



Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano

Documento de Trabajo N° 3

**Oficina de Estudios Económicos
OSINERG**

Junio del 2005

OSINERG

Diagnóstico de la Problemática de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano.

Documento de Trabajo N° 3, preparado por la Oficina de Estudios Económicos.

Está permitida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier medio, siempre y cuando se cite la fuente.

Elaborado por José Gallardo, Raúl García y Raúl Pérez-Reyes

Para comentarios o sugerencias dirigirse a:

OSINERG

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar

Lima, Perú

Tel. (511) 219-3400, anexo 1057

Fax (511) 219-3413

<http://www.osinerg.gob.pe/investigacion>

*Correo electrónico: jgallardo@osinerg.gob.pe, rgarcia@osinerg.gob.pe,
rperezreyes@osinerg.gob.pe*

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
Oficina de Estudios Económicos
Documento de Trabajo N° 3**

Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano¹

Resumen

El objetivo de este documento es realizar una primera evaluación de la problemática de la inversión en el sector eléctrico peruano con énfasis en la actividad de generación. A partir de desarrollos recientes en la literatura económica en el documento se plantean las dificultades para explicar y predecir las decisiones de inversión de los agentes en un contexto donde existe incertidumbre, costos hundidos y decisiones irreversibles, como la inversión en el sector eléctrico peruano. Estas incertidumbres se muestran a través de un análisis del comportamiento de la inversión en generación y de la incertidumbre existente sobre la reconfiguración del parque generador con la entrada del gas natural a nivel masivo gracias al proyecto de Camisea.

En este contexto, se argumenta que las señales de precios de energía y potencia del esquema marginalista pueden ser insuficientes como señales para asegurar niveles adecuados de inversión que mantengan la confiabilidad del suministro y que progresivamente puede surgir una brecha entre la inversión eficiente requerida y esperada de acuerdo al esquema de regulación, y la inversión efectivamente realizada. Esta diferencia puede llevar a una creciente necesidad de innovaciones en el marco regulatorio, a la utilización de mecanismos específicos de atracción de inversiones o a un mayor grado de participación del Estado en la actividad de generación (solución por *default* al problema de credibilidad).

¹. Documento elaborado por José Gallardo, Raúl García y Raúl Pérez Reyes. Los autores agradecen los valiosos comentarios a una versión inicial del documento de Guillermo Shinno, Jaime Mendoza, José Koc, David Orozco, Lennin Quiso y Arturo Vásquez. Los errores y omisiones son de responsabilidad de los autores. Remitir comentarios o sugerencias a jgallardo@osinerg.gob.pe, rperezreyes@osinerg.gob.pe o rgarcia@osinerg.gob.pe.

En el documento también se analiza brevemente la problemática de la actividad de transmisión y los diferentes mecanismos que se plantean a nivel internacional para fomentar inversiones en esta actividad.

TABLA DE CONTENIDO

I. Marco Conceptual.....	7
II. Inversión en el Sector Eléctrico Peruano	13
II.1 <i>Inversión en el Sector Eléctrico Latinoamericano</i>	13
II.2 <i>Breve Historia de la Formación de Capital en el Sector Eléctrico Peruano</i>	15
III.2.1 <i>Inversión en la Década de los Noventa.....</i>	18
III.2.2 <i>Composición de la Inversión por Tecnología</i>	23
III.3 <i>Camisea y la Inversión en la Actividad de Generación Eléctrica ...</i>	28
III.3.1 <i>Análisis de Sensibilidad</i>	37
III.3.2 <i>Evolución de la Demanda</i>	42
III.4. <i>Problemática de la Inversión en Transmisión</i>	51
III. Lecciones y Agenda Pendiente	56
IV. Referencias bibliográficas	61

INDICE DE CUADROS

Cuadro N° 1: Inversión en Capacidad Instalada en el SEIN por Origen	23
Cuadro N° 2: Cambios en la Potencia Efectiva en el Sistema Interconectado Nacional (MW)	25
Cuadro N° 3: Cambios en la Potencia Efectiva en el Sistema Interconectado Nacional (MW)	26
Cuadro N° 4: Potencia Efectiva por Tipo de Generación	27
Cuadro N° 5: Costos Variables	31
Cuadro N° 6: Costos Fijos	32
Cuadro N° 7: Comparación Cualitativa de los Riesgos de Inversión por Tipo de Tecnología.....	37
Cuadro N° 8: Ingresos marginales mínimos estándares por tipo de central.....	50

INDICE DE GRAFICOS

Gráfico N° 1: Inversión Anual en Proyectos de Infraestructura en Latino América.....	14
Gráfico N° 2: Inversión Privada Anual en el Sector Eléctrico en Latinoamérica15	
Gráfico N° 3: Evolución Potencia Eléctrica Instalada Per-Cápita, Perú: 1940-2000.....	17
Gráfico N° 4: Evolución de la Potencia Instalada en el Perú: 1940 -2000.....	17
Gráfico N° 5: Evolución de la Inversión Privada y Pública en Generación Eléctrica	19
Gráfico N° 6: Evolución de la Potencia Efectiva, Máxima Demanda y Reserva SEIN (1980 -2003).....	20
Gráfico N° 7: Cambios en la Inversión Privada en Capacidad de Generación en el SEIN (MW) - 1995-2006 Proyectada.....	22
Gráfico N° 8: Minimización de Costos en un Escenario sin Gas Natural.....	33
Gráfico N° 9: Minimización de Costos en un Escenario con Gas Natural.....	35
Gráfico N° 10: Sensibilidad del Parque Generador ante cambios en el Costo de Instalación de las Centrales Hidráulicas.....	39
Gráfico N° 11: Evolución de la Cotización del Precio del Crudo 1975 - 2004...40	
Gráfico N° 12: Sensibilidad del Parque Generador ante cambios en el Precio del Petróleo	41
Gráfico N° 13: Incremento de la Demanda e Inversión Óptima en un Esquema Centralizado	46
Gráfico N° 14: Evolución de la Inversión Estatal y Privada en Transmisión 1994 - 2004 (US\$ miles).....	52

INDICE DE ANEXOS

Anexo N° 1: Obtención de “q de Tobin” en un modelo de Inversión con Costos de Ajuste	68
Anexo N° 2: Una Exposición del Modelo de Dixit y Pyndick y un Ejercicio para la Generación Eléctrica.	71
Anexo N° 3: Inversiones Ejecutadas por las Empresas Privadas 1994 - 2004 (miles de US\$)	85
Anexo N° 4: Inversiones Ejecutadas por las Empresas Estatales 1990 - 2004 (miles de US\$)	86

Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano

José Gallardo, Raúl García y Raúl Pérez-Reyes

I. Marco Conceptual

Debido a la continua dificultad de lograr un grado de predicción satisfactorio, la teoría de la inversión ha sufrido importantes innovaciones a lo largo de las últimas cuatro décadas. Entre los aportes más importantes pueden señalarse al enfoque neoclásico (Jorgenson; 1963), la famosa teoría q de Tobin (Tobin; 1969, Summers; 1981) y, más recientemente, teoría de la inversión como una opción sintetizada en Dixit y Pindyck (1994).

En el enfoque neoclásico, el *stock* de capital óptimo se determina en la condición marginal de eficiencia en el mercado de capitales, mientras que la inversión, definida como un cambio en el stock de capital, se relaciona con el capital óptimo a través de un mecanismo de ajuste parcial entre el *stock* de capital deseado y el existente. A nivel conceptual, el enfoque ha mostrado ser limitado por la necesidad de modelar mejor el proceso de ajuste, así como por la indeterminación de la solución del problema de optimalidad en presencia de rendimientos a escala constantes. A nivel empírico el enfoque ha sido poco consistente con la evolución real de la inversión.²

². Por ejemplo, considerando la inversión de una empresa como el proceso de ajuste del stock de capital físico y humano desde su nivel actual (K_i) a un nivel deseado (K^*), Nemoto, Nakanishi y Madono (1993) y Caballero (1997), estiman que dicha discrepancia está entre el 11,8% y el 20%, para el caso de la industria eléctrica en Japón entre 1981-85 y la industria manufacturera en los EEUU de Norteamérica entre 1972-89, respectivamente.

El aporte de Summers a la teoría de la inversión de Tobin solucionó en gran medida los problemas conceptuales del enfoque de Jorgenson haciendo supuestos claves sobre la oferta de trabajo y explicando que el proceso de ajuste ocurría de acuerdo al arbitraje asociado a la diferencia entre el valor de una empresa y el costo de instalarla (precisamente la q de Tobin)³. Más específicamente, la inversión variaría de acuerdo al ratio de estas variables, aumentando cuando el ratio aumentaba y viceversa. Sin embargo, a nivel empírico, el enfoque tampoco ha sido satisfactorio no obstante los diversos ajustes realizados para incorporar elementos tributarios (Summers; 1981).

En estos enfoques se espera que cualquier variable que reduzca el costo de capital o incremente el nivel de producción (demanda) resulte en un incremento de la inversión de las empresas. Caballero (1997) indica que esta relación es válida a nivel empírico pero como una relación de largo plazo. En el corto plazo, sin embargo, la evidencia sugiere que la inversión de las empresas no es adecuadamente explicada por estas variables, pues ésta se comporta de forma discreta, concentrándose sólo en algunos períodos de la vida de la empresa.

La teoría de la inversión como una opción real señala que una explicación a las limitaciones de los enfoques de Jorgenson y Tobin consiste en el uso del criterio del *valor presente neto* de los proyectos de inversión (VPN) que subyace a estos enfoques. Más específicamente, éstos asumen que una inversión debe ser realizada si, bajo supuestos razonables, el VPN del proyecto es positivo.⁴ No obstante, cuando se toma en cuenta importantes características

³. En el Anexo N° 1 se presenta una derivación de la q de Tobin en un caso estándar.

⁴. La percepción convencional sobre los determinantes de la inversión privada, a nivel de la decisión de las empresas individuales, se asocian a ésta con la evolución del costo de capital y el nivel de producción o ventas (Chirinko; 1993). Esta percepción se basa en los fundamentos

que la inversión comparte con productos financieros como la irreversibilidad de la decisión de invertir (debido a la existencia de costos hundidos), la existencia de incertidumbre (debido a las distintas posibilidades para los beneficios futuros), y la posibilidad de diferir o “ejecutar” la decisión u opción de invertir, entonces, resulta claro que es necesario modificar la regla del VPN añadiendo el valor que puede tener el esperar que las incertidumbres sean despejadas parcial o totalmente (Dixit y Pindyck; 1994).

En el enfoque de la inversión como una opción existe un *trade off* entre los beneficios de empezar un negocio en el período corriente y los beneficios de una mayor información posponiendo la decisión de inversión (Bernanke; 1983). De acuerdo a esta teoría, la inversión se produce cuando los aspectos que generan incertidumbre se resuelven lo cual es consistente con el rasgo discontinuo de la inversión (*lumpy investment*). Al introducir este elemento, la teoría ha permitido lograr mejores resultados empíricos.

En el Anexo N° 1 se presenta de manera más formal la teoría de la inversión como una opción en el esquema de Dixit y Pyndick (1994), desarrollado por Brandao (2000), y se desarrolla un ejercicio con valores numéricos para un proyecto de inversión en generación termoeléctrica.

Adicionalmente a los aspectos vinculados con la resolución de la incertidumbre en industrias con inversiones irreversibles, propio de algunas industrias, un hecho estilizado de la inversión en cualquier industria es su carácter discreto, es

financieros de la decisión de inversión, los cuales relacionan esta decisión con el valor presente neto de los flujos de fondos futuros que resultasen de la inversión en caso ésta se llevase a cabo.

decir, que usualmente se concentra en algunos períodos (*lumpy investment*).⁵ En este sentido, Keynes había señalado hace varias décadas el carácter errático de la inversión. Considerando la ocurrencia de “ciclos” marcados de inversión; no es sorpresa que las primeras teorías de la inversión tuvieran poco poder explicativo. Conceptualmente, la teoría de la inversión como una opción permite explicar a nivel teórico la concentración de inversiones en un período corto de tiempo como derivada de una importante reducción de la incertidumbre sobre el futuro. La evidencia empírica sugiere que el enfoque de la inversión como una opción permite mejorar el grado de predicción (Caballero; 1997).

Como se ha señalado, la teoría de la inversión no ha logrado explicar completamente la evolución observada de esta variable, no obstante sus constantes desarrollos. Sin embargo, es posible listar un conjunto amplio de elementos que posiblemente expliquen el comportamiento de la inversión en el corto plazo. Entre estos elementos destacan la existencia de:

- Costos de ajuste del *stock* de capital que generan rigideces de corto plazo, en tanto el beneficio obtenido del incremento del *stock* de capital no sea mayor que el costo marginal (con financiamiento propio y de terceros) más los costos de ajuste asociados.
- Problemas de irreversibilidad de la inversión, en tanto existan costos hundidos y especificidad de activos relacionados. Esto hace que la decisión de inversión se postergue o incluso no se realice.

⁵. Sobre la base de los obstáculos antes mencionados, Doms y Dunne (1993) han encontrado evidencia de que la inversión de las firmas se concentra en determinados periodos de tiempo. Ello le da a la inversión una naturaleza altamente discreta en el tiempo, con una tendencia a concentrarse en ciertos periodos, esencialmente al inicio de operaciones de la empresa o en desplazamientos del ciclo de vida de sus productos.

- *Shocks* externos a la empresa; las empresas pueden ajustar la vida (depreciación) económica del *stock* de capital adquirido en el pasado, desplazando decisiones de inversión para el futuro y utilizando máquinas asociadas a tecnologías “obsoletas” pero cuyo valor económico residual no es cero (modelos de *vintage capital*), esto hace que se posterguen o revisen inversiones corrientes.
- Aprendizaje social e inacción asociados a la existencia de problemas de información asimétrica e interacción en las decisiones de inversión. Este enfoque percibe la decisión de inversión como un mecanismo a través del cual la empresa que invierte revela información al resto de firmas en el mercado o a entrantes potenciales.
- Restricciones crediticias, asociadas a problemas de asimetría informativa que encarecen el costo de capital efectivo, a través del costo promedio ponderado del capital (WACC), y que retrasan o disuaden a las empresas en su decisión de inversión.
- Periodos de mantenimiento de equipos, los que retrasan el ajuste hacia el nivel de capital deseado y por lo tanto retrasan la inversión.

A los obstáculos antes mencionados, en industrias caracterizadas por la existencia de externalidades de redes⁶ y con presencia de costos hundidos, se deben agregar problemas referidos a la imperfecta divisibilidad de la inversión, a una diversidad de externalidades negativas (contaminación ambiental, utilización de espacios públicos) y a la existencia de economías de escala y de diversificación.

⁶. Tales como problemas de congestión y costo de oportunidad de no uso de los servicios de infraestructura.

En el caso de la inversión en el sector eléctrico, y particularmente en la actividad de generación, existen una serie de factores que pueden explicar el comportamiento esperado de la inversión. Tal como mencionan Gallardo, García y Távara (2005) estos factores se pueden dividir en dos grandes rubros: (i) los factores asociados a los niveles de *riesgo e incertidumbre* que se enfrentan en la inversión en el sector eléctrico en una determinada economía, donde se incluyen desde factores institucionales, problemas del marco regulatorio y diseño de mercado, hasta problemas asociados a las condiciones tecnológico - económicas y de demanda que pueden condicionar la inversión (ii) los factores asociados a diferentes niveles de ejercicio de *poder de mercado* que en términos dinámicos y en la presencia de problemas de entrada pueden involucrar la realización de inversiones en niveles no socialmente óptimos.

En el presente documento se analiza la evolución de la inversión en generación y se plantean algunos escenarios de la posible reconfiguración del parque generador a fin de identificar algunos factores tecnológico – económicos que pueden introducir incertidumbre en los agentes, mientras que en Gallardo, García y Távara (2005) se discuten y analizan con amplitud los aspectos institucionales, regulatorios y de diseño de mercado que pueden estar generando incertidumbre en los inversionistas. Por último, en Dammert, García y Quiso (2005) se analizan los incentivos a la inversión de los generadores incumbentes en el sector eléctrico peruano y como estos pueden ejercer indirectamente su poder de mercado a través de las decisiones de precios en un contexto donde los precios óptimos están basados en los costos marginales esperados de proveer el servicio como ocurre en el caso peruano.

II. Inversión en el Sector Eléctrico Peruano

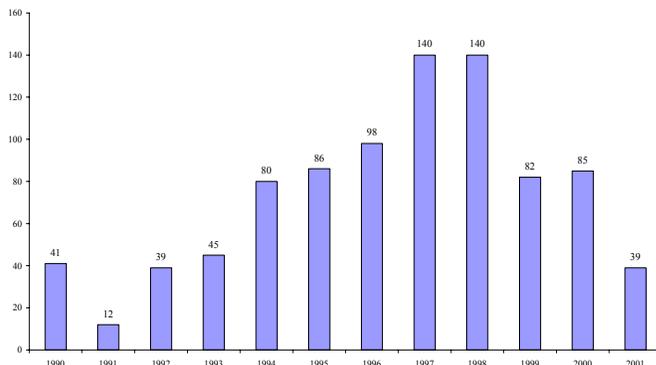
II.1 Inversión en el Sector Eléctrico Latinoamericano

Un aspecto importante de la inversión privada en el sector eléctrico y los sectores de infraestructura en general tiene que ver con la percepción de riesgo de la región latinoamericana por parte de los inversionistas. En este sentido, el incremento del flujo de inversiones observado en la década del 90 tuvo un carácter regional y estuvo vinculado principalmente al inicio de un amplio proceso de reformas estructurales destinadas a reducir la intervención estatal y atraer inversión privada luego del pobre desempeño de las iniciativas públicas en la década pasada.

Así, de acuerdo a estadísticas del Banco Mundial,⁷ entre 1990 y el año 2001, se apreció un fuerte incremento de la inversión privada en infraestructura producto de las reformas estructurales llegando a un máximo de US\$ 140 mil millones anuales en 1997 y 1998. Este nivel de inversión se ha reducido de forma importante a partir de 1999 (ver Gráfico N° 1).

⁷. Ver estadísticas del Public - Private Infrastructure Advisory Facility (PPIAF).

Gráfico N° 1: Inversión Anual en Proyectos de Infraestructura en Latino América (US\$ miles de millones)

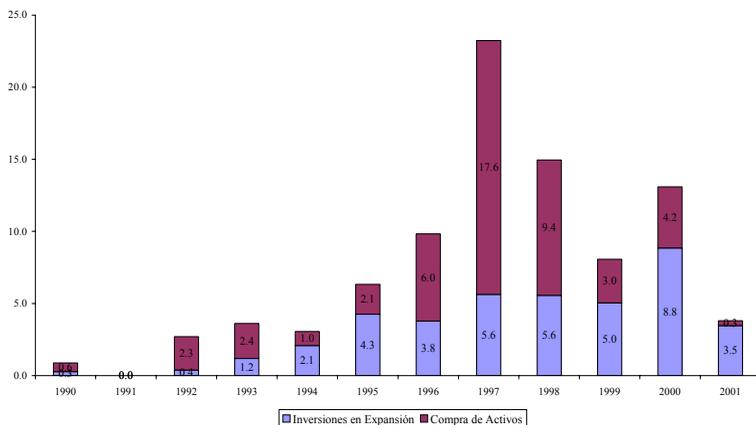


Fuente: Private Participation in Infrastructure: Trends in Developing Countries in 1990-2001 - Banco Mundial.

Por su parte, en el mismo período se invirtió en el sector eléctrico a nivel mundial US\$ 213.2 mil millones, de la cual la mayor parte se concentró en Latinoamérica y el Caribe (US\$ 89.5 mil millones). De los países latinoamericanos, los mayores receptores de inversión privada fueron Brasil (más de US\$ 40,000 millones), Argentina (US\$ 14,000 millones) y Colombia (US\$ 7,000 millones).

La inversión en el sector eléctrico latinoamericano muestra un patrón similar apreciándose un pico de inversiones en el año 1997 con US\$ 23,200 millones. También es importante destacar que el 54.7% de las inversiones estuvieron relacionadas a la compra de activos, siendo las inversiones en expansión relativamente estables en el período (ver Gráfico N° 2).

Gráfico N° 2: Inversión Privada Anual en el Sector Eléctrico en Latinoamérica (US\$ miles de millones)



Fuente: Private Participation in Infrastructure: Trends in Developing Countries in 1990-2001 -Banco Mundial

Como puede observarse de la evolución de la inversión en el sector eléctrico en el Perú y en Latinoamérica, el flujo de inversiones tiende a acumularse en determinados períodos como la segunda mitad de la década de los noventa, lo cual estuvo asociado a un proceso de reforma y promoción de la inversión privada que resolvió una serie de incertidumbres en el sector.

II.2 Breve Historia de la Formación de Capital en el Sector Eléctrico Peruano

En esta sección se describe brevemente la evolución de la inversión en el sector eléctrico y su composición por tecnología. Asimismo, se analizan estas variables en el período posterior a la implementación de las reformas

estructurales, es decir, la evolución de la inversión a lo largo de la última década y su composición en el marco del esquema de regulación de costos marginales auditados en la generación eléctrica.

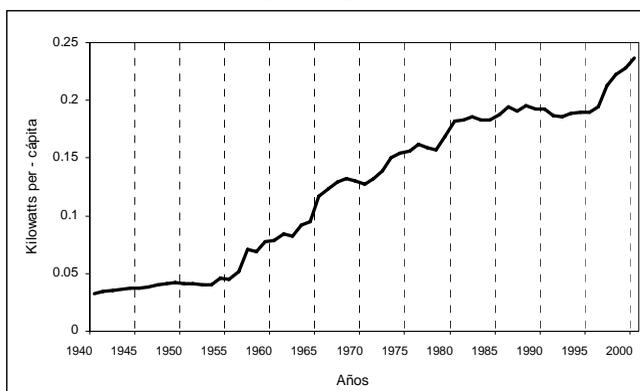
La serie histórica de la potencia eléctrica instalada construida por Vásquez (2003) es una variable *proxy* de la evolución de la inversión eléctrica en los últimos 60 años. El Gráfico N° 3 muestra que, en general, la evolución de la capacidad per-cápita puede ser dividida en cuatro etapas. En un primer período, hasta mediados de los años 50, la variable muestra un crecimiento sostenido pero muy moderado. En un segundo período que va desde los 50 hasta comienzos de la década del 80, la potencia instalada continúa creciendo sostenidamente pero a mayores tasas. Luego, en un tercer período que se extiende por la década del 80 hasta la segunda parte de la década del 90, se produce un estancamiento de la variable. Finalmente, la variable vuelve a crecer de manera importante en una cuarta etapa que se inicia en la segunda mitad de los 90.⁸

Debe señalarse que no obstante la evolución sostenida de la potencia instalada, las tendencias en las tasas de crecimiento presentan una importante varianza, la cual es consistente con la entrada secuencial de proyectos. Esta varianza es mayor si se considera que la variable potencia incluye tanto la inversión referida al servicio público como la inversión de los denominados auto-productores. El Gráfico No 4 muestra la evolución de la variable potencia. Este gráfico es menos claro en distinguir las cuatro etapas señaladas, sin embargo, la

⁸. Campodónico (1999) presenta una revisión más detallada de la dinámica de la inversión en el sector eléctrico en el período 1970-1999.

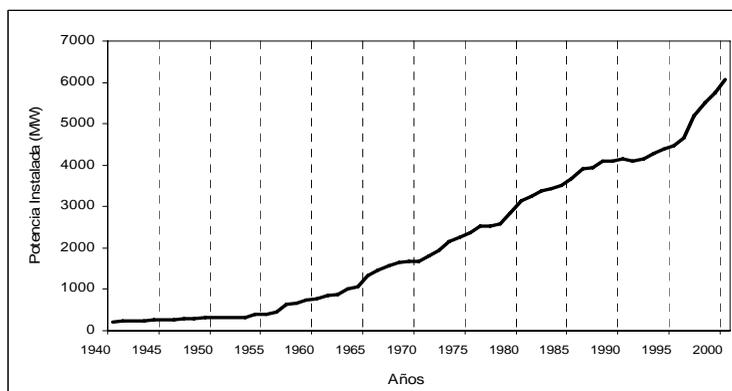
evolución de la variable es consistente con el análisis de la serie de potencia per-cápita señalada anteriormente.

Gráfico N° 3: Evolución Potencia Eléctrica Instalada Per - Cápita, Perú: 1940 - 2000



Fuente: Vásquez (2003)⁹.

Gráfico N° 4: Evolución de la Potencia Instalada en el Perú: 1940 -2000



Fuente: Vásquez (2003).

⁹. Esta serie de potencia instalada fue construida por el autor, usando información del MINEM y de Electroperú, con la finalidad de realizar un análisis econométrico que vincula la dotación de infraestructura con el crecimiento económico en el Perú.

III.2.1 Inversión en la Década de los Noventa

De acuerdo a estadísticas del MINEM, la inversión privada ejecutada en el período 1994-2004 en el sector eléctrico peruano habría sido de US\$ 2,561 millones.¹⁰ De este monto, US\$ 1,299 millones se destinaron a la actividad de generación, US\$ 388 millones a la transmisión y US\$ 874 millones a la distribución (ver Anexo N° 2). De estos montos, cerca de US\$ 1,600 millones sería inversión extranjera según información de Proinversión. Sin embargo, entre 1990 y el 2004 la inversión estatal también habría sido significativa debido principalmente a que el proceso de privatización quedó inconcluso. Se calcula esta inversión en US\$ 2,203 millones. De este monto US\$ 1,113 millones se destinaron a la actividad de generación, US\$ 351 millones a la transmisión y US\$ 739 millones a la distribución (ver Anexo N° 3). A ello habría que añadir la inversión en electrificación rural que alcanzó los US\$ 643 millones en el período 1993 - 2004.¹¹

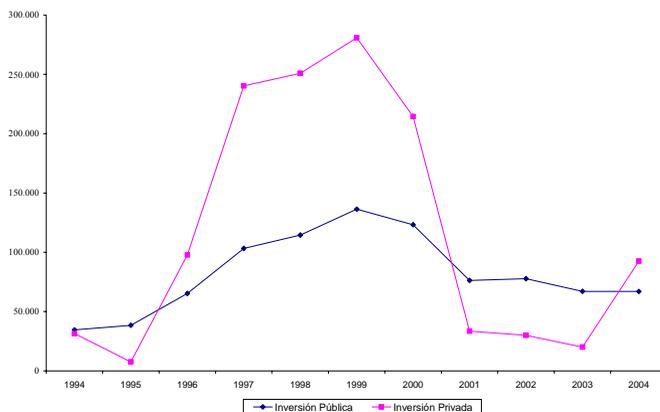
Analizando algo más en detalle el perfil de inversiones en generación (ver Gráfico N° 5), se aprecia claramente cómo hasta el año 2000 la inversión privada mostraba un crecimiento muy importante, luego del cual disminuyó drásticamente. Algo similar sucedió con la inversión estatal, concentrada en Electroperú, aunque con un perfil más suavizado.

¹⁰. Este monto incluye las inversiones en activos fijos (capacidad e instalaciones) por parte de las empresas. A ello habría que sumar unos US\$ 1,943 millones obtenidos como parte del proceso de privatización entre julio del año 1994 y junio del año 2002.

¹¹. De acuerdo a información de la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP) del MINEM.

Si se concentra el análisis en la evolución de la inversión en generación eléctrica a través del indicador de capacidad efectiva se aprecia que en la segunda mitad de la década del noventa se produce un importante crecimiento de la inversión, tal como se observa en el Gráfico N° 6. En este período la potencia instalada en el sector eléctrico crece significativamente, lo cual se refleja en un aumento acumulado en la potencia efectiva de 56%. De este crecimiento, el 21,3% ya se había realizado hacia finales de 1997, un año después de la privatización de la mayoría de las empresas generadoras y el 30,5% en el año 1998. Esto es, cerca del 55% de la inversión se realizó en los primeros años que siguieron a la privatización. Estos valores son consistentes con la caracterización de Doms y Dunne (1993) quienes, como se ha señalado, encuentran que la inversión tiende a concentrarse en algunos períodos y con el enfoque de la inversión como una opción, ya que en ese período se fueron resolviendo una serie de incertidumbres relacionadas a problemas políticos, tratamiento del capital extranjero, estabilidad macroeconómica, entre otros.

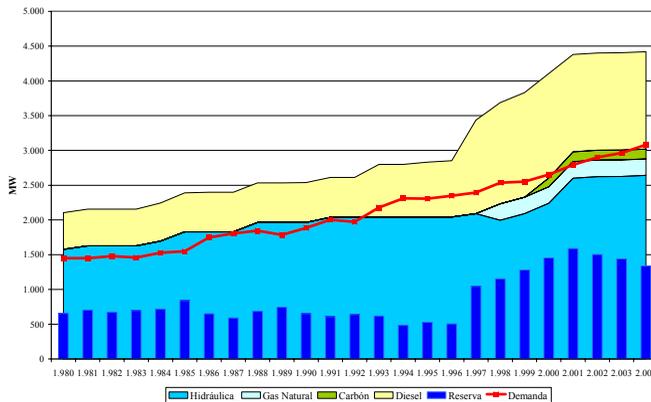
Gráfico N° 5: Evolución de la Inversión Privada y Pública en Generación Eléctrica 1994-2004 (US\$ miles)



Fuente: MINEM

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

Gráfico N° 6: Evolución de la Potencia Efectiva, Máxima Demanda y Reserva SEIN (1980-2003)



Fuente: OSINERG - GART.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG

En el período 1995 - 2000, el *stock* de inversión creció a tasas superiores al crecimiento de la máxima demanda. Así, mientras que la potencia efectiva creció a una tasa anual de 9,2%, la máxima demanda lo hizo a una tasa anual de 4,7% y la reserva a una tasa anual de 23,2%. Esta evolución estuvo asociada al cumplimiento de los compromisos de inversión en las privatizaciones que acompañaron al proceso de reforma iniciado en 1992, y a la interconexión de algunos operadores. El efecto del incremento de la potencia por encima de lo requerido por la máxima demanda dio como resultado un incremento en el nivel de reserva en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN),

pasando este de 23% en 1995 a 55% en el año 2000.¹² Este incremento de la capacidad, complementado con las inversiones en transmisión y distribución, permitió un incremento de la cobertura de cerca de 53% en 1993 a 76% en el año 2004.¹³

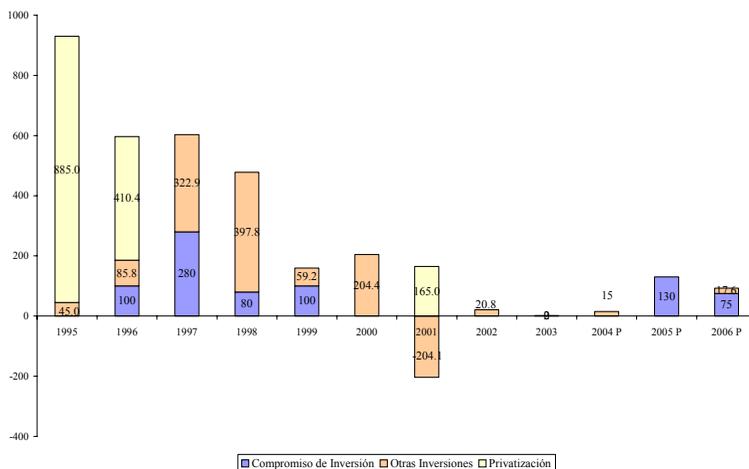
Como se puede apreciar en los Cuadros N° 2 y 3, la inversión en capacidad en las empresas que actualmente forman parte del SEIN entre 1995 y 2002 se concentra en los años 1996, 1997 y 1998. Este crecimiento es explicado principalmente por los incrementos de potencia de Edegel, Etevensa y EEPSA; las mismas que se asocian al cumplimiento de los compromisos de inversión contraídos con el Estado Peruano en el proceso de privatización. También destacan la interconexión de Enersur (Tractebel) en 1997 y las inversiones e interconexión de Aguaytía Energy (actualmente Termoselva) en 1998. A partir del año 2001 las inversiones privadas en generación se reducen de forma significativa.

Con excepción de Edegel, que ha realizado importantes ampliaciones de potencia en 1996 y 2000, el resto de las empresas ha concentrado su principal inversión en capacidad en un año determinado, lo cual permite apreciar que en el marco de un proceso de inversión privada, a nivel de empresas, ésta tiende a darse de forma discreta y no suavizada, y está asociada a períodos de resolución de incertidumbres, tal como lo establecen las teorías modernas de la inversión y la evidencia empírica al respecto (Caballero, 1997).

¹². Sin embargo, una parte importante de la capacidad instalada que forma parte de la reserva corresponde a centrales térmicas semi-obsoletas y con altos costos de operación.

¹³. A pesar de estos logros, la cobertura en el sector rural es sólo cercana a 40, por lo que se han venido evaluando alternativas para financiar y hacer más atractivas inversiones en estos segmentos.

Gráfico N° 7: Cambios en la Inversión Privada en Capacidad de Generación en el SEIN (MW) - 1995 - 2006 Proyectada.



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.
Fuente: Resoluciones de Tarifas en Barra, OSINERG - GART.

Aunque en años recientes se han dado ampliaciones en centrales hidráulicas por parte de Edegel (Chimay y Yanango) y en menor medida por Egenor (reservorio de San Diego y otros), es importante destacar que no se han registrado casos donde inversionistas sin participación en el proceso de privatización hayan realizado inversiones de importancia en centrales eléctricas nuevas, solamente el caso de Enersur (Tractebel), que abastece a Southern Perú, podría aproximarse a este tipo de inversiones. Esta empresa instaló una central a carbón de 141.9 MW en el año 2000, gracias a un contrato de largo plazo con Southern Perú.¹⁴ De otro lado, también se han producido algunas

¹⁴. La compra de empresas ya existentes para reestructurarlas e incrementar su capacidad es una estrategia de inversión coherente con la existencia de riesgos en el período de construcción,

des-inversiones, tales como la dada de baja de algunas centrales menores y la venta de capacidad por parte de Etevensa en el año 2001, la cual explica la reducción de la capacidad térmica efectiva en ese año. Al 2003 el 67.6% de la inversión tuvo origen privado, aunque cerca de la mitad de ésta correspondió a compra de activos estatales y sólo un 23.3% fueron inversiones realizadas por iniciativa netamente privadas y no asociadas a compromisos de privatización (ver Cuadro N° 1).

Cuadro N° 1: Inversión en Capacidad Instalada en el SEIN por Origen

	Capacidad Inicial	Inversión	Capacidad Final (2002)	Participación
Total	2,870	1,499	4,368	100.0%
Público	1,167	250	1,417	32.4%
Privado	1,703	1,248	2,951	67.6%

Inversión Privada al 2003	Capacidad	Participación
Privados Iniciales	209	7.1%
Adquisiciones en Privatización	1,493	50.6%
Compromiso Privatización	560	19.0%
Otras Inversiones	688	23.3%
Nuevas Inversiones		
Contrato Take or Pay (julio 2006)	75	2.5%
Yuncán (julio 2005)	130	4.4%

Fuente: OSINERG – PROINVERSION.

III.2.2 Composición de la Inversión por Tecnología

La potencia efectiva total en el SEIN, para el 2003 superó los 4,385 MW¹⁵ frente a una máxima demanda de 2,965 MW. Ello implica, un margen de reserva cercano al 48%. Este margen de reserva superaría los requerimientos técnicos necesarios para mantener la confiabilidad del servicio en el sistema

principalmente con centrales hidráulicas, y con tener la posibilidad de entrar a un mercado en crecimiento con un período corto de tiempo.

¹⁵. Informe OSINERG - GART/DGT N° 003-2004. Proceso de Regulación de Tarifas en Barra Noviembre 2003 - Abril 2004.

peruano, que se han establecido en el indicador conocido como Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO), el cual es actualmente de 19.5%, aunque en este caso este indicador está referido a la potencia firme y no a la potencia efectiva.

Un aspecto relevante que debe analizarse en la inversión en el sector tiene que con la actual composición del parque generador y que tanto se aleja esta en relación a un parque generador eficiente. En la actualidad, la inversión en capacidad en el SEIN tiene un predominio de centrales hidráulicas las cuales representan cerca del 59.9% de la capacidad efectiva. Sin embargo, destaca también la importante inversión en centrales que operan en base a Diesel 2, las cuales representan un 21.9% de la capacidad de generación. También existen algunas inversiones nuevas en tecnologías alternativas como el gas natural y el carbón, aunque en menor medida (ver Cuadro N° 4).

La coyuntura experimentada a inicios de la reforma, los incentivos para invertir en determinadas tecnologías y el acceso a nuevas tecnologías, llevan a preguntarse sobre el nivel de eficiencia de la inversión en capacidad en relación a un parque adaptado. Si bien esta pregunta es difícil de responder, los criterios teóricos para encontrar el sistema económicamente adaptado, tanto en un sistema donde existe un planificador centralizado, como en un sistema descentralizado basado en mecanismos que promuevan la competencia, indicarían que han existido elementos que se contraponen en el caso peruano.

Cuadro N° 2: Cambios en la Potencia Efectiva en el Sistema Interconectado Nacional (MW)

Empresa Generadora	Tipo de Central	Saldo a 1994	Cambios en la Potencia Efectiva							
			1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Egenor	Hidroeléctrica	210.0	0.0	0.0	15.0	0.0	110.0	16.6	0.0	4.1
	Térmica	133.6	17.3	4.5	0.0	5.0	2.9	13.1	0.0	6.5
Edegel (Endesa)	Hidroeléctrica	505.0	0.0	15.0	0.0	0.0	25.1	43.4	150.9	0.0
	Térmica	140.0	0.0	0.0	122.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Etevensa (Endesa)	Térmica	200.0	0.0	-5.2	292.7	75.5	-13.7	0.0	-221.2	-3.5
Eepsa (Endesa)	Térmica		45.0	0.0	0.0	129.5	0.0	0.0	16.9	-3.2
Electroandes (PSEG)	Hidroeléctrica	0.0	0.0	165.0	0.0	0.0	8.9	0.0	0.0	0.0
Energía Pacasmayo	Hidroeléctrica	26.0	0.0	0.0	0.0	8.0	4.1	0.0	0.0	0.0
	Térmica		0.0	0.0	0.0	8.9	15.6	0.0	0.0	0.0
Sociedad Minera Corona	Hidroeléctrica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0
Cahua	Hidroeléctrica	40.0	0.0	0.0	0.0	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Termoselva (Aguaytía)	Térmica	0.0	0.0	0.0	0.0	156.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Trupal	Térmica		0.0	11.0	0.0	0.0	1.9	0.0	1.0	0.0
Enersur	Térmica		0.0	0.0	172.3	34.5	9.5	126.2	22.2	-4.3
Shougesa	Térmica		0.0	0.0	0.0	54.7	3.8	5.1	0.0	3.2
Electroperú	Hidroeléctrica	765.0	0.0	15.0	0.0	0.0	61.5	0.0	0.0	0.0
	Térmica		0.0	0.0	0.0	0.0	24.2	0.0	0.0	0.0
Egasa	Hidroeléctrica	163.6	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	0.0	0.0	0.0
	Térmica	48.0	0.0	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Egesur	Hidroeléctrica	29.5	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Térmica	0.0	21.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	0.0	0.0
Egema	Hidroeléctrica	109.0	0.0	0.0	2.0	38.6	-4.8	-50.2	-8.2	0.0
	Térmica	30.3	-9.2	12.2	-9.7	16.6	7.6	-25.1	-10.6	0.0
San Gabán	Hidroeléctrica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	110.0	0.0	2.9
	Térmica		0.0	0.0	0.0	0.0	16.3	4.7	12.4	0.0
Cambios Potencia Hidráulica		1848.1	6.2	195.0	17.0	51.8	209.4	119.9	142.7	25.0
Cambios Potencia Térmica		551.9	74.8	52.5	578.2	481.2	68.1	127.3	-179.3	-1.3
Cambios Potencia Total			81.0	247.5	595.2	533.0	277.5	247.2	-36.6	23.7
Potencia Total		2,400.0	2,481.0	2,728.5	3,323.7	3,856.7	4,134.1	4,381.3	4,344.7	4,368.4

Nota: No se consideran cambios marginales en la potencia de las centrales. Los datos están a noviembre de cada año.

Fuente: OSINERG - GART

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

Cuadro N° 3: Cambios en la Potencia Efectiva en el Sistema Interconectado Nacional (MW)

Empresa Generadora	Tipo de Central	Saldo Inicial	Saldo 2002	Inversión	Compromiso de Inversión	Iniciativa Propia
Egenor (Duke)	Hidroeléctrica	210.0	355.7	145.7	100.0	45.7
	Térmica	133.6	182.9	49.3	0.0	49.3
Edegel (Endesa)	Hidroeléctrica	505.0	739.4	234.4	0.0	234.4
	Térmica	140.0	262.9	122.9	100.0	22.9
Etevensa (Endesa)*	Térmica	200.0	324.6	124.6	280.0	-155.4
Eepsa (Endesa)	Térmica	45.0	188.2	143.2	80.0	63.2
Cahua	Hidroeléctrica	40.0	45.2	5.2	0.0	5.2
Electroandes (PSEG)	Hidroeléctrica	165.0	173.9	8.9	0.0	8.9
Energía Pacasmayo	Hidroeléctrica	26.0	38.1	12.1	0.0	12.1
	Térmica		24.5	24.5	0.0	24.5
Sociedad Minera Corona	Hidroeléctrica	0.0	18.0	18.0	0.0	18.0
Termoselva - Aguaytía (Maple)	Térmica	0.0	156.5	156.5	0.0	156.5
Trupal	Térmica	11.0	13.9	2.9	0.0	2.9
Enersur (Tractebel)	Térmica	172.3	360.4	188.1	0.0	188.1
Shougesa	Térmica	54.7	66.8	12.1	0.0	12.1
Electroperú	Hidroeléctrica	765.0	841.5	76.5	0.0	76.5
	Térmica		24.2	24.2	0.0	24.2
Egasa	Hidroeléctrica	163.6	168.2	4.6	0.0	4.6
	Térmica	48.0	78.0	30.0	0.0	30.0
Egesur	Hidroeléctrica	29.5	35.7	6.2	0.0	6.2
	Térmica	21.7	25.0	3.3	0.0	3.3
Egensa	Hidroeléctrica	109.0	86.4	-22.6	0.0	-22.6
	Térmica	30.3	12.1	-18.2	0.0	-18.2
San Gabán	Hidroeléctrica	0.0	112.9	112.9	0.0	112.9
	Térmica		33.4	33.4	0.0	33.4
Cambios Potencia Hidráulica		2013.1	2615.0	601.9	100.0	501.9
Cambios Potencia Térmica		856.6	1753.4	896.8	460.0	436.8
Potencia Total		2,869.7	4,368.4	1,498.7	560.0	938.7
Estatal		1,167.1	1,417.4	250.3	0.0	250.3
				16.7%	0.0%	100.0%
Privada		1,702.6	2,951.0	1,248.4	560.0	688.4
				83.3%	44.9%	55.1%

Fuente. OSINERG - GART

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

Cuadro N° 4: Potencia Efectiva por Tipo de Generación

Tecnología	MW	Participación
Carbón	141.5	3.2%
Diesel N° 2	959.2	21.9%
Gas Natural	284.2	6.5%
Mezcla R6,D2	12.2	0.3%
Residual N° 500	167.4	3.8%
Residual N° 6	104.1	2.4%
Vapor	23.2	0.5%
Vapor - Residual N° 500	68.7	1.6%
Hidráulicas	2 625.0	59.9%
Total	4 385.5	100.0%

Fuente: OSINERG - GART. Resolución de Tarifas en Barra - Noviembre 2003.

De un lado, el mecanismo regulatorio basado en principios marginalistas proporciona conceptualmente las señales para que gradualmente el parque se “adapte”. De otro lado, existen o han existido factores que generan incentivos opuestos para la adaptación del sistema. Entre estos se puede señalar:

- El establecimiento de un sistema de pagos por capacidad que no estaba alineado con los criterios del modelo marginalista, ya que hasta 1999 las centrales térmicas eran remuneradas prioritariamente (Putnam, Hayes & Bartlett Inc.y Mercados Energéticos S.A.; 1998).
- Inversión pública en centrales hidroeléctricas como San Gabán.
- Los compromisos de privatización que inducían a la inversión en determinadas tecnologías a través del establecimiento de plazos (privatización de Egenor, Etevensa, Edegel y EEPSA).

- Tratamientos tributarios diferenciados (ISC al carbón para generación de electricidad desde 1999).¹⁶

Otros temas relevantes son la existencia de indivisibilidades y la propia forma cómo los mecanismos de fijación de tarifas dan las señales a la inversión eficiente cuando existe un pago separado por potencia y donde las tarifas de energía se obtienen de minimizar el costo de operación variable (despacho) utilizando la capacidad instalada existente.

III.3 Camisea y la Inversión en la Actividad de Generación Eléctrica

La implementación del proyecto Camisea ha introducido un conjunto de preguntas sobre la forma y los efectos de la entrada del gas natural como fuente de energía para el sector eléctrico: ¿Es un proyecto conveniente?, respecto a la tecnología: ¿Cuál es el tipo de central conveniente, una central a ciclo simple o una central a ciclo combinado?, en cada uno de estos casos: ¿cuál es la rentabilidad individual?, a nivel microeconómico: ¿Cuál es el impacto en las tarifas y el bienestar de los individuos?, a nivel macroeconómico: ¿se trata de un *shock* de oferta significativo?, a nivel de la industria: ¿Cómo se afectará la rentabilidad de las otras empresas?, a nivel de la inversión: ¿Cómo se modificará la composición del parque generador a futuro?. Parte de estas preguntas han sido tratadas por Espinoza (2000) en un contexto más amplio del impacto del gas natural en el sector energético. Sin embargo, en este

¹⁶. La aplicación del impuesto selectivo al consumo en el caso del carbón puede entenderse como un mecanismo que incentiva la inversión en gas natural o como un instrumento de política ambiental. Sin embargo, su aplicación desde 1999 tiene efectos en la operación económica del sistema, en el bienestar de los consumidores y en las rentas de las empresas. De otro lado, centrales que utilizan Diesel 2 que también crean problemas ambientales no están sujetas a dicho impuesto.

documento se busca realizar enfatizar la forma como se reconfiguraría el parque generador y los riesgos inherentes a la inversión en el sector eléctrico asociados a las características técnicas y económicas de cada tipo de central. En particular, se mostrará con algunos ejercicios el grado de incertidumbre que asumen los inversionistas y de los cuales no tienen un control directo.

Dado que el sistema tarifario peruano intenta replicar el proceso de minimización del costo de abastecer la electricidad, aunque dejando que los agentes privados tomen sus decisiones de inversión, en las siguientes secciones se analizará como la llegada del gas natural implicará una modificación del parque generador óptimo y se mostrará que el resultado final introduce incertidumbre sobre los inversionistas ya que depende de la evolución de diferentes variables.

El modelo marginalista muestra que si un planificador central decidiera abastecer a mínimo costo la producción de electricidad, abstrayendo la existencia de costos de transmisión y distribución de la energía, debería optar por instalar un parque generador que se obtenga como producto de la combinación de diferentes tecnologías (centrales hidráulicas y diferentes tipos de centrales térmicas). La configuración del parque generador óptimo se conoce como “Sistema Económicamente Adaptado”.

La obtención de este resultado tiene que ver directamente con tres características peculiares del proceso de abastecimiento de electricidad: i) el patrón cambiante de la demanda a lo largo del tiempo, ii) la imposibilidad de almacenar la electricidad a costos razonables, y iii) la existencia de diferentes tecnologías con diferentes costos de inversión y operación. Como producto de estas condiciones, la minimización de costos de inversión y operación

implicará la instalación de diferentes niveles capacidad en cada tecnología dada la eficiencia relativa de una tecnología para diferentes niveles de demanda.

Con la finalidad de simplificar, se podría caracterizar el caso peruano antes de la entrada del gas natural de Camisea, como una situación donde un planificador tendría sólo dos tecnologías, diesel (D) e hidráulica (H), a su disposición para elegir el parque generador óptimo que abastezca la demanda al menor costo total y permita recuperar todos los costos económicos.¹⁷

En este caso, sabiendo que las centrales hidráulicas tienen costos fijos muy altos pero costos operativos prácticamente nulos, se deberá instalar centrales hidráulicas hasta un nivel de capacidad que les permita operar el número suficiente de horas hasta que su costo medio horario se iguale con el costo medio horario de las centrales Diesel. Niveles de demanda que sólo se presentan en un número de horas menor a nivel óptimo, sólo deben ser atendidos con centrales Diesel las cuales tienen un costo de inversión mucho menor pero un costo operativo mayor (ver Gráfico N° 8).

Si se estiman y calibran los valores de los costos fijos y costos variables de las diferentes tecnologías y el patrón de la demanda a lo largo del tiempo se pueden realizar algunos ejercicios sobre la posible reconfiguración del parque generador.

¹⁷. La obtención de los tiempos de operación y del parque generador óptimo y la demostración de cómo fijando los precios de energía y potencia en base a criterios marginalistas se logra la recuperación todos los costos económicos de los generadores eficientes se presenta en el Anexo No 5 y en Hunt (2002) una explicación didáctica de este modelo. En los gráficos se abstrae la posibilidad de carga no servida.

Costos Variables

Estos costos se pueden obtener en base a los datos de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) y corresponden básicamente a los costos de combustibles, incluyendo los precios máximos del gas de Camisea, e indicadores de consumo específico estándares.

Cuadro N° 5: Costos Variables

Tipo de Central	Costo Unitario (US\$ por combustible) *	Consumo Especifico (Combustible por MWh) **	Costo Variable Combustible (US\$ por MWh)	Costo Variable No Combustible (US\$ por MWh)	Costo Variable (US\$ por MWh)
Diesel	337.18	0.2	67.436	7.0	74.4
Gas Natural a Ciclo Simple	1.81	9.5	17.2	1.0	18.2
Gas Natural a Ciclo Combinado	1.81	6.0	10.9	1.0	11.9
Hidráulica	0.2	0.3	0.066	0.8	0.9

* Combustibles Líquidos: US\$/Ton, Gas Natural = US\$/MMBTU

* Combustibles Líquidos: Ton/MWh, Gas Natural: MMBTU/MWh

Costos Fijos

Estos incluyen los costos fijos de mantener la central en marcha más las anualidades de la inversión. Para el cálculo de los costos fijos se usó información de costos por naturaleza y datos estándares por tipo de tecnología. Para el cálculo de las anualidad se consideran costos de inversión estándares y reales en el caso de los proyectos o privatizaciones en el Perú y períodos de vida útil estándares. El costo del capital utilizado ha sido de 12%, el cual de acuerdo a estimados existentes sería una aproximación cercana al costo de oportunidad del capital en Estados Unidos más la prima por riesgo país.

Cuadro N° 6: Costos Fijos

Cálculo de Anualidades

Tipo de Central	Costo Unitario (miles de US\$ por MW)	Duración (años)	Factor de Anualidad	Anualidad (miles de US\$ por MW año)	Costo fijo de operación y mantenimiento (%)	Costo fijo de OyM (miles de US\$ por MW año)	Costo fijo anual (miles de US\$ por MW año)
Diesel	350	25	0.127	44.6	3%	10.50	55.12
Gas Natural a Ciclo Simple	400	25	0.127	51.0	3%	12.00	63.00
Gas Natural a Ciclo Combinado	550	25	0.127	70.1	3%	16.50	86.62
Hidráulica	1.250	40	0.121	151.6	2%	25.00	176.63

Por último, para obtener la capacidad óptima por tipo de tecnología es necesaria una forma funcional para la curva de duración, la cual representa el ordenamiento de la demanda horaria a lo largo del año de la más alta a la más baja. En este caso se ha aproximado la curva de duración en base a la información de la demanda del COES, usándose una aproximación lineal de la forma: $Q(t) = 3000 - 0.16t$

Usando estos costos y curva de duración se puede obtener el parque generador óptimo. En un escenario simple donde sólo hay centrales hidráulicas y térmicas que utilizan diesel, se tendría que las centrales hidroeléctricas representarían el 91.2% de la máxima demanda, mientras que el 8.8% serían centrales a Diesel ¹⁸. A ello habría que sumar 840 MW de capacidad Diesel que formaría la reserva del sistema (28%) ¹⁹. Esta combinación implica un precio promedio de

¹⁸. Este resultado se obtiene de los puntos de corte de las curvas de costos que dan los momentos óptimos en que se debe pasar a usar la siguiente tecnología. Evaluando estos puntos en la curva de duración se obtienen las capacidades óptimas.

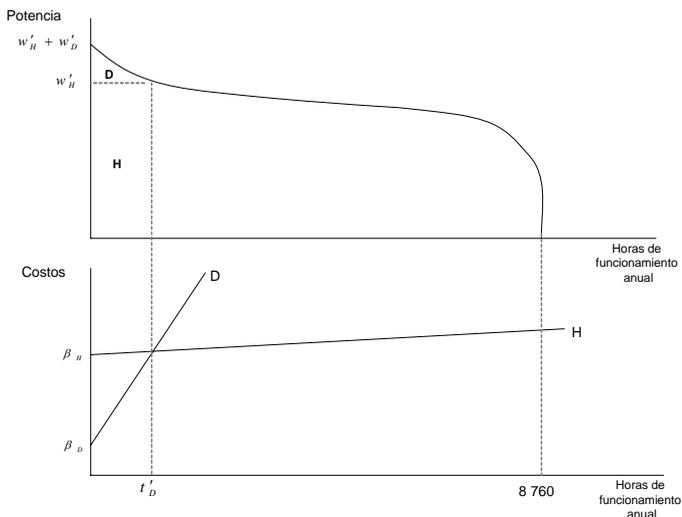
¹⁹. Se considera un Margen de Reserva asociado principalmente a la incertidumbre de la oferta como un promedio de la siguiente forma:

$$\text{Margen de Reserva} = (30\% * \text{Capacidad Hidráulica} + 10\% * \text{Capacidad Térmica}) / (\text{Capacidad Total})$$

Ello considerando la reducción de la capacidad hidráulica en un año seco y las indisponibilidades máxima que podrían tener las centrales térmicas.

electricidad de US\$ 28,7 MWh²⁰. Esta situación sería similar a la que en algún momento enfrentó el Perú, pese al ingreso de algunas centrales a gas natural (Aguaytía y EEPSA) y de la central a carbón de Enersur.

Gráfico N° 8: Minimización de Costos en un Escenario sin Gas Natural



Tecnología	Costo Fijo Anual "B" (US\$ por MW año)	Costo Variable "b" (US\$ por MWh)	$t'_i = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{b_i - b_{i+1}}$	Potencia (MW)	Energía producida por Tipo de Tecnología (MWh)
Diesel	55,125	74,4	1,652	264,2	218,209
Hidráulica	176,630	0,9	8,760	2735,8	19,922,783
Precio Marginal Promedio de Energía (US\$ por MWh)				18.2	3000.0
Precio Mg. Potencia en Energía (US\$ por MWh) Incluyendo Reserva				10.5	
Precio Monómico (US\$ por MWh)				28.7	
Reserva				28%	

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG

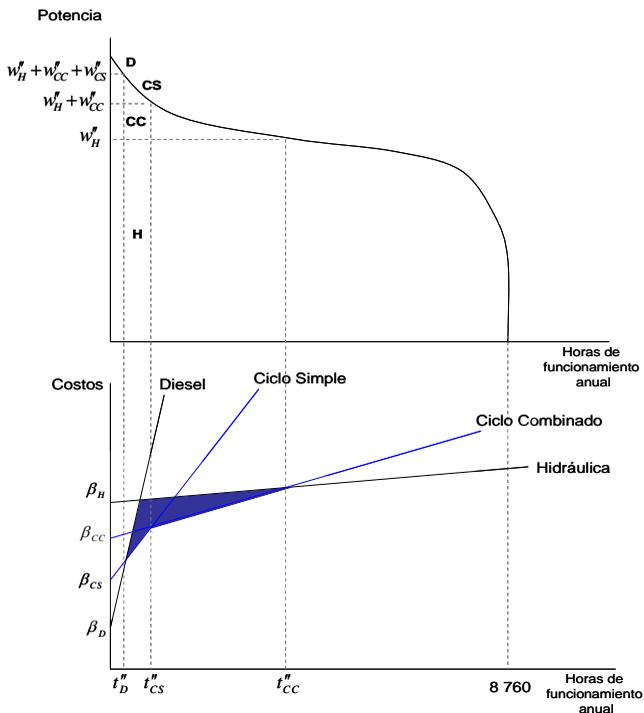
²⁰. Este precio surge de la siguiente forma:

$$\text{Precio Monómico} = \text{Precio Promedio de Energía} + \frac{\text{Precio de Potencia}}{8760 * \text{Factor de Carga}}$$

$$\text{Precio Potencia} = \text{Costo Fijo Anual de las Centrales Diesel} * (1 + \% \text{ Margen de Reserva})$$

La introducción de una nueva tecnología como el gas natural, cuyo costo fijo mayor que el de una central diesel pero menor que el de una central hidroeléctrica y cuyo costo variable es menor que el de una diesel pero mayor que el de una hidráulica, genera una modificación en el parque óptimo. En una perspectiva de largo plazo, el efecto de dicha incorporación sería una reducción en la participación en la potencia óptima que debería mantenerse en generadores diesel (D) e hidráulicas (H), las cuales cederían su lugar a centrales a gas natural (CS y CC). En este caso, la capacidad instalada eficiente de centrales hidráulicas sería el 56.3% de la máxima demanda, las centrales a gas natural el 42,9% y las centrales Diesel el 0.7% (ver Gráfico N° 9). A ello habría que sumar 638 MW de capacidad diesel que formaría la reserva del sistema. La proporción en producción es algo diferente, produciendo las centrales hidráulicas un 73,4%. Si se considera una reserva de 21% y se incrementa en esa proporción el precio de potencia, el precio medio de energía sería de US\$ 25,6 por MWh. El resultado descrito se basa en un sistema que minimiza el costo total unitario en la situación en la que se instala el nivel de potencia óptimo por tipo de tecnología. En este esquema, es esperable que las centrales térmicas a ciclo combinado, y en menor medida a ciclo simple, tengan una participación importante en la capacidad del sistema y en el despacho de energía, en particular en el bloque medio e incluso en la base de la curva de duración.

Gráfico N° 9: Minimización de Costos en un Escenario con Gas Natural



Tecnología	Costo Fijo Anual "B" (US\$ por MW año)	Costo Variable "b" (US\$ por MWh)	$t_i^* = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{b_i - b_{i+1}}$	Potencia (MW)	Energía producida por Tipo de Tecnología (MWh)	
Diesel	55,125	74.4	140	22.4	1,569	
Gas Natural a Ciclo Simple	63,000	18.2	3,729	574.3	1,111,034	
Gas Natural a Ciclo Combinado	86,625	11.9	8,187	713.2	4,249,158	
Hidráulica	176,630	0.9	8,760	1690.1	14,779,231	
Precio Marginal Promedio de Energía (US\$ por MWh)				15.7	3000.0	20,140,992
Precio Mg. Potencia en Energía (US\$ por MWh) Incluyendo Reserva				10.0		
Precio Monómico (US\$ por MWh)				25.6		
Reserva				21%		

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG

Sin embargo, en el marco regulatorio peruano, si bien se basa en los principios marginalistas expuestos, los precios de energía se calculan minimizando el costo de operación del sistema y tomando como dada la potencia efectiva de las

centrales existentes por lo que este nuevo resultado se obtendría sólo luego de la entrada paulatina del gas natural y se referirían más bien a las proporciones en que la máxima demanda sería abastecida por el sistema en el mediano plazo.

También debe mencionarse que la configuración final del parque generador dependerá adicionalmente de algunas estrategias de los generadores incumbentes para tratar de defender sus costos hundidos, tanto de centrales a Diesel y Residual como de centrales hidráulicas. En el primer caso, una estrategia consistiría en convertir las centrales a gas natural, aún a costa de cierta pérdida de eficiencia, ya que estas se verían despachadas automáticamente del despacho con la entrada de centrales a gas natural. Este costo de inversión adicional, como la realizada por Etevensa y Edegel, se podría tomar como un nuevo costo de inversión, ya que la inversión anterior se tornaba en irrecuperable, lo que les permitiría a estas centrales formar parte de la combinación eficiente de tecnologías.

Una segunda forma de defender sus costos hundidos podría ser con estrategias de subdeclaración de costos variables en el despacho, lo cual permite a las centrales un mayor despacho y participación en la provisión de la máxima con la consiguiente remuneración por capacidad. Sin embargo, en el sistema actual esto no sería tan factible ya que el despacho se realiza en base a costos auditados y no declarados, y en el caso de las centrales hidráulicas en base a una estimación del valor del agua por parte del operador del sistema. Esta estrategia sólo sería viable en el caso de las centrales a gas natural que compiten con Camisea, ya que son las únicas que tiene la posibilidad de declarar una vez al año sus costos variables, decisión que se tomara a fin de reducir sus riesgos asociados a la rigidez de los contratos Take or Pay.

III.3.1 *Análisis de Sensibilidad*

En la inversión en determinados tipos de centrales de generación se asumen una serie de condicionantes y riesgos que varían dependiendo del tipo de tecnología utilizada. Entre estos destacan el tamaño de las unidades, el tiempo de construcción, el costo de inversión por MW instalado, los costos operativos, la dependencia o existencia de shocks en el costo del combustible, las emisiones y daños ambientales, y la exposición a riesgos regulatorios. Entre los casos más importantes destacan los altos costos de inversión y tiempo de puesta en marcha así como la alta exposición al riesgo regulatorio debido a la especificidad de las inversiones de las centrales hidráulicas, la alta exposición a la evolución del precio de los combustibles en el caso de centrales a gas natural o que utilizan combustibles derivados del petróleo, aunque con una baja exposición al riesgo regulatorio debido a la estandarización de las unidades, y la alta exposición a temas medio ambientales y riesgos de inversión en capital de las centrales a carbón. En el Cuadro N° 7 se muestra una comparación cualitativa de estos riesgos para diferentes tipos de centrales elaborada por la EIA y la OECD (2003).

Cuadro N° 7: Comparación Cualitativa de los Riesgos de Inversión por Tipo de Tecnología

Tecnología	Tamaño de la Unidad	Tiempo de Construcción	Costo de Inversión por MW	Costo Operativo	Costo del Combustible	Emisiones de CO2	Riesgo Regulatorio / Especificidad de Activos
Gas Natural a Ciclo Combinado	Medio	Corto	Bajo	Bajo	Alto	Medio	Bajo
Carbón	Grande	Largo	Alto	Medio	Medio	Alto	Alto
Nuclear	Muy Grande	Largo	Alto	Medio	Bajo	Despreciable	Alto
Hidráulica	Muy Grande	Largo	Muy Alto	Muy Bajo	Despreciable	Despreciable	Alto
Viento	Pequeño	Corto	Alto	Muy Bajo	Despreciable	Despreciable	Medio
Celulas de Combustible	Pequeño	Muy Corto	Muy Alto	Medio	Alto	Medio	Bajo
Fotovoltaicas	Muy Pequeño	Muy Corto	Muy Alto	Muy Bajo	Despreciable	Despreciable	Bajo

Fuente. International Energy Agency - OECD (2003)

El análisis anterior se realizó con el fin de ilustrar, en un escenario factible, como podría reconfigurarse el parque generador óptimo con la entrada del gas natural a nivel masivo. Sin embargo, el resultado final depende de una serie de factores, tales como los referidos a las estrategias que les permite el marco regulatorio del sector a los agentes, mencionadas anteriormente, y a otros factores sobre los cuales los inversionistas no tienen un control directo y cuyas probabilidades de realización son diferentes. Es por ello que en esta sección se realiza un análisis de sensibilidad del parque generador ante dos tipos de eventos, el cambio en el costo de inversión de las centrales hidráulicas y el cambio en el precio de los combustibles.

Sensibilidad ante el Costo de Inversión de las Hidráulicas

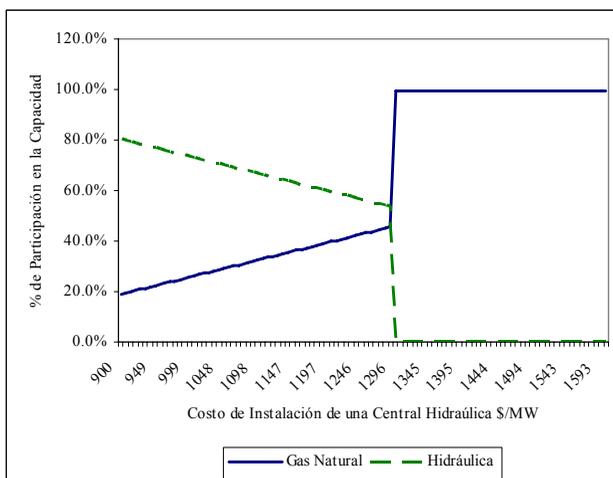
Existe un amplio rango de costos de construcción de las centrales hidráulicas que dependerán de factores tales como la existencia de facilidades naturales (abundancia de recursos hídricos, embalses naturales, entre otros), el tiempo que tome la construcción de la central, en cuyo proceso se asumen una serie de riesgos, y los mecanismos de financiamiento.

En el caso peruano, algunas inversiones en centrales hidráulicas han bordeado los US\$ 2 millones por MW (Yuncán), mientras que otras han tenido un costo menos cercano a US\$ 1 millón (Chimay y Yanango de Edegel).

En el Gráfico N° 10 se muestra la evolución de la participación en la capacidad instalada óptima de las centrales hidráulicas y las centrales térmicas ante cambios en el costo de inversión de las centrales hidráulicas. Se puede ver claramente como conforme se incrementa el costo de inversión de las centrales hidráulicas de US\$ 900,000 por MW a cerca de US\$ 1.3 millones por MW, la

participación del gas natural se va incrementado de cerca de 20% a cerca del 40%, dando un salto al 100% en un nivel cercano a los US\$ 1 300,000. Dado que el sistema marginalista indica que el parque generador óptimo supone el equilibrio financiero de las inversiones al mismo tiempo que minimiza el costo de total, ello implica que los inversionistas privados no deberían invertir en centrales hidráulicas con costos mayores de US\$ 1.3 millones por MW pues estas no serían rentables y que el valor de mercado de las centrales hidráulicas construidas a un costo mayor no debe superar este monto debido a que el sistema tarifario sólo permitiría recuperar estos costos.

Gráfico N° 10: Sensibilidad del Parque Generador ante cambios en el Costo de Instalación de las Centrales Hidráulicas

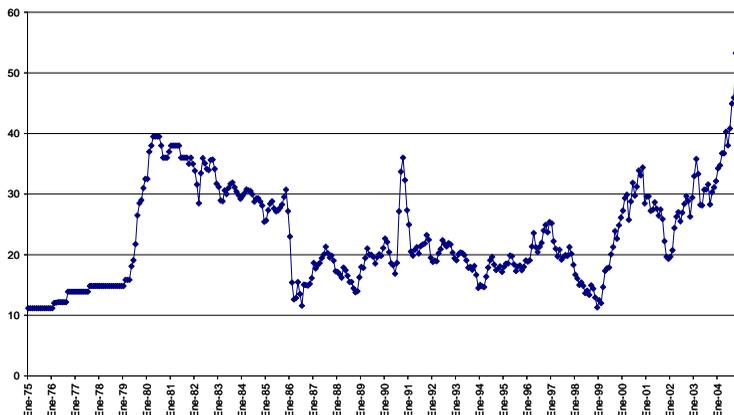


Sensibilidad ante el Cambio en los Precios del Petróleo

El precio de largo plazo de los combustibles basados en el petróleo es una variable que no puede ser predicha con un alto nivel de incertidumbre y de cuya

evolución depende la rentabilidad esperada de las inversiones en centrales térmicas. En el caso peruano esta incertidumbre incluye a las centrales a gas natural puesto que los precios en boca de pozo se actualizan en base a una canasta de combustibles líquidos. En este sentido, un incremento en el precio internacional del petróleo supondrá no solo una modificación en los costos variables de las centrales que utilizan combustibles líquidos sino también un incremento en los costos variables máximos de las centrales a gas natural, ya que los precios en boca de pozo se actualizan en base a la evolución de los precios de una canasta de residuales²¹.

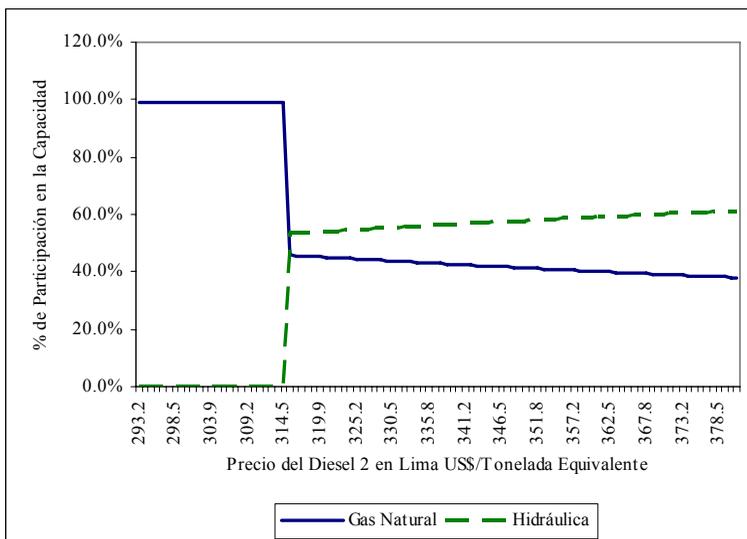
Gráfico N° 11: Evolución de la Cotización del Precio del Crudo 1975-2004 (WTI US\$ por tonelada)



²¹. Esta fórmula supone implícitamente que el costo de oportunidad de la producción de gas natural está relacionado con el costo del principal combustible sustituto, en este caso los derivados del petróleo.

El incremento del precio del petróleo tiene dos consecuencias, incrementar el costo variable de las centrales a Diesel 2, y, a través de la fórmula de actualización establecida en los contratos de explotación, incrementar los precios en boca de pozo y por lo tanto los costos variables de las centrales a gas natural. En el Gráfico N° 12, se muestra como a partir de un precio del Diesel 2 menor a US\$ 314 por tonelada, el gas natural desplazaría completamente a las centrales hidráulicas (en este caso a las de un costo base de US\$ 1250,000 por MW). En el caso contrario, que el precio del petróleo se vaya incrementando, la participación del gas natural se iría reduciendo aunque con una pendiente no muy pronunciada.

Gráfico N° 12: Sensibilidad del Parque Generador ante cambios en el Precio del Petróleo



III.3.2 Evolución de la Demanda

En el sistema actual, el pago por potencia de la central corresponderá a los costos fijos y anualidad de la inversión de la central eficiente que abastezca la demanda punta.²² Este pago es menor a los costos fijos de los demás tipos de centrales (hidráulicas, gas natural y carbón), por lo que en la lógica marginalista el resto de los costos fijos de las centrales debe ser recuperado con los excedentes que pueden lograr las centrales infra-marginales en los períodos donde el precio del sistema es fijado por las centrales con costos variables más altos.²³

En este contexto, se puede analizar el potencial efecto de la puesta en operación de una central de ciclo combinado que use el gas de Camisea. Para que esta central entre al sistema es necesario que pueda operar el tiempo suficiente para generarse rentas inframarginales que le permitan recuperar sus costos fijos y no operar en períodos punta e incluso marginar.²⁴ Es por ello que la entrada dependerá de las expectativas que se tengan de factores como el incremento

²². En la actualidad esta central corresponde a una turbogás Alstom GT11N2 de 114,22 MW ISO Diesel (ver recientes Resoluciones de Tarifas en Barra). El costo de potencia no cambiaría puesto que la minimización de costos de abastecimiento implica usar centrales con costos de inversión bajos como las Diesel en los períodos punta (ver Cuadro No 5 al final de esta sección).

²³. Debe recordarse que en el corto plazo la curva de oferta de la industria en un mercado competitivo con restricciones de capacidad estará representada por el costo variable de la última empresa.

²⁴. A modo de ejemplo, si se considera el ingreso de una central de ciclo combinado de 225 MW de potencia efectiva, la diferencia de precio de potencia de aproximadamente US\$ 200,000 por MW, respecto de una central de ciclo simple (aprox. US\$ 350,000 por MW), los ingresos anuales por energía deberían representar aproximadamente US\$ 7.2 millones anuales, dado el ahorro de aprox. US\$ 10 por MWh que tiene una central de ciclo combinado respecto de una central de ciclo simple (como los 250 MW requeridos dentro de 15 meses en la transferencia del contrato "Take or Pay" a Etevensa). Ello implicaría que la central a ciclo simple debería operar 3,200 horas al año (37% del total) a fin de rentabilizar su inversión, aunque este tiempo podría ser menor ya que se mantendrían marginando centrales Diesel con costos más altos, lo que permitiría recuperar ingresos en un menor número de horas.

esperado de la demanda o la evolución esperada de los costos de los combustibles.²⁵

En este escenario también se puede considerar el problema de un planificador que busque minimizar el costo de abastecimiento del sistema dado un incremento no homogéneo de la demanda.²⁶ En este caso, el resultado será una modificación de las proporciones óptimas de capacidad a instalar por cada tipo de tecnología (ver Gráfico N° 13).²⁷ En este contexto, es necesario analizar el mecanismo de ajuste del parque generador ante una nueva tecnología en un sistema tarifario como el peruano. En éste se utiliza la capacidad instalada existente para obtener el despacho de mínimo costo y se paga la potencia de acuerdo a la contribución a la máxima demanda. Si se considera que en el corto plazo la capacidad hidráulica es despachada prioritariamente, y por lo tanto no puede ser desplazada por el gas natural como si puede serlo la capacidad Diesel (lo cual es consistente con su carácter menos hundido respecto a las centrales hidráulicas), entonces, en base al planteamiento matemático del problema y algunas simulaciones, se puede señalar que el mínimo costo de abastecimiento del sistema implicará que la demanda adicional deberá ser suministrada sólo

²⁵. En este caso podría considerarse teóricamente un incremento en el precio de la potencia a remunerar (los costos fijos y de inversión de este tipo de central). Entonces la reducción en el precio de la energía podría verse compensada con el incremento en el costo de la potencia. Conceptualmente, estos efectos se cancelarían en la rentabilidad de las empresas, pero se incrementaría el costo total de abastecimiento. Por ello, el artículo 47 de la LCE establece que el precio de potencia remunerará a la unidad más económica disponible del sistema para satisfacer la máxima demanda.

²⁶. Estos incrementos no suelen ser iguales en todas las horas del año, ya que suelen darse con mayor frecuencia en el bloque medio y en la base, que en la punta (debido a los mayores precios).

²⁷. En el caso peruano, la demanda de energía suele crecer en una proporción mayor al incremento de la máxima demanda (5% versus 3.3% en la década pasada), lo que representa aproximadamente un crecimiento anual en el corto plazo de 1000 GWh en energía y 100 MW de potencia.

con centrales a gas natural por un período cercano a seis años hasta un nivel aproximado de 1,000 MW en el año 2010.²⁸

Por su parte, la capacidad con centrales Diesel 2 debería tender a mantenerse durante este período en un nivel mínimo, algo más de 100 MW sin considerar la reserva, luego de un desplazamiento inicial por centrales a gas natural.²⁹ A partir del año 2010, y dependiendo del patrón de crecimiento de la demanda, un incremento de ésta debería empezar a ser cubierto con una combinación de tecnologías.

La lógica de este resultado se puede ilustrar con algunos ejercicios basados en los datos del Cuadro N° 8, donde se muestran los precios medios necesarios por tecnología para amortizar dado cierto nivel de operación. Así, se puede apreciar que centrales a gas a ciclo combinado requerirían el menor precio medio (cerca

²⁸. El nuevo problema consistiría en minimizar el costo de abastecimiento introduciendo las restricciones de utilizar la capacidad instalada de las tecnologías existentes. Este problema se puede resolver usando las condiciones de Kuhn – Tucker y se puede plantear formalmente de la siguiente manera:

$$\text{Min } \left\{ \sum_{i=1}^{i=T} b_i \times E_i + \sum_{i=1}^{i=T} \beta_i \times Y_i \right\} \text{ s.a: } \sum_1^T Y_i = D_{\text{max}} , Y_H \geq \bar{Y}_H \text{ y } Y_D \geq \bar{Y}_D$$

(Y_i, t_i)

Sin embargo, en el caso peruano donde se minimiza el costo de despacho en base a los menores costos variables, se satisface la segunda restricción, dado que las centrales hidráulicas siempre despacharán primero, pero no la tercera, puesto que las centrales Diesel 2 pueden dejar de operar y salir del sistema cuando entren las centrales a gas natural. Por ello, en este caso correspondería a un nivel mínimo eficiente y técnicamente aceptable (\bar{Y}_D). La resolución de este problema implicará que la capacidad nueva en el sistema debe ser en base a centrales a gas natural por un determinado período y que cierta capacidad Diesel 2, que pudo ser óptima cuando sólo se contaba con dos tecnologías, resulte redundante en el sistema. Se ha una curva de duración lineal y con un crecimiento de 4% anual. En el Anexo N° 5 se detalla la notación y se resuelve analíticamente el problema.

²⁹. En este ejercicio se está abstrayendo la incertidumbre sobre la oferta y la demanda, lo que origina la necesidad de una reserva técnica que incrementaría la participación de las centrales Diesel.

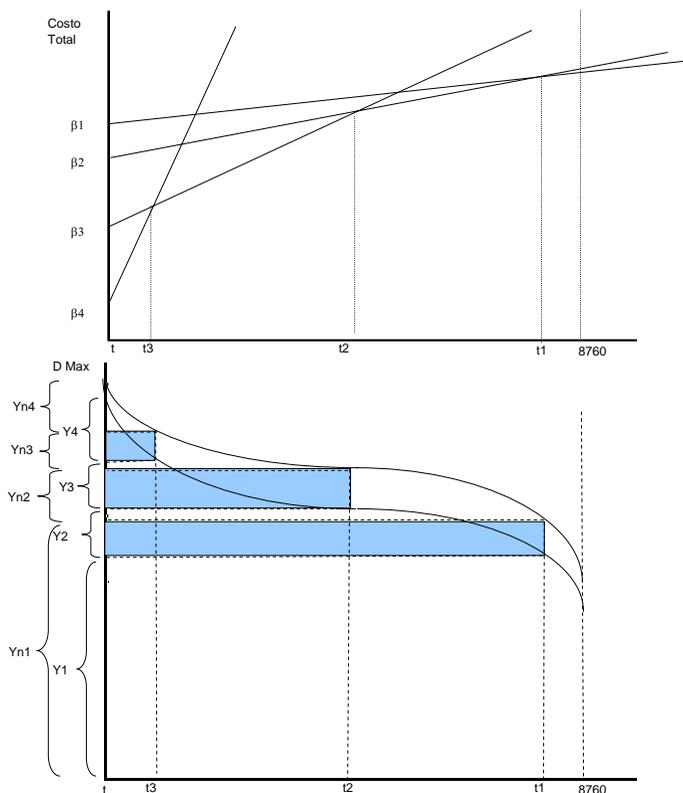
de US\$ 28 por MWh), lo que hace que sólo puedan ser competitivas a este nivel centrales hidroeléctricas nuevas o ampliaciones con un costo de inversión inferior a los US\$ 1,000 por KW (ver Cuadro N° 8 al final de esta sección).³⁰

El ejercicio puede repetirse con factores de planta algo menores para centrales no necesariamente ubicadas en el bloque base sino medio de la curva de duración. Allí se sigue apreciando que el gas natural es una tecnología competitiva en el abastecimiento de electricidad, aunque para factores más pequeños tecnologías con costos de inversión como las Diesel 2 deberían seguir teniendo alguna participación en el abastecimiento. Conforme el gas natural vaya incrementando su participación en el despacho, los costos en determinados segmentos de la curva de duración deberían ir bajando. Así, estimaciones hechas por diversas entidades indican que una vez introducido el gas en el sector, los precios medios de electricidad al nivel de generación se reducirían pasando de unos US\$ 36 por MWh en el año 2004 a niveles cercanos a US\$ 30 por MWh.³¹ Esta reducción sería adicional a la registrada hasta el momento donde la consideración de Camisea en las tarifas en barra llevó los precios de cerca de US\$ 40 por MWh a los US\$ 36 por MWh actuales.

³⁰. Debe tenerse en cuenta que en esta comparación es importante el nivel de operación de las centrales, ya que ello determinará el nivel de precios medios (costos medios) requeridos para recuperar las inversiones en las diferentes tecnologías. Es de esperarse que una central de punta alcance difícilmente un factor de planta de 80%, por lo que si se consideran factores de planta menores las tecnologías adecuadas serán aquellas donde el menor costo de inversión tenga una mayor importancia. Se puede apreciar que la llegada del gas haría no rentable de centrales a carbón dado que son tecnologías “dominadas” por el gas, al tener mayores costos de inversión y operación que una central a gas de ciclo combinado.

³¹. Este precio correspondería a un precio de energía de 26,6 US\$/MWh y un precio de potencia (sin incluir peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión y el prepago de la Garantía del Ducto Camisea) de 5,3 US\$/kW-mes, lo cual con un factor de carga de 77% da un precio promedio de aproximadamente 36 US\$/MWh.

Gráfico N° 13: Incremento de la Demanda e Inversión Óptima en un Esquema Centralizado



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG

También se puede efectuar un ejercicio donde se muestra que centrales con costos medios bajos como las hidráulicas baratas en un contexto de desadaptación del parque generador encontrarían mayores dificultades para amortizar sus inversiones. Así, si se considera una nueva central hidráulica con una potencia efectiva de aproximadamente US\$ 1'000,000 por MW, requeriría

una remuneración anual (incluido los costos fijos) de US\$ 157,580 por MW, lo cual implica que tendría que operar por lo menos a un 65% de factor de planta para obtener los US\$ 28 por MWh necesarios para recuperar sus costos medios. Sólo algunos proyectos muy específicos, que cuentan con facilidades pre-existentes o naturales que permiten represar pueden lograr estos resultados y ya han sido construidos por los operadores. Estas son centrales pequeñas como las de Poechos de 16 MW o Huanchor de 18 MW. Otros proyectos mayores tendrán problemas de rentabilidad.

Algo similar sucede en el caso de las ampliaciones de las centrales hidroeléctricas existentes, por ejemplo a un nivel adicional de sólo 100 MW. Así, incluso con un costo de inversión relativamente bajo, cercano US\$ 800,000 por MW de potencia efectiva, se requerirían ingresos anuales cercanos a los US\$ 126,000 por MW, que considerando una central de ciclo simple marginando implica un ingreso anual adicional por energía de aproximadamente US\$ 7 millones, lo que representa casi lo mismo de lo requerido por una central a ciclo combinado del doble de tamaño. Esto sería poco viable dado el nivel de oferta hidráulica actual.

Esto permite concluir que en el mediano plazo, ante incrementos en la demanda, la tecnología dominante en las centrales entrantes debiese ser la de centrales térmicas a gas natural de ciclo combinado y en menor medida de ciclo simple, pues éstas podrán operar en los bloques medio y base, remunerando su potencia mediante ventas de energía, siempre y cuando puedan operar a un factor de planta alto, lo cual sólo es viable conforme se incremente la demanda de electricidad. En todo caso, es posible que la evolución del factor de planta refleje la dinámica del crecimiento de mercado, en tanto el crecimiento de ésta

última no se concentre en la punta sino en la media o en la base de la curva de duración del sistema eléctrico.

La posibilidad de contar con el gas de Camisea tendrá efectos tanto en el tipo de inversión como en la rentabilidad de las empresas. En el corto plazo se generará una reducción importante en los costos para centrales que utilizan actualmente Diesel 2, como el caso de Etevenza, que pasará a usar gas natural.³² En el mediano plazo esta reducción de precios sería más importante dada la mayor importancia de las centrales de ciclo combinado en el abastecimiento. Ello se traduciría en una reducción de los márgenes de rentabilidad de los concesionarios que generen con centrales hidroeléctricas, lo que unido a un exceso de capacidad hidráulica y Diesel 2 respecto a un escenario óptimo con gas, hace poco previsible el desarrollo de proyectos privados de generación hidroeléctrica. Estos se realizarían sólo en casos muy especiales, con proyectos que puedan amortizar costos con este nuevo estándar de precios, y luego que el gas natural haya incrementado su participación en el parque generador. Por su parte, capacidad de generación con centrales Diesel 2 debería mantenerse en un nivel mínimo y se esperaría que paulatinamente algunas de estas centrales no sean requeridas por el sistema, como ya ocurre en algunos casos incluso en un escenario sin el gas natural de Camisea.

En este punto existen una serie de temas a analizar como la existencia de incentivos dentro de una empresa para realizar inversiones en otros tipos de tecnología que puedan ser individualmente rentables pero que afectan la rentabilidad de inversiones previamente realizadas. Un resultado en el sistema

³². Empresa ganadora de la licitación de transferencia del contrato “Take or Pay” de Electroperú, donde se establece que la empresa tendrá que contar con 250 MW a ciclo simple dentro de 15 meses y en 36 meses con 187.5 MW a ciclo combinado y 125 MW a ciclo simple.

actual, donde se usan las potencias instaladas de las centrales existentes para el despacho, es que no deberían ingresar más centrales hidráulicas y Diesel con costos estándares, ya que la nueva combinación óptima (que tiene su correlato en términos de equilibrio financiero) implicará que en el futuro entren sólo centrales a gas natural hasta tener la participación adecuada en el parque generador (ver la siguiente sección).

Esta situación podría llevar a que el sistema se tome un tiempo mayor en adaptarse debido a que la entrada de una nueva central, sea de ciclo combinado o ciclo simple, puede reducir significativamente los precios de energía debido a que estos se calculan en base al despacho a mínimo costo con las centrales hidráulicas y térmicas existentes y estas ya generan en la actualidad cerca del 90% de la energía en un año normal y tienen una capacidad superior a la demanda de potencia promedio del SEIN.³³

³³. Ello a pesar que a pesar de que las centrales a carbón (125 MW de Enersur) y la de gas natural a ciclo simple (238 MW de Aguaytía y EEPSA) vienen incrementando su participación en el despacho y marginando más tiempo

Cuadro N° 8: Ingresos marginales mínimos estándares por tipo de central

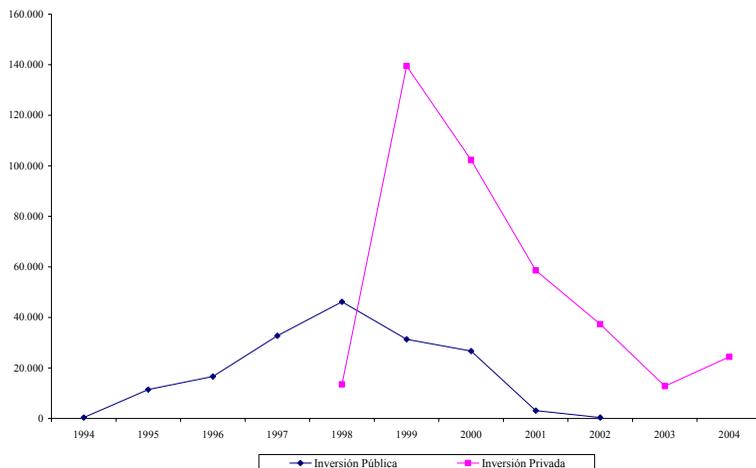
Tasa de Descuento 12%												
Tipo de Planta	Inversión específica	Costo Fijo	Periodo de construcción	Periodo de Depreciación	Factor de Amortidad	Costo Especifico Anual del Capital	Costo Especifico del Capital	Eficiencia de Planta	Consumo Especifico de Energía	Factor de Planta	Periodo de Utilización equivalente	Costo Combustible
Unidad	US\$/kW	US\$/kW	años	años		US\$/k/año	US\$/MWh	%	kJ/kWh	%	h/a	US\$/bbl
Base									3,600		8760	o ton
Tasa de interés durante el periodo de construcción			8%									
Hidroeléctrica 1	1200	12	4	40	0.1213	189.10	28.8	80%	4.500	75%	6570	0
		1%										
Hidroeléctrica 2	1000	10	4	40	0.1213	157.58	27.7	80%	4,500	65%	5694	0
		1%										
Turbina a carbón 1 sin desulfurización	1000	30	2	25	0.1275	173.21	25	40%	9,000	80%	7008	40
		3%										
Turbina a carbón 2 con desulfurización	1200	36	2	25	0.1275	207.85	30	37%	9,730	80%	7008	40
		3%										
Turbina a gas	400	8	1	25	0.1275	63.08	9	31%	11,613	80%	7008	
		2%										
Turbina a gas	400	8	1	25	0.1275	63.08	9	31%	11,613	80%	7008	
		2%										
Turbina a gas	400	8	1	25	0.1275	63.08	24	31%	11,613	30%	2628	
		2%										
Gas ciclo combinado 1	550	11	2	25	0.1275	89.76	13	50%	7,200	80%	7008	
		2%										
Gas ciclo combinado 2	550	11	2	25	0.1275	89.76	13	50%	7,200	80%	7008	
		2%										
Gas ciclo combinado 3	550	11	2	25	0.1275	89.76	13	50%	7,200	80%	7008	
		2%										
Diesel / residual	900	27	1	25	0.1275	150.93	22	42%	8,571	80%	7008	20
		3%										
Turbina a gas con diesel	350	7	1	25	0.1275	55.19	8	30%	12,000	80%	7008	29
		2%										
Antigua turbina a gas con Diesel	700	21	1	25	0.1275	117.39	17	35%	10,286	80%	7008	29
		3%										

III.4. Problemática de la Inversión en Transmisión

La inversión en transmisión es un aspecto relevante para que la inversión en generación sea eficiente y lleve a los resultados deseados. Una inadecuada inversión en transmisión puede generar problemas de congestión, alteraciones en el orden de despacho y problemas de poder de mercado (como ha ocurrido en países con bolsas de energía). De otro lado, la propia inversión en transmisión puede reducir las necesidades de inversión en la generación al permitir utilizar capacidad regional no utilizada.

En el Perú, el marco regulatorio ha enfrentado problemas para atraer inversiones en base a las señales económicas generadas por los mecanismos de fijación de tarifas, de tal forma que las inversiones han sido afrontadas por las entonces empresas estatales Etecen y Etesur, hasta su privatización, y para las ampliaciones mayores se han utilizado contratos BOOT (Build, Own, Operate and Transfer) surgidos por iniciativa del MINEM y cuyos mecanismos de remuneración son los que se aplicarían en el marco de la LCE. La utilización de estos mecanismos usados para la interconexión nacional explica el incremento de las inversiones privadas a partir de 1998, las cuales se concentraron en 1999 por las obras de Hydro Québec destinada a la interconexión del SICN y SISUR (ver Gráfico N° 14).

Gráfico N° 14: Evolución de la Inversión Estatal y Privada en Transmisión 1994 – 2004 (US\$ miles)



Fuente: MINEM

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG

La existencia de problemas para atraer inversiones en transmisión no es propia de países como el Perú, aunque en este caso la situación se puede agravar por el mayor grado de incertidumbre, sino que está relacionado a las características económicas de la transmisión donde existen economías de escala, costos hundidos, externalidades y problemas de bienes públicos.

Sin embargo, este problema puede ser agudizado por el uso de ciertos criterios regulatorios como la aplicación del concepto de “sistema económicamente adaptado” y la clasificación periódica de las líneas de transmisión secundaria y primaria, las cuales crean incertidumbre de ingresos en un segmento de la industria caracterizado por significativos costos hundidos. Como resultado el esquema de regulación inhibe las inversiones, las cuales han debido generarse a

través de mecanismos fuera del marco regulatorio (contratos BOOT, remuneración anual garantizada).

En la actualidad, existe cierto consenso en tratar de utilizar las señales que genera el sistema de precios basado en señales marginalistas para la expansión de la capacidad de transmisión ³⁴ complementado con algún grado de centralización y coordinación de las inversiones, además del establecimiento de un sistema tarifario más simple que respete las inversiones hundidas que hayan podido realizar los agentes (Ruff, 2003 y PEPSA; 2003).

En algunas experiencias se ha intentado crear un mercado de servicios de transmisión usando las señales de mercado a través de diferentes mecanismos como derechos de transmisión que reflejen el valor que los generadores asignan a los costos de congestión y la incertidumbre que ésta puede generar sobre las transacciones (Hogan; 1999). Sin embargo, estos mecanismos pueden dar lugar a problemas de abuso de posición de dominio y generar incentivos inadecuados sobre el operador de la red (Joskow y Tirole; 2000). Algo similar sucede con otras propuestas que intentan descentralizar las decisiones de los agentes como aquellos que recogen conceptos de juegos cooperativos, donde la idea es que los beneficiarios de las redes encuentran se pongan de acuerdo sobre un mecanismo en base al cual cada uno remunere las nuevas líneas (Contreras; 1997). Algunos de estos avances se han implementado con ciertas limitaciones, en particular los Derechos Financieros de Transmisión, por lo que en la actualidad todavía no se ha logrado eliminar la necesidad de un coordinador

³⁴. En el caso peruano, ésta correspondería a los precios de energía y potencia en las diferentes barras. Estas diferencias de precios darían una idea de valoración de las instalaciones y las oportunidades de inversión de los agentes.

con importantes atribuciones, incluyendo la identificación del ente que emita estos instrumentos.

Esta problemática genera la necesidad de contar con un ente que coordine y centralice algunas decisiones asociadas con la operación del sistema y que permita la identificación de los requerimientos de inversión. Este ente en el caso peruano no está definido con la claridad necesaria, donde el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y OSINERG (a través de la GART) poseen una participación derivada del proceso de fijación de tarifas en barra y la operación del sistema. Esta situación ha llevado a que en el caso peruano el tratamiento de la expansión de la transmisión muestre una participación estatal mayor que otros países latinoamericanos, no al nivel de ente coordinador de las necesidades de los agentes, sino como aquel que toma decisiones para convocar licitaciones, lo que trae como consecuencia una expansión no necesariamente integrada.

Asimismo, no existe un procedimiento claro que involucre a los beneficiarios de las nuevas redes y a los agentes que terminarán pagando las instalaciones. Sólo en determinados casos se ha utilizado criterios de costo–beneficio, como en el caso de la construcción de la línea Mantaro–Socabaya, optándose por concesiones tipo BOOT que garantizan la recuperación de la inversión. Sin embargo, estos mecanismos, si bien reducen el riesgo regulatorio implican la no utilización de los criterios de eficiencia en el reconocimiento de costos de inversión y operación, por lo que es crucial el logro de un nivel de competencia adecuado en las subastas.

Se espera que las necesidades de servicios de transmisión sigan incrementándose en el futuro, tanto por los grandes proyectos mineros como

por el crecimiento de la cobertura y la interconexión regional. Ello implicaría la participación de nuevos agentes, ya que las obligaciones de Red Eléctrica del Perú, a cargo de la empresa estatal colombiana ISA, sólo están limitadas a la construcción de un determinado número de líneas asociadas a la interconexión con el Ecuador. En este contexto, es necesario realizar algunos avances, aunque inicialmente conservadores, dado que el problema de la transmisión sigue abierto a nivel internacional, a fin de dar un marco más adecuado para que las decisiones de inversión se tomen de una manera ordenada y con cierto grado de descentralización.

Una primera medida podría consistir en crear un ente especializado en la planificación de la transmisión que reciba las solicitudes de los agentes que tienen necesidades del servicio, identifique el tipo de líneas requeridas y tenga información sobre las disponibilidades a financiar determinadas inversiones por parte de los agentes.³⁵ Este ente debería identificar los beneficios y costos de construir las instalaciones, y evaluar si los proyectos planteados por los privados son las mejores alternativas para solucionar determinados problemas, ya sea de interconexión como de congestión. Este ente también podría asumir la función de operación técnica del sistema, actualmente a cargo del COES, lo que generaría mayor transparencia en este proceso.

Esta entidad podría licitar los proyectos no sólo al menor costo de inversión sino dejando que los potenciales inversionistas identifiquen las formas más eficientes de superar los problemas de los agentes del sector de la forma más focalizada y sin cargar costos a los que no recibirán beneficios. En este punto la

³⁵ De acuerdo al diagnóstico de PEPSA (2003) este ente debería ser completamente independiente de los generadores y otros agentes del mercado, lo que eliminaría los problemas de incentivos que tendría actualmente el COES.

solución tampoco es fácil, ya que existe un potencial conflicto entre el objetivo de los inversionistas de lograr el reconocimiento del mayor monto de inversión, que en un extremo podría llevar a la construcción de instalaciones que en verdad no son requeridas y el objetivo de hacer viable que los potenciales interesados acepten financiar las obras dados sus costos de oportunidad. Sin embargo, se pueden diseñar mecanismos para alinear estos incentivos.

III. Lecciones y Agenda Pendiente

Los aportes recientes a la teoría de la inversión muestran que la existencia de condiciones rentables para una inversión no necesariamente garantiza que la inversión tendrá lugar. Si existe una importante incertidumbre sobre eventos futuros, es óptimo para las empresas posponer las decisiones de inversión y esperar a que la incertidumbre se reduzca. Esto determina que la inversión siga un patrón discreto concentrándose en algunos períodos.

La evolución de la industria eléctrica peruana en la última década es consistente con este enfoque. Los procesos de privatización generaron inversión significativa en un contexto en el que se resolvieron una serie de incertidumbres referentes a la estabilidad política del país y el tratamiento del capital extranjero, sea por la ocurrencia de eventos como por el propio diseño del marco regulatorio y los compromisos de inversión asociados al proceso de privatización.

No obstante, es conveniente remarcar que es difícil predecir la inversión por lo que el análisis debe centrarse en las condiciones de inversión. Estas

condiciones deben comprender elementos diversos que crean incertidumbre y que por ende pueden hacer valiosa la postergación de inversiones.

La actividad de generación enfrenta algunos riesgos derivados del carácter aleatorio de la demanda y factores hidrológicos, así como de la entrada de nuevas tecnologías como son actualmente el gas natural y otras tecnologías alternativas. En referencia al gas natural es probable que la puesta en marcha del proyecto Camisea genere efectos paulatinos en los procesos tarifarios conforme el crecimiento esperado de la demanda permita absorber de forma rentable las centrales a gas a ciclo simple o combinado, ya que la entrada de un central, con un parque generador predominante hidráulico, tiene un efecto importante en los precios de energía. En la actualidad ya vienen operando a ciclo simple las centrales de Etevensa (320 MW), la cual tiene un contrato “Take or Pay” con Electroperú, y recientemente ha entrado en operación la central de Santa Rosa (121 MW) de Edegel, con una inversión cercana a los US\$ 5.6 millones en el proceso de conversión de Diesel 2 a gas natural. Esta reducción de costos se refleja en una reducción de las tarifas, aunque estas dependen en última instancia de la evolución de la demanda y la dinámica de la inversión en generación.

En el mediano plazo, la tecnología dominante que debiese atender incrementos en la demanda debería ser el gas natural a través de centrales a ciclo combinado, y en menor medida a ciclo simple, lo que llevaría a una paulatina adaptación del parque generador. Sin embargo, la reconfiguración final del parque generador resulta incierta debido a su dependencia de factores como el precio de largo plazo del petróleo, el costo de las centrales hidráulicas y el costo del capital, todos ellos difíciles de predecir y que interactúan entre sí. Sin embargo, en un escenario esperado, la posibilidad de contar con el gas de

Camisea tendrá efectos tanto en el tipo de inversión como en la rentabilidad de las empresas, ya que los menores costos medios de las centrales a gas reducirán los precios de energía en el sistema. Ello se traduciría en una reducción de los márgenes de rentabilidad de los concesionarios que generen con centrales hidroeléctricas, lo cual hace poco previsible el desarrollo de proyectos privados de generación hidroeléctrica, salvo de aquellos proyectos que puedan amortizar costos con este nuevo estándar de precios.

Para que la dinámica de la inversión privada se desarrolle en el mediano plazo es necesario contar con un sistema de precios que sirva de señal a la inversión en el largo plazo. En particular, se debería tratar de emitir esta señal a través de un proceso de formación adecuado de los precios *spot* y los precios en barra. A su vez, debe fomentarse el uso de instrumentos financieros (futuros) para manejar diferentes riesgos, en particular en las transacciones dentro del mercado mayorista.

Existen factores que no han facilitado la adaptación económica del sistema como la existencia de impuestos discriminatorios, compromisos de inversión, sistema de pago de potencia y entrada de ciertos proyectos de generación. Entre estos puede señalarse al proyecto hidroeléctrico Yuncán (130 MW adicionales), cuyo ingreso retardará la entrada de centrales de ciclo combinado, pese a que el costo por MW de potencia de este proyecto es elevado, nominalmente representa aproximadamente US\$ 1.8 millones por MW aunque su bajo financiamiento reduciría su costo real. El proyecto será licitado en los próximos meses bajo la modalidad de un contrato de usufructo y se espera que el diseño de la transferencia lo haga suficientemente atractivo para los agentes privados. En el caso de instrumentos que discriminan entre tecnologías es necesario analizar la pertinencia del ISC en el caso del carbón. Otro tema importante está

referido al margen de reserva que se debe remunerar donde se debería tratar de introducir más consideraciones sobre la disponibilidad a pagar de los consumidores por determinados niveles de confiabilidad y no sólo basarse en consideraciones técnicas. A ello se une la revisión de las distorsiones que todavía pueden estar generándose con el sistema de pago de potencia al interior del COES.

En la actualidad, más allá de los riesgos comerciales y el margen de discrecionalidad que puede tener el regulador, los inversionistas en el sector eléctrico enfrentan importantes riesgos derivados de factores políticos y de condiciones macroeconómicas, lo cual, unido a un contexto internacional adverso a las inversiones de grupos económicos en países emergentes (dadas las pérdidas en países como Argentina) configuran un escenario donde resulta complicado atraer inversiones en el sector. El adecuado manejo macroeconómico del país puede ser un factor de diferenciación en la región, mientras que la fragilidad institucional es un aspecto que sólo se mejorará en un horizonte de tiempo largo. A su vez, debe tratarse de reducir los posibles puntos de discusión y márgenes de discrecionalidad para la aplicación de las políticas regulatorias, a fin de mejorar la transparencia en la toma de decisiones y evitar potenciales problemas de percepción por parte de los inversionistas. Este proceso debe ser complementado con un diseño adecuado de los organismos dirigido a fortalecer la autonomía en la toma de decisiones.

En la actualidad existen algunas propuestas para promover la inversión en generación, una opción más pragmática consiste en la realización de subastas cuyos precios no se modifiquen durante varios años, y la otra en el rediseño del actual marco regulatorio para fomentar la eficiencia y la competencia entre los

agentes pero un entorno donde las reglas de juego estén bien diseñadas a fin de evitar potenciales problemas de poder de mercado.

En el caso de la transmisión deben considerarse algunas medidas que hagan más viable la participación de los agentes involucrados en las decisiones de inversión mejorando las señales de precios basadas en los costos marginales, como la separación de cargos por congestión, y rediseñando el marco institucional evaluando la posibilidad de introducir un operador independiente del sistema que identifique las necesidades y promuevas iniciativas de construcción de redes, en un marco que otorgue el suficiente grado de predicción sobre los ingresos a los futuros inversionistas y donde se asigne los costos de las líneas entre los beneficiarios de las mismas.

Debe señalarse que el objetivo del documento ha sido analizar la naturaleza de la inversión en el sector eléctrico y, enfatizar algunos aspectos relevantes de su evolución y problemática actual en los cuales insertar su discusión. En particular, en el trabajo se enfatiza la dificultad de predecir las decisiones de inversión en general, aspecto que se acentúa en el caso del sector eléctrico donde existen importantes costos hundidos, riesgos derivados de una institucionalidad frágil, indivisibilidades de la infraestructura y empresas transnacionales que deciden sus inversiones considerando el entorno global. Estas características indican la necesidad de hacer un seguimiento más cercano a los agentes en el sector y de considerar el análisis de alternativas de política que permitan una respuesta adecuada a nuevas condiciones de mercado.

Sin embargo, como parte de la agenda pendiente debe considerarse el diseño de un modelo de inversión en generación que considere las características institucionales, regulatorias y de diseño del mercado eléctrico peruano a fin de

obtener un mayor grado de predicción de la evolución de la inversión y sus determinantes. En la estimación de una función de inversión peruano, se puede usar información anual y trimestral de los estados financieros de las empresas concesionarias desde 1995 hasta el 2003, y refinar la definición del stock de capital, siguiendo la metodología desarrollada para tal fin por Caballero, Engel y Haltiwanger (1995) o la de Auerbach y Hasset (1991).

IV. Referencias Bibliográficas

Abel, A. y J. Eberly (1994) “A unified Model of Investment under Uncertainty”. *The American Economic Review*, Volumen 84, Número 5, pp. 1369 - 1384.

Auerbach, A. y K. Hasset (1991). “Tax Policy and Business Fixed Investment in the United States”. Working Paper 3619. National Bureau of Economic Research.

Bernake, B. (1983). *Irreversibility, Uncertainty, and Cyclical Investment*. *The Quarterly Journal of Economics*, February, pp. 85-105.

Borenstein, S. (1999). *Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets*. The Program on Workable Energy Regulation. University of California Energy Institute. Mimeo.

Brandao, L. (2000). Notas de Clase del Curso Avanceec Topics In Coporate Finance. Departamento de Engenharia Industrial PUCPRí de Janeiro.

Bunn, D.; Larsen, E. y K. Vlahos (1993) "Complementary Modelling Approaches for Analysing Several Effects of Privatization on Electricity Investment". *Journal of Operational Research Society*. 44, Issue 10.

Chirinko, R. (1993). "Business Fixed Investment Spending: Modeling Strategies, Empirical Result, and Policy Implications". *Journal of Economics Literature*. 31: 1875-1911.

Caballero, R. (1997). "Aggregate Investment". Working Paper 6264. National Bureau of Economic Research.

Caballero, R.; E. Engel y J. Haltiwanger (1995). "Plant-Level Adjustment and Aggregate Dynamics". *Brookings Papers on Economics Activity*. 2: 1-39.

Camac, D. (1998). *Análisis del Precio del Gas en la Expansión y Operación Óptima del SINAC. Aproximación de Segundo Orden*. Informe Técnico. Comisión de Tarifas Eléctricas, Ministerio de Energía y Minas.

Campodónico, H. (1999). "Las Reformas Estructurales del Sector Eléctrico Peruano y las Características de la Inversión 1992 – 2000". CEPAL. Serie Reformas Económicas 25.

Chong, A.; A. Izquierdo y A. Micco (2003). "Corporate Governance and Private Capital Flows to Latin America". Working Paper 482. Inter-American Development Bank.

Contreras, J. (1997). *A Cooperative Game Theory Approach to Transmission Planning to Power Systems*. Tesis doctoral en ingeniería eléctrica y ciencias de la computación. Universidad de California at Berkeley.

Crousillat, E. y S. Martzoukos (1991). “Decision making under uncertainty – An option valuation approach to power planning”. Industry and Energy Department Energy Series Paper 39. The World Bank.

Dammert, A.; García, R. y L. Quiso (2005) “Dinámica de la Inversión en la Actividad de Generación Eléctrica en el Perú”. Documento de Trabajo N° 3B - Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

De la Cruz, R. y R. García. (2003). *La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política*. Consorcio de Investigación Económica y Social. Serie Proyectos Breves.

De la Cruz, R. y R. García. (2002). *Mecanismos de Competencia en Generación y su Impacto en la Eficiencia: El Caso Peruano*. Consorcio de Investigación Económica y Social. Serie Proyectos Breves.

Dixit, A. y R. Pindyck (1994). *Investment under Uncertainty*. New Jersey: Princeton University Press.

Doms, M. y T. Dunne (1993). *An investigation into Capital and Labor Adjustment at the Plant Level*. Center for Economic Studies, Census Bureau. Mimeo.

Espinoza, L. (2000). *Camisea: Impacto en el Sector Energético*. OSINERG-GART. Mimeo.

Gallardo, J. (2000). “Privatización de los Monopolios Naturales en el Perú: Economía Política, Análisis Institucional y Desempeño”. CISEPA. Documento de Trabajo N° 188.

Gallardo, J.; García, R. y J. Távara (2005) “Instituciones y Diseño de Mercado en el Sector Eléctrico Peruano: Efectos Sobre la Inversión” (Mimeo).

Gilbert, R. (1989). “Mobility Barriers and the Value of Incumbency”. *Handbook of Industrial Organization*. Vol. N° 1. New York: North - Holland.

Green, R. (2000). “Competition in Generation: The Economic Foundations”. *Proceedings of the IEEE*. 88: 128-139.

Griffith - Jones, S. (2000). “Capital Flows To Latin America” CEPAL, Serie Reformas Económicas N° 55.

Guasch, J. y P. Spiller (1999) “Managing the Regulatory Process: Design, Concepts, Issues, and the Latin American and Caribbean Story”. *World Bank: Latin American and Caribbean Studies*.

Hogan, W. (1999). “Electric Transmission Adequacy and Market Institutions”. Mimeo.

Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York: John Wiley & Sons.

International Energy Agency y Organization for Economic Cooperation and Development (2003) “Power Generation Investment in Electricity Markets” (publicación electrónica).

Ishii y Yan (2004). “Investment under regulatory uncertainty: U.S. electricity generation investment since 1996”. Center for the Study of Energy Markets, University of California Energy Institute, documento de trabajo N° 127, 56 pp.

Jorgenson, D. (1963). “Capital Theory and Investment Behavior”. *American Economic Review*. 53: 247 – 259.

Joskow, P. y J. Tirole (2000). “Transmission Rights and Markets Power on Electric Power Networks”. *RAND Journal of Economics*. 31: 450-487.

Klein, A. (2001). “Do we need ICAP: Ensuring Adequate Capacity in a Competitive Electricity Market”. EDISON Mission Marketing & Trading.

Levy, B. y P. Spiller (1994). “The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative of Telecommunications”. *Journal of Law, Economics and Organization*. 10, issue 2.

Levy, S. y P. Spiller (1996). *Regulations, Institutions and Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation*. Cambridge: Cambridge University Press.

Nemoto, J.; A. Nakanishi y S. Madomo (1993). “Scale Economics and Over-Capitalization in Japanese Electric Utilities”. *International Economics Review*. 34: 431-440.

McLean, R. y M. Riordan (1989). “Industry structure with sequential technology choice”. *Journal of Economic Theory*. 47: 1-21.

Pargal, Sheoli (2003). “Regulation and Private Sector Investment in Infrastructure: Evidence from Latin America”. World Bank Policy Research Paper 3037. World Bank.

PEPSA (2003). *Revisión del Marco Regulatorio de la Actividad de Transmisión*. Informe Final presentado para GART - OSINERG.

Putnam. Hayes & Bartlett Inc. con Mercados Energéticos S.A. (1998) “Payment for Generating Capacity in Perú”. Final Report for Comisión de Tarifas Eléctricas.

Rocha, K.; A. Moreira y P. David (2002). *Investments in Thermo power Generation: A Real Option Approach for New Brazilian Electrical Power Regulation*. 6th Annual Real Options Conference. Paphos, Cyprus.

Skantze, P.; A. Gubina y M. Ilic (2000). *Bid-based Stochastic Model for Electricity Price: The impact of Fundamental Drivers on Market Dynamics*. Technical Report EL 00-004. Energy Laboratory de Massachusetts Institute of Technology.

Skantze, P. y M. Ilic (2001). *Investment Dynamics and Long Term Price Trends in Competitive Electricity Markets*. Mimeo.

Spiller, P.; Oren, S., Abdalá M. y G. Tamayo (2004) *Revisión del Marco Regulatorio de la Actividad de Generación*. Informe de Consultoría elaborado para OSINERG.

Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. New York: IEEE Press.

Summers, L. (1981). “Taxation and Corporate Investment: A q-Theory Approach”. *Brookings Papers on Economy Activity*. 1981: 67 – 140.

Tobin, J. (1969). “A General Equilibrium Approach to Monetary Theory”. *Journal of Money, Credit and Banking*. 1: 15 – 29.

Vásquez, A. (2003). *Una Disertación sobre los Vínculos en el Crecimiento Económico y la Infraestructura de Servicios Públicos en el Perú*. Tesis de Licenciatura. Pontificia Universidad Católica del Perú. Mimeo.

Visudhiphan, P., P. Stantze y M. Ilic, (2001). *Dynamic Investment in Electricity Markets and Its Impact on System Reliability*. Technical Report 01-012 WP-EL. Energy Laboratory de Massachusetts Institute of Technology.

Anexo N° 1: Obtención de “q de Tobin” en un modelo de Inversión con Costos de Ajuste³⁶

Los beneficios de una empresa en el período t serán proporcionales a su stock de capital k_t y dependerán negativamente del stock de capital de la industria (K_t), de forma que pueden expresarse como $\pi(K_t)k_t$. A estos beneficios se tiene que restar las inversiones (I_t) y los costos de ajuste del stock de capital ($C(I_t)$). Por lo tanto la función objetivo de la empresa será:

$$\pi = \sum_{t=0}^{\infty} \frac{1}{(1+r)^t} [\pi(K_t)k_t - I_t - C(I_t)]$$

Adicionalmente debe considerarse que la empresa elige su nivel de inversión y stock de capital sujeta a la siguiente restricción:

$$k_{t+1} = k_t + I_t$$

Dado que hay un número infinito de períodos, se debe plantear un lagrangeano con un número infinito de restricciones:

$$L = \sum_{t=0}^{\infty} \frac{1}{(1+r)^t} [\pi(K_t)k_t - I_t - C(I_t)] + \sum_{t=0}^{\infty} \lambda_t [k_t + I_t - k_{t+1}]$$

El multiplicador nos indica cual es el efecto marginal de un incremento exógeno de k_{t+1} sobre el valor de los beneficios de la empresa.

³⁶. Basado en el capítulo 9 del texto de Romer (2002).

Si se denomina $q_t = (1+r)^t \lambda_t$, este se puede interpretar como el valor que tiene para la empresa una unidad adicional de capital en el período t+1 expresado en unidades monetarias en el período t. Usando esta expresión se puede expresar el lagrangiano de la siguiente forma:

$$L' = \sum_{t=0}^{\infty} \frac{1}{(1+r)^t} \left[\pi(K_t)k_t - I_t - C(I_t) + q_t [k_t + I_t - k_{t+1}] \right]$$

Derivando respecto a I_t se obtiene:

$$\frac{1}{(1+r)^t} \left[-1 - C'(I_t) + q_t \right] = 0$$

Si multiplicamos a ambos por $(1+r)^t$ obtenemos:

$$1 + C'(I_t) = q_t$$

La condición de primer orden para k_t sería:

$$\frac{1}{(1+r)^t} \left[\pi(K_t) + q_t \right] - \frac{1}{(1+r)^{t-1}} q_{t-1} = 0$$

Reordenando se tiene:

$$\pi(K_t) = (1+r)q_{t-1} - q_t$$

Si se denomina $\Delta q_t = q_t - q_{t-1}$, se pueden describir los beneficios de la siguiente manera:

$$\pi(K_t) = rq_t - \Delta q_t - r\Delta q_t$$

Es decir, el beneficio marginal del capital debe ser igual en el óptimo al costo de oportunidad de una unidad adicional de capital, el cual sería la suma de tres componentes: i) rq_t es decir la compensación financiera por la posesión de una unidad de capital, ii) Δq_t o las ganancias de capital y, iii) la interacción entre r y Δq_t .

Anexo N° 2: Una Exposición del Modelo de Dixit y Pyndick y un Ejercicio para la Generación Eléctrica.

Para ilustrar los problemas que enfrenta la utilización del criterio del Valor Presente Neto (VPN) en las predicción de las decisiones de inversión se presenta el siguiente esquema de Dixit y Pyndick (1994) desarrollado por Brandao (2000).

Se tiene una alternativa de inversión en un activo físico “j”, $K^j(t)$, planeada para entrar en operación dentro de L años con costos $C(K^j(t))$. El proyecto debe generar un flujo de beneficios futuros por unidad de capital invertido durante la vida útil del activo, T_j , igual a $\pi^j(t + i\Delta t)$ para el i -ésimo año. Considérese, finalmente, que el valor residual en el periodo T_j será igual a $R(K^j(t))$ y que descontados a la tasa $r(t + i\Delta t)$, permite obtener un valor presente neto (VPN) equivalente a:

$$VPN^j(t-L) = -C(K^j(t)) + \sum_{i=0}^{T_j} \left[\frac{\pi^j(t + i\Delta t) K_t^j}{\prod_{i=0}^{T_j} (1 + r(t + i\Delta t))} \right] + \left[\frac{R(K^j(t))}{\prod_{i=0}^{T_j} (1 + r(t + i\Delta t))} \right]$$

El criterio de inversión convencional plantea que si el $VPN^j(t-L)$ es positivo, la empresa creará valor y por lo tanto decidirá realizar la inversión en el activo físico “j”. Este proceso decisorio sobre la inversión asume, entre otros, que: (i) el flujo de beneficios, la tasa de descuento, la vida útil del activo y el costo de inversión son conocidos, es decir, se asume certidumbre; (ii) el costo de oportunidad del capital es cero, de forma que el inversionista compara la tasa

de descuento implícita asociada al VPN (tasa interna de retorno) respecto de cero; (iii) el inversionista se enfrenta a una situación del tipo todo o nada, invierte ahora o no invierte por siempre; y, (iv) no hay problemas de irreversibilidad de los activos físicos adquiridos, de forma que la empresa puede desinvertir y recuperar el capital no depreciado.

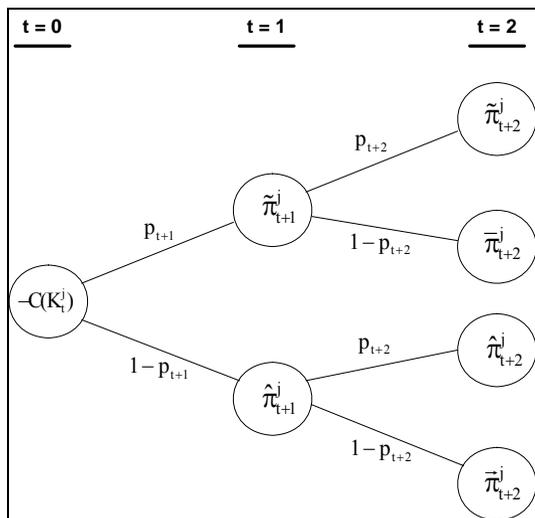
Respecto del primer supuesto, es posible utilizar un enfoque de decisiones bajo incertidumbre con la finalidad de superar la limitación que impone (i), para ello si consideramos que $\pi^i(t+i, \Delta t)$ y $r(t+i, \Delta t)$ son variables aleatorias, y que el cambio de tiempo, como variable discreta, es de una unidad, es decir, $\Delta t=1$, entonces el criterio decisorio de la inversión se tomará sobre la base del valor esperado del valor presente neto de dicha alternativa de inversión. Consideremos, a modo de ejemplo, una alternativa de inversión con una vida útil de 2 períodos, con un valor residual igual a cero, con un valor esperado para la tasa de descuento igual a la tasa de descuento vigente cuando se toma la decisión de invertir, $E(r(t+i, \Delta t)) = r(t-L)$, y con probabilidades de ocurrencia para las ganancias distintas en cada período, siendo que en cada uno de los períodos, cada alternativa de ganancia enfrenta dos acciones posibles, como se aprecia en el Diagrama N° 1. Allí consideremos que p_{t+i} es la probabilidad de ocurrencia del evento en el período “t+i”, luego el valor presente neto esperado de dicho proyecto se define como:³⁷

³⁷. Por un tema de notación, de aquí en adelante se considerará para todas las variables analizadas que $x(t+i)$ y x_{t+i} son equivalentes.

$$\begin{aligned}
 E\left(VPN_{t-L}^j\right) = & -C(K_t^j) + \left[\frac{p_{t+1}\tilde{\pi}_{t+1}^j}{(1+r_{t-L})} + \frac{(1-p_{t+1})\hat{\pi}_{t+1}^j}{(1+r_{t-L})} \right] K_t^j \\
 & + \left[\frac{p_{t+1}p_{t+2}\tilde{\pi}_{t+2}^j}{(1+r_{t-L})^2} + \frac{p_{t+1}(1-p_{t+2})\bar{\pi}_{t+2}^j}{(1+r_{t-L})^2} \right] \\
 & + \left[\frac{(1-p_{t+1})p_{t+2}\hat{\pi}_{t+2}^j}{(1+r_{t-L})^2} + \frac{(1-p_{t+1})(1-p_{t+2})\bar{\pi}_{t+2}^j}{(1+r_{t-L})^2} \right] K_t^j
 \end{aligned}$$

Esto permitiría modificar el criterio de decisión de inversión, de forma que se invertiría en el proyecto analizado en el caso que el valor esperado del valor presente neto sea positivo, $E\left(VPN_{t-L}^j\right) > 0$.

Diagrama N° 1: Árbol de Decisión de Inversión



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos- OSINERG.

En lo que se refiere al segundo supuesto, (ii), en tanto se consideren inversionistas globales es poco plausible asumir que dichos inversionistas tengan un costo de oportunidad para su capital igual a cero. Ante ello, es posible mejorar el enfoque del VPN, considerando las tasas de descuento de los otros proyectos de inversión que dispone un inversionista promedio en la actividad de generación de electricidad, ello se refleja en su costo promedio ponderado del capital (**WACC**), de forma que asumiendo que los dos primeros supuestos se cumplieren, para tomar la decisión de invertir sería necesaria comparar la tasa de descuento del proyecto evaluado con el **WACC** de la empresa.

En el caso del Perú, nuestra legislación establece la tasa de descuento aplicable a los proyectos de inversión en el subsector electricidad, para las actividades de generación, transmisión y distribución. Dicha tasa anual ha sido establecida en 12%, antes de impuestos, que dada una tasa anual de impuesto a la renta de 30%, equivale a una tasa de descuento anual después de impuestos, de 8,4%. Esta tasa de rentabilidad anual garantizada es sólo aplicable a las actividades reguladas. Por ello, en el caso de la generación de electricidad, es aplicable sólo a la determinación de las tarifas en barra y no considera la rentabilidad de las actividades no reguladas: ventas a clientes libres y a otros generadores en el mercado *spot*.

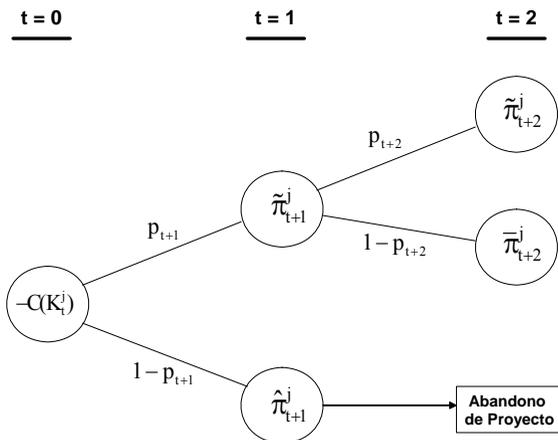
Con las limitaciones antes mencionadas, respecto del enfoque de VPN convencional, la tasa de descuento relevante de un generador al momento de decidir la inversión sería un promedio ponderado de la rentabilidad garantizada en el mercado regulado y las tasas de rentabilidad de los otros dos rubros de ingresos de los generadores: clientes libres y ventas al spot, la que debiese ser comparada con el **WACC** de la empresa.

Respecto del tercer y cuarto supuestos, y sobre la base de los diversos hallazgos empíricos relativos a las características de la inversión privada (Caballero, 1997; Doms y Dunne, 1993), es claro que los mismos no se cumplen, lo cual reduce la capacidad explicativa del VPN como criterio de decisión para invertir. Es en razón de esta limitación que surge el enfoque de opciones reales, antes mencionado. Para ilustrar dicho enfoque consideremos que en el Diagrama N° 1, tanto $\hat{\pi}_{t+1}^j$, $\hat{\pi}_{t+2}^j$ como $\bar{\pi}_{t+2}^j$ son valores negativos, reflejando ello pérdidas económicas, y que el inversionista dispone de la opción de abandonar el proyecto en el primer período, tal como se aprecia en el Diagrama N° 2. En este caso el valor presente neto esperado con la opción de abandono es igual a:

$$E\left(\text{VPN}_{t-L}^j\right) = -C\left(K_t^j\right) + \left[\frac{p_{t+1}\bar{\pi}_{t+1}^j}{(1+r_{t-L})} + \frac{(1-p_{t+1})\hat{\pi}_{t+1}^j}{(1+r_{t-L})} \right] K_t^j + \left[\frac{p_{t+1}p_{t+2}\bar{\pi}_{t+2}^j}{(1+r_{t-L})^2} + \frac{p_{t+1}(1-p_{t+2})\bar{\pi}_{t+2}^j}{(1+r_{t-L})^2} \right] K_t^j$$

En la ecuación, el valor presente neto esperado es mayor cuando hay la opción de abandono, la magnitud de la diferencia entre ambos valores esperados dependerá de la tasa de descuento utilizada, teniendo en cuenta que adicionalmente la opción de abandono reduce la varianza y riesgo asociado al proyecto. Como consecuencia de lo anterior, la tasa de descuento que permite obtener un valor presente esperado igual a cero en el proyecto con opción de abandono será menor que la del proyecto inicial, sin opción de abandono.

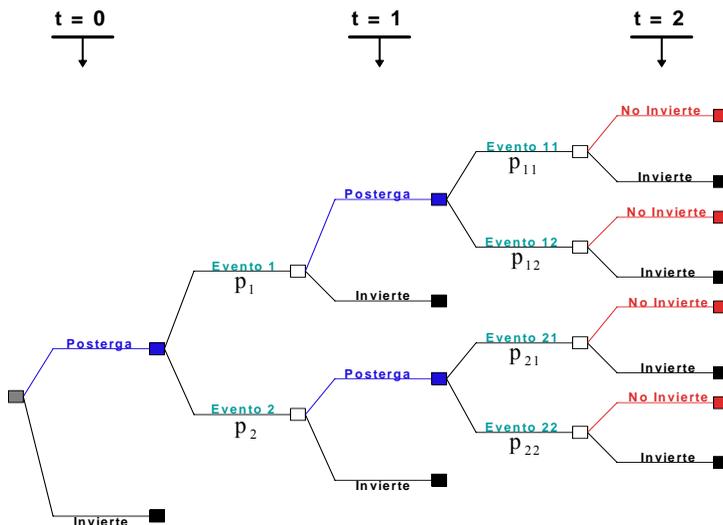
Diagrama N° 2: Árbol de Decisión de Inversión con Opción de Abandono



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

Si abandonar un proyecto ante beneficios negativos aumenta el VPN del proyecto evaluado, postergar la decisión de inversión cuando hay incertidumbre sobre los flujos de caja futuros también es rentable, en la medida que la espera permite obtener mayor información sobre el futuro y por lo tanto reducir la incertidumbre. Ello se aprecia en Diagrama N° 3, para el caso de un proyecto que puede ser postergado hasta el período 2, en tanto la probabilidad de eventos adversos en el futuro sea alta, el valor esperado del VPN de invertir en el presente será menor que el VPN de esperar un período. A estas formas de análisis de la inversión se les denomina “enfoques de opciones reales”.

Diagrama N° 3: Árbol de Decisión de Inversión con Opción de Postergar



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

Con la finalidad de formalizar la teoría de las opciones reales y el efecto que tiene la incertidumbre sobre la decisión de invertir, siguiendo a Dixit y Pyndick (1994), considérese que el objetivo de la empresa que invierte bajo incertidumbre puede ser planteado como un problema de optimización dinámica, de tal forma que la empresa elige en cada período si invierte en un activo determinado en el presente o posterga dicha decisión de inversión para el futuro, con el objetivo de maximizar el valor presente neto esperado del proyecto.

La empresa controla en cada período de tiempo, como una variable dicotómica (binaria), la decisión de postergar la inversión ($\mu_i = 1$) o de invertir en dicho periodo ($\mu_i = 0$). De esta forma es posible plantear, en términos de la ecuación

de Bellman, el problema de optimización dinámica discreta como la secuencia de valores de μ_i que permite maximizar el valor actual de los flujos de caja (V) asociados a la opción de invertir I en el momento “ t ” y obtener el valor de \tilde{V} , valor presente de los flujos de caja que considera el costo de oportunidad de invertir en el presente. La empresa invertirá en el presente si el $VPN^j > \tilde{V} > C(K_t^j)$, de forma que es necesario obtener el valor de \tilde{V} para decidir cuando invertir. Ello se resuelve mediante el siguiente problema de optimización dinámica:

$$F(V) = \max_{\{\mu_t\}} \left\{ \pi(V, \mu) + \frac{1}{1 + \rho} E[F(V') | V, \mu] \right\}$$

Cuya versión en tiempo continuo se representa por:

$$\rho F(V, t) = \max_{\{\mu_t\}} \left\{ \pi(V, \mu, t) + \frac{1}{dt} E[dF(V, t)] \right\}$$

Restringido a que la variación de V , considerada como una ecuación diferencial estocástica, es representada por un movimiento browniano geométrico, esto es:

$$dV = \alpha V dt + \sigma V dz$$

Y dada una función de distribución acumulativa de los valores de V en el futuro, se puede determinar \tilde{V} , utilizando el Lema de Ito, de tal forma que en el óptimo se tiene que:

$$\frac{\partial \tilde{V}}{\partial \sigma} > 0$$

Este resultado permite reconocer conceptualmente que existe un efecto directo entre la incertidumbre y el valor presente de los flujos de caja que agrega el costo de oportunidad de invertir hoy, de forma que al aumentar este último aumenta el valor presente de los flujos de caja libres del proyecto, con lo cual algunos proyectos de inversión dejarán de ser rentables en la medida que aumente la incertidumbre.

Mas allá de las formas funcionales que pueda especificarse para las distintas variables analizadas, la solución de este problema de programación dinámica permite afirmar que el proyecto con opción de postergación aumenta el valor presente neto esperado debido a que: (i) elimina los flujos de caja negativos; (ii) reduce la tasa de descuento a ser utilizada en la evaluación del proyecto cuando se quiere obtener un VPN igual a cero; y, (iii) un aumento en la incertidumbre relacionada con los flujos de caja futuros de un proyecto posterga la decisión para el futuro, por tanto, no genera inversión en el presente evitándose el hundimiento de costos de inversión.

Es decir, cuando una decisión de inversión es irreversible e implica pagos futuros inciertos, puede ser más beneficioso esperar que algunas incertidumbres se resuelvan en los períodos futuros que ejecutar el proyecto en el período corriente, a pesar de que éste pueda tener ya una rentabilidad positiva.³⁸ Como

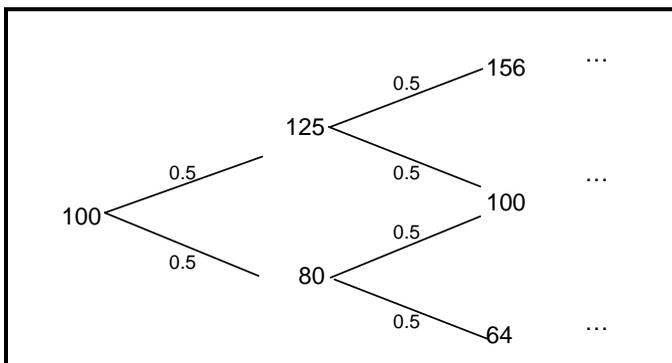
³⁸. En el Anexo N° 2 se muestra un ejemplo de cómo puede ser óptimo postergar por un año una inversión en generación eléctrica por más que esta tenga un VPN positivo en el período inicial. Un análisis más detallado se puede encontrar en Crousillat y Martzoukos (1991) y la aplicación para el caso de inversiones en centrales termoeléctricas en Brasil en Rocha et. al. (2002).

señalan Ishii y Yan (2004), la decisión de no invertir en el presente debido a un mayor valor esperado del valor presente neto en el futuro, por tanto, de postergar dicha decisión para el futuro, no implica un compromiso de inversión futura, es sólo una opción de inversión. Esto le permite a la empresa evaluar en el futuro, con mayor información disponible sobre las trayectorias posibles de los beneficios, si realizará dicha inversión. Coloquialmente este enfoque equivale a decir: “Dado que hoy no tengo como resolver la incertidumbre sobre el futuro asociada a esta inversión, hoy no invierto, mañana tal vez”.

Un Ejercicio de “Opción Real” en un proyecto de Generación Eléctrica³⁹

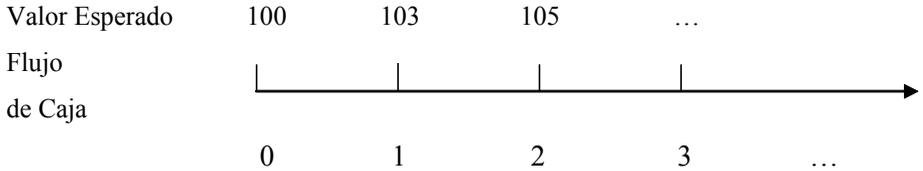
A continuación se ilustran las ideas anteriores con un ejercicio simple de un proyecto de inversión en generación de electricidad con los siguientes retornos en diferentes escenarios:

Gráfico N° A1



³⁹. Tomado del material de enseñanza de finanzas del WEMBA (Wharton Executive MBA program) del año 2000.

El valor presente esperado del flujo de caja de este proyecto se construiría en base a los siguientes estimados:



$$\text{Valor Presente (VP)} = \frac{100}{1.10} + \frac{103}{(1.10)^2} + \frac{105}{0.10 (1.10)^2} = 1,044.$$

Supongamos que existen dos casos a evaluar. El Caso 1, donde la inversión tendría que realizarse ahora o nunca y el Caso 2 donde esta puede postergarse al año siguiente, con la información adicional el generador puede tomar una decisión más “inteligente”. En ambos casos existen dos situaciones, la A donde el costo de construcción es de US\$ 1,100 por KW y la B donde el costo es de US\$ 1,000 por KW. Los Valores Presentes Netos serían los siguientes:

Caso 1

Caso 1A:

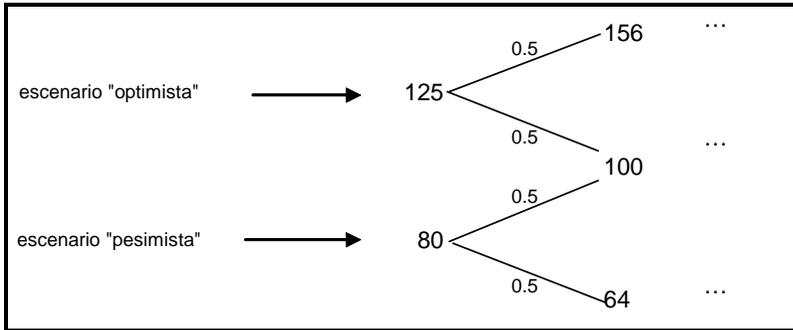
- VPN = 1,044 – 1,100 = -56.
- VPN negativo.
- Se rechaza el proyecto.

Caso 1B:

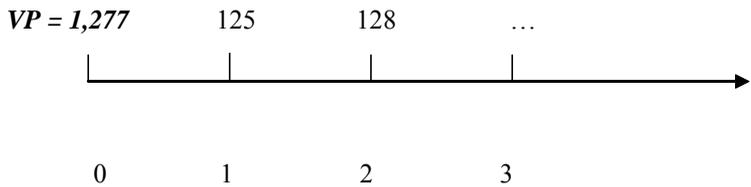
- VPN = 1,044 – 1,000 = 44.
- VPN positivo.
- Aceptación del proyecto.

Caso 2

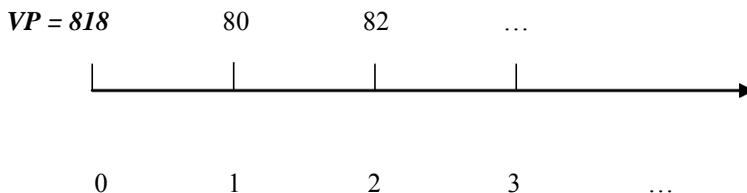
Gráfico N° A2



Caso 2A:



$$1277 = 125/1.10 + (128/(0.1))/1.10$$



$$818 = 80/1.10 + (82/(0.1))/1.10$$

$$VPN \text{ optimista} = 1277 - 1,100 = 177$$

$$VPN \text{ pesimista} = 0$$

VPN esperado hoy:

$$VPN_0 = \frac{(0.5)177 + (0.5)0}{1.10} = 80$$

Comparado con el VPN sin un año de retraso, la diferencia es 136 (80 – -56)

Caso 2B:

$$VPN \text{ optimista} = 1277 - 1,000 = 277$$

$$VPN \text{ pesimista} = 0$$

VPN esperado hoy:

$$VPN_0 = \frac{(0.5)277 + (0.5)0}{1.10} = 126$$

Comparado con el VPN sin un año de retraso, la diferencia es 82 (126 – 44).

Comentarios:

- La opción de retrasar es valiosa incluso si el proyecto ya tiene un VPN positivo si se iniciara de manera inmediata.
- El valor de esperar no es tomado en cuenta en las técnicas estándares de flujo de caja descontado.
- El análisis apropiado de estas opciones es necesario no sólo para la *valoración* del proyecto, sino también para tener algún nivel de predicción de la fecha de entrada del mismo.

Anexo N° 3: Inversiones Ejecutadas por las Empresas Privadas 1994 – 2004 (miles de US\$)

Actividad de generación												
N°	Nombre de la empresa											
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Total	
1	ARCATA ENERGÍA S.A.A.							9			9	
2	C&A PROHISA					0	1.291				1.291	
3	CEMENTOS LIMA S.A.			2.400	3.800	3.300	37.300	597			47.497	
4	CEMENTOS NORTE FACASMAYO ENERGÍA S.A.			24.000		6.147	25	24			30.196	
5	DUKE ENERGY INTERNATIONAL EGENOR S. EN C. POR A.*		521	19.214	42.870	37.036	26.544	12.531	5.340	2.585	146.641	
6	EDEGEL S.A.A.*	31478	7.635	58.480	113.617	96.150	119.312	48.150	111	4.915	5.278	485.127
7	ELECTROANDÉS S.A.*										2.547	2.547
8	EMPRESA ADMINISTRADORA CHUNGAR S.A.C.					160	352	1.255	50			1.817
9	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CAHUA S.A.		50	196	281	104	388	0				1.019
10	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA HUANZA S.A.							2.965	1.275			4.240
11	EMPRESA DE GENERACIÓN TERMOLÉCTRICA VENTANILLA S.A.* -ETEVENSA		38.550	47.228	34.264	6.884	150	238	184	152		127.653
12	EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A.* -EEPSA		6	469	34.617	2.336	7.763	1.342	916	640		48.089
13	EMPRESA GEN. Y COMER. DE SERV.PÚBL.DE ELECTRICIDAD PANGAO S.A. -EGEPSA				792	26	23					841
14	ENERGÍA DEL SUR S.A. -ENERSUR				32.416	37.157	104.711	86.324	970	5.080	2.433	289.101
15	GERTESA					19	60	2				81
16	HUANCHOR HYDRO		14	144	667	363	379	3.286	12.544	4.375		21.772
17	HYDRO TAMBORAQUE					156	244	300				700
18	ISA						20	0				20
19	OCOÑA POWER CORPORATION							600				600
20	PARIAC							147				147
21	SHOUGANG GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.A.* -SHOUGESA						894	1.554	644	311		3.403
22	SINDICATO ENERGÉTICO S.A. -SINERGA				100			560				660
23	TARUCANI GENERATING COMPANY S.A.								302	154		456
24	TERMOSELVA S.R.L.									305		305
Total	31.479	7.649	97.751	240.207	250.824	280.900	214.442	33.495	30.042	20.060	1.206.849	

Actividad de transmisión											
N°	Nombre de la empresa										
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Total
1	COMPANÍA MINERA ANTAMINA S.A.							10.000			10.000
2	CONSORCIO ENERGÉTICO DE HUANCVELICA S.A. - CONENHUA				13.488	115.580	60.111	22.851	2.376	341	206.576
3	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.								693	19	712
4	ETESSELVA S.R.L.								30.275	102	30.377
5	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERÚ S.A.								1.380	8.535	9.915
6	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. -REP					23.909	62.138				86.047
7	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A. -REDESUR										13.316
Total					13.488	139.489	102.249	58.627	37.280	12.826	363.959

Actividad de distribución												
N°	Nombre de la empresa											
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Total	
1	CONSORCIO ELÉCTRICO DE VILLACURI S.A.C. - COELVISAC					291	856	36.531	491	180	38.399	
2	EDECANETE S.A.*						222	239	509		458	
3	EDELNOR S.A.A.*	8021	23.889	53.642	56.848	30.900	41.037	36.000	40.011	30.160	22.213	343.721
4	ELECTRO PANGAO S.A.							24				24
5	ELECTRO SUR MEDIO S.A.A.*			3.330	4.169	2.487	3.356		1.847	936		16.710
6	ELECTROCENTRO S.A.				1.285	1.190	20.337	2.232				25.044
7	ELECTRONORWESTE S.A. -ENOSA					11.467	11.192	4.478	1.606			28.742
8	ELECTRONORTE S.A. -ENSA					4.179	2.375	1.878	1.970			10.402
9	EMPRESA DE SERV.ELÉCTRICOS MUNICIPALES DE PARAMONGA S.A. -EMSEMSA						17	13	2			32
10	EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIO ELÉCTRICO DE TOCACHE S.A.			12	8	37	160			85		245
11	EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS UTCUBAMBA S.A.C. -EMSEU					1.196	28.761	4.799				34.756
12	HIRAPANNA S.A.											
13	LUZ DEL SUR S.A.A.*	19854	34.628	44.516	39.342	41.203	28.805	26.900	29.419	32.841	24.802	322.310
Total	28875	58.517	98.170	99.529	94.408	87.426	123.118	118.716	65.021	48.239	822.019	

Total General											
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Total
	60354	66.166	195.921	339.736	358.720	507.815	439.809	210.836	132.343	81.124	2.392.827

Fuente: MINEM

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG

Anexo N° 4: Inversiones Ejecutadas por las Empresas Estatales 1990 – 2004 (miles de US\$)

Actividad de generación

N° Nombre de la empresa	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Total
1 ELECTROANDÉS S.A.						198	1.167	1.015	467	3.786	2.322	949			10.534
2 ELECTROLIMA	488	16.018	16.956	19.043											52.505
3 ELECTROPERÚ S.A.	42.220	11.497	54.215	49.330	22.137	23.670	26.810	39.439	14.522	19.314	20.688	3.172	4.468	4.113	335.595
4 EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL CENTRO S.A. -EGECEN									10.360	25.640	21.600	47.602	67.261	58.696	231.159
5 EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. -EGASA					2.797	1.496	4.194	6.890	29.742	31.717	17.715	2.532	344	1.470	98.897
6 EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A. -EGESUR						72	227	1.362	5.878	3.425	985	1.416	636	219	14.220
7 EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A. -EGEMSA					3.135	4.517	2.892	4.895	5.062	13.312	34.590	12.855	4.446	1.893	67.597
8 EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.					6.459	8.465	29.977	49.636	48.509	39.138	24.716	7.751	643	714	216.008
Total	42.708	27.515	71.171	68.373	34.528	38.418	65.267	103.237	114.539	136.332	123.216	76.277	77.798	67.106	1.046.485

Actividad de transmisión

N° Nombre de la empresa	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Total
1 ELECTROLIMA	3.818	2.275	9.828	12.900											28.821
2 ELECTROPERÚ S.A.	83.130	61.462	8.516	329											153.437
3 EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DEL CENTRO NORTE S.A.					336	3.788	16.601	15.579	33.390	27.311	23.275	2.644	86		123.010
4 EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A.						7.625	0	17.142	5.738	2.322	2.592	472	281		38.572
5 INADE - PROYECTO ESPECIAL OLMOS TINAJONES									7.027	1.685	423		10		9.145
Total	86.948	63.737	18.344	13.229	336	11.413	16.601	32.721	46.155	31.318	26.690	3.116	377		350.985

Actividad de distribución

N° Nombre de la empresa	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Total
1 ELECTRO ORIENTE S.A.	339	511	15.819	10.907	1.205	677	9.952	5.902	9.298	8.135	2.339	7.706	2.338		75.128
2 ELECTRO PUNO S.A.A.															2.967
3 ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	0	134	3.167	5.892	6.264	48.943	17.612	22.375	26.387	16.793	2.314	2.541	2.628	2.700	157.750
4 ELECTRO SUR MEDIO S.A.A.	6.343	7.678	5.448	4.003	1.234	5.788	10.318								40.812
5 ELECTRO UCAYALI S.A.										1.122	1.363	559	337	93	3.474
6 ELECTROCENTRO S.A.	0	1.033	8.356	7.241	7.337	11.849	17.145	6.522					3.312	15.741	78.536
7 ELECTROLIMA	63	12.342	21.804	24.126											58.335
8 ELECTRONOROESTE S.A. -ENOSA	0	1.081	6.374	11.083	10.700	10.705	12.108	19.868					1.744	2.006	75.869
9 ELECTRONORTE S.A. -ENSA	0	173	3.667	6.584	8.134	2.493	10.362	4.692					5.385	3.282	44.772
10 ELECTROSUR S.A.	178	15	1.346	1.496	1.211	998	3.856	2.857	1.957	1.093	1.293	999	1.537	1.279	20.115
11 HIDRANDINA S.A.	0	408	2.094	4.122	4.819	16.692	4.796	1.239					8.368	13.385	55.923
12 INADE - PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC												351	0		351
13 SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A. -SERSA										0	5	0	1		6
14 SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A. -SEAL	20	232	6.163	10.086	3.621	6.737	8.859	8.477	4.455	6.931	7.263	3.845	5.549	4.033	76.390
Total	6.943	23.607	74.236	85.550	44.526	104.882	95.108	71.932	42.097	34.075	16.698	15.866	31.681	43.727	690.120
Total General	136.599	114.859	163.753	167.152	79.390	154.713	176.976	207.890	202.791	201.725	165.994	95.059	109.856	110.832	2.087.590

Fuente: MINEM

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG
Oficina de Estudios Económicos - 2005**

Equipo de Trabajo

José Gallardo Ku Gerente de Estudios Económicos.

Especialistas:

Raúl Pérez-Reyes Espejo Economista Principal.

Raúl García Carpio Especialista en Regulación Económica. Sector Eléctrico.

Arturo Vásquez Cordano Especialista en Organización Industrial. Sector
Hidrocarburos.

Luis BendeZú Medina Especialista en Econometría.

Asistente Administrativo:

Clelia Bandini Malpartida

Practicantes:

Fritza Cabrera Loayza Sector Hidrocarburos

Emerson Barahona Urbano Sector Eléctrico