

IMPACTO DE COSTOS AMBIENTALES EN EL DESPACHO DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

Leslie Sepúlveda y Hugh Rudnick

Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile

Casilla 306, Correo 22, Santiago, Chile

Fono 56-2-6864281 Fax 56-2-5522563

Email hrudnick@ing.puc.cl Homepage <http://www.ing.puc.cl/power/>

RESUMEN

La contribución de la industria de la energía eléctrica a la contaminación ambiental despierta interrogantes acerca de la protección del medio ambiente y la búsqueda de métodos de eliminación o reducción de la contaminación producida por ésta, ya sea en el diseño de la industria o en sus estrategias de operación. Tradicionalmente, la planificación y operación de sistemas eléctricos se realiza de manera de minimizar los costos de generación, sin considerar los niveles de emisiones producidos y, por lo tanto, sin tomar en cuenta los costos de la contaminación. En esta publicación se estudian las consecuencias de considerar los costos por contaminación atmosférica en la generación eléctrica en el principal sistema eléctrico chileno, el Sistema Interconectado Central (SIC). Para la evaluación se utiliza el modelo GOL (Gestión Óptima del Laja). Utilizando dos planes de obras se estudian varios casos, en los que se varían los costos de control de emisiones y las centrales térmicas que se ven afectadas por estos costos. Los resultados obtenidos se utilizan para comparar las generaciones por tipo de central, los costos marginales y los costos totales de generación del sistema.

I INTRODUCCION

La generación a través de centrales termoeléctricas convencionales produce contaminación en tres formas: a) emisión de gases (dióxido de carbono (CO₂), dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x), entre otros), y partículas contaminantes que tienen un efecto ambiental global (efecto invernadero) y efectos locales como lluvia ácida, reducción de visibilidad, corrosión de instalaciones y bienes, y efectos en la salud de seres humanos y animales; b) vertimiento de aguas, que son utilizadas en el proceso de enfriamiento, por lo que se encuentran a altas temperaturas y con contaminantes; c) emisión de desechos sólidos, que pueden ser residuos de la combustión y del combustible utilizado.

Desde el punto de vista social, estos efectos deben considerarse como costos pues dañan la vida de una forma u otra. El daño causado por un contaminante depende de su tipo, condiciones meteorológicas y de la exposición de las personas a éste [12].

La Ley Eléctrica Chilena vigente no trata el tema de contaminación atmosférica debido a la generación eléctrica [6, 7]. Las restricciones ambientales son impuestas por la legislación ambiental, que regula las materias relacionadas con la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza, la conservación del patrimonio medio ambiental y el derecho de vivir en un medio ambiente libre de contaminación [12].

El impacto ambiental provocado por las centrales hidroeléctricas se produce principalmente, antes de que entren en operación, en su etapa de construcción.

Esta publicación contribuye con una evaluación cuantitativa del impacto que los costos de control de la contaminación atmosférica, producida por las centrales termoeléctricas, tienen en la operación del principal sistema eléctrico chileno. Con este objetivo, se utiliza el modelo Gestión Óptima del Laja (GOL), utilizado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el cálculo de los precios de nudo del SIC.

Para considerar el impacto producido por las centrales hidroeléctricas y por la construcción de centrales térmicas, se utilizaron datos analizados en la literatura [1,2], que se traducen en una modificación del plan de obras en el GOL.

II PROGRAMACION HIDROTERMICA EN EL SIC CONSIDERANDO COSTOS AMBIENTALES

El objetivo del estudio es evaluar la incorporación de los costos de control de emisiones en el modelo GOL y su impacto en la operación del SIC. Para estos efectos se utilizaron costos variables de operación asociados a equipos de control de emisiones de gases contaminantes utilizados en plantas termoeléctricas convencionales. Para la evaluación de la operación económica del SIC sólo interesan los costos variables. De hecho, el modelo GOL incorpora sólo los costos variables de las centrales térmicas.

Los costos de inversión por control de la contaminación serán relevantes en la evaluación social del parque generador óptimo futuro. Estos costos deben incluirse en la determinación del plan de obras, al igual que los costos de impacto ambiental por la construcción de las generadoras eléctricas [1,2].

Descripción del Modelo de Gestión Óptima del Laja

El GOL corresponde a un modelo de programación hidrotérmica que utiliza la técnica de programación dinámica estocástica para la optimización [11,12]. Algunas de sus características más importantes son:

- El consumo está concentrado en una barra única.
- La demanda se representa a través de un bloque de energía y una punta de potencia.
- Optimiza las extracciones del Lago Laja, de modo de minimizar el costo actualizado esperado de la generación

termoeléctrica y de falla en todo el horizonte de planificación.

- Las centrales termoeléctricas son representadas por una función de costo lineal por tramos, en la cual la pendiente corresponde al costo unitario de una central termoeléctrica. Se representan sólo sus costos variables, que se suponen independientes de su nivel de carga.
- El costo de falla es modelado con una función lineal con tres tramos.
- La aleatoriedad hidrológica es representada por una muestra estadística de 40 años hidrológicos y existe dependencia estadística al interior del año.
- Utiliza criterio de azar- decisión.
- Utiliza etapas trimestrales.

En el modelo GOL la optimización se realiza únicamente sobre el lago Laja, considerando el resto de las centrales de embalse como centrales de pasada.

El procedimiento que se seguía hasta 1989 para programar la operación con el modelo GOL es el siguiente:

1. Mensualmente se efectúa una corrida del modelo actualizando los precios de combustibles de las unidades térmicas, mantenimientos de unidades y los consumos de energía. De esta corrida del modelo, se obtiene el costo marginal esperado asociado a la cota inicial del trimestre.

2. Con el costo marginal esperado, se define la generación térmica requerida con las curvas de consumo incremental de ellas.

3. El aporte de las centrales hidráulicas de pasada se obtiene a partir de estimaciones basadas en la condición hidrológica imperante cada mes.

4. El aporte de las centrales de embalse de menor regulación es determinado por cada empresa individualmente. Para ello, cada empresa propietaria de un embalse dispone de un modelo de operación para éste, a partir del cual determina la consigna de generación para el mes.

5. Una vez terminados los aportes de las centrales térmicas e hidráulicas, el aporte del lago Laja se obtiene como energía. Se efectúan correcciones en la colocación de los embalses con capacidad de regulación disponible.

En 1989 se presentó un período de sequía extrema y se decidió abandonar este procedimiento, pues se consideró no modelaba adecuadamente el sistema para efectos de operación. Desde octubre de 1991 entró en funcionamiento el modelo de Operación Mensual del Sistema Interconectado Central (OMSIC), a modo de alternativa al GOL. Este nuevo modelo incorporó las siguientes modificaciones:

1. Las etapas son mensuales
2. Se supone independencia estadística en el período de invierno, meses de abril a septiembre, y dependencia estadística en el período de deshielos, de octubre a marzo.
3. Permite utilizar en la optimización una condición o grupo de condiciones hidrológicas en la primera etapa.

Los demás supuestos del GOL se mantuvieron inalterados.

III SIMULACIONES CON COSTOS AMBIENTALES

Se realizaron simulaciones de programación de la operación del SIC con el modelo GOL y considerando costos ambientales. El sistema eléctrico que se representa corresponde a aquel definido por la Comisión Nacional de Energía en la determinación de los precios de nudo del SIC de abril de 1998 [5].

En el programa de obras se consideran las centrales térmicas necesarias sobre la base de la previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años [11]. La determinación de este plan de obras no considera los costos de inversión y operación de equipos de control de emisiones en unidades térmicas ni el impacto ambiental ocasionado por la construcción de centrales eléctricas, los que tendrían consecuencias en el plan [1]. Para efectos de este estudio, se consideran dos planes de obras: el determinado por la CNE, y el determinado por otros investigadores [1,2].

Costos ambientales

Los costos variables por control de contaminación ambiental considerados corresponden a sistemas de control de emisiones de SO₂. Se consideran dos tecnologías detalladas en la Tabla N°1, estas difieren en costo de operación y eficiencia [9].

Tipo de tecnología	Eficiencia	Costo de operación variable	
	%	US\$/ton SO ₂	Mills/kWh
1. Wet FGD	90	80-120	0,7-1,0
2. Dry Injection	95	200-400	1,7-3,4

Tabla 1 Características de equipos de control de SO₂

Estos costos se suman directamente a los costos variables no combustibles de las centrales que emiten SO₂, es decir, de las centrales que operan con carbón o petróleo. Las unidades que operan con gas natural no generan SO₂, por lo que no aumentan sus costos variables.

Alternativas simuladas

Los casos analizados y simulados, con tecnologías según se indica en Tabla N°1 son los siguientes:

Pobase: Programa de obras y costos entregados por la CNE.

POtec1: Programa de obras entregado por la CNE y costos variables de sistemas de control de emisiones de SO₂ con tecnología 1 en todas las centrales a carbón y petróleo.

POtec2: Programa de obras entregado por la CNE y costos variables de sistemas de control de emisiones de SO₂ con tecnología 2 en todas las centrales a carbón y petróleo.

POpbtec2: Programa de obras entregado por la CNE y costos variables de sistemas de control de emisiones de SO₂ con tecnología 2 en unidades a carbón y petróleo ubicadas en zonas pobladas.

Pmbase: Programa de obras modificado y costos entregados por la CNE.

PMtec1: Programa de obras modificado y costos variables de sistemas de control de emisiones de SO₂ con tecnología 1 en todas las centrales a carbón y petróleo.

PMtec2: Programa de obras modificado y costos variables de sistemas de control de emisiones de SO₂ con tecnología 2 en todas las centrales a carbón y petróleo.

PMpbtec2: Programa de obras modificado y costos variables de sistemas de control de emisiones de SO₂ con tecnología 2 en unidades a carbón y petróleo ubicadas en zonas pobladas.

IV RESULTADOS

Como consecuencia del aumento de costos variables de las centrales térmicas, se produce un aumento en la generación térmica en los dos primeros años del estudio en los casos con el programa de obras original, respecto del caso base (PObase), y una disminución para los ocho años restantes. En POtec2, cuyos costos variables no combustibles son los mayores e incluyen a todas las centrales a carbón y petróleo, esta variación es más acentuada, es decir, una mayor generación térmica los dos primeros años (respecto al caso base) y una mayor generación hidroeléctrica en los restantes, respecto de los demás casos (Fig. 1).

Con el programa de obras modificado ocurre un efecto similar a excepción de que sólo el primer periodo hidrológico del estudio las generaciones son mayores

respecto al caso base (PMbase), lo que se aprecia en la Fig. 2.

En las Figs. 3 y 4 se ilustran los costos marginales anuales promedio de los diez años del estudio, para cada plan de obras. Es evidente que siempre que se aumenten los costos variables de las centrales térmicas, el costo marginal aumenta. Los casos en que se utiliza la tecnología 2 (POtec2 y PMtec2) son los que presentan un mayor aumento puesto que sus costos son incrementados en todas las centrales térmicas a carbón y petróleo y en una cantidad mayor que en el caso con tecnología 1.

En las Figs. 5 y 6 se indican los precios de nudo resultantes, éstos se calculan con el promedio de los costos marginales de los 16 primeros trimestres. Se observa que los precios de nudo con el programa de obras modificado son mayores que con el programa de obras original, debido a que el primero refleja los costos sociales asociados a la construcción de las centrales hidroeléctricas. Además, puede concluirse que siempre que se incluyan costos debidos a la contaminación o a impactos en el medio ambiente, el precio de nudo aumenta

De todos los resultados anteriores se aprecia que, cualquiera sea la forma en que se incluyan los costos de control de emisiones o de costo social por impacto de la contaminación, estos se verán reflejados en los costos marginales de la electricidad, es decir, en el precio de la energía eléctrica.

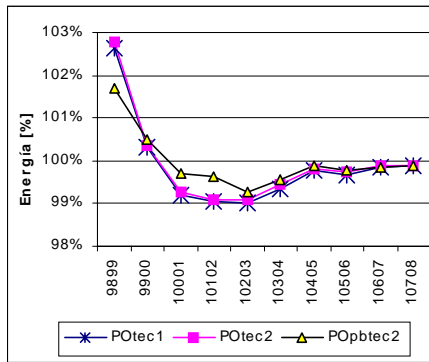


Fig. 1 % respecto a caso base POorig

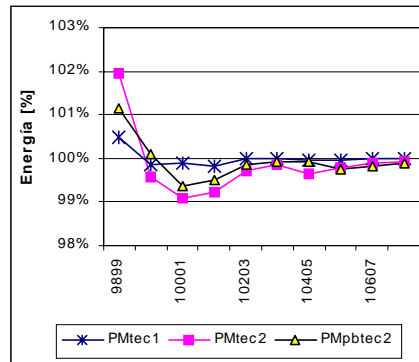


Fig. 2 % respecto caso base PMod

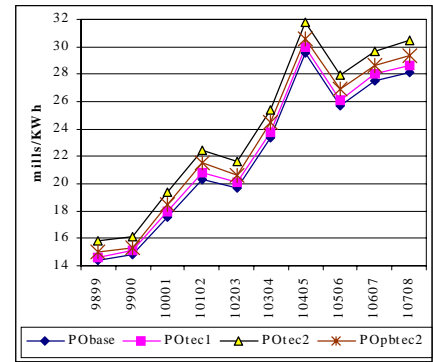


Fig. 3 Costos marginales POMod

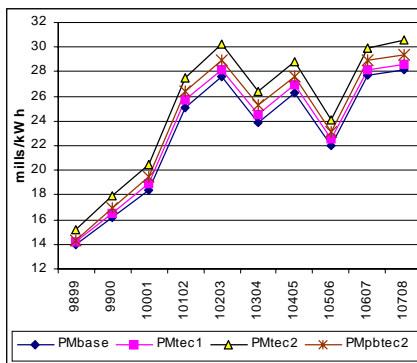


Fig. 4 Costos marginales POorig

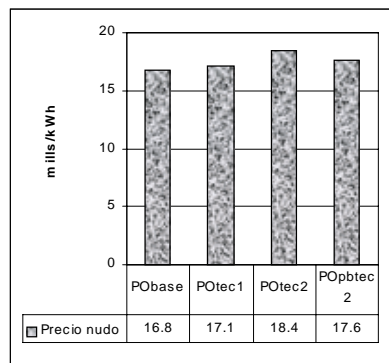


Fig. 5 Precios de nudo POorig

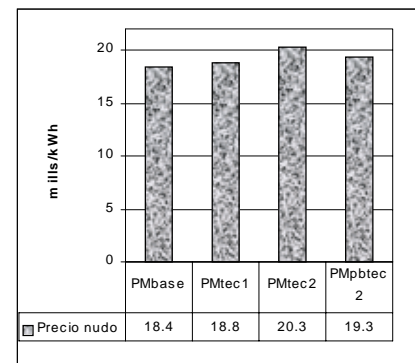


Fig. 6 Precios de nudo POMod

Para comparar los efectos de la inclusión de costos ambientales en las centrales se observaron las variaciones en la generación de energía de varias centrales con distintos combustibles, carbón (Cb1, Cb2), petróleo (Ptleo), licor negro, biomasa y petróleo (Ocomb) y gas natural (Gnat). Las centrales a carbón o petróleo vieron modificados sus costos por el aumento de sus costos variables no combustibles debido a sistemas de control de emisiones. Además, Cb1 y Ptleo, aumentaron sus costos debido a su localización geográfica. Las que generan con biomasa y petróleo, y gas natural no sufrieron cambios respecto de los datos entregados por la CNE.

De las Figs. 7 a 12 se puede concluir que para las centrales a carbón o petróleo, la generación no varía demasiado si todas las centrales quedan en condiciones semejantes, es decir, cuando a todas las centrales a carbón y petróleo se les aumentan sus costos variables en la misma cantidad (tec1, tec2).

Se aprecia que en el caso en que sólo las centrales cercanas a sitios poblados son afectadas, la central a carbón afectada disminuye apreciablemente su generación (Figs. 7 y 8), a pesar de tener los mismos costos que en tec2, esto se debe a que hay otras centrales a carbón que no han aumentado sus costos respecto del caso base por lo que pueden generar en vez de ella (Fig. 9). Esto no ocurre en el caso de las centrales a petróleo, que puede verse que mantienen aproximadamente la misma generación en los todos los casos (Fig. 10).

La generación de Ocomb (Fig. 11), que no fue afectada por un aumento de costos, se mantiene casi igual en todos los casos. Se observa un leve aumento de su generación al utilizar la tecnología dos para el control de emisiones de las otras centrales. Los costos variables de esta central se encuentran entre los costos de una central a carbón y una a petróleo, por lo que al aumentar los costos de estas últimas aumenta el aporte de dicha central (Ocomb).

En cuanto a la central de ciclo combinado (Fig. 12), mantiene el mismo nivel de generación, a pesar de que las centrales a carbón y petróleo aumenten sus costos debido a, que de cualquier modo, es más económica.

Para comparar los efectos producidos por la modificación del plan de obras se graficaron los porcentajes de los costos marginales y aporte de generación térmica respecto al caso base con el plan de obras original (PObase), de los casos con tecnología 2 con ambos planes de obras y del caso base con plan de obras modificado.

De las Figs. 13 y 14 se concluye que las mayores variaciones respecto al caso base con el plan de obras original se obtienen al modificar el plan de obras y no al aumentar los costos variables de las centrales del sistema, principalmente en los aportes de la generación térmica al sistema.

Teniendo los costos marginales, la generación por cada central y sus respectivos costos variables sería posible evaluar el impacto en los ingresos y egresos de las empresas propietarias de las centrales por efecto de esta incorporación de costos de control de emisiones. Sin embargo, con estos valores no se pueden calcular directamente los ingresos y egresos puesto que el modelo GOL entrega resultados promedio de acuerdo al número de simulaciones que se utilicen. Es decir, puede ocurrir que una central genere una cantidad de energía (promedio de las simulaciones) a pesar de que, en el periodo, el costo marginal del sistema sea menor que sus costos variables. Esto sucede debido a que, en algunas simulaciones, el costo marginal del sistema fue mucho mayor que el promedio, lo que hizo que la central generara, provocando que la generación promedio sea diferente de cero.

Como último análisis, se intentaron incluir en las simulaciones los costos sociales provocados por las emisiones. Existen dos modelaciones para evaluar este costo, una busca comparar los daños ocasionados por la contaminación atmosférica con el beneficio para las personas de tener un ambiente libre de contaminación y calcula un valor económico para estos beneficios, y la otra, intenta medir económicamente todos los perjuicios provocados por la contaminación, que incluyen muertes prematuras, enfermedades, daños en materiales y vida silvestre, etc. Estudios de este tipo no han sido realizados para Chile, lo que dificulta encontrar un valor económico adecuado para realizar los análisis. Se incluyeron valores obtenidos de las referencias [4] pero los resultados obtenidos no fueron satisfactorios. La idea comprendía calcular la generación de cada central con los costos sociales incluidos de acuerdo a los contaminantes producidos por cada unidad, pero pagarles según el costo marginal económico, es decir, sin incluir los costos sociales. Los costos marginales económicos (fijando la generación de las centrales contaminantes y sin incluir en sus costos los costos sociales por contaminación) fueron demasiado elevados, incluso mayores que los obtenidos al calcular la planificación de la operación con los costos sociales por contaminación en las centrales a carbón y petróleo (pero manteniendo estas centrales con toda su capacidad de generación), debido a que el SIC tiene muy poca reserva de generación. Al fijar la generación de algunas centrales térmicas se limitan las posibilidades del sistema para generar energía eléctrica y entregar la potencia de punta, obligándola a generar más electricidad con centrales hidroeléctricas y con centrales térmicas más caras, aumentando los costos del sistema.

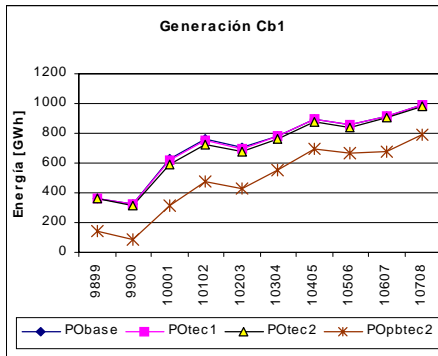


Fig. 7 Generación Cb1 POorig

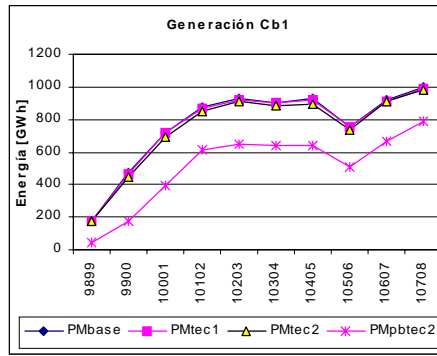


Fig. 8 Generación Cb1 POMod

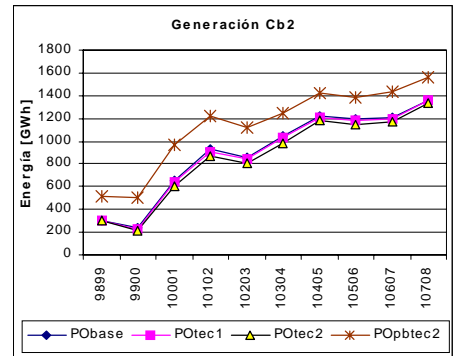


Fig. 9 Generación Cb2 POorig

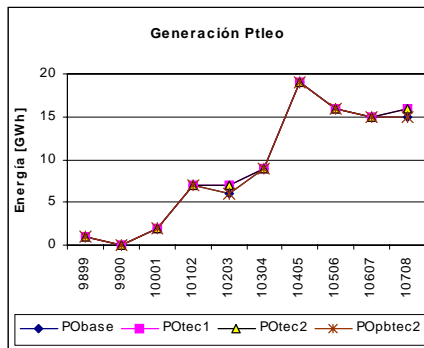


Fig. 10 Generación Ptleo POorig

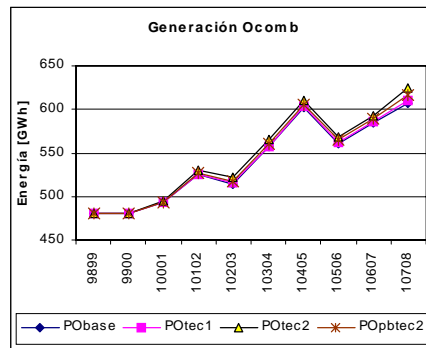


Fig. 11 Generación Ocomb POorig

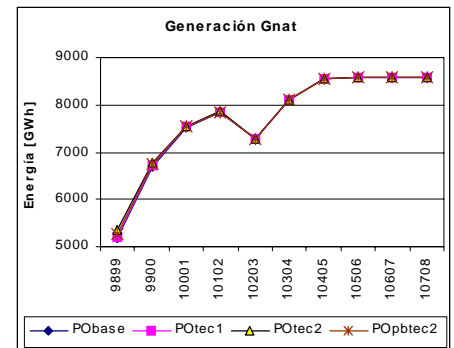


Fig. 12 Generación Gnat POorig

V CONCLUSIONES

La disminución de emisiones que será posible obtener mediante el método de despacho ambiental en sistemas térmicos dependerá de los costos asociados que se esté dispuesto a gastar por el uso de tecnologías más limpias y, además, del tamaño del sistema, puesto que si no existen alternativas de generación, la disminución de contaminantes que se logrará será muy pequeña.

Para observar los impactos de la contaminación ambiental en un sistema eléctrico chileno se realizaron análisis con el modelo Gestión Óptima del Laja incluyendo costos de control de emisiones, en el Sistema Interconectado Central.

La principal conclusión de este análisis fue que siempre que se consideren los aspectos ambientales en la planificación de la operación de sistemas eléctricos se producirá un aumento de los costos de la electricidad, por lo que la inclusión de los costos de la contaminación atmosférica afectará no sólo a las empresas del rubro, sino que también a sus consumidores.

Lo anterior es razonable puesto que la producción de este bien (energía eléctrica) genera efectos adversos que perjudican directa o indirectamente a todas las personas (enfermedades, efectos sobre flora y fauna, cambios en el clima, etc.), y son todos los que pagan este costo social, independientes del consumo de energía eléctrica, es decir, del aporte a la producción de emisiones. Al incluir estos

costos ambientales en la planificación y operación de sistemas eléctricos, se internalizará en algún grado el costo social y serán los consumidores y productores quienes directamente deban pagarlos.

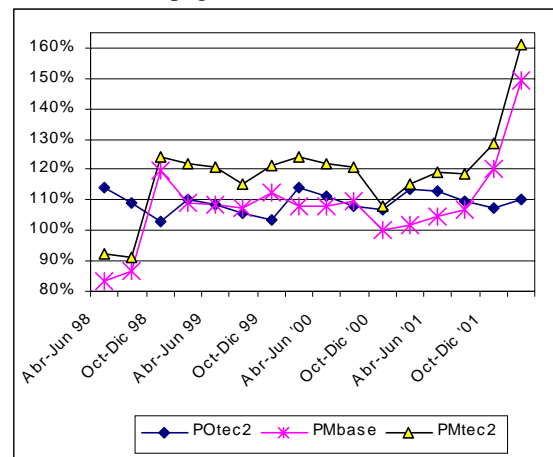


Fig. 13 Costos marginales respecto a caso base con POorig

Las centrales térmicas que se ven más afectadas son las centrales que operan con carbón, puesto que su utilización produce la mayor cantidad de emisiones, respecto de los demás combustibles, en especial de material particulado.

Las centrales a petróleo disminuyeron su aporte más que las centrales a carbón, puesto que sus costos variables son mayores y un aumento las hace aún más costosas.

Las centrales a carbón son centrales económicas y mantuvieron su generación en los casos en que se aumentaron los costos para todas las centrales a carbón y petróleo sin distinción. En el caso en que se aumentaron los costos sólo a las centrales ubicadas en áreas pobladas, las centrales a carbón afectadas disminuyeron su generación.

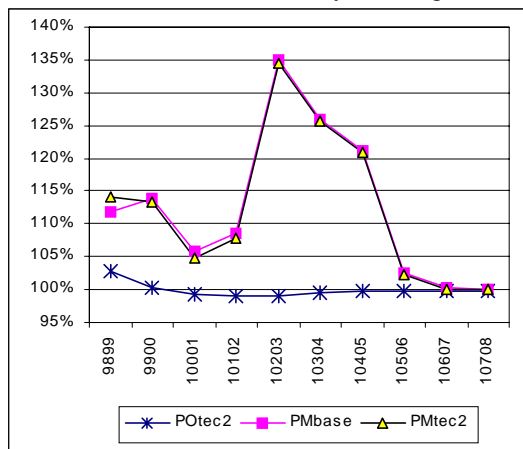


Fig. 14 Generación térmica respecto a caso base con POorig

Las centrales de ciclo combinado prácticamente no variaron sus aportes en los casos en que se aumentaron los costos de las otras centrales térmicas.

Además, se analizaron casos en que se consideraban los costos por impactos ambientales de la construcción de las centrales hidroeléctricas, lo que se refleja en el cambio del programa de obras. El efecto de esto fue un significativo aumento de la generación térmica total, y en particular, de la generación a carbón y gas natural, por ser los más económicos. Además, se produjo un aumento de los precios de nudo con respecto a los casos en que se utilizó el programa de obras original.

Con la modificación del plan de obras se obtuvieron variaciones más acentuadas que con el aumento de los costos variables de algunas centrales, de lo que se deduce que pueden lograrse mayores efectos atacando el problema de la contaminación en la etapa de planificación de los sistemas eléctricos. En esta etapa es posible incluir no sólo los costos variables de los equipos de control de emisiones, sino que también se abarcan los costos de inversión y los costos de los impactos ambientales producidos por la construcción de las centrales, especialmente importantes en la construcción de centrales hidroeléctricas.

El control de la contaminación atmosférica no es sólo un asunto del control técnico de los procesos que generan contaminantes del aire, sino que implica un patrón complejo de factores económicos, planificación urbana y controles legislativos.

En Chile todavía no existen estudios que cuantifiquen económicamente todos los impactos provocados por la

contaminación. Es necesario valorar económicamente los daños provocados por la polución en todos los ámbitos, salud humana, vegetación, capital físico, etc. para crear leyes que obliguen a las empresas a considerar e internalizar los costos sociales provocados por su funcionamiento.

VI AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo del Fondecyt, así como de Endesa, a través de su Unidad de Investigación y Desarrollo en la Universidad Católica de Chile.

VII REFERENCIAS

- [1] Alonso, R. Harrison, "Assessments of environmental externalities in electric generation projects. The Chilean case". World Congress of Environmental and Resources Economics. Venecia, Italia, Junio 1998.
- [2] Ayala, P., "Impacto de los costos ambientales en la planificación de los proyectos de generación eléctrica del Sistema Interconectado Central". Trabajo de Título para Ingeniero Civil, Universidad Federico Santa María, Valparaíso, Diciembre 1997.
- [3] Centro de Despacho Económico de Carga, "Estadísticas de Operaciones CDEC-SIC". 1986-1995
- [4] Cifuentes, L., Lave, L., "Economic Valuation of Air Pollution Abatement: Benefits from Health Effects". Annu. Rev. Energy Environ. 1993. 18:319-342
- [5] Comisión Nacional de Energía, "Informe Técnico Definitivo: Cálculo de Precios de Nudo en el Sistema Interconectado Central para la Fijación de Precios de Abril de 1998".
- [6] D.F.L. N°1/82. Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica. D.O. N°31.366-13 de Septiembre de 1982.
- [7] Decreto N°6/85. Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras y Líneas de Transporte. D.O. N°32.109-28 de Febrero de 1985.
- [8] Fuentes, P., "Despacho Económico Bajo Restricciones Ambientales". Informe de Memoria de Título para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Concepción, Agosto 1997
- [9] Hernández, A., Pizarro, N., "Costos de Exigencias Ambientales". Informe Curso Mercados Eléctricos, Pontificia Universidad Católica de Chile, Primer Semestre 1997.
- [10] Hu, Y., Wee, W. G., "A Hierarchical System for Economic Dispatch with Environmental Constraints". IEEE Transactions on Power Systems, vol.9, N°2, Mayo 1994, páginas 1076-1082
- [11] Rudnick, H., "Operación Económica de Sistemas Eléctricos", Apuntes de curso. Pontificia Universidad Católica de Chile, Segundo Semestre 1996.
- [12] Sepúlveda, L., "Despacho Económico Ambiental en Sistemas Eléctricos". Memoria para optar al Título de Ingeniería Civil de Industrias mención Electricidad, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1998.
- [13] Wood, A. y Wollenberg, B., "Power Generation, Operation and Control". John Wiley, 1996.