

Informe Final del Proyecto Breve de Investigación

¿Estamos produciendo energía eléctrica al menor costo?

La composición del parque generador es importante.

Macroconsult S.A.

Ricardo de la Cruz S.

Anthony Mori U.

Lima, Abril 2007

¿Estamos produciendo energía eléctrica al menor costo? *La composición del parque generador es importante.*

1. Introducción.

El presente es el informe final del proyecto de investigación breve tiene como objetivo evaluar si la composición del parque generador eléctrico actual corresponde a la de una estructura de oferta óptima considerando restricciones de sostenibilidad económica e incertidumbre de demanda e hidrológica.

La existencia de un parque generador óptimo se traduce en una reducción de la tarifa eléctrica a los usuarios finales y garantiza el suministro de energía en el largo plazo. Caso contrario, apartarse de esta estructura puede derivar en incrementos artificiales de las tarifas que financian la inversión en centrales ineficientes o, en racionamiento del servicio eléctrico debido al riesgo hidrológico (*año seco*).

La experiencia internacional enseña que la composición del parque generador es una combinación de tecnologías existentes, cuya estructura final tiene una importante incidencia en el precio de energía. Así por ejemplo, con cifras de CIER del año 2002 se aprecia que Ecuador y Perú presentan los precios de energía más altos como consecuencia de una demanda abastecida por el tramo de la oferta compuesta por centrales que utilizan derivados del petróleo. Por su parte, el resto de países presentan precios de energía que fluctúan entre US\$ 13 por MWh. Los menores costos se explican por que la demanda es abastecida por el tramo de oferta de centrales hidráulicas y/o centrales que usan gas natural.

Además, se han detectado algunos indicios que generan preocupación respecto a la inadecuada composición del parque generador y su incidencia futura en las tarifas del usuario final. Uno de estos indicios es el incremento de la participación de las centrales térmicas que usan derivados de petróleo de 27% en 1994 a 31% en el 2003. En el año 2004 con el ingreso del gas de Camisea, la participación de las centrales que usan petróleos se redujo a 23% y para el año 2006 con la operación de nuevas centrales dicho porcentaje llegó al 15%,

Otro indicio es la alta sensibilidad del precio de energía de corto plazo (que al final es utilizado para calcular la tarifa eléctrica que paga el usuario final) como consecuencia de la composición actual del parque generador. En efecto, el día 10 de mayo de 2006 se dio la salida de 380 MW de las centrales térmicas a gas natural de Ventanilla (TG3 y TG4) y 123 MW de la central Santa Rosa Westinghouse, las cuales elevaron el precio spot hasta los US\$ 200 por MWh. Otro ejemplo se observa entre el día 11 y 13 de setiembre de 2006, en donde nuevamente la salida de las centrales de Ventanilla hizo que el precio spot en ese periodo se coloque alrededor de US\$ 198 por MWh. El precio histórico es de US\$ 35 por MWh.

Por ello, en caso de verificarse que el parque generador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) no tiende al óptimo, las políticas de fomento la inversión en generación eléctrica mediante el reconocimiento de costos tal como se viene realizando actualmente, deben complementarse con medidas que incentiven la instalación de centrales de menores costos.

2. Evolución de la composición del parque generador.1994-2006.

En este capítulo se describe brevemente la composición del parque generador correspondiente al mercado eléctrico¹ del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Además, se plantean algunos hechos estilizados que explican la variación de la oferta de energía eléctrica.

2.1 Evolución de la composición del parque generador del SEIN.

La inversión acumulada en la actividad de generación entre los años 1994 y 2005 ascendió a MMUS\$ 2.396, de los cuales 1.439 MMUS\$ corresponden a inversiones² del sector privado, lo que representa el 60% del total.

Asociado a este incremento de la inversión en capacidad de generación se encuentra el aumento acumulado de la Potencia Efectiva del SEIN en más de 1867 MW para el mismo periodo. En otros términos, la potencia efectiva del SEIN creció a una tasa promedio anual de 4.8%, mientras que la máxima demanda lo hizo en 3,7%. Si analizamos los últimos 5 años observaremos que la potencia creció solo en 1%, mientras que la máxima demanda lo hizo en 5.1%.

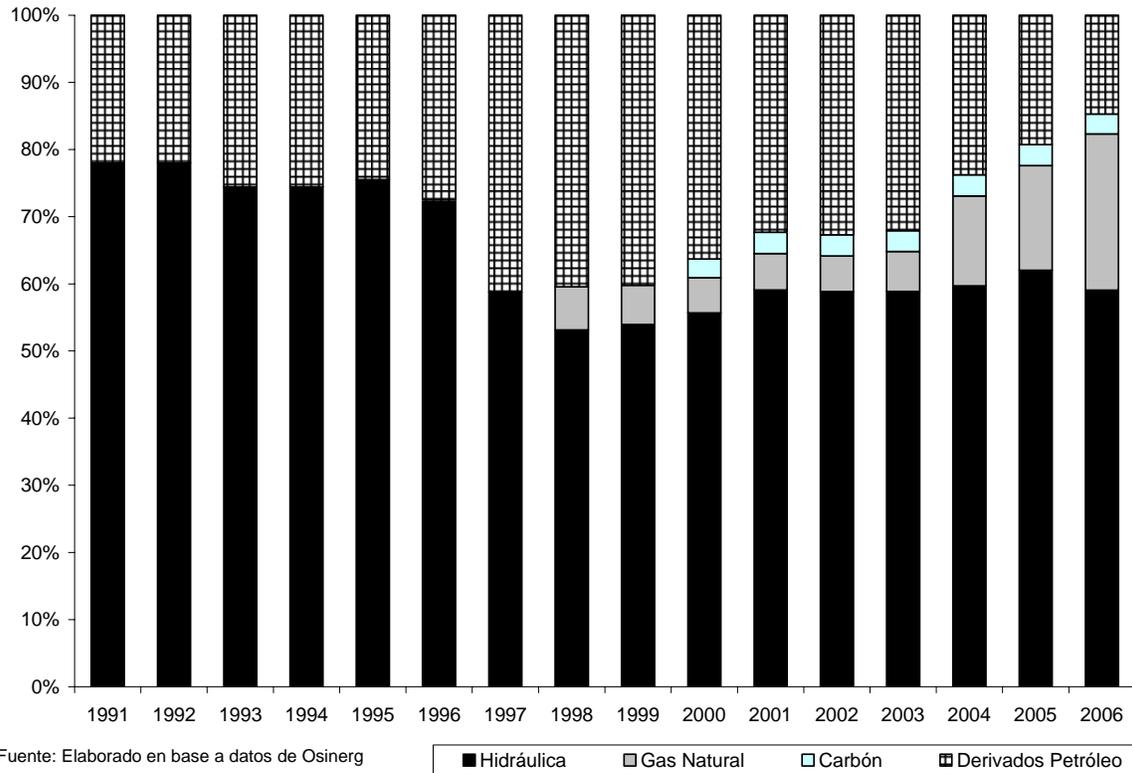
La composición del parque generador por tipo de tecnología muestra una mayor sustitución de las centrales hidráulicas por otras tecnologías³ (gas natural y el carbón). En general, después del proceso de privatización, el ingreso del gas y carbón generó una reducción de la participación de las centrales de derivados del petróleo de 26% en 1994 a 15% en el 2006; mientras que la mayor reducción se aprecia en la participación de la capacidad hidráulica de 74% en 1994 a 59% en el 2006.(ver grafico 1).

¹ También se tiene la potencia instalada para uso propio.

² Estas inversiones corresponden a inversiones eléctricas (construcción, ampliación, rehabilitación de centrales hidráulicas o térmicas) e inversiones no eléctricas.

³ Entendiéndose este término como tecnologías no existentes hasta antes del proceso de privatización.

Gráfico 1: Evolución de la composición del parque generador del SEIN por tipo de tecnología



Como se aprecia en el gráfico 1, la composición del parque generador presenta tres etapas diferenciadas:

- Riesgo hidrológico “oculto” (1980-1992): Para el periodo anterior a una de las más importantes sequías⁴ registrada en 1992, la participación de las centrales que usan derivados del petróleo en la oferta total fluctuaba alrededor de 24%. El resto de la oferta era exclusivamente potencia hidráulica.
- Preparativos y ajustes después del proceso de privatización (1993-1996): La participación de las centrales que usan derivados del petróleo se incrementó ligeramente a 26% y el resto era cubierto también exclusivamente con centrales hidráulicas. Este cambio en la composición obedeció en cierta medida a la reducción del riesgo hidráulico hecho evidente con la sequía de 1992.

⁴ La sequía de 1992 generó racionamiento en el suministro de energía eléctrica. La venta de energía eléctrica se redujo en 11.5% con respecto al año 1991 (8209 GWh en el año 1991 y 7261 GWh en 1992), debido al menor consumo producido por las restricciones de energía que tuvieron que efectuar las empresas de electricidad, dada la situación de emergencia en el sector, producto de la sequía registrada en la región central y el litoral costero del país.

- Ejecución de los compromisos de inversión y nuevas centrales (1997-2006). Durante este periodo se aprecian los mayores cambios de la composición del parque generador.

2.2 Compromisos de inversión asumidos como parte del proceso de privatización y proyectos a corto plazo.

La ejecución de los compromisos de inversión derivados del proceso de privatización se constituye en uno de los principales factores que inciden en la composición del parque generador. No obstante, es importante señalar que la decisión de la tecnología y tipo de combustible asociada a esta inversión fue estrictamente una decisión privada, derivado de las evaluaciones de rentabilidad. También se aprecia, aunque en menor medida, inversiones realizadas al margen de los compromisos vinculados a los procesos de privatización:

- En el año 1997, la participación de las centrales que usan derivados del petróleo ascendió a 41% como consecuencia de la puesta en operación comercial de las centrales asociadas a los compromisos de inversión de la privatización de Edegel y Etevensa.

En efecto, con la reapertura del proceso de privatización de Edegel⁵, el 18 de julio de 1995 se anunció a los postores el compromiso de inversión⁶ que consistía en que el postor ganador⁷ debería construir y haber finalizado la implementación de 100 MW de potencia efectiva teniendo plazo hasta junio de 1997. A noviembre de 1997 se aprecia la instalación de la central a Diesel 2⁸ (TG Santa Rosa WTG) de 120 MW de potencia efectiva

Por su parte, las bases del proceso de privatización de Etevensa⁹ señalaban que el postor ganador debería instalar una potencia mínima

⁵ La fecha de cierre de la venta de Edegel fue el 30 de noviembre de 1995.

⁶ Estudios realizados por Edegel, antes de su privatización, y respaldados por el Ministerio de Energía y Minas apuntaban a la necesidad de incrementar la capacidad de generación del Sistema Interconectado Centro Norte a corto plazo en al menos 100 MW para evitar posible escasez de energía, principalmente en la ciudad de Lima, en el año 1996. Por ello, Edegel había anunciado a fines de abril de 1995 que en el muy breve plazo se convocaría a una licitación pública internacional para desarrollar en un plazo no mayor de a un año un proyecto de generación de energía eléctrica mediante la modalidad BOO (Build, Owen and Operate). Tal como se indicaba en el anuncio, el proyecto consistía en instalar a su costo y operar una central que use el residual 6 en la zona de Lima.

⁷ Generandes, el consorcio ganador de Edegel, presentó también en el momento de la fecha de cierre su proyecto de ampliación de generación que consistía en expandir la capacidad de la actual central de Santa Rosa en 100 MW de potencia instalada a un costo aproximado de MMUS\$ 35.

⁸ Dentro de los términos y condiciones del compromiso de inversión se da flexibilidad al postor ganador para que decidiera sobre su financiamiento, tecnología, localización, equipos y combustible.

⁹ La Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.(Etevensa) fue conformada con la central termoeléctrica de Ventanilla (Lima). Ésta fue privatizada en diciembre de 1995, con la venta del 60% de sus acciones a favor de Generalima S.A. (grupo Endesa de España).

efectiva de 200 MW, teniendo como plazo máximo¹⁰ hasta julio de 1998. A noviembre de 1997 se instalaron las centrales dos centrales a Diesel 2¹¹ (TG Ventanilla 3 y TG Ventanilla 4) con una potencia efectiva acumulada mayor a 300 MW.

- Entre 1998 y 1999, se aprecia el ingreso de centrales a gas natural y un leve incremento de la capacidad hidráulica. Parte de la capacidad de gas natural y el incremento de la potencia hidráulica están asociados también a compromisos de inversión.

La empresa Maple Gas Corporation desarrolló un proyecto integral de energía eléctrica y gas de Aguaytía con una inversión total estimada en MMUS\$ 286 que se utilizaría, entre otros¹², para la construcción de una central a gas natural de 155 MW. Es a partir de julio de 1998 que entran a operar en el sistema centro norte los dos grupos generadores a gas natural de Aguaytía con una potencia efectiva de 155.5 MW ciclo simple.

Por su parte, en las bases de la privatización de Eepsa¹³ se estableció el que postor ganador¹⁴ asumiría un compromiso de inversión de MMUS\$ 40 para instalar un mínimo de 80 MW adicionales de potencia¹⁵ a gas natural. A noviembre de 1998¹⁶ se tenía una central a gas natural de 80 MW de potencia efectiva.

Finalmente, en las bases del concurso de la privatización de Egenor se establecía que el postor ganador¹⁷ realizaría una ampliación de la capacidad efectiva de Egenor en 100 MW en un plazo de 36 meses a partir de la fecha de cierre. A noviembre de 1998 se tenía una ampliación de la

¹⁰ De estos, 100 MW tenían que estar instalados 12 meses después de la fecha de cierre del contrato, es decir a diciembre de 1996. Etevensa se comprometió a completar la potencia instalada de 200MW, a más tardar, a los 30 meses siguientes contados a partir de la fecha de cierre del contrato, julio de 1998.

¹¹ En las bases del contrato se estipulaba que Etevensa tendría la libertad para escoger el tipo de combustible que utilizaría para la operación de las turbinas del Proyecto de Generación.

¹² La construcción y operación de 300 kilómetros de ductos para gas y líquidos y la construcción y operación de 400 kilómetros de línea de transmisión de 220 mil voltios.

¹³ Eepsa fue constituida el 11 de octubre de 1994 por Electricidad del Perú S.A (Electroperú) bajo el nombre de Empresa de Generación Eléctrica Carhuaquero S.A, sin iniciar operaciones. Luego, el 7 de mayo de 1996, la comisión de promoción de la inversión autorizó la conformación de la compañía Eepsa sobre la base de ciertos activos de Electroperú, que conformaban las centrales termoeléctricas de Malacas (54 MW) y Verdún (12.6 KW), 2 plantas de procesamiento de gas (Pariñas y Pozo) y una planta de destilación y fraccionamiento de gas natural en Verdún

¹⁴ El 4 de octubre de 1996 se otorgó la buena pro al consorcio Eléctrica Cabo Blanco S. A, liderado por el grupo Endesa, adquiriendo el 40% del capital social

¹⁵ De acuerdo al contrato de suscripción de acciones y de desarrollo del proyecto de generación se indicó que la tecnología y el “know how” a utilizarse en el proyecto de generación serían libremente elegidos.

¹⁶ En julio de 1997 ingreso la LT Piura Talara que permitió incorporar al SICN las unidades existentes y futuras de la central de Malacas.

¹⁷ Duke Energy (Egenor) formalizó el 8 de Agosto de 1996 la compra del 60 %de las acciones, tras haber obtenido en Junio de mismo año la buena pro en la subasta de las acciones clase A de Egenor. Esta nueva Compañía se denominó Egenor S.A

central hidráulica de Carhuaquero en 12 MW y a noviembre de 1999, un paliación de la central hidráulica de Cañón del Pato de 90 MW.

- En el año 2000 ingresa la central de Carbón de Enersur. La inversión en esta tecnología está asociada a la existencia de un contrato de suministro¹⁸ de energía y potencia de largo plazo y la exoneración del ISC en el precio del carbón para propósitos de generación eléctrica.

En efecto, Enersur evaluando la oferta de energía existente y comparándola con la demanda el resultado fue que parte del sur del Perú así como la empresa Southern Peru iban a requerir una mayor producción de energía. Es por ello que se construyó la central térmica de Ilo21 es la única central de generación eléctrica a carbón que existe en el Perú. Su construcción se inició en 1998, y entró en operación comercial el 24 de agosto de 2000. Cuenta con una turbina a vapor con una potencia efectiva de 141.8 MW.

- En el año 2001 ingresan 130 MW correspondiente a la nueva central hidráulica de Chimay, propiedad de Edegel.
- Entre los años 2002 y 2003 se mantiene relativamente estable la composición del parque generador.
- En los años 2004 y 2005 se aprecia un importante incremento en la participación de las centrales a gas natural y, algo menos en la capacidad hidráulica.

En el 2004 se da la conversión de las centrales de Etevensa, con un acumulado de más de 300 MW, a gas natural como parte del compromiso de inversión suscrito entre Etevensa y Electro Perú por la transferencia de contrato *Take or Pay* de gas natural que poseía el último.

En el año 2005 se aprecia la conversión de la central Santa Rosa WT (Edegel) de Diesel a gas natural alcanzando una potencia efectiva de 123 MW.

Por su parte, en el año 2005 también se aprecia el ingreso de la central hidráulica Yuncán con una potencia de 133 MW. El 6 de febrero de 2004 Enersur se adjudicó, a través de un concurso público internacional, la concesión de la Central Hidroeléctrica de Yuncán bajo la modalidad de “Contrato de Usufructo” por un plazo de treinta años.

¹⁸ Enersur se constituyó en septiembre de 1996 bajo la denominación social de “Powerfin Perú S.A.” cambiando su denominación social a “Energía del Sur S.A.”, el 21 de febrero de 1997. EnerSur se constituyó con el objeto de adquirir los activos de generación de electricidad de propiedad de Southern Perú y suscribir el Power Purchase Agreement (PPA) con Southern Perú por 20 años. Así, Enersur se convirtió en el suministrador exclusivo de electricidad para Southern Perú, y además se firmaron otros contratos que regulan diversos aspectos de la relación contractual entre ambas empresas.

Dicha central fue entregada en usufructo a Enersur el 7 de setiembre de 2005, donde son US\$ 57.6 millones por derecho de contrato, US\$ 25 millones por derecho de usufructo y US\$ 22 millones en aportes sociales a la región (estos dos últimos serán pagados a lo largo de un periodo de diecisiete años).

- Esa misma empresa en el 2006 puso en marcha su proyecto de central térmica llamada C.T Chilca¹⁹, la cual se encuentra ubicada en Chilca, departamento de Lima y opera con gas natural de Camisea. Dicha central inicio operaciones comerciales en el mes de noviembre. Actualmente, posee una turbina a gas natural con una potencia instalada de 180 MW que funciona en ciclo abierto. El diseño de la central considera una posible expansión, duplicando su capacidad instalada.

Por su parte, nuevamente la empresa Edegel convierte centrales que antes utilizaban como combustible el Diesel a gas natural. En efecto, a partir de julio de 2006 las unidades UTI 5 y 6 de la central termoeléctrica de Santa Rosa se convierten a gas natural. Dichas centrales suman una potencia conjunta de 105 MW.

- Para el 2007 se estima la entrada de la C.T Kallpa, proyecto perteneciente a la empresa Globeleq, dicha central se ubicaría en Quebrada Chilca, distrito de Chilca, provincia de Cañete. Dicha central tendría una potencia efectiva de 174 MW en ciclo abierto. Este proyecto involucra la incorporación de una turbina similar en el futuro.

2.3 Sostenibilidad económica del sector.

Adicionalmente, dentro de los límites del marco regulatorio del sector eléctrico²⁰, las autoridades correspondientes han diseñado e implementado procedimientos, y también han redefinido y modificado ciertos parámetros que inciden en el ingreso esperado de los generadores.

Además, el grado de incidencia en los ingresos es diferenciado por tipo de tecnología²¹ (hidráulica, gas natural, derivados de petróleo y otros), lo que a su vez establece un esquema de incentivos que afectan la composición del parque generador. Por ello, en esta sección describimos los cambios de los principales factores que inciden de manera diferenciada en los ingresos por tecnología.

¹⁹ La construcción empezó en setiembre de 2005

²⁰ Gallardo, Távora y García (2005) señalan que el diseño del marco regulatorio implica un alto componente administrativo en el proceso de fijación de precios e introduce algunas rigideces que no permiten un adecuado manejo de riesgos por parte de los agentes del sector.

²¹ Este tipo de análisis considera a cada central de generación eléctrica como un proyecto diferente.

Potencia firme remunerable.

- La *Potencia Firme*, tal como la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento lo establecen, es solo un parámetro para distribuir la remuneración de la potencia entre generadores²², encargándose al Comité de Operación Económica del Sistema (COES) la determinación de su valor²³ en el marco de los procedimientos aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.
- Así, la *Potencia Firme* de cada central, y de esta manera su *Potencia Firme Remunerable*²⁴, se constituye en la base sobre la cual se remunera la potencia. Y por lo tanto, cambios en el procedimiento establecido para su cálculo afectan los ingresos de las generadoras.
- Con la promulgación de la LCE en 1993²⁵, el procedimiento para la determinación de la *Potencia Firme Remunerable*, de manera resumida, era el siguiente. La potencia firme remunerable de las centrales térmicas era una proporción de su potencia efectiva²⁶, mientras que la potencia firme remunerable de las centrales hidráulicas resultaba de distribuir el residuo, diferencia entre la máxima demanda del sistema y la suma de las potencia de las centrales térmicas, entre todas las centrales hidráulicas en función de un parámetros de disponibilidad de agua.

En conclusión, se reconocía la totalidad de la potencia de todas las centrales térmicas del sistema y solo parte de la potencia de las centrales hidráulicas, generado así incentivos a instalar y conectar centrales térmicas ineficientes al SEIN ya que bastaba esta condición para recibir la remuneración de la potencia. .

- Posteriormente, en marzo de 1999²⁷ se modifica el procedimiento para calcular la *Potencia Firme Remunerable*. A modo de resumen se señala que:

²² La Ley de Concesiones Eléctricas define la Potencia Firme como “la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el reglamento”. Por su parte, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas en su artículo 109 señala que “el valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores integrantes del COES será determinado tomando en cuenta...[los] ingresos garantizados por potencia firme requerida por el sistema...”

²³ Artículo 41 de la LCE “Las funciones del [COES] son: ...calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras de acuerdo al procedimiento de la presente Ley y el reglamento”.

²⁴ Los dos conceptos vinculados para la remuneración de la potencia es la Potencia Firme y la Potencia Firme Remunerable. La primera se calcula en base a parámetros tecnológicos y considerando criterios de seguridad de suministro, y la segunda se calcula sobre el valor de la primera ponderándola por un factor, de tal manera que la suma de todas la potencia firmes remunerables de todas las centrales cubran exactamente la máxima demanda del sistema y cierto margen de reserva.

²⁵ Artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

²⁶ Este concepto corresponde a la potencia señalada por el fabricante considerando condiciones ambientales, altura, entre otros.

²⁷ Se promulgó el Decreto Supremo N° 004-99-EM.

- a) Cuando la demanda por potencia, más cierto margen de reserva, es mayor que la potencia efectiva total, entonces la potencia firme remunerable de cada central es su potencia firme.
- b) Cuando la demanda por potencia, más cierto margen de reserva, es menor o igual que la potencia efectiva total, entonces la potencia firme remunerable se calculaba en base a un despacho económico de mínimo costo que consideraba los costos variables de cada central y por tipo de combustible.

En conclusión, este procedimiento reconoce a solo una parte de las centrales para la remuneración de la potencia y no a todas como se venía haciendo anteriormente. Además, las que se reconocen son las que resultan del despacho económico, es decir las que presentan los menores costos variables. Así, el esquema de incentivos está orientado a privilegiar la eficiencia sin discriminar por tipo de tecnología.

No obstante, si bien el procedimiento reconoce la eficiencia, el sesgo administrativo del marco regulatorio exige aún la intervención de las autoridades en la determinación de ciertos parámetros importantes para el cálculo de la potencia firme tal como se analizará a continuación.

- Entre estos parámetros se encuentran las horas de regulación de las centrales hidráulicas, la probabilidad de excedencia de las centrales hidráulicas y el margen de reserva. En concreto, un mayor número de horas de regulación y una mayor probabilidad de excedencia disminuye la potencia firme de las centrales hidráulicas, y de esta manera su potencia firme remunerable. Por su parte, a un mayor margen de reserva aumenta el número de centrales que participan en la remuneración de potencia, y de esta manera disminuye el ingreso individual para cada generadora.
- En julio de 1999²⁸, el Ministerio de Energía y Minas estableció para el SEIN 8 horas de regulación y 98% como probabilidad de excedencia, asimismo un margen de reserva de 45% para el SEIN. Posteriormente, en junio de 2001²⁹ el MEM estableció en 7 las horas de regulación y en 95% la probabilidad de excedencia.
- Por su parte, en febrero de 2003³⁰ el MEM publicó un margen de reserva de 44% a aplicarse entre mayo de 2003 y abril de 2004. Luego, en abril de 2004³¹ se publicaron márgenes de reserva para el periodo 2004 al 2008 que presenta una tendencia decreciente llegando a 32% al final del periodo.

²⁸ Resolución Ministerial N° 470-99-EM/VME. Posteriormente, estos valores fueron recogidos y refrendados por un dispositivo de mayor jerarquía como el Decreto Supremo N° 016-2000-EM.

²⁹ D.S. N° 032-2001-EM.

³⁰ D.S. N° 004-2003-EM.

³¹ R.M. N° 191-2004-MEM/DM.

- No obstante esta tendencia decreciente en el margen de reserva, sus valores aun están por encima del *Margen de Reserva Firme Objetivo* (19,4%) utilizado para calcular el precio de potencia.

Precio de la potencia

- El precio de potencia se utiliza para valorizar la demanda por potencia. Así, a mayor precio de potencia mayor monto de remuneración por potencia a distribuirse, y por lo tanto mayores ingresos individuales de los generadores.
- En términos de modificaciones del marco regulatorio con incidencia en el precio de potencia se tiene la definición más detallada del cálculo de este precio, haciendo explícito que interviene, entre otros, el margen de reserva firme objetivo³². Además, se señala que el Osinerg fijará los procedimientos necesarios para la determinación del precio de potencia y cada cuatro años definirá, entre otros, el margen de reserva firme objetivo.
- En cumplimiento de este mandato, el Osinerg en setiembre de 2004³³ publicó una norma con el título “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia” en donde se discute principalmente la selección de la unidad de punta y, la determinación de los costos unitarios de inversión, de operación y mantenimiento.
- Por su parte, en la quinta disposición transitoria del D.S. N° 004-99-EM se fijó en 19% y 9,5% el margen de reserva firme objetivo para el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y Sistema Interconectado Sur (SIS) respectivamente. Posteriormente, en octubre de 2000³⁴ se modificó este valor a 19,5% a aplicarse a partir de noviembre de 2000 y tendría una vigencia de cuatro años. Finalmente, en octubre de 2004³⁵ el Osinerg fijó un nuevo valor que ascendió a 19,4% a aplicarse a partir de noviembre de 2004.
- En este contexto, en tanto el costo de inversión de la unidad seleccionada para la determinación del precio de potencia sea mayor al costo de inversión de las centrales que participan en la remuneración de la potencia, entonces la composición del parque generador será afectado, incentivando la instalación (o permanencia) de centrales caras más allá de lo que requiere un sistema eficiente.

³² D.S. N° 004-99-EM.

³³ Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD

³⁴ Resolución N° 019-2000-P/CTE.

³⁵ Resolución N° 278-2004-OS/CD.

Tarifa de energía en barra.

- Los generadores afectados con la menor remuneración de la potencia tendrán incentivos a instalar (o mantener) centrales de mayores costos para incrementar la tarifa de energía, y de esta manera compensar su pérdida de la remuneración de su potencia. Así, la composición del parque generador estará distorsionado.
- Además de todas las discrepancias en torno a la fijación de la tarifa en barra³⁶, un cambio³⁷ importante en este tema fue la reducción del horizonte de proyección a 24 meses (antes eran 48 meses) y la consideración de la información histórica del último año. Además, también se disminuyó la frecuencia de fijación de tarifas de 2 veces al año a una sola vez, y se fijaría en mayo de cada año.

2.4 Estructura del parque generador y crecimiento de la demanda.

Un análisis complementario a la evolución de la composición de la oferta de generación es evaluar el grado de discontinuidades tecnológicas existentes en el tramo en que fluctúa la demanda y, además, como ha venido variando esta convexidad con el crecimiento de la demanda y de la oferta de energía.

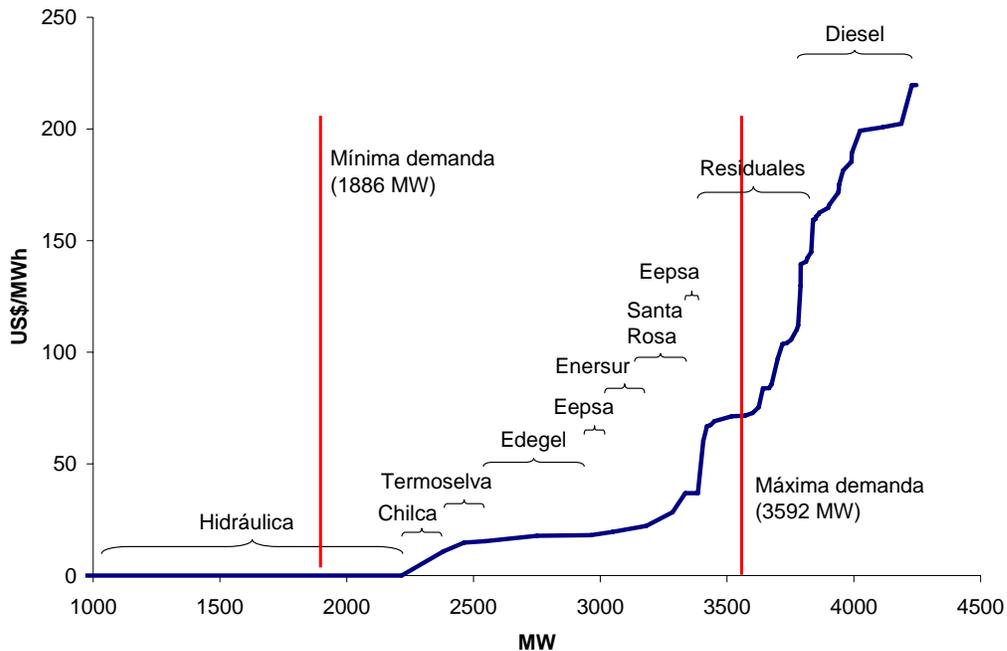
A manera de ejemplo, en base a datos del COES pertenecientes a la semana 6 del año 2007, en el siguiente gráfico se aprecia que la demanda fluctúa en el tramo de la oferta que presenta importantes discontinuidades tecnológicas, por ello incrementos significativos de la demanda o la indisponibilidad de centrales de menores costos (o menores caudales de agua) se traducen en incrementos significativos del precio spot.

Como se aprecia en el gráfico, hasta los 2200 MW la oferta tiene un precio cercano a cero, esto proveniente de los costos variables de las centrales hidráulicas. Entre 2200 MW y 3450 MW el precio está asociado principalmente a los costos variables de las centrales a gas natural y carbón, posteriormente se presenta un incremento en los costos variables debido al cambio de tecnología (utilización de residuales) y a partir de los 3800 MW se presenta el tercer cambio de convexidad como consecuencia de la entrada de la tecnología Diesel.

³⁶ En este sentido se han promulgado una serie de dispositivos legales que definen o aclaran ciertos temas como el Plan de Obras, el precio de los combustibles, los precios de los contratos libres a considerar en la comparación con la tarifa regulada, entre otros.

³⁷ Ley N° 28447 publicada el 30 de diciembre de 2004.

Gráfico 2: Discontinuidades tecnologías y fluctuación de la demanda de energía.



Actualmente, la máxima demanda se encuentra por encima de 3500 MW, lo cual solo sería 300 MW por debajo del último tramo tecnológico, esta situación hace posible que ante una menor disponibilidad de agua, salidas por temas de mantenimiento o disponibilidad de gas natural en las centrales térmicas, el costo marginal se dispare fácilmente hasta los 200 US\$/MWh. Asimismo, se debe tener en cuenta que en los últimos 5 años la demanda eléctrica mostró un crecimiento anual de 200 MW.

Así, la evaluación del grado de discontinuidad tecnológica en el tramo en que fluctúa la demanda parte por analizar tres factores: a) el grado de dispersión de la demanda, b) la distribución de la demanda al interior de la curva de oferta y c) la evolución de la eficiencia de las centrales térmicas.

Con respecto al grado de dispersión de la demanda se aprecia que entre el 2002 y 2005, la mediana de la demanda de energía estandarizada³⁸ se ha incrementado paulatinamente de 0,78 en el 2002 a 0,81 en el 2005. Asimismo, el porcentaje de distanciamiento entre la media y la mediana se ha venido incrementado de -1,4% en el 2002 a -1,8% en el 2005. Estos indicadores dan indicios de una reducción de los valores extremos y una mayor concentración de la demanda en valores inferiores al promedio (ver anexo c)

³⁸ Para cada año se considero que la máxima demanda es 1 y el resto del año es proporcional a este valor.

En cuanto a la distribución de la demanda por tramo tecnológico, el gráfico 3³⁹ pretende mostrar el porcentaje de horas para cada tramo tecnológico en donde se ubicó la demanda real entre el 2001 y el 2006. Donde la oferta del sistema mostrada es la potencial, la cual no depende de la disponibilidad de agua ni los mantenimientos o fallas de las centrales. Sin embargo, para capturar de alguna manera las indisponibilidades de las centrales y corregir la oferta potencial, se utilizó en el caso de las hidráulicas su factor de planta promedio mientras que para las centrales térmicas se utilizó un factor asociado a su indisponibilidad fortuita.

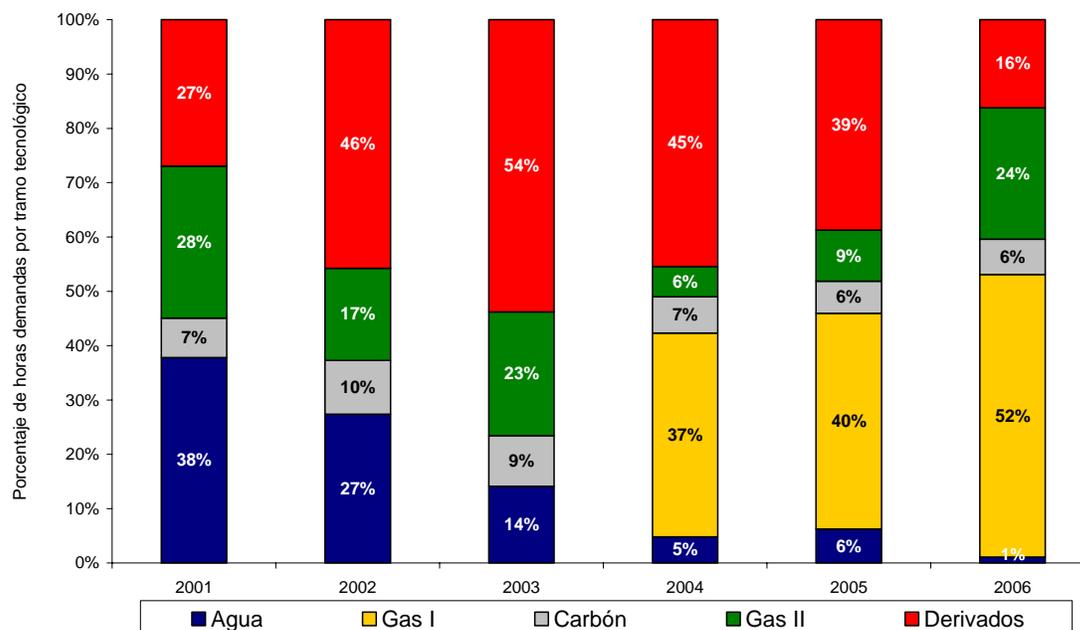
Así, la distribución de la demanda por tramo de discontinuidades tecnológicas de la oferta muestra que entre los años 2001 y 2003, el tramo de tecnología Diesel ha venido incrementado la concentración de la demanda pasando de 27% en el 2001 a 54% en el 2003.

En el 2004, con la entrada del gas natural de Camisea más del 55% de la demanda se concentra en los tramos de las tecnologías de menores costos, mientras que en el tramo de tecnología Diesel se reduce a 45%.

Para analizar el año 2006 se debe tener en cuenta que la entrada de Chilca1 a finales de año distorsiona el porcentaje de demanda correspondiente al diesel². En efecto, si consideramos la potencia efectiva de fin de año, entonces la tecnología diesel concentraría solo el 16%, pero si no se incluyera a Chilca1 dicha tecnología concentraría alrededor del 38% (ver Anexo d).

³⁹ Para construir dicho gráfico se utilizaron los datos provenientes de los informes diarios y mensuales de operación del COES y la información publicada en las fijaciones tarifarias para los años 2001 al 2006. Con estos insumos se construyó la demanda con una periodicidad de media hora medida en MWh para cada año y la oferta se construyó teniendo en cuenta la capacidad de generación para cada tipo de tecnología que existía en cada año medida en MW. La oferta se ordenó de manera de que se minimiza el costo para el despacho de energía, tal cual lo realiza el COES. Así, las centrales hidráulicas se colocan en el primer tramo, en el segundo tramo un grupo de centrales que utiliza gas natural, en el tercer tramo entra el carbón, en el cuarto tramo otras centrales que utilizan gas natural y finalmente entran a despachar las centrales que utilizan derivados del petróleo. Ordenada la oferta se procedió a colocar a la demanda en su correspondiente tramo de oferta, luego de ello se calculó la cantidad de horas de demanda correspondientes para cada tramo tecnológico. Además, para construir la oferta, esta se corrigió por un factor de planta promedio para las centrales hidráulicas y un factor relacionado a la indisponibilidad fortuita de las centrales térmicas.

Gráfico 3: Distribución de la demanda en la oferta considerando el tipo de tecnología.



Elaboración propia en base a datos del COES y CTE.

Finalmente, otro indicador de los cambios ocurridos en el parque generador sería la eficiencia de los equipos generadores. Así, la evolución de la eficiencia⁴⁰ por tipo de tecnología da indicios de la salida o entrada de centrales al parque generador. En los últimos diez años, la eficiencia promedio por tipo de tecnología ha mejorado en el SEIN. Básicamente, la eficiencia de todas las tecnologías mejoraron con excepción de las centrales que utilizan como combustible el petróleo Residual 6. Esto debido a que a partir del año 1998 empezaron a entrar centrales al sistema centro norte de menor eficiencia.

El incremento de la ineficiencia de las centrales que utilizan petróleo Residual 6 desde 1996 al 2006 fue de 6%. En contraste, las centrales que utilizan petróleo Residual 500 mostraron una mejora de eficiencia.

En el caso de las centrales de Diesel 2, desde el año 1996 al 2000 se dio una entrada paulatina, donde se amplió dicha tecnología en 550MW y de manera similar se mejoró la eficiencia en 5% (ver **cuadro 1**).

⁴⁰ Podemos medir la eficiencia de las centrales térmicas de acuerdo al consumo específico del combustible que utilizan. Así, el consumo específico indica cuantas unidades de combustible se necesitan para generar un MWh y el caso de las centrales que utilizan gas natural se indica como una medida de poder calorífico, es decir cuantos MMBTU se necesitan para generar MWh.

Cuadro 1: Consumo específico promedio de los combustibles del SINAC

Consumo específico promedio ^{1/} de combustibles del Sinac											
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Diesel 2	0.289	0.278	0.277	0.274	0.273	0.273	0.270	0.264	0.272	0.276	0.263
Petróleo Residual R6	0.217	0.217	0.237	0.258	0.254	0.250	0.250	0.244	0.243	0.245	0.231
Petróleo Residual R500	0.422	0.382	0.381	0.336	0.333	0.333	0.281	0.284	0.300	0.300	0.300
Gas Natural (No Camisea)	20.000	18.688	11.575	11.562	11.562	11.468	11.567	13.222	13.380	13.260	13.394
Gas Natural (Camisea)									10.533	10.436	10.917
Carbón						0.365	0.385	0.365	0.333	0.333	0.333

Fuente: Osinerg Elaboración: Propia

^{1/} El consumo específico para los combustibles líquidos está expresado en Ton/MWh, mientras que para el gas natural se expresa en MMBTU/MWh

Es a partir del 2000 en donde se comienza a reducir la potencia efectiva asociada al diesel 2 hasta llegar al 383 MW en el 2006. Esto debido al desmantelamiento de las centrales de Ventanilla TG1, ventanilla TG2 y a la conversión hacia el gas natural de Camisea de las centrales de Ventanilla TG3, Ventanilla TG4, Santa Rosa Westinghouse y Santa Rosa UTI⁴¹.

Entre las centrales que utilizan gas natural, las que utilizan gas natural no Camisea han incrementado su potencia efectiva y de manera similar han mejorado su eficiencia. Por su parte, las centrales que utilizan gas de Camisea entraron al sistema en el año 2004 y al 2006 mejoraron su eficiencia en 3.6%⁴² mientras que su la potencia efectiva asociada a dicha tecnología se incrementó en 336MW.

De manera similar ocurre con central de Ilo 2, la única central que utiliza carbón como combustible, dicha central entró al sistema en el 2001 y desde esa fecha a la actualidad su eficiencia mejoró en 8.8%.

En general, lo que se aprecia es que la entrada de las centrales de gas natural y diesel 2 mejoraron la eficiencia promedio centrales térmicas del sistema interconectado nacional. La diferencia esta que con la tecnología a gas natural se tienen costos variables más bajos. La idea en este punto sería mejorar eficiencia pero al mínimo costo.

⁴¹ Estas últimas antes operaban a Diesel 2.

⁴² La central más eficiente es la de Chilca1 con 9.6 MMBTU/MWh, le siguen las centrales de Ventanilla con 10.1 MMBTU/MWh y finalmente se encuentran la Westinghouse con 11.3 MMBTU/MWh y las centrales de Santa Rosa con 13.3 MMBTU/MWh.

3. Modelo de optimización y selección de la combinación óptima de tecnologías.

En este capítulo se describe la revisión de la literatura referida a la composición del parque generador. Asimismo, se describe el modelo a utilizar para determinar la composición óptima del parque generador.

3.1 Revisión de la Literatura.

La revisión de la literatura económica nos permite identificar los principales determinantes de la composición óptima de la oferta de energía eléctrica. Así, en el marco del Peak Load Pricing⁴³, Turvey (1968) determinó que en un contexto de incertidumbre la combinación óptima viene dada por la comparación de los costos variables de las tecnologías contiguas con sus respectivos costos de inversión (ver cuadro 2).

Hung-po Chao (1983) introduce incertidumbre en la demanda y oferta en el modelo del Peak Load Pricing y obtiene que la combinación de tecnología debe considerar, además de los costos variables e inversión, la corrección de las capacidades de la tecnología por indisponibilidades de las centrales ya sea por riesgo hidráulico o falla mecánica.

Cuadro 2: Literatura económica e identificación de variables que inciden en la composición óptima del parque generador.

Autor	Características del mercado eléctrico	Determinantes de la composición de la oferta
Turvey (1968)	Incertidumbre	Costos variables y de inversión por tecnología
Nuyen (1976)	Parque hidrotérmico	Embalses (energía almacenada)
Noonan y Giglio (1977)	Incertidumbre en la demanda y oferta. Parque hidrotérmico	Costos variables y de inversión, indisponibilidades de las centrales y embalses (pero considerando que en cada etapa mantiene el nivel de cota).
John Rowse (1978)	Incertidumbre en la demanda y oferta. Parque hidrotérmico	Costos variables y de inversión, indisponibilidades de las centrales. Se define un perfil de producción de las centrales hidráulicas.
Crew y Kleindorfer (1979)	Planeación en más de un período	Tecnologías no dominadas
Hung-po Chao (1983)	Incertidumbre en la demanda y oferta	Costos variables y de inversión e indisponibilidades de las centrales
Gorenstin, Campodónico, Costa y Pereira (1993)	Parque hidrotérmico e incertidumbre hidráulica	Costos variables y de inversión, y embalses

Elaboración: Autores

Por su parte, Nuyen (1976) considera el efecto de los embalses (“energía almacenada”) sobre la elección de la composición de la oferta. Así, la disponibilidad de energía almacenada reduce el mix de tecnologías respecto a una situación sin la existencia de embalses.

⁴³ La teoría del Peak Load Pricing señala cuando la composición de la capacidad de generación es la de menor costo, la remuneración de la energía y capacidad a sus costos marginales permite recuperar los costos en un sistema que tiene una combinación de diferentes tecnologías. Ver Anexo 1 para mayor detalle.

Noonan y Giglio (1977)⁴⁴, desarrollan y aplican un modelo de optimización que ayuda a realizar el plan de inversión para la generación de electricidad del sistema eléctrico de Nueva Inglaterra Massachussets. Dicho modelo determina para cada año del horizonte de planeamiento que tipo y el tamaño de las plantas generadoras se deben de construir, teniendo como objetivo la minimización del costo total descontado de las inversiones y operación.

En la misma línea, John Rowse (1978)⁴⁵, plantea para una empresa privada de generación eléctrica (Saskatchewan Power Corporation) un modelo de optimización matemática que da como resultados los costos de generación, la producción y el costo del impacto ambiental de excluir o incluir algunas inversiones en particular.

Posteriormente, Crew y Kleindorfer (1979)⁴⁶ concluyen que, en un escenario de más de un periodo, las tecnologías que deben participar en la oferta son las tecnologías “no dominadas”. Se le llama tecnologías no dominadas a aquella que tiene el menor costo variable y el mayor costo de inversión respecto a la otra tecnología. Además, estos autores concluyen que en un escenario de combinación óptima de tecnologías, la generación de energía de las centrales es determinada por los costos de operación. Así, ingresan a despachar primero las centrales de menor costos (hidráulicas), luego gas natural, y así sucesivamente, en orden creciente en costos.

Levin, Tishler y Sabih (1985)⁴⁷ modelan la incertidumbre de los precios de los combustibles a través de una función aleatoria.

Por su parte, Tanabe, Yasuda y Yokohama (1993)⁴⁸ plantean un problema de optimización multi-objetivo resolviéndolo con una técnica de programación dinámica en donde la tecnología y la capacidad de cada planta son elegidas para cada escenario.

Gorenstin, Campodónico, Costa y Pereira (1993)⁴⁹ plantean un modelo de programación estocástica que minimiza el valor esperado de los costos de

⁴⁴ F. Noonan y R.J. Giglio, 1977. “Toward Optimal Capacity Expansion for an Electric Utility: The Case of Saskatchewan Power”. *Management Science*, Vol.23, No.9 (May, 1977), 946-956.

⁴⁵ Rowse, John, 1978. “Toward Optimal Capacity Expansion for an Electric Utility: The Case of Saskatchewan Power”. *The Canadian Journal of Economics*, Vol. 11, No.3, Aug.,1978, pp. 447-469.

⁴⁶ Crew y Kleindorfer (1971) señalan que, en un escenario de diferentes tecnologías y en un solo período, las decisiones de capacidad para abastecer la demanda en horas punta es aquella tecnología que presente los menores costos de inversión

⁴⁷ Nissan Levin, Asher Tishler, Jacob Zahavi. 1985. “Capacity Expansion of Power Generation Systems with Uncertainty in the Prices of Primary Energy Resources”. *Management Science*, Vol. 31 No2 (Feb.,1985), 175-187.

⁴⁸ R. Tanabe, K. Yasuda, R. Yokohama. 1993. “Flexible Generation Mix Under Multi Objectives and Uncertainties”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.8, N°2, May 1993.

⁴⁹B.G Gorenstin, N.M. Campodónico, J.P. Costa y M.V.F. Pereira.1993. “Power System Expansion Planning Under Uncertainty “. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 1, February 1993.

inversión y operación del sistema o minimizar el máximo arrepentimiento (criterio de Savage). Las variables principales utilizadas fueron la tasa de crecimiento de la demanda de energía y de la economía, disponibilidad del recurso hídrico, los costos de los combustibles, el período de construcción de las centrales, costos de inversión y operación de las centrales, las tasas de interés y las restricciones financieras

La literatura especializada⁵⁰ identifica algunos modelos (ver cuadro 3) en el tema de expansión del parque generador. Estos modelos, en general, buscan respuestas en torno a tres decisiones: a) escoger la el tipo de tecnología de la planta generadora, la cual podría ser hidráulica o térmica, dentro de las térmicas estarían las que utilizan gas natural, carbón o derivados del petróleo. b) escoger la potencia que va tener la planta (medido en MW) y c) la fecha en que se va instalar la planta para satisfacer de modo eficiente a una demanda creciente.

Cuadro 3: Clasificación de los principales modelos de planificación de la expansión en generación.

Clasificación	Modelo de planificación	Composición de la oferta	Desventajas
Modelos de Análisis Marginal	Electricité de France	Se plantean exógenamente alternativas de inversión (programas de obras)	Se busca la reducción de costos a través de sustituciones marginales. La sustitución requiere muchas iteraciones, lo que afecta el número de alternativas de inversión que se analizan
Modelos de Operación			
Usan programación dinámica	Gestión Óptima del Laja (GOL)	Se plantean exógenamente diferentes programas de obras a evaluar	Si bien se obtiene un plan de inversiones (del conjunto de alternativas considerado) que da el menor costo de inversión y operación, éste oferta no será necesariamente el de costo mínimo ya que siempre existirán planes alternativos a los considerados inicialmente.
Usan programación lineal			
Modelos Globales de Optimización			
Usan programación lineal	Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI)		
Usan programación no lineal	Modelo de operación óptima de CH. en la planificación de la expansión de largo plazo	La composición de la oferta de energía eléctrica es resultado del modelo	La desventaja es la forma de representación del sistema eléctrico. Es decir, el sistema de transmisión, demanda, hidrología, etc.
Usan programación dinámica	Wien Automatic Planning Package (WASP)		

Elaboración: Autores en base a información de "Planificación de la expansión de sistemas eléctricos vía descomposición de Benders". Juan Pablo Urrutía Wess (1995)

En un extremo están los modelos que especifican planes de inversión (planes de obras) a evaluar. El criterio de evaluación es la minimización del costo de operación e inversión. Así, en estos modelos se especifican las alternativas de planes de obras a evaluar. En el otro extremo están los modelos que tienen como

⁵⁰ La mayoría de modelos de expansión son determinísticos, los cuales emplean una serie de modelos matemáticos de programación para formular y resolver el problema. En esta línea se encuentra el trabajo de Anderson (1972), en dicho trabajo se hace una revisión de los modelos (Programación dinámica y programación lineal) utilizados para determinar las inversiones que satisfagan a la demanda al menor costo.

uno de sus resultado a los planes de inversión, sin embargo una de sus desventajas en la simplificación del sistema eléctrico.

En el tema particular de identificar los modelo se planificación, éstos van desde modelos de operación que utilizan los resultados para planificar la expansión del sistema de generación hasta los modelos globales de optimización que integran tanto los costos de operación e inversión en su criterio de identificación de los planes de obras óptimos. Sin embargo, la mayoría de estos modelos tiene como desventaja la inexistencia de criterios financieros en la determinación del parque de obras óptimo. En particular, asumen que los incentivos de los inversionistas privados están alineados con planes de expansión determinados en base a criterios de un planificador central.

Cuadro 4: Principales características de los modelos de planificación.

Modelos	Demanda	Oferta hidráulica	Oferta térmica	Transmisión	Hidrología	Desventajas
GOL	Es representada mediante una demanda máxima y por un bloque de energía trimestral	Para las centrales asociadas al lago Laja, la producción de energía se modela como una función de la cota de dicho lago. Para el resto de centrales existente se considera la producción media de energía registrada históricamente. Para las centrales futuras se especifica una producción media de energía por central. Asimismo, se especifica su fecha de entrada	Para las centrales existentes y futuras se especifica los costos de combustibles, los costos variables no combustibles y parámetros técnicos. Asimismo, para las centrales futuras se especifica la fecha de ingreso al parque de obras.	No representa el sistema de transmisión (modelo uninodal)	Registro histórico de los caudales de la cuenca de Laja	Se analiza un número limitado de planes de inversión. No incorpora criterios financieros en la determinación de la oferta final.
WASP	Está representada mediante curvas de duración	Las centrales existentes son representadas según sus características técnicas (potencia, embalses, caudales, potencia mínima y máxima, etc) Las centrales futuras son resultados del modelo obtenidos (al especificar las características técnicas, hidrología y los costos de inversión) de minimizar el costo de operación e inversión.	Las centrales existentes son representadas según sus características técnicas (potencia, consumos específicos, costos de operación, etc) Las centrales futuras son resultados del modelo obtenidos (al especificar las características técnicas y los costos de inversión) de minimizar el costo de operación e inversión.	Representa el sistema de transmisión (modelo multinodal)	Registro histórico de los caudales asociados a cada central.	Solo permite definir las características de hasta 12 centrales térmicas futuras y 2 centrales hidráulicas. No incorpora criterios financieros en la determinación de la oferta final.
MGI	Está representada por la demanda máxima anual y la energía demandada en las diferentes estaciones del año.	Las centrales existentes son representadas con la potencia (y energía) garantizada en cada estación e hidrología. Las centrales futuras son resultados del modelo obtenidos (al especificar características técnicas, producción media por estación e hidrología y los costos de inversión) de minimizar el costo de operación e inversión.	Las centrales existentes son representadas según sus características técnicas (potencia, consumos específicos, costos de operación, etc) Las centrales futuras son resultados del modelo obtenidos (al especificar las características técnicas y los costos de inversión) de minimizar el costo de operación e inversión.	Representa de manera simplificada al sistema de transmisión.	Cierto número de hidrologías	El resultado del modelo respecto a la ubicación cronológica de las centrales no es preciso. No incorpora criterios financieros en la determinación de la oferta final.
Modelo de operación óptima de CH. en la planificación de la expansión de largo plazo	Está representada por una curva de carga.	Para las centrales asociadas al embalses, la producción de energía se modela como una función de la cota de dicho lago. Las centrales futuras se representan mediante sus características técnicas y los costos de inversión.	Las centrales existentes son representadas según sus características técnicas (potencia, consumos específicos, costos de operación, etc) Las centrales futuras se representan mediante sus características técnicas y los costos de inversión.	Se representa el sistema de transmisión	Hidrologías	No incorpora criterios financieros en la determinación de la oferta final.

Elaboración: Autores

3.2 Breve descripción del Modelo.

En esta sección presentamos el modelo a utilizar para estimar la composición óptima de la oferta de energía eléctrica. A diferencia de los modelos revisados en el capítulo anterior, el presente modelo incluye criterios financieros en la determinación del parque óptimo.

El modelo a utilizar es uno de dos etapas que considera tanto la incertidumbre de las indisponibilidades de centrales y la aleatoriedad hidrológicas como criterios financieros en la decisión de inversión. Sin embargo, tiene como simplificación que es un modelo uni-nodal (barra Santa Rosa) y uni-embalse (el Lago Junín). Es decir, asume que no existen restricciones en la capacidad de transmisión concentrando toda la demanda y oferta de energía y potencia en una barra, y asume que únicamente las centrales de la cuenca del mantaro tienen capacidad de regulación. Las razones, para propósito de este estudio, que justifican estas simplificaciones son las siguientes:

- Los registros históricos muestran que solo en la línea Chimbote-Paramonga Nueva se han presentado problemas de restricciones de uso de capacidad. En menor en la línea Campo Armiño – Socabaya llegando a un máximo de 96% de uso de capacidad en diciembre de 2006.
- La Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (Ley 28832) establece, entre otros, incentivos para la inversión en el sistema de transmisión reduciéndose así el problema de restricciones de capacidad.
- La potencia instalada de las centrales hidráulicas asociadas a la cuenca del mantaro es la más importante respecto a la potencia instalada del resto de centrales con capacidad de regulación.

En la primera etapa, se obtiene con carácter referencial la composición de la oferta esperada en el largo plazo. En la segunda etapa, en base a los resultados del modelo de la primera etapa, se identifica con carácter definitivo la composición óptima de la oferta considerando criterios de despacho económico y criterios financieros de inversión. A continuación pasamos a describir con mayor detalle cada una de las etapas:

Primera Etapa

Se plantea un modelo de programación no lineal considerando tres escenarios de hidrología (Seco, Medio y Húmedo) con igual probabilidad de ocurrencia y se representa la demanda a través de una curva de duración lineal. El problema a optimizar es el siguiente:

$$\text{Minimizar : } \sum_{j=1}^3 \sum_{i=1}^N E_{i,j} \mu_j c_i + \sum_{i=1}^N P_{i,3} C_i$$

S.A :

$$1) c_i < c_{i+1} < c_{i+2} \quad , C_i > C_{i+1} > C_{i+2}$$

$$2) E_{i,j} = \begin{cases} P_{i,3} 8760 & \text{si } \sum_{i=1}^i P_{i,j} < \text{Demanda mínima (MIN)} \\ P_{i,3} t_{i,j} + (P_{i,3} + \text{MIN} - \sum_{i=1}^{i-1} P_{i,j})(8760 - t_{i,j}) & \text{si } \sum_{i=1}^{i-1} P_{i,j} < \text{MIN}, \sum_{i=1}^i P_{i,j} < \text{MIN} \\ P_{i,3} t_{i,j} + \min \left\{ P_{i,j}, \text{MAX} - \sum_{i=1}^{i-1} P_{i,j} \right\} (t_{i,j} - t_{i-1,j}) & \text{Otro caso} \end{cases}$$

$$3) t_{i,j} = \begin{cases} 0 & \text{si } \sum_{i=1}^i P_{i,j} \leq \text{MAX} \\ (\text{Demanda máxima (MAX)} - \sum_{i=1}^i P_{i,j}) \left(\frac{8760}{2\text{MAX} (1 - \text{factor de carga})} \right) & \text{si } \text{MIN} < \sum_{i=1}^i P_{i,j} < \text{MAX} \\ 8760 & \text{si } \sum_{i=1}^i P_{i,j} \leq \text{MIN} \end{cases}$$

$$4) \sum_{i=1}^N P_{i,3} \geq \text{MAX}$$

Donde :

$E_{i,j}$: Producción de energía de la central de tecnología i en el escenario j

μ_j : Probabilidad de ocurrencia de escenario j

c_i : Costo de producción de la central de tecnología i

$P_{i,j}$: Potencia instalada de la central de tecnología i en el escenario j .

Así $j = 3$ es el escenario Húmedo

C_i : Costo anual de inversión de la central de tecnología i

El resultado de este modelo es la composición referencial de la oferta de energía en el largo plazo. La aplicación del modelo de determinación del parque óptimo se realizó para dos períodos. El primero (1996-2004) considera la demanda del año 2004 obteniéndose así la composición del parque generador. El segundo (2004-2010) considera la demanda de energía del 2010. La elección del año 1996 se debe a que antes de dicho año el mercado eléctrico estaba en proceso de transición luego de la reforma en 1994. Asimismo, considerar al 2004 como inicio

del segundo período se explica por el ingreso del gas de Camisea como combustible para la generación de electricidad.

Segunda Etapa

En esta etapa se plantea un modelo de optimización dinámica estocástica (ver anexo e para la formalidad matemática) que tiene como variables dependientes a la producción de energía y potencia por central, y el precio spot de energía.

Las variables explicativas corresponden a parámetros de la demanda, oferta, hidrología y financieros tal como se aprecia en el cuadro 5.

Cuadro 5: Variables explicativas del modelo de optimización dinámico estocástico.

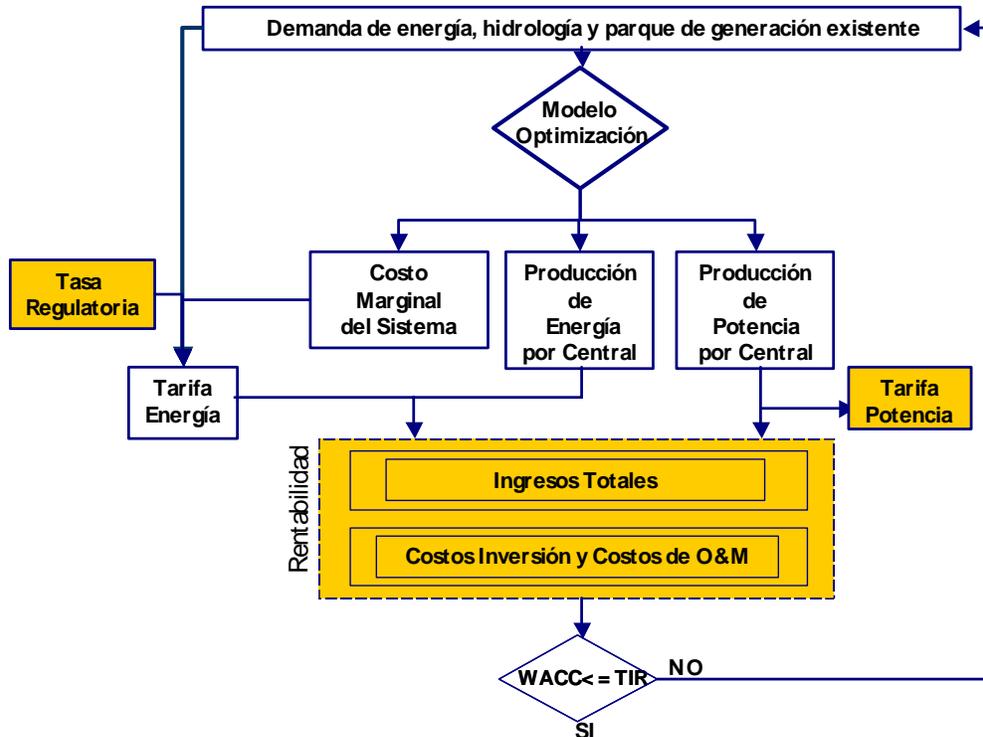
Categoría	Variables
	Pérdidas de energía en Transmisión y Distribución (frecuencia mensual)
Demanda	Factores de carga (frecuencia mensual) Horas por bloque horario Venta de energía a usuario final (frecuencia mensual)
Hidrología	Caudales de la cuenca del Mantaro Nivel del agua almacenada del Lago Junin Parámetros técnicos (rendimiento, caudales máximo y mínimos) de Mantaro, Malpaso y Restitución Producción media de energía de las centrales hidráulicas que no pertenecen a la cuenca del mantaro
Oferta	Potencia efectiva de las centrales térmicas Costos de combustibles (derivados del petróleo y Gas Natural) y Costos variables no combustibles Parámetros técnicos (consumo específico y tasa de indisponibilidad) de las centrales térmicas Fecha de ingreso de las centrales al parque generador.
Financieros	Anualidad de inversión por tecnología Costos de operación por tecnología Precio de Potencia Costo ponderado del capital (WACC)

Elaboración: Los autores

El modelo de optimización se implementó en el lenguaje de programación de Visual Basic que simula la operación del sistema eléctrico y considere la existencia de centrales hidráulicas de regulación (con embalse), el uso de los embalses (cotas), la incertidumbre de la hidrología mediante el método de montecarlo y la

información de los costos variables de operación, inversión y el WACC. El esquema general del modelo propuesto es el siguiente:

Gráfico 4: Esquema del modelo propuesto.



El proceso para la determinación de la composición óptima de la energía es el siguiente:

- Se considera las centrales existente al año 1996 y 2006 para cada uno de los períodos respectivamente
- Se modifica este parque inicial convergiendo hacia la composición referencial obtenida en la primera etapa para cada período
- Para saber que centrales térmicas o hidráulicas debe entrar o no se parte del cálculo de la producción de cada central, simulando el despacho económico de la energía eléctrica. El modelo requiere de: (i) la proyección de la demanda de energía eléctrica; (ii) la evolución esperada de la oferta de generación (potencia efectiva, fecha de entrada y salida de las centrales, precio de combustibles y no combustibles, rendimiento térmico y mantenimiento de las centrales); y; (iii) la evolución hidrológica.
- El modelo realiza un proceso de optimización dinámica estocástica para obtener el valor estratégico del agua, el cual es utilizado para establecer el orden de mérito en el despacho, ingresando primero las que tienen los menores costos variables hasta abastecer la demanda proyectada. Los supuestos de este modelo son: (i) el comportamiento hidrológico esperado corresponde al promedio histórico; (ii) no existen limitaciones en el sistema de transmisión; y; (iii) las indisponibilidades fortuitas de las centrales son mínimas.

- El modelo de simulación del despacho calcula los costos marginales de energía, la producción de energía y potencia por central. Asimismo, en base a los costos marginales se calculan la tarifa de energía.
- Posteriormente, considerando la tarifa de energía y potencia (correspondiente a la última fijación tarifaria publicada por la CTE), y la producción de energía y potencia por central se obtiene los ingresos de las centrales incorporadas en el parque de obras. Paralelamente se obtienen los costos de inversión y, de operación y mantenimiento para las mismas centrales.
- Los parámetros asociados al costo de inversión y mantenimiento son valores estándares. En el caso de los costos de operación se consideran parámetros de poder calorífico y eficiencia de la tecnología señalados por el Osinerg. Los costos variables no combustibles de las centrales a gas corresponden a los valores imputados por el Osinerg en la fijación tarifaria de mayo de 2006 para las centrales de Edegel.
- Finalmente, se compara si la Tasa Interna de Retorno es mayor e igual que el WACC para las centrales en evaluación. Si esta condición se cumple se considera que dichas centrales forman parte del parque generador optimizado, caso contrario se desplaza su ingreso hasta que alcance rentabilidad económica.

4. Análisis de la información a utilizar.

Los costos de inversión son valores estándares referenciales obtenidos de publicaciones de Osinergmin. Asimismo, los parámetros técnicos referidos al poder calorífico, eficiencia de máquina, entre otros también se obtuvieron de estas publicaciones. Los valores considerados se aprecian en el siguiente cuadro

Se aprecia que la tecnología correspondiente a centrales hidráulicas son los que tienen los mayores costos de inversión por KW instalado, y la de menor costo de inversión es la tecnología de las centrales a gas natural de ciclo simple.

Cuadro 6: Costos de Inversión estándares y parámetros técnicos por tecnología.

Costo de Inversión

Tecnología	Inversión (US\$/KW)	Costos fijos anuales (US\$/KW-año)	Período de construcción (años)	Vida útil (años)	Factor de anualidad	Costo anual de capital (US\$/KW-año)
GNCC	550	17	2	20	0.1175	91
GNCS	300	9	1	20	0.1175	48
RESIDUAL	300	6	1	20	0.1175	45
CARBON	1000	30	2	30	0.1061	153
CH	1200	12	4	50	0.1009	166

Fuente: Osinerg y revistas especializadas Elaboración: Autores

Costo de Operación

Tecnología	Poder Calórico	Eficiencia máquina	Consumo específico ^{1/}	C.V.N.C. US\$/MWh
GNCC	10%	55%	6.89	2.8
GNCS	10%	35%	10.83	3.8
RESIDUAL	6%	36%	0.22	5.6
CARBON	5%	39%	0.37	1.0
CH				0

Fuente: Osinerg y revistas especializadas Elaboración: Autores

^{1/} Gas Natural en MMBTU/MWh. Diesel y Carbón en Tonelada/MWh

Por su parte, los costos de combustibles se obtuvieron a partir del precio de petróleo (WTI) publicado por el EIA. El precio del WTI para el período 1996-2004 son registros históricos publicado en el Internacional Energy Annual 2004, mientras que para el periodo 2004-2010 son los proyectados por el EIA y publicados en el Annual Energy Outlook 2007 en Febrero de 2007

Al precio del WTI se aplicaron los factores de precios relativos para obtener los precios de los derivados del petróleo. Estos factores se obtuvieron del Plan Referencial de Hidrocarburos 2005 publicado el Ministerio de Energía y Minas. Posteriormente, a estos precios se les aplicó ciertos ratios para obtener los precios a paridad de importación por combustible. Estos ratios es el promedio del cociente Precio en la USCG/Precio de Paridad de Importación para cada tipo de combustible obtenido del informe de los precios referenciales de hidrocarburos.

Cuadro 7: Precios de Paridad de Importación de los combustibles.

Combustibles	Prec Relativo ^{1/} %	Densidad ^{2/} kg/barril	EIA(90-04) US\$/barril	EIA(04-10) US\$/barril	PPI (90-04) US\$/barril	PPI (90-04) US\$/Ton	PPI (90-04) US\$/barril	PPI (04-10) US\$/Ton
Diesel 2	0.88	136.4	24	54	28	204	62	453
Residual 6	0.83	151.7	18	39	21	140	47	311
Residual 500	0.82	154.4	17	37	20	131	45	291
Carbón						38		78
WTI *			22	54				
Gas Natural (US\$/MMBTU) ^{3/}							2.5	2.5

* Promedio para el período

^{1/} Promedio (Oct2004-Mar2007) del ratio Precio del combustible en USCG/Precio de paridad de importación obtenido de los informes de Precios Referenciales de Combustibles publicado por el Osinergmin

^{2/} Información obtenida de los informes técnicos de la Fijación Tarifaria

^{3/} Estimado por los autores

Fuente: Osinergmin y International Energy Annual 2004

La evolución de la demanda para la aplicación del modelo de optimización en 1996 corresponderá a los datos históricos reportados en los anuarios estadísticos del Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG). Por su parte, la demanda para la aplicación del modelo de optimización en el año 2004 corresponderá a las estimaciones de demanda utilizadas por el OSINERG en la última fijación tarifaria.

La tasa de crecimiento del PBI para el periodo 2007-2009 corresponde a las proyecciones del Ministerio de Economía y Finanzas publicadas en el Marco Macroeconómico Multianual de agosto de 2006. Para el resto del periodo se asume que el PBI crecerá a su tasa de largo plazo (4.2%).

El número de suministros correspondiente al periodo 2006-2009 crecerá a una tasa similar a la del año pasado (3.3%) y, para el resto del periodo se asume que crecerá a la tasa de crecimiento anual promedio intercensal de la población (1.5% por año). En cuanto a la exportación a Ecuador, dado que en el año 2005 y en lo que va del 2006 no se han dado exportaciones de energía, el presente estudio bajo un criterio conservador no tomará en cuenta dicha demanda potencial.

La serie hidrológica corresponde a los caudales de la cuenca del Mantaro registrados mensualmente desde el año 1965. En este estudio se utilizó la misma información hidrológica del modelo PERSEO para el periodo 1965 – 2004. Es importante señalar que el modelo de optimización se basa en el promedio de los caudales históricos.

En cuanto al mantenimiento para el año 2006 corresponde a los datos históricos reportados por el COES. Para el resto de años se asume un programa de mantenimiento similar al reportado por Osinerg en la fijación tarifaria.

Se asume como supuesto que la tarifa media a usuario final correspondiente al año 2006 se reducirá a una tasa de 1.9%, respecto al 2005. Entre el 2007 y 2010 se asume una reducción paulatina (-1% anual) como consecuencia de la mayor entrada de centrales que utilizarán el gas de Camisea.

Las pérdidas anuales de energía (11%) y el factor de carga anual (79.45%) corresponden a las cifras del año 2005 publicados por el Osinerg.

Finalmente, la información para la estimación de WACC se utilizará como alternativas la tasa regulatoria de 12% establecida en la Ley de Concesiones Eléctrica y la estimación en base a indicadores financieros: Estos indicadores son el riesgo país, el grado de correlación del rendimiento de las acciones de las generadoras respecto a un portafolio que involucre otros sectores de la economía, la tasa libre de riesgo, la tasa de interés de los préstamos del sistema financiero, los impuestos y la composición de la deuda en el activo de las empresas generadoras. Los autores han diseñado y han calculado el WACC para diferentes sectores de la economía peruana, uno de estos sectores es el de generación eléctrica.

5. Análisis de los resultados.

Las tendencias de largo plazo, obtenidas a través del modelo de la primera etapa, muestran lo siguiente:

- La incertidumbre hidrológica, al reducir la potencia instalada de las centrales, incrementa el nivel de la oferta óptima requerida para abastecer la demanda de energía en el Perú. El modelo de la primera etapa arroja que en ambos períodos la oferta de energía debe superar la demanda en alrededor de 8%.

Es importante señalar que este margen de reserva debe entenderse como el efecto de la incertidumbre hidrológica en la composición del parque, pero no debe interpretarse de que debe ser el valor del margen de reserva que debe tener el parque generador en el Perú.

- La participación de las centrales hidráulicas en la composición del parque generador es importante. En ambos períodos bajo análisis, el modelo indica que la composición del parque generador que minimiza los costos de inversión y operación es aquel en donde la participación de la potencia instalada de centrales hidráulica está alrededor de 70%.
- En el caso de las centrales térmicas, la disponibilidad de tecnologías y recursos condicionan la composición óptima de la oferta de energía. Así, para el primer período (1996-2004) se obtiene que la composición óptima está conformada por centrales a gas natural y las que usan derivados de petróleo, mientras que para el segundo período (2004-2010), la oferta térmica debería concentrarse principalmente en centrales a gas natural de ciclo simple y ciclo combinando.
- En otros términos, el modelo indica que durante el primer período de análisis la oferta térmica adicional entre 1996 y 2004 debería concentrarse principalmente en centrales a gas natural y derivados de petróleo, y sin ingresar ningunas central adicional a carbón. Por su parte, en el segundo período (2004-2010) el modelo indica que no ingresa oferta térmica adicional en base a carbón y a derivados de petróleo.

Cuadro 8: Composición referencial de la oferta de energía

Escenario (1996-2004):

Parámetros

Máxima Demanda (2004)	3000
Factor de carga	0.798
Mínima Demanda	1788

Escenarios	% de utilización de Hidros	Probabilidad de ocurrencia
Seco	87%	33%
Normal	92%	33%
Húmedo	97%	33%

Tecnología	Costo anual de capital (US\$/KW-año)	Costo Variable (US\$/MWh)	Costo energía anual (MMUS\$)	Costo potencia anual (MMUS\$)	Costo Total anual (MMUS\$)	Variables (MW)	Composición al 2004
CH	166	0.0	0	427	427	2565	79%
CARBON	153	15	0	0	0	0	0%
GNCC	91	20	8	8	16	90	3%
GNCS	48	31	33	21	53	437	13%
DIESEL	45	35	3	7	10	155	5%
FALLA	0	250	2	0	2		
Costo Sistema					508	3247	

Demanda Sistema 3000

Oferta del Sistema 3247

Margen de Reserva 8%

Escenario (2004-2010):

Parámetros

Máxima Demanda (2010)	4500
Factor de carga	0.798
Mínima Demanda	2682

Escenarios	% de utilización de Hidros	Probabilidad de ocurrencia
Seco	87%	33%
Normal	92%	33%
Húmedo	97%	33%

Tecnología	Costo anual de capital (US\$/KW-año)	Costo Variable (US\$/MWh)	Costo energía anual (MMUS\$)	Costo potencia anual (MMUS\$)	Costo Total anual (MMUS\$)	Variables (MW)	Composición al 2010
CH	166	0.0	0	640	640	3847	79%
GNCC	91	20	12	12	24	136	3%
GNCS	48	31	52	42	94	881	18%
DIESEL	45	70	0	0	0	0.0	0%
FALLA	0	250	4	0	4		
Costo Sistema					763	4864	

Demanda Sistema 4500

Oferta del Sistema 4864

Margen de Reserva 8%

En el marco de las tendencias a largo plazo, el modelo de la segunda etapa concluye lo siguiente:

- El modelo en la primera etapa 1994-2004, muestra una participación hidráulica del 71%. Donde las centrales que entraron al parque siguiendo en criterio de rentabilidad muestra lo siguiente:

Item	Potencia efectiva (MW)	Ingreso medio (US\$/MWh)	Costo medio (US\$/MWh)	RENTABLE?	Año entrada	Mes entrada	Año Fin de análisis	Mes salida
CH1	127	36	21	SI	1998	1	2006	12
CH2	143	33	20	SI	1999	1	2006	12
CH3	90	28	19	SI	2001	1	2006	12
CH4	90	30	19	SI	2002	1	2006	12
CS1 ^{1/}	159	48	42	SI	2003	1	2006	12
CS2 ^{1/}	156	40	39	SI	2003	3	2006	12

^{1/}Dicha central para el año 2007 se transformaría a ciclo combinado pero eso está fuera del horizonte de análisis.

- Cabe mencionar que si bien el periodo que abarca la primera etapa es hasta el 2004, fue necesario hacer el análisis hasta el 2006 solo para obtener los costos marginales para el cálculo de la tarifa en barra, ya que es necesario para estimar la tarifa en barra del 2004 los costos marginales de los dos años que siguen.
- Hasta antes de la disponibilidad del gas de Camisea para la generación de energía eléctrica, la composición del parque generador no convergía a la composición óptima. En efecto, si comparamos los resultados que nos arroja el modelo con las cifras reales a mayo de 2004 se obtienen las diferencias. El modelo señala que las centrales hidráulicas deben concentrar alrededor de 71% de la oferta, mientras que las cifras reales muestran que solo se llega al 60%.

En el caso de las centrales térmicas también se aprecia diferencias respecto al parque generador óptimo. En efecto, el modelo arroja un incremento de centrales a gas natural llegando a un 9% de participación de la potencia⁵¹, mientras que las cifras reales muestran más bien un crecimiento orientado a centrales que usan derivados de petróleo llegando hasta un 31% de participación.

- La disponibilidad del gas de Camisea para la generación de energía eléctrica genera condiciones (oportunidades de inversión e incentivos asociados a la “ventaja de mover primero”) que afectan las decisiones de inversión de los privados y, a su vez, la composición del parque generador.

En efecto, entre el 2004 y 2006 la dinámica del parque generador gracias al ingreso del gas natural de Camisea dio lugar a una serie de conversiones de

⁵¹ Se debe considerar que las centrales diesel correspondientes al año base 1996 se mantuvieron hasta el 2004. En el supuesto de que se hubieran cambiado por centrales a gas natural, la participación de estas últimas hubiera llegado al 29%.

diesel a gas natural. Asimismo, la entrada de una nueva central a gas natural de propiedad Enersur.

Así, como lo mencionamos anteriormente en el 2004 se da la conversión de las centrales de Etevensa, con un acumulado de más de 300 MW, luego en el 2005 se aprecia la conversión de la central Santa Rosa WT (Edegel) de Diesel a gas natural alcanzando una potencia efectiva de 123 MW.

En el 2006 nuevamente Edegel convierte centrales que antes utilizaban como combustible el Diesel a gas natural. Este es el caso de las unidades UTI 5 y 6 de la central termoeléctrica de Santa Rosa las que suman una potencia conjunta de 105 MW.

Para ese mismo año, Enersur inició operaciones de la C.T Chilca1 , la cual posee una turbina a gas natural con una potencia instalada de 180 MW que funciona en ciclo abierto.

Como vemos el mercado reaccionó de manera inmediata y tal como se analizó en la segunda etapa del modelo existe un fuerte incentivo a entrar primero al parque. Esto debido a que la entrada de centrales a gas natural reduce el costo marginal reduciendo la rentabilidad de futuras inversiones.

- El modelo de la segunda etapa sustenta incrementos (2004-2012) de oferta de centrales hidráulicas y a gas natural, lo que es consistente con el modelo de la primera etapa. Este sustento está basado en criterios de rentabilidad financiera tal como se aprecia en el cuadro 9.

Cuadro 9: Entrada de centrales según criterio de rentabilidad

Centrales	Potencia efectiva (MW)	Ingreso medio (US\$/MWh)	Costo medio (US\$/MWh)	RENTABLE?	Año entrada	Mes entrada	Año Fin de análisis	Mes salida
Hidráulicas	CH1	75	38.2	SI	2009	7	2012	12
	CH2	220	38.3	SI	2010	1	2012	12
Térmicas	CS1	174	47.1	SI	2006	12	2012	12
	CS2	174	46.6	SI	2007	6	2012	12
	CS3	170	47.1	SI	2007	7	2012	12
	CS4	170	47.3	SI	2008	11	2012	12

No obstante, el incremento de oferta hidráulica no es el suficiente para incrementar su participación del 2006. El tamaño de la oferta hidráulica considerada proviene de información pública disponible y, su fecha de ingreso resulta de criterios de rentabilidad incorporados en el modelo.

- Asimismo, el modelo de la segunda etapa concluye que la oferta térmica⁵² evolucionará principalmente hacia centrales a gas natural (29%) y con mayor

⁵² Para el escenario 2006-2012 se debe tener en cuenta las centrales que utilizan combustibles diesel y residuales no salen del mercado.

participación de las centrales a ciclo simple como se aprecia en el cuadro 10. Las centrales que utilizan gas natural en ciclo simple se incrementó de un 14% en el 2006 a un 21 % en el 2012

Tecnología	2006	2012
Centrales Hidráulicas	2820	3115
Centrales a Gas Natural (CC)	431	431
Centrales a Gas Natural (CS)	679	1193
Centrales a Diesel y Residuales	688	688
Centrales a Carbón	141	141
Oferta (MW)	4760	5569
Máxima Demanda (MW)	3552	4793
Margen de Reserva	34%	16%

6. Conclusiones y recomendaciones de políticas.

- Entre 1994 y 2005, la potencia efectiva del SEIN creció a una tasa promedio anual de 4.8%, mientras que la máxima demanda lo hacía en 3,7%. Paralelamente, la composición del parque generador muestra una mayor sustitución de las centrales hidráulicas por gas natural y carbón. En efecto, la participación de las centrales de derivados del petróleo disminuyó de 26% en 1994 a 15% en el 2006; mientras que las centrales hidráulicas lo hizo de 74% en 1994 a 59% en el 2006.
- Este cambio en la composición de la oferta obedeció a múltiples factores (no fue objetivo de este estudio analizar la incidencia individual ni colectiva):
 - Con la evidencia del riesgo hidrológico (sequía 1992) se promovió la entrada de centrales térmicas.
 - Ejecución de los compromisos de inversión cuya decisión de la tecnología y tipo de combustible asociada a esta inversión fue estrictamente una decisión privada, derivado de las evaluaciones de rentabilidad.
 - También se aprecian, principalmente entre 1997 y 2006, inversión en nuevas centrales realizadas al margen de compromisos vinculados a los procesos de privatización.
 - El diseño e implementación, dentro de los límites del marco regulatorio del sector eléctrico, de procedimientos (potencia firme remunerable, remuneración de la potencia) que inciden en el ingreso esperado por tipo de tecnología afectando así el esquema de incentivos que afecta la composición del parque generador.
 - El mismo efecto tuvo la redefinición y modificación de ciertos parámetros como las horas de regulación de las centrales hidráulicas, la probabilidad de excedencia de las centrales hidráulicas, el margen de reserva y el margen de reserva firme objetivo.
- En este contexto, la composición del parque generador ha derivado hacia una oferta que presenta importantes discontinuidades tecnológicas en el tramo en donde fluctúa la demanda. Por ello, incrementos significativos de la demanda o la indisponibilidad de centrales de menores costos (o menores caudales de agua) se traducen en incrementos significativos del precio spot.
- La pregunta de que si esta composición corresponde a la oferta óptima. Los modelos planteados sugieren que hasta antes del ingreso del gas de Camisea, el parque generador no convergía a su estructura óptima. Más bien se aprecia un privilegio de centrales térmicas a diesel y residual llegando a un 31% de

participación del total de potencia efectiva, mientras que el modelo señala una participación importante de las centrales hidráulicas y de gas natural (las que en suma llegan a un 80%).

- o La disponibilidad del gas de Camisea genera condiciones (oportunidades de inversión e incentivos asociados a la “ventaja de mover primero”) que afectan las decisiones de inversión de los privados y, a su vez, la composición del parque generador.

Evolución de la potencia efectiva de las centrales del Sinac

	2004	2005	2006	
Diesel 2	560	432	383	Conversión de Etevensa y Santa Rosa
Petróleo Residual R6	159	156	136	
Petróleo Residual R500	246	251	250	
Gas Natural (No Camisea)	278	276	276	
Gas Natural (Camisea)	325	430	840	Conversiones y entrada de Chilca
Carbón	141	141	141	

Fuente: Osinerg Elaboración: Propia

- o Estas condiciones están permitiendo que la composición del parque generador actual (2006) se asemeje al esperado en el largo plazo. Efectivamente, la oferta hidráulica viene creciendo y ubicándose en 59% y las centrales a gas natural concentran el 23%. Esto comparado con el modelo nos dice que vamos en la dirección correcta ya que este señala una participación de alrededor de 21% en las centrales a gas natural.
- o En concordancia con estos resultados, las políticas no debieran aumentar las barreras para la instalación de centrales a gas natural ni de centrales hidráulicas. El fomento de un tipo de combustibles también tendría este efecto, por lo que la competencia entre las diferentes tecnologías deben provenir de su eficiencia y menores costos.
- o Las centrales hidráulicas tienen una participación importante en la composición del parque óptimo, por lo que reglas claras para la determinación de los ingresos esperados (por potencia y energía) en el mediano plazo se hace necesario.
- o La discrecionalidad regulatoria asociada a la determinación de procedimientos y redefinición de parámetros vinculados a los ingresos esperados por tipo de tecnología debe acotarse.

7. Bibliografía.

Coelli, Tim, Antonio Estache, Sergio Perelam y Lourdes Trujillo (2003). *A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators*, World Bank Institute Development Studies, Washington.

Crew, M.A. and Kleindorfer (1971). "Marshall and Turvey on Peak Load or Joint Product Pricing". *Journal of Political Economy* 79.

Crew, M.A. and Kleindorfer (1979). "Public Utilities Economics". St. Martins Pres, New York.

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 (mimeo).

De la Cruz, R. y R. García (2001). "Mecanismos de competencia en generación y su impacto en la eficiencia de la industria eléctrica" Consorcio de Investigación Económica y Social - Proyecto Breve.

De la Cruz, R. y R. García (2002). "La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política" Consorcio de Investigación Económica y Social - Proyecto Breve.

Espinoza, Luis (2000). "Camisea: Impacto en el Sector Energético". http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/CAMISEA_Impacto_Sector_Energético.pdf.

Gallardo, J; J. Távara y Raúl García (2005). "Instituciones y Diseño de Mercado en el Sector Eléctrico Peruano: Análisis de la Inversión desde el enfoque de la economía institucional". Avance del Proyecto Mediano. CIES

Gallardo, J.; R. García y R. Pérez – Reyes (2004). "Problemática de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano". Documento de Trabajo N° 3a. Oficina de Estudios Económicos – OSINERG (Mimeo).

Good, David, Ishaq NADIRI y Robin Sickles (1996), "Index Number and Factor Demand Approach to the Estimation of Productivity", Working Paper 5790, National Bureau of Economics Research.

Hung-po Chao (1983). "Peak Load Pricing and Capacity Planning with Demand and Supply Uncertainty". *The Bell Journal of Economics*.

Nguyen, D.T (1976). "The Problems of Peak Load and Inventories". *Bell Journal of Economics*, Vol7.

Oren, S. (2004). "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets" (mimeo).

Turvey, R. (1968). "Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply". Cambridge: M.I.T.

Urrutia, Juan Pablo (2005). "Planificación de la Expansión de Sistema Eléctricos vía descomposición de Benders" Memoria para optar el título de Ingeniero Civil de Industrias con Mención en Electricidad. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería

Wolak, F. (2003), "Measuring Unilateral Market. Power in Wholesale Electricity Markets",. American Economic Review, forthcoming.

Anderson, Dennis (1972), " Models for Determining Least-Cost Investments in Electricity Supply". The Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 3, No.1. (Spring,1972),pp.267-299.

F. Noonan y R.J. Giglio (1977), "Toward Optimal Capacity Expansion for an Electric Utility: The Case of Sakatchewan Power". Management Science, Vol.23, No.9 (May, 1977),946-956.

R. Tanabe, K. Yasuda, R. Yokohama (1993), "Flexible Generation Mix Under Multi Objectives and Uncertainties". IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, N°2, May 1993.

Nissan Levin, Asher Tishler, Jacob Zahavi (1985), " Capacity Expansion of Power Generation Systems with Uncertainty in the Prices of Primary Energy Resources". Management Science, Vol. 31 No2 (Feb.,1985), 175-187.

Sinning Opazo, Francisco (1999), "Evaluación comparada de metodologías de análisis de decisiones ante incertidumbres en la expansión en los sistemas eléctricos". Pontificia Universidad Católica de Chile.

B.G Gorenstin, N.M. Campodónico, J.P. Costa y M.V.F. Pereira, (1993), "Power System Expansion Planning Under Uncertainty ". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1, February 1993.

Rowse, John (1978), "Toward Optimal Capacity Expansion for an Electric Utility: The Case of Sakatchewan Power". The Canadian Journal of Economics, Vol. 11, No.3, Aug.,1978, pp. 447-469.

8. Anexos.

a) Marco Teórico.

La teoría del Peak Load Pricing señala en el segmento de generación eléctrica se producen dos “bienes” que son la *energía* y la *garantía de suministro*. La garantía de suministro existe en tanto la potencia instalada supera a la máxima demanda, siendo esta última la mayor demanda del año medida en un intervalo de 15 minutos. Así, la necesidad de mantener potencia instalada (a veces ociosa) se debe a la necesidad de satisfacer picos de demanda inesperados⁵³.

La teoría del Peak Load Pricing señala también que la elección óptima del tamaño de capacidad está dada por el nivel en el que el costo incremental de adicionar una unidad de capacidad (potencia) iguala el precio sombra del “racionamiento”, este último determinado por el valor incremental de la energía no suministrada (ENS).

Asimismo, esta teoría concluye que la remuneración de la energía y capacidad a sus costos marginales permite recuperar los costos en un sistema que tiene una combinación de diferentes tecnologías⁵⁴.

El lado izquierdo del gráfico muestra esta situación, donde se consideran tres tecnologías de generación con diferentes costos fijos y costos variables. La curva envolvente de las diferentes funciones de costos crea una curva (no lineal) de costos por unidad de capacidad que representa combinaciones de tecnologías como una función de la duración de operación y que puede ser interpretada como el costo del sistema de abastecer nivel determinado de carga.

Compatible con esta combinación de tecnologías de menor costo de producción de energía, la remuneración al precio marginal permite recuperar costos. En efecto, como se aprecia en la parte derecha del gráfico 2, la compensación de cada tecnología en cada momento del tiempo de acuerdo al costo marginal de la energía correspondiente, esto es, al costo variable de la tecnología más cara despachada en ese momento, lo que produce un pago total por energía a los generadores similar a los ingresos por cargos variables del sistema basado en la curva envolvente de costos.

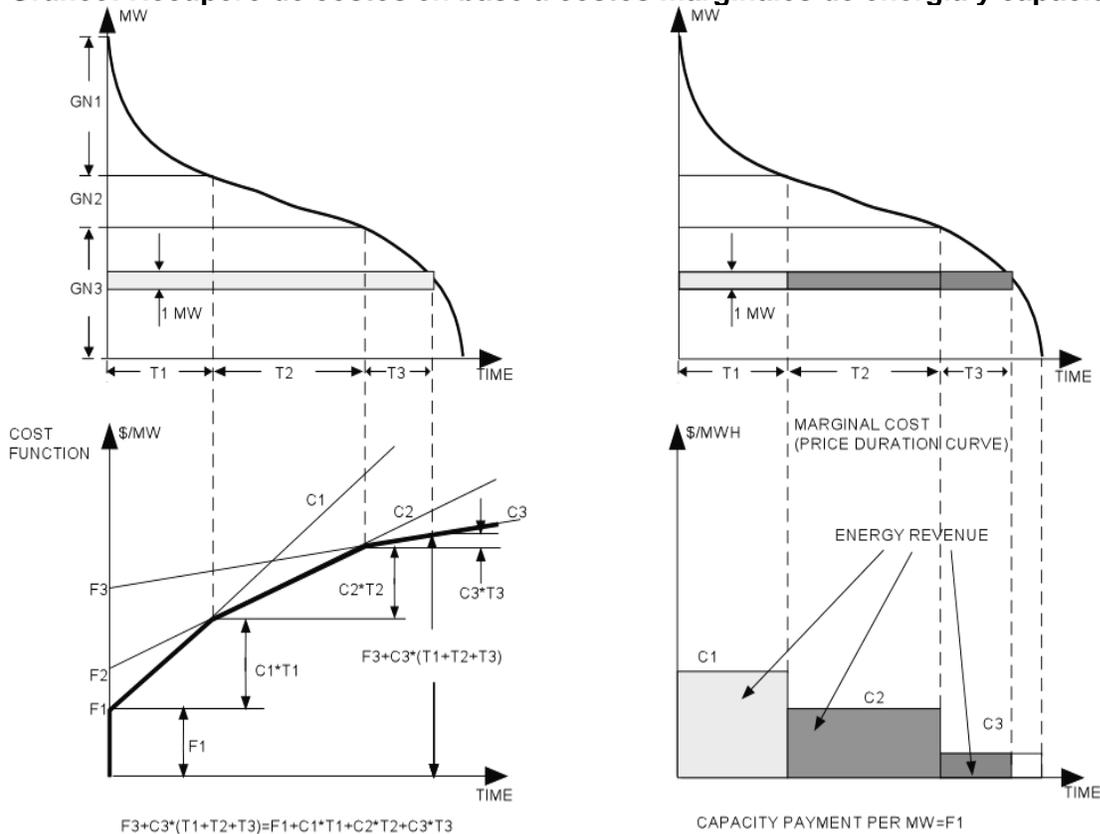
Si a todos los generadores se les remunera al costo marginal de la tecnología más cara despachada en cada momento, todos terminan con un déficit de recupero de costos equivalente a F1 por unidad de capacidad, vale decir, el costo fijo unitario de la tecnología del pico. Este argumento es el que provee la racionalidad para

53 Ver De la Cruz y García (2001).

54 Los “capacity adders” en el sistema eléctrico de Inglaterra y Gales previos a la reforma de NETA (new trading arrangements) responden a esta lógica. Ver Oren, S. (2003) “Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets,” University of California, Berkeley.

otorgar un cargo de capacidad uniforme basado en los costos fijos de la tecnología de pico para complementar los ingresos basados en el costo marginal del sistema.

Gráfico: Recupero de costos en base a costos marginales de energía y capacidad.



Fuente: S.Oren (2003) "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets"

Así, en el marco del Peak Load Pricing, Turvey (1968) determinó que en un contexto de incertidumbre la combinación óptima viene dada por la comparación de los costos variables de las tecnologías contiguas con sus respectivos costos de inversión.

Hung-po Chao (1983) introduce incertidumbre en la demanda y oferta en el modelo del Peak Load Pricing y obtiene que la combinación de tecnología debe considerar, además de los costos variables e inversión, la corrección de las capacidades de la tecnología por indisponibilidades de las centrales ya sea por riesgo hidráulico o falla mecánica. Por su parte, Nuyen (1976) considera el efecto de los embalses ("energía almacenada") sobre la elección de la composición de la oferta. Así, la disponibilidad de energía almacenada reduce el mix de tecnologías respecto a una situación sin la existencia de embalses.

Posteriormente, Crew y Kleindorfer⁵⁵(1979) concluyen que, en un escenario de más de un periodo, las tecnologías que deben participar en la oferta son las tecnologías “no dominadas”. Se le llama tecnologías no dominadas a aquella que tiene el menor costo variable y el mayor costo de inversión respecto a la otra tecnología. Además, estos autores concluyen que en un escenario de combinación óptima de tecnologías, la generación de energía de las centrales es determinada por los costos de operación. Así, ingresan a despachar primero las centrales de menor costos (hidráulicas), luego gas natural, y así sucesivamente, en orden creciente en costos.

b) Composición óptima del parque generador – Experiencia Internacional.

El problema de expansión del parque generador básicamente gira en torno a tres decisiones: a) escoger el tipo de tecnología de la planta generadora, la cual podría ser hidráulica o térmica, dentro de las térmicas estarían las que utilizan gas natural, carbón o derivados del petróleo. b) escoger la potencia que va tener la planta (medido en MW) y c) la fecha en que se va instalar la planta para satisfacer de modo eficiente a una demanda creciente.

La mayoría de modelos de expansión son determinísticos, los cuales emplean una serie de modelos matemáticos de programación para formular y resolver el problema. En esta línea se encuentra el trabajo de Anderson (1972)⁵⁶, en dicho trabajo se hace una revisión de los modelos⁵⁷ utilizados para determinar las inversiones que satisfagan a la demanda al menor costo.

Dado que es importante el tema de la confiabilidad del diseño del plan de expansión, trabajos como el de Noonan y Giglio (1977)⁵⁸ introducen la variabilidad en la disponibilidad de los grupos generadores mediante diversas restricciones en su modelo de programación matemática que se asemejan a las restricciones en un sistema eléctrico.

Asimismo, la expansión de los sistemas de generación eléctrica, debe tomar en cuenta las incertidumbres habituales del mercado eléctrico. Existen variables como son la disponibilidad de agua, precios de los combustibles y mantenimientos fortuitos de las centrales de generación, que no se pueden controlar y que son

⁵⁵ Crew y Kleindorfer (1971) señalan que, en un escenario de diferentes tecnologías y en un solo período, las decisiones de capacidad para abastecer la demanda en horas punta es aquella tecnología que preséntelos menores costos de inversión

⁵⁶ Anderson, Dennis 1972. “Models for Determining Least-Cost Investments in Electricity Supply”. The Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 3, No.1. (Spring,1972),pp.267-299.

⁵⁷ Presenta tres formulaciones, los modelos introducen directamente la curva de carga, modelos que utilizan programación dinámica y modelos que utilizan programación lineal.

⁵⁸ F. Noonan y R.J. Giglio, 1977. “Toward Optimal Capacity Expansion for an Electric Utility: The Case of Saskatchewan Power”. Management Science, Vol.23, No.9 (May, 1977),946-956.

importantes en la toma de decisiones para llegar a un *mix* óptimo de tecnologías para la generación eléctrica.

En el trabajo de Tanabe, Yasuda y Yokohama (1993)⁵⁹, presentan un criterio para evaluar la flexibilidad de la composición del parque generador tomando en cuenta las incertidumbres en la expansión del parque generador. Se plantea la solución mediante un problema de optimización multi-objetivo y se resuelve por una técnica de programación dinámica en donde la tecnología y la capacidad de cada planta es elegida para cada escenario.

Un problema que ha tratado el trabajo de Levin, Tishler y Sabih (1985)⁶⁰, dentro del proceso de expansión del parque de generación eléctrica, es el de la variabilidad de los precios de los combustibles. Modelando esta incertidumbre con una función aleatoria para luego calcular el *mix* óptimo del parque generador.

En general, para enfrentar las diversas incertidumbres del mercado eléctrico, se plantean metodologías para la toma de decisiones⁶¹ las cuales consisten en una optimización en términos de algún objetivo predefinido, los cuales podrían ser minimización de costos de operación, máximo beneficio económico, máxima vida útil, etc. En dicho proceso se presentarán incertidumbres, las cuales pueden ser superadas gracias al conocimiento y experiencia del planificador.

El objetivo tradicional de planificación de la expansión es determinar el cronograma de inversión para la construcción de las plantas generadoras de electricidad bajo dos aspectos, el económico y el de confiabilidad.

El aspecto económico está asociado a los costos de construcción y operación. Los costos de construcción corresponden a las inversiones en unidades generadoras y las líneas de interconexión necesarias, el costo de operación corresponden a los gastos en combustibles.

El aspecto de confiabilidad tiene como objetivo asegurar el suministro de energía y potencia hacia los centros de demanda, aun cuando se presenten situaciones adversas relacionadas con la oferta tanto de energía como de potencia. Dichas situaciones están relacionadas a las incertidumbres por disponibilidad del recurso hídrico y los mantenimientos en lo que pueden entrar las centrales.

De esta manera se busca una combinación de tecnologías que puedan abastecer el crecimiento de la demanda de energía pero al mínimo costo. De aquí se desprendería la composición óptima del parque generador.

59 R. Tanabe, K. Yasuda, R. Yokohama. 1993. "Flexible Generation Mix Under Multi Objectives and Uncertainties". IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, N°2, May 1993.

60 Nissan Levin, Asher Tishler, Jacob Zahavi. 1985. "Capacity Expansion of Power Generation Systems with Uncertainty in the Prices of Primary Energy Resources". Management Science, Vol. 31 No2 (Feb.,1985), 175-187.

61 Sinning Opazo, Francisco, 1999. "Evaluación comparada de metodologías de análisis de decisiones ante incertidumbres en la expansión en los sistemas eléctricos". Pontificia Universidad Católica de Chile.

Para solucionar las situaciones de incertidumbre y para asegurar el suministro de energía y potencia, puede enfocarse desde dos criterios: el determinístico y el probabilístico. El criterio determinístico se evalúan diversos escenarios, los cuales respetan las condiciones económicas y de confiabilidad.

Así, se define el nivel de máxima demanda (potencia), mantenimientos de las centrales, disponibilidad del recurso hídrico, la potencia efectiva del parque generador, etc. El sistema va ser aceptable en la medida de ser capaz de suplir la demanda de energía en todos los escenarios propuestos, de esta manera el planificador escogerá de todos los candidatos al plan más económico en términos de los menores costos de operación e inversión traídos a valor presente.

Pero es necesario representar con mayor detalle algunas fuentes de incertidumbre en el futuro por lo que el criterio probabilístico plantea herramientas para modelar cambios en la demanda y mantenimientos de los equipos generadores.

Otra variable importante es la forma de la curva de carga diaria y semanal, la cual podría cambiar en el futuro. Dichos cambios en el corto y mediano plazo pueden no ser importantes, pero en el largo plazo de las características de dicha curva depende la composición óptima del parque generador y la operación del sistema⁶².

En general, los estudios toman en cuenta como variables importantes a la tasa de crecimiento de la demanda, disponibilidad del recurso hídrico, los costos de los combustibles, el período de construcción de las centrales, costos de inversión y operación de las centrales, las tasas de interés y las restricciones financieras, el crecimiento de la economía, las restricciones ambientales, etc.

En el trabajo de Sinning (1999), se plantea una serie de metodologías para tratar la incertidumbre en la expansión de los sistemas eléctricos. Dicho trabajo hace su aplicación práctica al caso chileno.

Se plantean diversos escenarios para lidiar el problema de incertidumbres, donde se selecciona las estrategias a estudiar, se construyen los posibles escenarios, se calcula el plan de expansión óptimo para cada par de estrategias y escenarios y finalmente se elige la estrategia óptima según el criterio predefinido.

El planificador debe hacer una lista de todas las alternativas de nuevas centrales que cumplan con los requerimientos del sistema. Antes de ello es necesario tomar en cuenta los estudios de factibilidad. Para la construcción de los posibles escenarios primero se identifican todas las incertidumbres y se define un rango en el cual puedan variar, por ejemplo escenarios de precios del combustible altos o escenarios hidrológicos secos, húmedos o promedio. De esta manera se podrá utilizar sensibilidades para evaluar los diversos escenarios.

62 Sinning (1999)

Cada escenario debe calcular un plan de obras óptimo (que minimice costos) y una utilidad resultante estimando a su vez como responderían los demás agentes del mercado. Para la elección óptima, se debe buscar la mejor estrategia que mejor se adapta a los distintos escenarios, para lo cual se construye una matriz de decisiones.

Otro método que se puede utilizar al enfrentar problemas que involucren la toma de decisiones en forma sucesiva, es el método de árboles de decisión. Se plantean las etapas que sean necesarias, cada cual iniciará con una decisión y terminará con un evento. Dicho método permite encontrar una primera decisión que deje adaptar el plan de expansión a un costo aceptable para responder a los distintos escenarios que se definirán en el futuro.

Se busca hacer la mejor decisión posible con la información que se posea. La presencia de incertidumbres, hace que no se obtenga de manera directa la mejor alternativa, sino que es necesario definir algún criterio. Los criterios pueden variar según los objetivos que tenga el planificador, existen diversos criterios como son el de máximo valor esperado, criterio de *Laplace*, criterio que minimiza el máximo arrepentimiento, criterio *Von Neumann-Morgenstern*, criterio de *Hurwicz*, etc.

Dentro de las técnicas avanzadas de planificación en un escenario de incertidumbres están la programación estocástica recursiva y la teoría de conjuntos difusos. La programación estocástica recursiva puede considerarse como una extensión del método de árbol de decisión, se modela bajo una serie de restricciones donde las decisiones sucesivas están relacionadas entre sí por dichas restricciones.

Lo que busca es optimizar una función que depende de factores inciertos. El problema es que encontrar solo una respuesta para todos los escenarios posibles resultaría muy complicado o imposible. Es por ello que se definen la función y las restricciones en términos de la esperanza de alguna función compuesta por la función objetivo. La dificultad de esta manera de planificación es que las funciones resultantes de la modelación completa del problema son muy grandes, por lo que se utilizan técnicas de descomposición como son las de *Benders* y *Lagrange*.

La teoría de conjuntos difusos, aquí se toma en cuenta tanto el conocimiento objetivo, lo que es fácilmente cuantificable y modelable, y el conocimiento subjetivo que está relacionado con la experiencia acumulada del analista. Dicha teoría reemplaza el concepto de probabilidad con el de posibilidad.

En el trabajo de Gorenstin, Campodónico, Costa y Pereira (1993)⁶³ aplicado para Brasil, se indica que es necesario introducir en el proceso de toma de decisiones un tratamiento sistemático y coherente de las distintas fuentes de incertidumbre. Es necesario tener herramientas metodológicas más flexibles y proponer

63B.G Gorenstin, N.M. Campodónico, J.P. Costa y M.V.F. Pereira.1993. "Power System Expansion Planning Under Uncertainty ". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1, February 1993.

estrategias de expansión que minimicen el impacto de las fuentes de incertidumbre en el proceso de decisión.

La metodología que proponen gira alrededor de los conceptos de programación estocástica y análisis de decisión. Así, la estrategia de expansión se formula mediante un modelo de programación estocástica con el objetivo de minimizar el valor esperado de los costos de inversión y operación del sistema o minimizar el máximo arrepentimiento (criterio de Savage).

Se plantean escenarios diversos para las variables críticas como son la demanda, la disponibilidad del recurso hídrico y los mantenimientos de los equipos generadores. El caso de la minimización del valor esperado solo es adecuado cuando la varianza de los costos totales a lo largo del período de planificación es pequeña. Debido a que existe gran incertidumbre en la tasa de crecimiento de la demanda, se espera una gran varianza de los costos de inversión y operación asociados a cada escenario. Ya que solo uno de los escenarios es el óptimo “en promedio” para todos los escenarios, es cuestionable.

Es por ello que se podría plantear el criterio de máximo arrepentimiento, donde el arrepentimiento es la diferencia entre el costo real y el costo que se tendría si se supiera con seguridad que aquel escenario fuera a ocurrir. Dicho criterio busca minimizar el máximo arrepentimiento asociado para cada escenario.

Finalmente, se planteó un problema de programación entera mixta multi-escenario⁶⁴. El problema de expansión puede ser representado por dos sub-problemas, el de inversión y el de costos de operación. El objetivo fue minimizar el valor esperado del costo de operación, el cual se resolvió mediante el algoritmo de Branch and Bound y para la integración de los sub-problemas se utilizó la técnica de descomposición de Benders.

Las variables principales utilizadas fueron la tasa de crecimiento de la demanda, disponibilidad del recurso hídrico, los costos de los combustibles, el período de construcción de las centrales, costos de inversión y operación de las centrales, las tasas de interés y las restricciones financieras, el crecimiento de la economía.

John Rowse (1978)⁶⁵, plantea un modelo de optimización matemática para una empresa privada de generación eléctrica (Saskatchewan Power Corporation), el cual podría aplicarse como parte de la metodología del planeamiento estratégico para la expansión del parque generador.

En dicho trabajo se examinan las consecuencias en costos, producción e impacto ambiental de excluir o incluir algunas inversiones en particular y la variación de la

64 Multi stage mixed integer programming problem

65 Rowse, John, 1978. “Toward Optimal Capacity Expansion for an Electric Utility: The Case of Saskatchewan Power”. The Canadian Journal of Economics, Vol. 11, No.3, Aug.,1978, pp. 447-469.

demanda, haciéndose de esta manera un análisis de sensibilidad y planteando escenarios.

Tiene como función objetivo la minimización de la suma descontada de costos para la provisión de la energía y los costos de capital (costos de inversión). Se diferencian tres tipos de funciones de costos de construcción, para las plantas hidráulicas, las que utilizan turbinas de gas y una especial para una central térmica en particular (Willowbunch), las cuales son usadas dentro del modelo de planeamiento.

Noonan y Giglio (1977)⁶⁶, desarrollan y aplican un modelo de optimización que ayuda a realizar el plan de inversión para la generación de electricidad del sistema eléctrico de Nueva Inglaterra Massachusetts. Dicho modelo determina para cada año del horizonte de planeamiento que tipo y el tamaño de las plantas generadoras se deben de construir, teniendo como objetivo la minimización del costo total descontado de las inversiones y operación.

Dicho trabajo indica que en primer lugar, se debe decidir que tipo de plantas se van a construir y el tamaño de las mismas. Dichas decisión es importante debido a que la inversión de capital es esencialmente irreversible. En segundo lugar, se decide la ubicación en donde se van a construir dichas plantas en base a la demanda de electricidad la cual varía por horas, días y estaciones climáticas.

Para escoger la combinación de las plantas generadoras se debe encontrar un balance entre inversión y costos de operación. Para encontrar dicho balance es necesario considerar la función de la curva de carga. La decisión de que tipo de planta se construye involucra satisfacer la demanda al mínimo costo para cada momento.

Escoger el tamaño de las plantas está relacionado con encontrar un balance entre las economías de escala y el costo de oportunidad de tener un exceso de capacidad temporal. La metodología que plantean parte de un modelo integrado mixto no lineal, el cual se resuelve mediante la descomposición de Benders para luego entrar a una segunda fase en donde se aplica un análisis marginal.

Las metodologías más sofisticadas plantean metodologías que involucran dos fases. Para la primera fase, se aplica un programa de optimización que se emplea para obtener un plan base o guía. Existen tres categorías en lo que respecta a programas de optimización. En la primera categoría se encontraría la programación lineal a gran escala⁶⁷, la cual no tienen la capacidad para tratar las economías y des-economías de escala. En la segunda categoría encontramos programas de programación entera mixta lineal⁶⁸, estos programas pueden

66 F. Noonan y R.J. Giglio, 1977. "Toward Optimal Capacity Expansion for an Electric Utility: The Case of Saskatchewan Power". Management Science, Vol.23, No.9 (May, 1977),946-956.

67 Large-scale linear programs (Noonan y Giglio: p. 947)

68 mixed integer linear programs (Noonan y Giglio: p. 947)

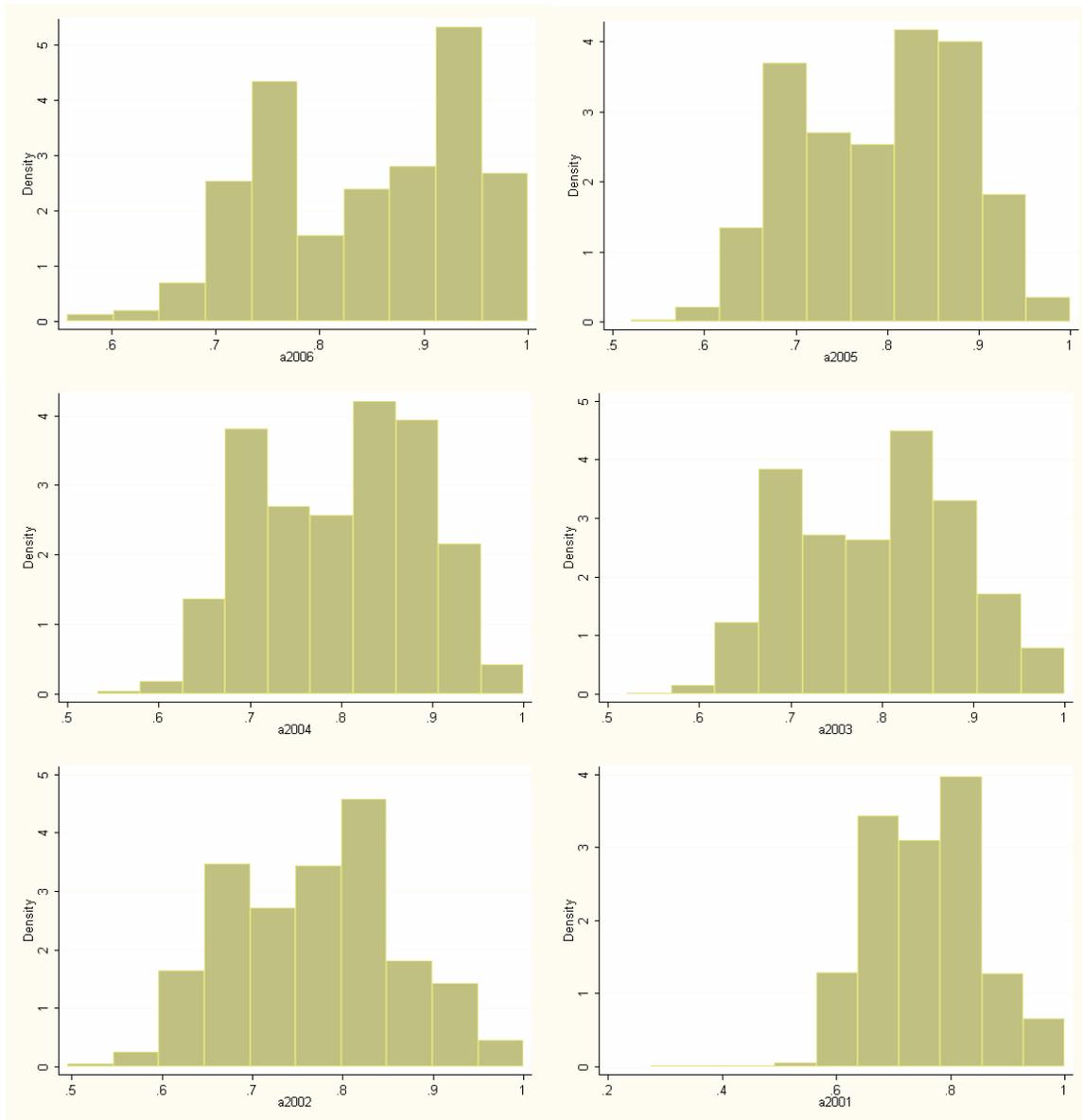
representar las economías de escala pero ignoran los aspectos estocásticos de la decisión en el tamaño de planta.

En la tercera categoría se encuentran las técnicas de programación no lineal, las cuales pueden tomar en cuenta todas las variables involucradas en el proceso del plan de inversión en generación, el problema es que poseen una poca eficiencia a nivel computacional.

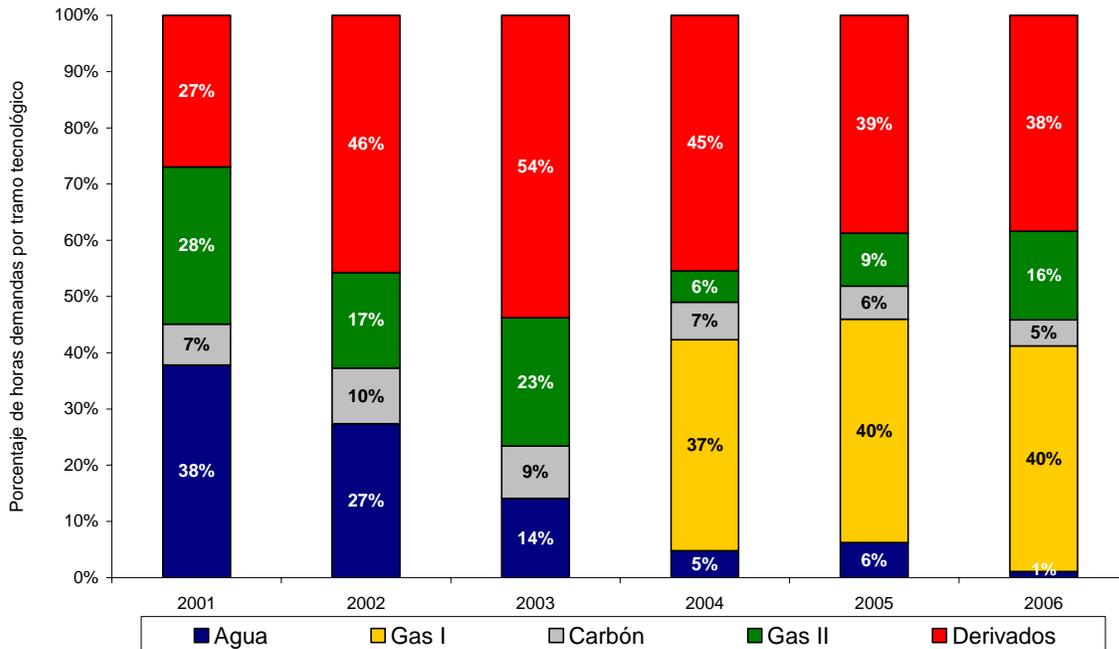
Las limitaciones que se pueden encontrar en la primera fase hacen necesario aplicar el análisis marginal. De esta manera, se entra a la segunda fase, donde el encargado del planeamiento partiendo de un plan de referencia inicial obtenido en la primera fase base, aplica una serie de sustituciones marginales, para desarrollar planes mejorados (es decir, reduciendo costos). Pero dicho proceso podría ser muy tedioso y no asegurar soluciones óptimas.

El objetivo en la mayoría de trabajos es calcular el parque óptimo bajo el criterio de minimización de los costos descontados de operación e inversión de las plantas generadoras. Bajo ese criterio se escoge que tipo de tecnología y la capacidad que tendrán las plantas para poder satisfacer a la demanda de energía al mínimo costo. Siguiendo esos criterios se logra llegar al mix óptimo de tecnologías que debe tener un parque generador.

c) Distribución de la demanda



d) Distribución de la demanda para el 2006 sin considerar a Chilca1



Elaboración propia en base a datos del COES y CTE.

e) Programación dinámica aplicada a la operación óptima de un embalse⁶⁹

1. Planteamiento del problema

Un problema planteado en los términos siguientes, puede resolverse mediante la técnica de programación dinámica:

$$\text{MAX}_{u_1, \dots, u_T} \left[\sum_{t=1}^n L_t(X_t, u_t, t) + V_{t+1}(S_{t+1}) \right]$$

Sujeto a:

$$x_{t+1} - x_t = f(x_t, u_t) \quad t = 1 \text{ a } T$$

$$g_t(x_t, u_t) \geq 0$$

$$g_{T+1}(x_{T+1}) \geq 0$$

$$x_t = a$$

En que:

T : número de etapas

x_t : variable de control de decisión durante el período t

⁶⁹ Tomado del trabajo de Sr. Juan Carlos Olmedo.

<http://www2.ing.puc.cl/power/education/GOL%20JCOlmedo.pdf>

L : función objetivo para el periodo t. Depende solo del estado del sistema a comienzos del periodo (x_t), de la decisión tomada (u_t) y de condiciones exógenas o ambientales válidas para ese periodo (t)

V_{t+1} : función que asigna valor económico al estado del sistema a fines del último período.

f_t : función de evolución. Relaciona el estado del sistema a comienzos y fines del período con la decisión tomada en el.

g_t : restricciones sobre los estados y decisiones del sistema, durante el período t.

g_{T+1} : restricciones sobre el estado final del sistema

a : estado del sistema en el instante inicial

La condición fundamental requerida para aplicar programación dinámica es que el estado del sistema en un período o etapa resume toda la historia transcurrida hasta ese instante. Esto significa que en un periodo cualquiera, tanto la función objetivo como el estado final del sistema, dependen solo del estado inicial y de la decisión tomada.

El problema de optimización de la operación del Lago Laja puede plantearse de la siguiente manera:

$$\text{MIN}_{q^1 \dots q^T} \left[\sum_{t=1}^n \alpha_t * c_t(S_t, q_t, t) + \alpha_{t+1} * V_{t+1}(S_{t+1}) \right]$$

Sujeto a:

$$S_{t+1} - S_t = f(S_t, q_t), \quad t = 1 \text{ a } T$$

$$s_t \leq S_t \leq \bar{s}_t \quad t = 1 \text{ a } T$$

$$Q_t \leq q_t \leq \bar{Q}_t \quad t = 1 \text{ a } T$$

$$S_t = s^0$$

La ecuación de evolución del sistema se obtiene a partir de la ecuación de balance hidrológico en el embalse:

en que:

A_t : caudal afluente al embalse durante el período t.

E_t : evaporación durante el período t.

R_t : rebase durante el período t.

$F(S_t, S_{t+1})$: filtraciones, depende del estado del embalse a comienzos y fines del período.

Suponiendo que la ley de filtraciones es lineal y de la forma:

$$F(S_t, S_{t+1}) = B(S_t, S_{t+1}) + D$$

Entonces:

$$S_{t+1} - S_t = \frac{1}{1+B} [A_t - q_t - R_t - E_t - 2 * B * S_t - D]$$

Definiendo:

$f(S_t, q_t) = \frac{1}{1+B} [A - q_t - R_t - E_t - 2 * B * S_t - D]$, se obtiene la expresión deseada.

En que:

T : horizonte de evaluación (años)

α_t : coeficiente de actualización del año t con respecto a comienzos del año 1.

c_t : costo de operación (y falla) durante el período t.

S_t : cota del embalse a comienzos del período t (variable de estado)

q_t : caudal medio extraído durante el período t (variable de decisión)

t : simboliza las condiciones del período t que inciden en c_t . Incluye: demanda, demanda máxima, generación hidroeléctrica y potencia disponible en centrales hidroeléctricas, características del parque térmico disponible (potencias, rendimientos, tasa de fallas, período de mantenimiento) costos de combustibles y lubricantes, etc.

s_t, S_t : cotas mínimas y máxima entre las cuales es posible operar el embalse durante el período t.

Q_t : caudal mínimo que debe ser obligatoriamente extraído durante el período t.

Q_t : caudal máximo que debe ser obligatoriamente extraído durante el período t.

S_0 : condición del embalse de comienzos del primer período

V_{t+1} : función que valoriza el estado del embalse a fines del último período de evaluación.

El costo de operación c_t corresponde al costo variable de generación térmica más el costo de falla. El está sujeto principalmente a tres fenómenos aleatorios: demanda, aportes hidrológicos y disponibilidad de unidades. En el caso del modelo descrito en este Informe, solo los aportes hidrológicos se han tratado como variable aleatoria, por ser la más significativa.

Con el fin de simplificar la presentación, en el punto 2 se desarrolla el planteamiento de programación dinámica correspondiente al caso de aportes determinísticos. Posteriormente, en el punto 3 se analiza el caso en que la hidrología es tratada como variable aleatoria.

2. Resolución del problema con hidrologías determinísticas

2.1. Principio de optimalidad

EL algoritmo de solución de un problema mediante programación dinámica, se obtiene aplicando el Principio de Optimalidad propuesto por R. Bellman, el cual establece que: “Una política óptima solo puede estar formada por subpolíticas óptimas. Se entiende por política óptima a la sucesión de decisiones tomadas a lo largo de todo el período de análisis y que optimizan la función objetivo. Una subpolítica es un conjunto de decisiones asociadas a un subperíodo del período total.

La política óptima puede, por tanto, descomponerse en dos subpolíticas: una que comprende desde el instante inicial hasta el período k y otra que incluye desde le período k+1 hasta el final.

Así, el problema planteado P(2) puede separarse en P(3) y P(4), según se indica a continuación:

$$\underset{q^{k+1} \dots q^T}{\text{MIN}} \left[\sum_{t=k+1}^{t=T} \alpha_t * c_t(S_t, q_t, t) + \alpha_{T+1} * V_{t+1}(S_{T+1}) \right]$$

Sujeto a:

$$S_{t+1} - S_t = f_t(S_t, q_t), \quad t = k+1 \text{ a } T$$

$$s_t \leq S_t \leq \bar{s}_t \quad t = k+1 \text{ a } T$$

$$Q_t \leq q_t \leq \bar{Q}_t \quad t = k+1 \text{ a } T$$

La resolución del P(3) conduce a la determinación de una política óptima para el período (k+1, T). Dado que S_{k+1} , estado del embalse a comienzos del período k+1, resume toda la historia pasada, es posible definir una función de valorización del agua para el período k+1, que depende solo del estado del embalse a comienzos de dichos período y de la operación posterior:

$$V_{k+1}(S_{k+1}) = \underset{q^{k+1} \dots q^T}{\text{MIN}} \left[\sum_{t=k+1}^{t=T} \frac{\alpha_t}{\alpha_{k+1}} * c_t(s_t, q_t, t) + \frac{\alpha_{T+1}}{\alpha_{k+1}} * V_{t+1}(S_{t+1}) \right]$$

La función de valor del agua o valor estratégico $V_{t+1}(S_k + 1)$ es el costo total está actualizado de la operación del sistema desde ese instante en adelante. Ella permite medir la ventaja relativa de estar en un nivel S_{k+1} a comienzos del período k+1 con respecto a otro nivel cualquiera.

La política óptima para el período (1,k) se expresa mediante las siguientes relaciones:

$$\text{MIN}_{q^1 \dots q^k} \left[\sum_{t=1}^{t=k} \alpha_t * c_t(s_t, q_t, t) + \alpha_{k+1} * V_{k+1}(S_{k+1}) \right]$$

Sujeto a:

$$S_{t+1} - S_t = f_t(S_t, q_t), \quad t = 1 \text{ a } k$$

$$s_t \leq S_t \leq \bar{s}_t \quad t = 1 \text{ a } k+1$$

$$Q_t \leq q_t \leq \bar{Q}_t \quad t = 1 \text{ a } k$$

Es posible observar que:

- i) La resolución de P(3) conduce a una valorización del estado S_{k+1} a comienzos del período k+1.
- ii) En la optimización del período (1,k), la condición del embalse a fines del último período, S_{k+1} , es tomada en cuenta.

Supóngase que se ha resuelto el problema P(3) y que, por lo tanto, se conoce la función $V_{k+1}(S_{k+1})$. La resolución de P(4) puede hacerse en forma recurrente, según se indica a continuación:

Por el Principio de Optimalidad, la política que optimiza el período (1,k) puede descomponerse a su vez en una subpolítica que optimiza el período (1,k-1) y otra que optimiza el período k. Así P(4) se descompone en P(5) y P(6).

$$\text{MIN}_{q^1 \dots q^{k-1}} \left[\sum_{t=1}^{t=k-1} \alpha_t * c_t(s_t, q_t, t) + \alpha_k * V_k(S_k) \right]$$

Sujeto a:

$$S_{t+1} - S_t = f_t(S_t, q_t), \quad t = 1 \text{ a } k-1$$

$$s_t \leq S_t \leq \bar{s}_t \quad t = 1 \text{ a } k$$

$$Q_t \leq q_t \leq \bar{Q}_t \quad t = 1 \text{ a } k-1$$

$$\underset{q^k}{\text{MIN}} [\alpha_k * c_k(s_k, q_k, t) + \alpha_{k+1} * V_{k+1}(S_{k+1})]$$

Sujeto a:

$$S_{k+1} - S_k = f_k(S_k, q_k), \quad t = 1 \text{ a } k-1$$

$$s_{k+1} \leq S_{k+1} \leq \bar{s}_{k+1} \quad t = 1 \text{ a } k$$

$$Q_k \leq q_k \leq \bar{Q}_k \quad t = 1 \text{ a } k-1$$

El problema P(6) corresponde a la optimización en una etapa. En su resolución inciden solamente:

- Los costos de operación y falla del SIC durante la etapa
- Valor asociado al estado del embalse a fines de la etapa $V_{k+1}(S_{k+1})$

La resolución de esta etapa conduce a determinar (1)

- i) Para cada cota inicial, la decisión óptima de caudal a extraer del lago Laja, (solución del problema P(6)).
- ii) Para cada cota inicial, la cota final asociada a la decisión óptima:

$$S_{k+1} = S_k + f_k(S_k, q_k)$$
- iii) La función $V_k(S_k)$, valor de la cota a fines del período k-1 (comienzos del período k)

$$V_k(S_k) = \underset{q^k}{\text{MIN}} \left[c_k(s_k, q_k, t) + \frac{\alpha_{k+1}}{\alpha_k} * V_{k+1}(S_{k+1}) \right]$$

Una vez resuelta la etapa k y obtenido $V_k(S_k)$ la optimización del período (1,k-1) planteada en P(5) puede hacerse descomponiendo el problema en la optimización de (1,k-2) y (k-1), con lo cual se obtiene $V_{k-1}(S_{k-1})$. Este procedimiento, repetido hasta el primer período, permite eliminar en cada período y para cada cota inicial:

- i) Decisión óptima de caudal a extraer del lago Laja
- ii) La final asociada a la decisión óptima
- iii) Costo total, actualizado al instante inicial, de operar óptimamente el sistema de ese instante en adelante.

De esta manera, a partir del estado inicial del Lago Laja conocido, siguiendo las decisiones óptimas, ahora en el sentido del tiempo, se determina la política óptima a seguir. El valor que toma la función V_1 en la cota S_j a

comienzos del primer período constituye el costo total, actualizado al año inicial, de operar óptimamente el sistema.

2.2. Función de evaluación del estado del Sistema al final del estudio

El procedimiento iterativo se inicia con el último año en estudio y avanza en sentido cronológico inverso. Con el fin de iniciar el cálculo, es necesario disponer de una estimación del valor asignable a la condición del embalse a fines del último período, $V_{T+1}(S_{T+1})$.

Para ello, es posible optar por una de las siguientes opciones:

- i) S_{T+1} es un valor dado. En este caso, todas las políticas conducen a un estado final único definido arbitrariamente. Puede presentar el problema de que para algunas condiciones de cota inicial e hidrología, no sea posible alcanzar la cota final dada.
- ii) Existe indiferencia respecto al estado del embalse a fines del horizonte de evaluación. En este caso:

$$V_{T+1}(S_{T+1}) = 0 \text{ para } s_{T+1} \leq S_{T+1} \leq \bar{s}_{T+1}$$

- iii) El estado S_{T+1} se valoriza estimando una función $V_{T+1}(S_{T+1})$ que refleje el costo de operación del Sistema desde el instante T+1 hasta el infinito. Una cota más alta en el embalse será preferida a una cota menor, por lo tanto, esta función cumple con:

$$V_{T+1}(S_{T+1}) < 0$$

$$\frac{dV_{T+1}(S_{T+1})}{dS_{T+1}^T} < 0$$

En la optimización de la operación del lago Laja se ha considerado la alternativa iii). Una descripción de la forma como se calcula $V_{T+1}(S_{T+1})$ se incluye en el Anexo N°3.

3. Aleatoriedad de la hidrología

En este párrafo se analiza el planteamiento del problema de Programación Dinámica cuando los aportes hidrológicos se tratan como variable aleatoria.

3.1. Función de cuantía

Se acepta a continuación que los aportes hidrológicos presentan una distribución de probabilidades conocida. Si el caudal afluente es tratado como una variable aleatoria discreto con N valores y denotado:

$P(A_t^h)$: probabilidad de que el caudal afluente tome el valor A_t^h durante el período t ($h=1, \dots, N$)

Se cumple que:

$$P(A_t^h) \geq 0 \quad h=1 \text{ a } N$$

$$\sum_{h=1}^N P(A_t^h) = 1 \quad t=1 \text{ a } T$$

Y el valor esperado para una función cualquiera $G(A_t^h)$ es:

$$\bar{G} = \sum_{h=1}^N P(A_t^h) * G(A_t^h)$$

3.2. Independencia interperiodos

Si existe independencia hidrológica entre períodos, la distribución de probabilidades de la hidrología en cada período no depende de la ocurrencia hidrología en el período anterior. Es decir,

$$P(A_t^h / A_{t-1}^i) = P(A_t^h) = 1 \quad \begin{array}{l} t=2 \text{ a } T \\ i, h=1 \text{ a } N \end{array}$$

En general, el supuesto de independencia hidrológica entre períodos se cumple entre años hidrológicos en el SIC, razón por la cual se ha adoptado como período de análisis.

3.3. Independencia a lo largo del tiempo

Finalmente, se supone que la distribución de probabilidades es estacionario para aquellos períodos en que no hay instalación ni retiro de unidades hidroeléctricas (2). Es decir,

$$P(A_t^h) = P(A^k) \quad \forall t \text{ con un parque hidroeléctrico dado.}$$

3.4. Criterio decisión en futuro aleatorio

Considerando que los aportes hidrológicos son aleatorios, la toma de decisión se verifica en condiciones de futuro incierto. A diferencia del caso determinístico, en que se obtiene una política que minimiza el costo de operación, en este caso el objetivo es determinar una estrategia que asegure que la decisión tomada en cada período sea la mejor en promedio (mínimo del valor esperado del costo de operación). A estos efectos es posible considerar dos alternativas para tratar la aleatoriedad hidrológica, las que se describen a continuación.

a. Hidrología aleatoria, conocida durante el período de análisis (azar decisión).

Se supone en este caso que es posible prever la hidrología a comienzos de la etapa en que se toma la decisión (o ajustar la operación perfectamente a la hidrología a medida que transcurre el período). Durante las etapas posteriores, la hidrología solo se conoce a través de su distribución de probabilidades.

Si se conoce la hidrología que ocurrirá durante el período la estrategia a determinar deberá establecer, para cada condición inicial e hidrológica posibles, cual es la decisión óptima a tomar. El problema es en este caso análogo al caso determinístico. Por lo tanto, su planteamiento es similar a P(2), en que A_t^h y en consecuencia S_{t+1} son aleatorios. El principio de Optimalidad de Bellman sigue siendo aplicable, por lo que el problema P(2) puede ser también separado en P(3) y P(4). EL término $V_t(S_t)$ deberá en este caso reflejar el valor asignable al estado del embalse a comienzos del período t, considerando la variabilidad hidrológica que afectará a las etapas posteriores a t.

La optimización del período (1,k) plateada en P(4) puede igualmente descomponerse en la optimización de (1,k-1) y en la optimización del período k. Reescribiendo las ecuaciones correspondientes a este último problema (ver P6), se obtiene para cada condición hidrológica h.

$$\underset{q_k^h}{MIN} \left[\alpha_k * c_k(s_k, q_k^h, k, A_k^h) + \alpha_{k+1} * V_k(S_{k+1}(A_k^h)) \right]$$

Sujeto a:

$$S_{k+1}(A_k^h) - S_k = f_k(S_k, q_k^h, A_k^h),$$

$$s_{k+1} \leq S_{k+1}(A_k^h) \leq \bar{s}_{k+1}$$

$$Q_k \leq q_k \leq \bar{Q}_k$$

Conocida la hidrología durante el período k y suponiendo conocida la función $V_{k+1}(S_{k+1})$, la optimización de P(7) es similar al caso determinístico. Así, dada la hidrología A_k^h se tiene:

$$V_k^h(S_k / A_k^h) = \underset{q_k^h}{MIN} \left[c_k(s_k, q_k^h, k, A_k^h) + \frac{\alpha_{k+1}}{\alpha_k} * V_{k+1}(S_{k+1}(A_k^h)) \right]$$

Naturalmente, A_k^h solo es conocido durante el período k. Al existir independencia entre los períodos k-1 y k el valor asociado a la cota del

embalse a comienzos del período k, $V_k(S_k)$ está dado por el valor esperado de $V_k^h(S_k / A_k^h)$:

$$\bar{V}_k(S_k) = \sum_{h=1}^{h=N} P(A_t^h) * V_k^h(S_k / A_k^h)$$

Una vez determinado $\bar{V}_k(S_k)$, es posible continuar en forma iterativa, de manera análoga al caso determinístico.

b. Hidrología aleatoria, no conocida durante el período de análisis (decisión- azar).

Consideremos finalmente el caso en que tanto la ocurrencia hidrológica del período como la de períodos posteriores solo es conocida a través de su distribución de probabilidades, y no es posible adecuar la operación a la hidrología.

La determinación de la estrategia optima considera en este caso los mismos pasos que en el caso con hidrología conocida durante el período de análisis, es decir, el planteamiento del problema corresponde al sistema P(2) puede descomponerse en P(3) y P(4) y , finalmente, la optimización del período (1,k) planteada en P(4) puede igualmente descomponerse en la optimización de (1,k-1) y en la optimización del período.

Considérese a continuación la optimización del problema para el período k. Si la hidrología no puede ser prevista durante este período, la decisión deberá tomarse considerando simultáneamente la ocurrencia de las N posibles hidrologías. La función objetivo a optimizar consiste en el valor esperado del costo de operación más el valor del agua a fines del período, según se indica en el sistema P(8) a continuación:

$$MIN_{q_k} \left\{ \sum_{h=1}^N \left[P(A_k^h) * \alpha_k * c_k(s_k, q_k, k, A_k^h) + \alpha_{k+1} * V_k(S_{k+1}(A_k^h)) \right] \right\}$$

Sujeto a:

$$S_{k+1}(A_k^h) - S_k = f_k(S_k, q_k^h, A_k^h), \quad h=1 \text{ a } N$$

$$s_{k+1} \leq S_{k+1}(A_k^h) \leq s_{k+1}^- \quad h=1 \text{ a } N$$

$$Q_k \leq q_k \leq \bar{Q}_k$$

El valor del agua en la cota a comienzos del período k, $\bar{V}_k(S_k)$ queda dado por:

$$\bar{V}_k(S_k) = \underset{q_k}{\text{MIN}} \left\{ \sum_{h=1}^N P(A_t^h) * \left[c_k(s_k, q_k, k, A_k^h) + \frac{\alpha_{k+1}}{\alpha_k} * V_{k+1}(S_{k+1}(A_k^h)) \right] \right\}$$

Una vez determinado $V_k(S_k)$, es posible continuar en forma iterativa de manera análoga al caso determinístico y al caso azar decisión.

En el planteamiento realizado, cada etapa corresponde a un año (de abril a marzo). Se acepta que existe independencia estadística entre los aportes en cada uno de los años.

En el modelo GOL, el año se ha dividido en sub-etapas trimestrales. Los aportes hidráulicos en cada trimestre se han supuesto perfectamente dependientes entre sí. Esto es, en cada año, cada hidrología se ha tratado en forma determinística a través de los cuatro trimestres y calculado el valor estratégico esperado a principios de cada año como el promedio de los valores estratégicos para todas las hidrologías.

Este procedimiento corresponde al caso azar-decisión para la etapa anual. Su empleo se justifica pues el período trimestral es suficientemente largo como para que la operación se adapte óptimamente a la hidrología que se va produciendo.

La suposición de dependencia de afluentes hidrológicos entre trimestres de un mismo año se justifica pues por los aportes de los dos últimos años (primavera-verano) provenientes del derretimiento de nieve en la mayoría de las centrales está fuertemente condicionado por las condiciones meteorológicas de los dos primeros (otoño-invierno).