Gastos de administración (7%)				13 734 776	14 284 167	14 833 558	15 382 949	15 932 340	16 481 731	17 031 122	17 580 513
2.6 Gastos financieros				86 616 948	83 426 885	79 981 617	76 260 728	72 242 167	67 902 122	63 214 873	58 152 645
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS				(34 476 471)	(32 989 396)	(23 590 246)	(13 915 476)	(3 943 033)	6 350 893	16 992 024	28 008 134
Impuesto a la renta (30%)				-	-	-	-	-	-	-	-
UTILIDAD NETA				(34 476 471)	(32 989 396)	(23 590 246)	(13 915 476)	(3 943 033)	6 350 893	16 992 024	28 008 134

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
258 998 624	261 614 772	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295
12 845 993	12 975 750	11 678 175	11 678 175	11 678 175	11 678 175	11 678 175	11 678 175	11 678 175	11 678 175	11 678 175	11 678 175
271 844 617	274 590 522	247 131 470	247 131 470	247 131 470	247 131 470	247 131 470	247 131 470	247 131 470	247 131 470	247 131 470	247 131 470
36 388 267	36 755 826	33 080 243	33 080 243	33 080 243	33 080 243	33 080 243	33 080 243	33 080 243	33 080 243	33 080 243	33 080 243
3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000	3 805 000
2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000	2 442 000
4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000	4 125 000
1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000	1 144 000
1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000	1 481 000
1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000	1 721 000
1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000	1 521 000
3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000	3 671 000
20 848 350	21 058 939	18 953 045	18 953 045	18 953 045	18 953 045	18 953 045	18 953 045	18 953 045	18 953 045	18 953 045	18 953 045
2 589 986	2 616 148	2 354 533	2 354 533	2 354 533	2 354 533	2 354 533	2 354 533	2 354 533	2 354 533	2 354 533	2 354 533
2 718 446	2 745 905	2 471 315	2 471 315	2 471 315	2 471 315	2 471 315	2 471 315	2 471 315	2 471 315	2 471 315	2 471 315
15 539 917	15 696 886	14 127 198	14 127 198	14 127 198	14 127 198	14 127 198	14 127 198	14 127 198	14 127 198	14 127 198	14 127 198
57 236 617	57 814 765	52 033 288	52 033 288	52 033 288	52 033 288	52 033 288	52 033 288	52 033 288	52 033 288	52 033 288	52 033 288
214 608 000	216 775 757	195 098 181	195 098 181	195 098 181	195 098 181	195 098 181	195 098 181	195 098 181	195 098 181	195 098 181	195 098 181
71 468 518	71 468 518										
32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917	32 894 917
18 129 904	18 313 034	16 481 731	16 481 731	16 481 731	16 481 731	16 481 731	16 481 731	16 481 731	16 481 731	16 481 731	16 481 731
52 685 438	46 780 854	40 403 904	33 516 798	26 078 723	18 045 602	9 369 832	-	-	-	-	-
39 429 223	47 318 434	105 317 630	112 204 736	119 642 811	127 675 931	136 351 702	145 721 534	145 721 534	145 721 534	145 721 534	145 721 534
-	14 195 530	31 595 289	33 661 421	35 892 843	38 302 779	40 905 511	43 716 460	43 716 460	43 716 460	43 716 460	43 716 460
39 429 223	33 122 904	73 722 341	78 543 315	83 749 968	89 373 152	95 446 191	102 005 074	102 005 074	102 005 074	102 005 074	102 005 074

Flujos de caja (en nuevos soles)

	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos por ventas							
Energía				196 211 079	204 059 522	211 907 965	219 756 408
Potencia				9 731 813	10 121 085	10 510 358	10 899 630
Devolución anticipada del IGV				56 797 650			
Total ingresos				262 740 542	214 180 607	222 418 323	230 656 038
Egresos							
Costos de planta				19 910 000	28 669 544	29 772 219	30 874 893
Costos de operación comercial				15 794 204	16 425 973	17 057 741	17 689 509
Gastos de administración				13 734 776	14 284 167	14 833 558	15 382 949
Pago de impuesto a la renta						-	-
Total egresos				49 438 980	59 379 683	61 663 517	63 947 351
Flujo de caja operativo				213 301 562	154 800 924	160 754 806	166 708 687

Flujos de inversiones

	0	1	2	3	4	5	6
Inversión en activos fijos	(565 319 300)	(611 156 000)	(351 414 700)	0	0	0	0

Flujos de económico

	0	1	2	3	4	5	6
Flujo económico	(565 319 300)	(611 156 000)	(351 414 700)	213 301 562	154 800 924	160 754 806	166 708 687

Servicio de la deuda

	0	1	2	3	4	5	6
Préstamo	339 191 580	733 020 506	1 002 510 967	1 082 711 844	1 042 836 060	999 770 212	953 259 097
Pago de cuotas	0	0	0	126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732
Intereses	27 135 326	58 641 641	80 200 877	86 616 948	83 426 885	79 981 617	76 260 728
Amortización	0	0	0	39 875 785	43 065 847	46 511 115	50 232 004
Saldo final	366 326 906	791 662 147	1 082 711 844	1 042 836 060	999 770 212	953 259 097	903 027 093

Flujos del financiamiento

	0	1	2	3	4	5	6
Préstamo	339 191 580	366 693 600	210 848 820				
Pago de cuotas				126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732
Escudo fiscal por intereses				25 985 084	25 028 065	23 994 485	22 878 218
Flujo del Financiamiento	339 191 580	366 693 600	210 848 820	(100 507 648)	(101 464 667)	(102 498 247)	(103 614 514)

Flujos del accionista

	0	1	2	3	4	5	6
Flujo del accionista	(226 127 720)	(244 462 400)	(140 565 880)	112 793 914	53 336 257	58 256 559	63 094 174



7	8	9	10	11	12	13	14	15
227 604 852	235 453 295	243 301 738	251 150 181	258 998 624	261 614 772	235 453 295	235 453 295	235 453 295
11 288 903	11 678 175	12 067 448	12 456 720	12 845 993	12 975 750	11 678 175	11 678 175	11 678 175
238 893 754	247 131 470	255 369 185	263 606 901	271 844 617	274 590 522	247 131 470	247 131 470	247 131 470
31 977 568	33 080 243	34 182 918	35 285 593	36 388 267	36 755 826	33 080 243	33 080 243	33 080 243
18 321 277	18 953 045	19 584 814	20 216 582	20 848 350	21 058 939	18 953 045	18 953 045	18 953 045
15 932 340	16 481 731	17 031 122	17 580 513	18 129 904	18 313 034	16 481 731	16 481 731	16 481 731
-	-	-	-	-	-	14 195 530	31 595 289	33 661 421
66 231 185	68 515 019	70 798 853	73 082 687	75 366 521	76 127 799	82 710 549	100 110 308	102 176 440
172 662 569	178 616 451	184 570 333	190 524 214	196 478 096	198 462 723	164 420 921	147 021 162	144 955 030

7	8	9	10	11	12	13	14	15
0	0	0	0	0	0	0	0	0

7	8	9	10	11	12	13	14	15
172 662 569	178 616 451	184 570 333	190 524 214	196 478 096	198 462 723	164 420 921	147 021 162	144 955 030

7	8	9	10	11	12	13	14	15
903 027 093	848 776 529	790 185 919	726 908 060	658 567 973	584 760 679	505 048 801	418 959 973	325 984 039
126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732
72 242 167	67 902 122	63 214 873	58 152 645	52 685 438	46 780 854	40 403 904	33 516 798	26 078 723
54 250 565	58 590 610	63 277 859	68 340 087	73 807 294	79 711 878	86 088 828	92 975 934	100 414 009
848 776 529	790 185 919	726 908 060	658 567 973	584 760 679	505 048 801	418 959 973	325 984 039	225 570 030

7	8	9	10	11	12	13	14	15
126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732	126 492 732
21 672 650	20 370 637	18 964 462	17 445 793	15 805 631	14 034 256	12 121 171	10 055 039	7 823 617
(104 820 082)	(106 122 095)	(107 528 270)	(109 046 939)	(110 687 101)	(112 458 476)	(114 371 561)	(116 437 693)	(118 669 115)

7	8	9	10	11	12	13	14	15
67 842 487	72 494 355	77 042 062	81 477 276	85 790 995	86 004 247	50 049 360	30 583 469	26 285 915



Flujos de caja (en nuevos soles) continuación

	16	17	18	19	20	21	22
Ingresos por ventas							
Energía	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295	235 453 295
Potencia	11 678 175	11 678 175	11 678 175	11 678 175	11 678 175	11 678 175	11 678 175
Devolución anticipada del IGV							
Total ingresos	247 131 470	247 131 470	247 131 470	247 131 470	247 131 470	247 131 470	247 131 470
Egresos							
Costos de planta	33 080 243	33 080 243	33 080 243	33 080 243	33 080 243	33 080 243	33 080 243
Costos de operación comercial	18 953 045	18 953 045	18 953 045	18 953 045	18 953 045	18 953 045	18 953 045
Gastos de administración	16 481 731	16 481 731	16 481 731	16 481 731	16 481 731	16 481 731	16 481 731
Pago de impuesto a la renta	35 892 843	38 302 779	40 905 511	43 716 460	43 716 460	43 716 460	43 716 460
Total egresos	104 407 862	106 817 798	109 420 530	112 231 479	112 231 479	112 231 479	112 231 479
Flujo de caja operativo	142 723 608	140 313 671	137 710 940	134 899 991	134 899 991	134 899 991	134 899 991

Flujos de inversiones

	16	17	18	19	20	21	22
Inversión en activos fijos	0	0	0	0	0	0	0

Flujos económico

	16	17	18	19	20	21	22
Flujo económico	142 723 608	140 313 671	137 710 940	134 899 991	134 899 991	134 899 991	134 899 991

Servicio de la deuda

	16	17
Préstamo	225 570 030	117 122 900
Pago de cuotas	126 492 732	126 492 732
Intereses	18 045 602	9 369 832
Amortización	108 447 130	117 122 900
Saldo final	117 122 900	0

Flujos del financiamiento

	16	17
Préstamo		
Pago de cuotas	126 492 732	126 492 732
Escudo fiscal por intereses	5 413 681	2 810 950
Flujo del Financiamiento	(121 079 051)	(123 681 782)

Flujos del accionista

	16	17	18	19	20	21	22
Flujo del accionista	21 644 556	16 631 889	137 710 940	134 899 991	134 899 991	134 899 991	134 899 991

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. El régimen legal vigente contempla determinadas disposiciones que pueden considerarse como mecanismos de incentivo para las inversiones en generación, entre las cuales podemos mencionar el Decreto Legislativo N.º 674, que establece el marco general de promoción de la inversión privada, el Decreto Legislativo N.º 757, que garantiza la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica, así como las disposiciones referidas a la posibilidad de celebrar convenios de estabilidad tributaria, y el régimen de fraccionamiento arancelario para importación de bienes de capital, maquinaria y equipo para nuevos proyectos.

Debemos destacar que complementariamente al Decreto Legislativo N.º 818, ha sido promulgada la Ley N.º 28876, que establece el régimen de la recuperación anticipada del IGV para las inversiones en generación eléctrica que utilicen recursos hídricos y otros renovables. Esta norma es indispensable para la toma de decisiones respecto de la ejecución de proyectos de inversión con periodos preoperativos, durante los cuales no se registran ingresos sino únicamente gastos de inversión, sobre los que se tributa el IGV y cuyo crédito fiscal no puede ser aplicado hasta no haberse iniciado operaciones, lo cual representa un costo adicional al proyecto. Consideramos que esta medida constituye uno de los más importantes avances en materia de incentivo a las inversiones en generación eléctrica. Se justificaba desde hace mucho tiempo,

sobre todo si se tiene en cuenta que ya ha sido implementada en sectores como la minería.

A pesar de las normas antes señaladas, podemos apreciar que luego de haber transcurrido más de quince años desde que se inició la dación de este régimen de incentivos para la inversión, en materia de generación eléctrica no se han tenido los efectos esperados, dado que en la actualidad existe un déficit de inversión en fuentes de generación.

2. Se advierte que existe un comportamiento inverso entre el crecimiento de la capacidad instalada y el crecimiento de la demanda máxima del SEIN, lo cual confirma la existencia de un déficit de inversión en plantas de generación eficiente, toda vez que según los datos históricos la demanda de energía crece en aproximadamente 5% anual y la potencia instalada decrece en alrededor de 2% en el mismo periodo. Asimismo, según las proyecciones realizadas, el crecimiento de la demanda es progresivo, mientras el ritmo de crecimiento de la capacidad instalada no es el mismo, es decir, no responde al incremento proyectado de la demanda, a pesar de existir diversos proyectos de centrales hidroeléctricas y térmicas en ejecución.

Estas cifras demuestran que en el caso de no concretarse inversión en generación con costos eficientes, el incremento sostenido de la demanda generará la necesidad de que ingresen a despachar centrales de generación cuyos costos variables resulten ineficientes, con lo cual, lejos de encontrar una solución a la brecha existente entre los costos marginales de corto plazo y las tarifas reguladas, esta se agudizará por la falta de renovación del parque de generación y la utilización de centrales con costos elevados.

Esta situación ratifica la tesis sostenida de que el mecanismo más eficiente para solucionar la crisis del sector eléctrico es el de crear los incentivos necesarios para la renovación del parque de generación, a fin de sustituir centrales que operan a costos ineficientes

(centrales a base de diésel 2 y residual 6) por centrales con menores costos de operación (generación hidráulica y a gas natural).

3. La crisis consistente en el déficit de contratos de suministro entre generadores y distribuidores para atender el mercado regulado ha sido originada, en parte, por la forma como ha venido siendo utilizado el mecanismo de fijación de la tarifa en barra por parte de Osinerg.

Conforme se ha señalado, la tarifa en barra consiste en la estimación o simulación de los costos marginales de la energía en un periodo de tiempo relativamente largo, para lo cual Osinerg debe realizar estimaciones de la oferta y la demanda. La forma como ha venido siendo empleado este mecanismo ha generado desviaciones en el valor de la tarifa en barra, básicamente por deficiencias en las estimaciones de la oferta (basadas en la producción de energía según las distintas fuentes de generación) y la demanda (consumos de los clientes) por parte del regulador y, en consecuencia, se ha generado un retraso en la tarifa regulada en comparación con los precios reales registrados en el mercado de corto plazo.

La menor participación de la generación hidráulica en la producción de la energía, en comparación con las estimaciones hechas por Osinerg al momento de determinar la tarifa en barra, aunada a la mayor demanda del mercado y, por consiguiente, la mayor participación de la generación térmica basada en diésel, originó que en el año 2004 los costos marginales de la energía fueran mayores prácticamente en todos los meses del año en comparación con los estimados para el cálculo de la tarifa en barra, por lo que en algunos casos se llegaron a registrar diferencias de hasta 5 veces el valor estimado.

A fin de evitar que las deficiencias en las estimaciones efectuadas por Osinerg para la determinación de la tarifa en barra sigan distorsionando la fijación del precio regulado y acrecentando la bre-

cha con los valores reales del precio de la energía en el mercado *spot*, es indispensable que se introduzcan criterios más objetivos para la estimación de la demanda y la oferta de energía.

4. El mecanismo vigente de pago por capacidad remunera no solo la participación real de las centrales de generación para atender la demanda de potencia del sistema, sino que además reconoce un pago por capacidad relacionado con la potencia firme de las centrales, participen o no en el despacho real. Según el margen de reserva establecido, puede significar un desincentivo a las inversiones en nuevas centrales de generación base.

El hecho de que la recaudación total por potencia sea destinada, en parte, a cubrir la remuneración de centrales que no tienen una efectiva participación en el despacho en el sistema significa un factor negativo respecto de la toma de decisiones para la inversión en fuentes de generación de base. Toda vez que, como sabemos, los costos fijos de las centrales de base son mucho más altos que los costos de las centrales que marginan, y para un inversionista resultaría más atractivo invertir si se reconociera una remuneración no solo por potencia firme sino por potencia efectivamente despachada.

5. Mediante la Ley N.º 28832 se creó el sistema de subastas a precio firme para los futuros suministros, a un plazo relativamente extenso, como mecanismo para incentivar la inversión en generación eficiente a través de un instrumento de apalancamiento financiero, que serían los contratos de suministro a futuro. Este mecanismo, recogido de experiencias de otros países –por ejemplo, Chile–, intenta proporcionar a los posibles inversionistas los instrumentos que hagan posible el financiamiento para la inversión en generación mediante contratos de suministro futuro con el tiempo suficiente para realizar la inversión (tres años), así como la posibilidad de asegurar el retorno de su inversión a través de la fijación de un precio firme que posibilite la predicción de los flujos que generaría el activo, favoreciendo la evaluación

de la inversión, pues se elimina el riesgo regulatorio que incide directamente en la cuantificación de los ingresos.

Sin embargo, dado el contexto en que se dictó este mecanismo de subastas, se aprobó un procedimiento de subastas adicional para solucionar la problemática existente respecto a los retiros que las distribuidoras realizaron sin respaldo contractual y que no habían sido pagados por falta de implementación del medio de pago, constituido por el fideicomiso creado por la Ley N.º 28447. Con este escenario se introdujo como posible objeto de licitación a dichos retiros de energía, valorizándolos de antemano al precio de barra fijado por Osinerg. La inclusión de estos retiros en las licitaciones desfavorece las posibilidades de éxito del proceso, pues las propuestas que pudieran efectuar las generadoras respecto al precio de la energía fuera de punta del suministro futuro se verían afectadas por las pérdidas que pudieran significar asumir los retiros pasados a la tarifa en barra. Así, es lógico que dichas pérdidas traten de ser recuperadas a través del precio de la energía materia de licitación, con lo que se distorsionan los precios.

6. Luego de realizar las evaluaciones financieras de las dos centrales eléctricas, tanto hidráulica como térmica, señalamos que las medidas adoptadas recientemente, es decir el sistema de licitaciones, incentiva las inversiones en plantas de generación térmica, debido a que el plazo de 10 años de los contratos de suministro alcanza únicamente para el repago de estas, pero no para las hidráulicas, por los altos gastos de inversión que estas requieren. Según lo analizado, en 10 años no se pagan las inversiones en centrales hidroeléctricas, para lograr esto se necesitan aproximadamente 15 años; en cambio, para las centrales térmicas el plazo de 10 años es suficiente, pues el pago de este tipo de centrales se produce en un plazo menor que lo establecido en los contratos, como lo hemos desarrollado.

Entendemos que las medidas adoptadas se encuentran dentro de un marco normativo y de la voluntad del Estado peruano de dar

impulso a la utilización del gas natural proveniente de Camisea. Asimismo, establecer un precio especial del gas natural para las centrales de generación eléctrica indica esa misma voluntad; sin embargo; podemos afirmar que si bien estas últimas medidas incentivan a la inversión en plantas térmicas, la promulgación de la norma que hace posible la recuperación anticipada del IGV para las centrales de generación hidráulica también significan un incentivo para las inversiones en planta hidráulicas.

En general, sostenemos que el Estado ha identificado muy bien el problema y está dando señales de que la mejor manera de solucionar la crisis del sector es incentivando la inversión en centrales de generación, tanto hidráulicas como térmicas. Pero consideramos que si el Estado cree necesario el incentivo a la inversión en centrales de generación hidráulica debe atenderse la necesidad de modificar los contratos de suministro en los cuales se encuentra estabilizado el precio, haciéndolos calzar con los plazos de repago de inversiones de mayor envergadura, como las inversiones en centrales de generación hidráulica.

7. Conforme se ha señalado, a la fecha de realización de este estudio no se ha aprobado la reglamentación referida a las condiciones específicas de la licitación a precio firme. Sin embargo, como referente podemos citar lo establecido por los lineamientos aprobados para las licitaciones destinadas a atender los requerimientos actuales de las distribuidoras.

Dichos lineamientos han establecido un sistema de licitación en el cual únicamente el precio de la energía fuera de punta será materia de oferta, manteniendo la potencia y la energía de punta a los valores regulados por Osinerg.

En este escenario, y a falta de determinación respecto al procedimiento general de licitación, se puede asumir que el concepto citado respecto a la materia de la licitación puede ser replicado para el procedimiento general. De producirse esto pudiera

llegarse a la situación en donde, como resultado de las ofertas presentadas en la licitación, los valores de la energía fuera de punta podrían equipararse con los valores de la energía en punta e incluso superarlos. Esto tendría un efecto negativo para el mercado eléctrico e inverso al objetivo buscado por el legislador, toda vez que los clientes que tienen la posibilidad de manejar su diagrama de carga, especialmente los clientes industriales, preferirían consumir energía en horas de punta, periodos durante el cual los precios de la energía podrían ser menores, y dejarían de consumir en horas fuera de punta, durante las cuales podrían presentarse precios más elevados. Por tanto, se produciría un incremento en la máxima demanda del sistema en horas de punta y, por ende, se necesitaría la utilización de mayor capacidad, lo cual haría que las centrales que marginan sean las menos eficientes en orden de despacho, con el consiguiente efecto de incremento del costo marginal de la energía de corto plazo.

8. El hecho de que la Ley N.º 28832 haya establecido la posibilidad de reducir el límite mínimo para ser considerado cliente libre, límite que hasta la fecha no ha sido fijado por reglamento, podría significar una desventaja o impedimento para que el mecanismo de las licitaciones a precio firme resulte del todo efectivo en solucionar la crisis del sector. Esto porque incrementar el número de clientes libres por esta reducción del límite mínimo podría significar reducir la demanda de los distribuidores, pues con esta modificación los clientes que antes tenían la condición de clientes regulados y que formaban parte del monopolio del distribuidor, por encontrarse dentro de su área de concesión, podrían adquirir la condición de clientes libres y tendrían la posibilidad de elegir otro suministrador. De esta manera se afectaría la demanda del distribuidor y, por consiguiente, la proyección de su demanda a diez años necesaria para salir a licitación.

Este nuevo elemento de incertidumbre introducido en la demanda de los distribuidores podría originar que estos caigan en un escenario en el que la potencia contratada por el periodo de 10

años supere sus reales requerimientos, lo que los llevaría a una situación de sobrecontratación. Aunque esta circunstancia es advertida y regulada por la Ley N.º 28832, que deja abierta la posibilidad de que las distribuidoras comercialicen sus excedentes de potencia y energía en el mercado *spot*, significaría una exposición por parte de la distribuidora al riesgo de que los precios en el mercado *spot* estén por debajo de lo que efectivamente pagan las distribuidoras a las generadoras según los precios fijados en las licitaciones.

Debe destacarse la particularidad de que el riesgo mencionado en el párrafo anterior puede ser asumido por las distribuidoras sin que estas hayan decidido tomarlo, pues pueden verse forzadas a comercializar sus excedentes de potencia y energía en el mercado de corto plazo, por el hecho de que al momento de pronosticar sus requerimientos por periodos tan extensos como son trece años (diez años de suministro que se inicia dentro de tres años), resulta imposible anticipar la migración de nuevos clientes libres que pudiera afectar su demanda.

Recomendaciones

1. Es conveniente que el Estado, como órgano promotor y normativo de las inversiones, defina una política clara y consistente en el tiempo respecto a qué es lo que quiere incentivar, para así dar a los actuales actores y a los potenciales inversionistas las condiciones de seguridad jurídica necesarias para la inversión en el parque de generación. En realidad, el marco legal se ha ido modificando a través del tiempo a causa de decisiones coyunturales; en algún momento se promovió la inversión en plantas de generación de punta, y posteriormente se incentivó la inversión en plantas de generación en base.

Como hemos podido analizar, los últimos dispositivos legales dictados para solucionar la actual crisis en el sector están orientados, por un lado, a promover la inversión en fuentes de gene-

ración a base de gas natural y, por otro, a invertir en fuentes de generación hidráulica.

Por estos hechos, consideramos necesario que se apruebe un plan nacional de desarrollo del parque de generación basado en el incentivo al desarrollo de plantas de generación que utilicen recursos renovables y fuentes de generación no convencionales. De esta manera se elimina progresivamente la dependencia de recursos no renovables o recursos que deben ser importados a precios internacionales (los cuales se fijan sobre la base de factores exógenos) y se evita que se produzcan situaciones extremas, tales como la negativa de las generadoras a suscribir contratos con las distribuidoras por existir una diferencia considerable entre los costos marginales de corto plazo y la tarifa en barra.

En este sentido, el plan mencionado debe promover gradualmente la inclusión de plantas de costos eficientes para ir reduciendo aquellas centrales que hacen que el costo de la energía se eleve.

2. Con relación al procedimiento de licitaciones a precio firme para la contratación del suministro de electricidad como mecanismo que busca incentivar la inversión en generación eficiente, consideramos que debe modificarse el plazo de diez años previsto para los contratos. Creemos que si el objetivo de las licitaciones es incentivar la inversión en centrales de generación que operen en base, es indispensable incluir dentro de este grupo a las centrales de generación hidráulica, que por sus reducidos costos de operación cumplen con la función de ser la base de la oferta de energía.

A través de las evaluaciones financieras de dos proyectos de inversión en centrales de generación, uno térmico, a base de gas natural, y el otro hídrico, hemos podido comprobar que el primero tiene un plazo de recuperación de la inversión que coincide con el plazo en el cual se encuentra estabilizado el precio de venta de la energía eléctrica, mientras que en el segundo el *payback*

de la inversión sobrepasa el plazo en el cual los ingresos están garantizados por la estabilización del precio.

En este sentido, creemos pertinente que el sistema de licitación a precio firme sea un mecanismo que sirva de incentivo en la generación considerada como base, incluyendo las plantas de generación hidráulicas. Por tal motivo es indispensable que durante el periodo de repago de la inversión los flujos de ingresos estén garantizados a través del precio firme de la energía eléctrica. De acuerdo con las condiciones vigentes de los contratos producto de las licitaciones, no se garantiza el flujo más allá de diez años de iniciado el suministro, lo cual significa un desincentivo para los proyectos de inversión en plantas de generación hidráulicas, que por requerir mayores montos de inversión por MW de potencia instalada, también precisan un mayor plazo para el repago de la inversión.

Somos conscientes de que uno de los factores que contribuyeron a la crisis del sector eléctrico es la considerable dependencia del parque de generación del recurso hídrico, lo que constituye un riesgo adicional para la inversión en centrales hidráulicas; sin embargo, también debe considerarse las ventajas de promover la utilización de recursos renovables como fuente de generación.

3. Considerando que a la fecha de realización de este estudio no se ha aprobado la reglamentación referida a las condiciones específicas de la licitación a precio firme contenidas en la Ley N.º 28832, y tomando como referente de la posición que adoptará el regulador lo establecido por los lineamientos aprobados para las licitaciones destinadas a atender los requerimientos actuales de las distribuidoras, en los cuales únicamente el precio de la energía fuera de punta será materia de oferta, manteniendo la potencia y la energía de punta a los valores regulados por Osinerg, sugerimos que sea modificada dicha posición, dado que lejos de dar solución a la crisis podría profundizarla.

En efecto, puede suscitarse que, como resultado de las ofertas presentadas en la licitación, los valores de la energía fuera de punta se equiparen con los valores de la energía en punta e incluso los superen. Este hecho tendría un efecto negativo para el mercado eléctrico e inverso al objetivo buscado por el legislador, toda vez que los clientes que tienen la posibilidad de manejar su diagrama de carga, especialmente los industriales, pasarían a preferir consumir energía en horas de punta, periodos en los que los precios podrían ser menores, y dejarían de consumir en horas fuera de punta, durante las cuales podrían presentarse precios más elevados, con lo que se produciría un incremento en la máxima demanda del sistema en horas de punta y se requeriría, por lo tanto, la utilización de mayor capacidad, lo cual haría que las centrales que marginen sean las menos eficientes en orden de despacho, con el consiguiente efecto de incremento del costo marginal de la energía de corto plazo.

Por tal motivo, sugerimos que sean objetos de licitación tanto la energía en punta como la fuera de punta, pudiendo establecerse mecanismos que controlen que los precios ofertados mantengan la relación que actualmente existe en los precios de la energía, a fin de mantener el incentivo actual de consumo en horas fuera de punta.

4. Consideramos que lo dispuesto por la Ley N.º 28832 respecto a la modificación de las condiciones mínimas para adquirir la calidad de clientes libres, lejos de ayudar al éxito del proceso de licitaciones, introduce un elemento de incertidumbre en el cálculo de la demanda del distribuidor, con lo que se hace más difícil pronosticar, sobre todo, el comportamiento de la demanda por los próximos diez años, tarea que de por sí ya es bastante complicada.

Creemos que esta modificación no debe prosperar, pues no debemos perder de vista que el principal objetivo es incentivar la inversión mediante el mecanismo de licitaciones a precio firme;

luego, cualquier elemento que perjudique el éxito de las licitaciones no debe ser atendido. Por lo tanto, los cambios en las condiciones para asumir la condición de cliente libre harán que la demanda de los distribuidores pueda verse afectada. En efecto, el hecho de que un porcentaje de sus clientes que con esta modificación califique como clientes libres pueda migrar a otros suministradores de energía haría aun más difícil para los distribuidores la tarea de pronosticar su demanda.

BIBLIOGRAFÍA

- APOYO CONSULTORÍA. 2006. *Reporte del sector eléctrico*. Lima: Apoyo.
- BONFIGLIO VOLPE, Giovanni. 2001. *Electrificación en Lima*. Lima: UNI.
- BURDEAU, Georges. 1981. *Derecho constitucional e instituciones públicas*. Madrid: Editora Nacional.
- CÁMAC, Daniel, MÉNDEZ, Luis F. y ORMEÑO, Víctor. 2003. Generación eléctrica a partir del gas de Camisea: estudio para la incorporación de una nueva empresa de generación termoeléctrica. Lima: ESAN (trabajo no publicado).
- COMEXPERÚ. 2006. *Sector eléctrico a la espera de nuevas inversiones*. Lima: Comexperú.
- . 2005. *Cambios al marco regulatorio e inversiones en el sector eléctrico*. Lima: Comexperú.
- COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA, COES. 2006. Lima. <www.coes.org.pe>.
- FLORES ARÁOZ, Rosa María. 2006. Mecanismos para promover inversión en generación y transmisión eléctrica. *Revista Desde Adentro* (SNM-PE). Lima, n.º 36, págs. 30-32.
- GALLARDO KU, José. 2004. Estimaciones de la demanda agregada de electricidad. Lima: Osinerg, Oficina de Estudios Económicos.

- JOSKOW, Paul. 1999. *Regulación de incentivos para las empresas de servicios eléctricos*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.
- LAZO, Gustavo. 2006. Desarrollo del potencial eléctrico peruano: un reto por alcanzar. *Revista Desde Adentro* (SNMPE). Lima, abr., n.º 32.
- . 2005. Generación eléctrica a través de centrales térmicas. *Revista Desde Adentro* (SNMPE). Lima.
- MAXIMIXE. Junio 2006. *Informe Riesgos de Mercado: Electricidad*. Lima.
- O'NEILL DE LA FUENTE, Cecilia. 2006. Las licitaciones internacionales: la crisis del 2004 y la demanda de electricidad. *Revista Desde Adentro* (SNMPE). Lima.
- PERÚ. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. 2006. Lima. <www.minem.gob.pe>.
- PERÚ. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, MINEM-OSINERG. 2005. *Libro Blanco del Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*. Lima: Minem-Osinerg.
- PERÚ. PROINVERSIÓN. 2006. Lima. <www.proinversion.gob.pe>.
- RIVERO TORRE, Pedro. 1999. *Desregulación y privatización en la globalización de la economía*. Madrid.
- SANTIBÁÑEZ SEMINARIO, Roberto J. 2001. *Desregulación y privatización eléctrica en el Perú*. Lima.
- SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA, SNMPE. 2006. Lima. <www.snmpe.org.pe>.

Sobre los autores

PATRICIA ALARCÓN HIDALGO

palarcon@mtc.gob.pe pattyalarcon@hotmail.com

Magíster en Finanzas y Derecho Corporativo de la Universidad ESAN y abogada de la Universidad de San Martín de Porres y estudios de especialización en Regulación de Servicios Públicos y Administración de Terminales Portuarios. Se ha desempeñado como abogada de empresas constructoras y de consultoría. Actualmente es asesora legal de la Dirección General de Concesiones en Transportes del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, principalmente en temas vinculados a las concesiones de puertos y ferrocarriles.

FIDEL ROCHA MIRANDA

frocha@distriluz.com.pe fidel.rocha@hotmail.com

Magíster en Finanzas y Derecho Corporativo de la Universidad ESAN y abogado de la Universidad de Lima. Especialización en normas mineras, energéticas y ambientales, por auspicio del Banco Mundial, y en el sector eléctrico y las actividades de distribución y generación eléctrica, en programa organizado por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER-Uruguay). Investigador del International Development Research Center (IDCR-Canadá) y de la Mining Policy Research Initiative (MPRI). Conferencista y autor de artículos referidos a temas mineros, energéticos y regulatorios. Se ha desempeñado como asesor legal de la Oficina de Concesiones Mineras del Registro Público de Minería (hoy Ingemet) y de la Alta Dirección del Ministerio de Energía y Minas, también ha sido vicepresidente del Comité Legal Eléctrico de la Actividad de Distribución de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. Actualmente es gerente corporativo legal y de regulación del Grupo Distriluz y miembro del Instituto Nacional de Derecho de Minería, Petróleo y Energía.

SE TERMINÓ DE IMPRIMIR EN LOS TALLERES GRÁFICOS DE
TAREA ASOCIACIÓN GRÁFICA EDUCATIVA
PASAJE MARÍA AUXILIADORA 156 - BREÑA
CORREO E: tareagrafica@terra.com.pe
TELÉF.: 332-3229 FAX: 424-1582
JUNIO 2008, LIMA-PERÚ