

EFEECTO DEL PRECIO DE LA POTENCIA SOBRE LA CONSTITUCIÓN DEL PARQUE TÉRMICO Y EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN ARGENTINA

Fernando Nicchi, Luis Pedraza y Carlos Salzman

Área de Ingeniería Regulatoria - Grupo de Energía y Ambiente
Dto. Electrotecnia - Facultad de Ingeniería – Universidad de Buenos Aires
Paseo Colón 850 - Subsuelo. (1063) Buenos Aires. Argentina.
Tel.: 54-11-4343-0891 int. 361 - Fax: int. 365
e-mail: fnicchi@fi.uba.ar

*energía – eléctrica – regulación – señal – precio – potencia – generación – térmica –
combustible – argentina*

RESUMEN

El precio de la potencia es una de las señales claves para el direccionamiento de las inversiones en generación de energía eléctrica. En este trabajo se realizan algunos análisis sobre este precio y la sensibilidad de la velocidad de incorporación de máquinas al parque de generación, de manera de detectar los efectos ante un cambio en el mismo. Como resultado se encuentra que cuanto mayor es el precio, mayor es el ritmo de incorporaciones en el parque de generación, así como menor es el consumo de combustibles para generar energía eléctrica y menor es el riesgo de falla del sistema. Como contrapartida, se produce un mayor hundimiento de capitales en el sector de generación, el cual no es provocado por las preferencias del mercado sino por el incentivo que la señal produce. Estos resultados constituyen una herramienta indispensable para la toma de decisiones en este campo.

I. INTRODUCCION

El precio de la potencia ha sido —junto con el de la energía no suministrada— una de las señales emitidas por la Secretaría de Energía para direccionar el funcionamiento del Mercado Eléctrico. Dicho precio ha tenido como objetivo promover la afluencia de capitales hacia el negocio de la generación, a los efectos de inyectar vitalidad en un escenario caracterizado —en el momento de la transformación del sector— por la falta de inversión y la alta indisponibilidad del parque existente. Recientemente han sido introducidas una serie de modificaciones en la regulación vigente, entre las que se encuentran algunas relacionadas con los pagos por potencia. (cfr. Resolución de Secretaría de Energía N° 545, diciembre 1999, Anexo V, XII y XIII) Es en el marco originado por estas circunstancias que resulta pertinente un análisis del efecto que distintos precios

en la remuneración de la potencia tienen sobre la constitución del parque térmico y el consumo de combustibles en el sector de generación eléctrica de Argentina.

II. HIPÓTESIS DE PARTIDA

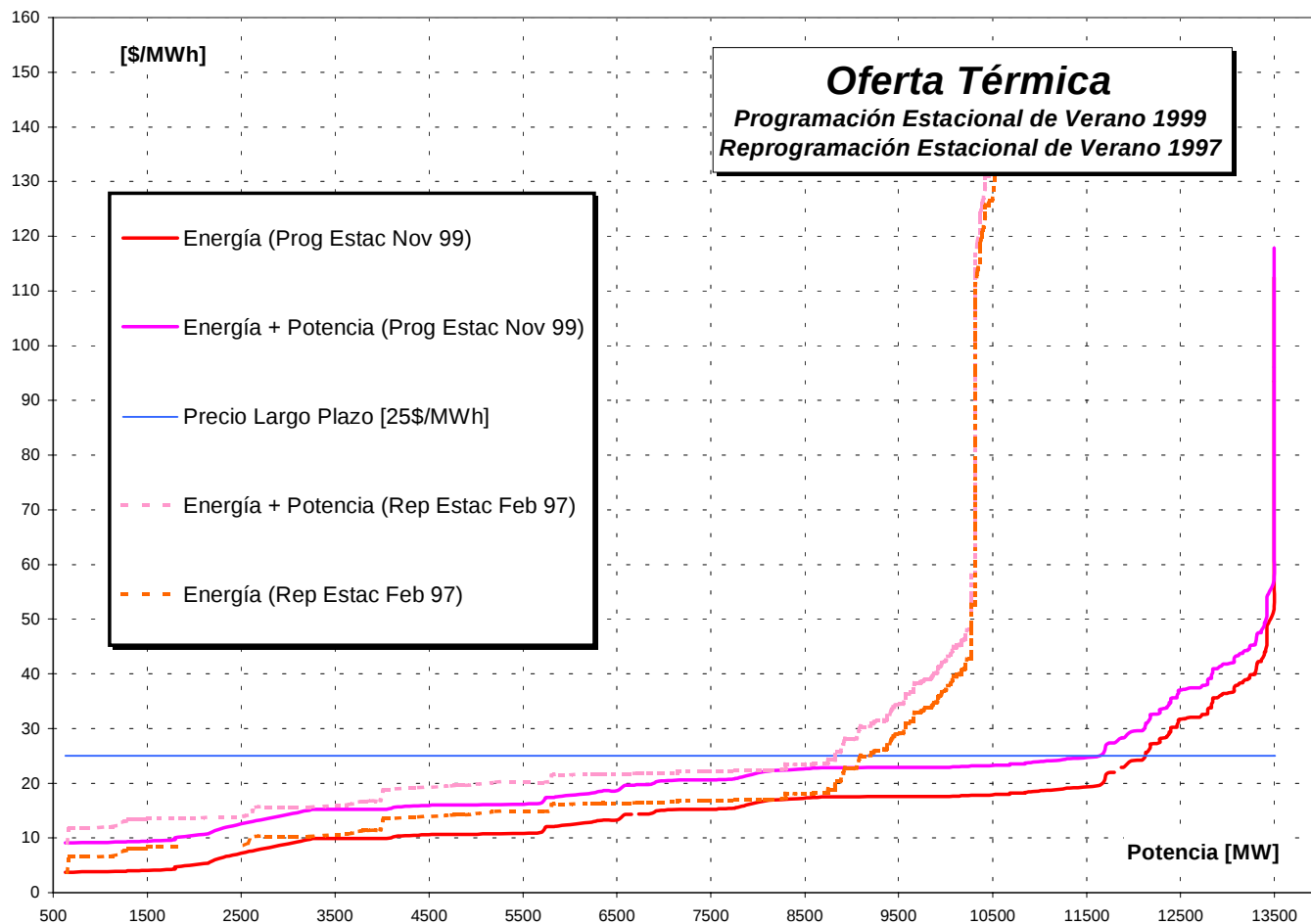
Para el desarrollo del trabajo se parte de una serie de hipótesis asumidas como válidas y detalladas a continuación.

En primer lugar, se acepta que el precio monómico total (energía más potencia) que se establece en el mercado debe ser suficiente para recuperar la inversión, el combustible y los costos de operación y mantenimiento (O&M) de un ciclo combinado de última generación, con una tasa de retorno crítica tal que detenga el ingreso de mayor cantidad de oferentes, pero que satisfaga a los existentes.

Aceptada esta premisa, la demanda de energía, neta de generación hidráulica —considerada inelástica respecto al precio— cortará a la curva de oferta —construida en base a los costos variables de cada máquina disponible— en un precio que, adicionándose al vigente para la potencia, iguale

al monómico necesario para recuperar la inversión necesaria para instalar el ciclo combinado mencionado (vid. Figura 1).

Figura 1. Curvas de Oferta Térmica y Demanda Neta de Generación Hidráulica. Establecimiento del Precio de Equilibrio considerando el Precio de la Potencia.



(Fuente: Programación / Reprogramación Estacional publicada por CAMMESA)

III. METODOLOGÍA UTILIZADA

La metodología de trabajo incluye la construcción de la curva de oferta y el valor de la demanda neta de generación hidráulica para los datos actuales. A partir de esta base, es posible realizar sensibilidades parametrizadas para distintos precios de potencia, de manera de cuantificar el efecto que distintas variaciones de este parámetro tienen sobre el ingreso de nueva generación, así como sobre el consumo de combustible por parte de todo el sistema.

IV. PRECIO MONÓMICO NECESARIO PARA EL RECUPERO DE UN CICLO COMBINADO.

Los datos utilizados para la obtención del precio monómico necesario para satisfacer los requerimientos de un ciclo combinado de última generación, alimentado con gas natural, son los de la Tabla 1.

Tabla 1.

Datos utilizados para obtener el Precio de Recupero de la inversión necesaria para de un Ciclo Combinado.

PARÁMETROS FINANCIEROS

Costos de Inversión		Costo de Combustible		Datos de la Central	
Costo Llave en Mano	350 \$/kW	Semanas quemando Gas	52	Potencia Nominal	800 MW
Intercalares	5.75 %	Semanas quemando Gas Oil	0	Rendimiento	1600 kcal/kWh
Costo Total de Inversión	296 MM\$	Precio del Gas	0.075 u\$/m ³	Consumo Interno	3 %
Composicion del Capital			2.03 u\$/MMBtu	Envejecimiento	0.3 % Anual
		Poder Calorífico Superior (PCS)	9300 kcal/m ³	Vida útil	30 Años
Propio	40 %	Poder Calorífico Inferior (PCI)	8400 kcal/m ³	Disponibilidad	94 %
Préstamo	60 %	Relación PCS/PCI	1.107	Índice de Despacho	8760 h
Condiciones del Préstamo		Precio del Gas Oil	0.120 u\$/lt	Restricción de Gas	0 semanas
		Poder Calorífico Superior (PCS)	9300 kcal/lt	Costo Variable No Combustible	1.95 \$/MWh
Tasa de Interés Promedio	8 %	Poder Calorífico Inferior (PCI)	8700 kcal/lt	Transporte	\$/MWh
Criterio de Amortización	Lineal	Relación PCS/PCI	1.069	Oper. & Mant.	1.8 \$/MWh
Período de Amortización	10 Años			Tasas ENRE/CAMMESA	0.15 \$/MWh

(Fuente: Salzman y Nicchi, 1999, pág. 2)

Como resultado del flujo de caja -cash flow- correspondiente, el precio monómico calculado es:

25.5 \$/MWh

(Fuente: Salzman y Nicchi, 1999, pág. 3)

V. LAS CURVAS DE OFERTA

incremento de demanda (vid. Tabla 3) es posible construir el juego de curvas de la Figura 2.

A partir de los datos disponibles (vid. Tabla 2) y de un escenario posible de futuros ingresos de generación e

Tabla 2.

Parque Térmico Existente.

NODO	EMPRESA	Pot.Ef [MW]	NODO	EMPRESA	Pot.Ef [MW]	NODO	EMPRESA	Pot.Ef [MW]
BAS	C.T. BAHÍA BLANCA	620	CEN	C.T. PILAR	195	COM	C. T. AGUA DE CAJÓN	358
BAS	C.T. NECOCHEA	204	CEN	C.T. VILLA MARTELLI	48	COM	C.T. FILO MORADO	63
BAS	C.T. MAR DEL PLATA	151	CEN	C.T. GRAL. LEVALLE	46	COM	C.T. LOMA DE LATA	375
BAS	C.T. VILLA GESELL	28	CEN	C.T. DEAN FUNES	64	COM	TERMOROCA	124
BAS	C.T. PEHUAJO	10	CEN	C.T. EPEC SUR OESTE	100	COM	Y.P.F. AUTOGENERAC.	114
BAS	C.T. MAR DE AJÓ	30	CEN	C.T. RÍO CUARTO	32	CUY	C.T. LUJÁN DE CUYO	494
BAS	C.T. BRAGADO	10	CEN	C. T. SAN FRANCISCO	39	CUY	C.T. SARMIENTO	30
BAS	C. NUC. ATUCHA I	357	CEN	C.T. MARANZANA	64	GBA	C.T. COSTANERA	1982
CEN	C. NUC. EMBALSE	648	CEN	ARCOR AUTOGENERAC.	163	GBA	C.T. BUENOS AIRES	322

Tabla 2. (CONTINUACIÓN)
Parque Térmico Existente.

NODO	EMPRESA	Pot.Ef [MW]	NODO	EMPRESA	Pot.Ef [MW]	NODO	EMPRESA	Pot.Ef [MW]
GBA	GENELBA	673	LIT	C.T. CALCHINES	70	NOA	C.T. CATAMARCA	13
GBA	C.T. DIQUE	55	NEA	C.T. BARRANQUERAS	85	NOA	C.T. PALPALA	30
GBA	C.T. DOCK SUD	72	NEA	C.T. CORRIENTES	10	NOA	C.T. SAN PEDRO	26
GBA	C.T. PUERTO NUEVO	589	NEA	C.T. SANTA CATALINA	27	NOA	C.T. SALTA	10
GBA	C.T. NUEVO PUERTO	390	NEA	C.T. GOYA	13	NOA	C.T. LA RIOJA	25
GBA	Y:P:F. ENSEN AUTOGEN	128	NEA	C.T. FORMOSA	13	NOA	C.T. GUEMES	261
COM	C. T. ALTO VALLE	96	NOA	C.T. INDEPENDENCIA	27	NOA	C.T. TUCUMÁN	288
LIT	C.T. SAN NICOLÁS	650	NOA	C.T. LA BANDA	13	NOA	C.T. S. MIGUEL DE TUC.	113
LIT	C.T. SORRENTO	212	NOA	C.T. FRIAS	26	NOA	C.T. AVE FENIX	40

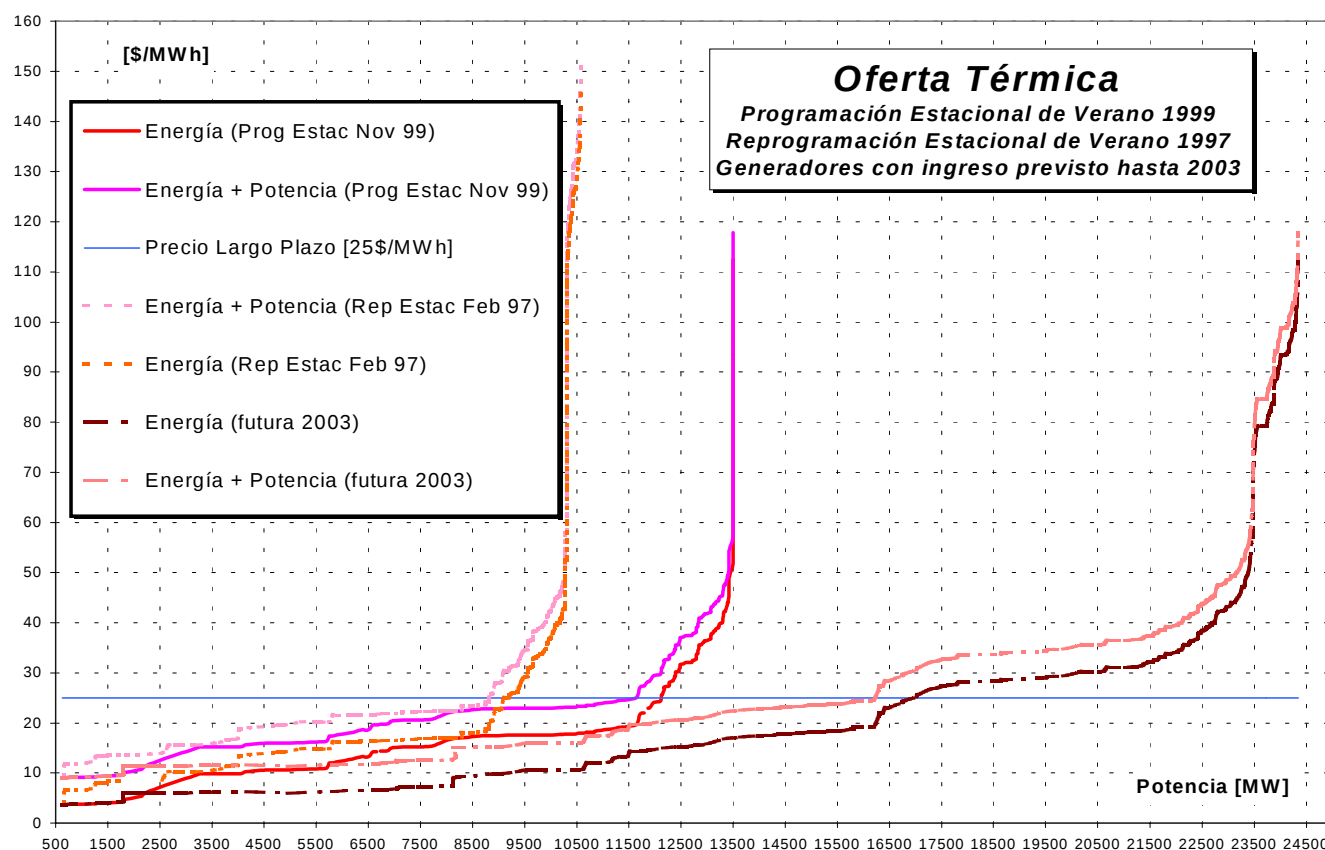
(Fuente: CAMMESA, Programación Estacional Noviembre de 1999)

Tabla 3.
Escenario Futuro

NODO	EMPRESA	Pot.Ef MW	NODO	EMPRESA	Pot.Ef MW	NODO	EMPRESA	Pot.Ef MW
CEN	C.T. LAS PLAYAS	250	GBA	C.T. PUERTO	798	NOA	C.T. INDEPENDENCIA	242
COM	C. T. AGUA DE CAJÓN	270	GBA	C.T. DOCK SUD	780	NOA	C.T. TUCUMAN	384
COM	C.T. LOMA DE LATA	565	GBA	C.T. CEBAN	796	LIT	C.T. PARANÁ	845
CUY	C.T. ENARGEN	480	GBA	GENELBA II	850	NOA	PUSPETROL ENERGY	158
BAS	C. NUC. ATUCHA II	745	Su finalización depende de decisiones gubernamentales y no de mercado					

(Fuente: Elaboración propia)

Figura 2. Juego de Curvas obtenido.



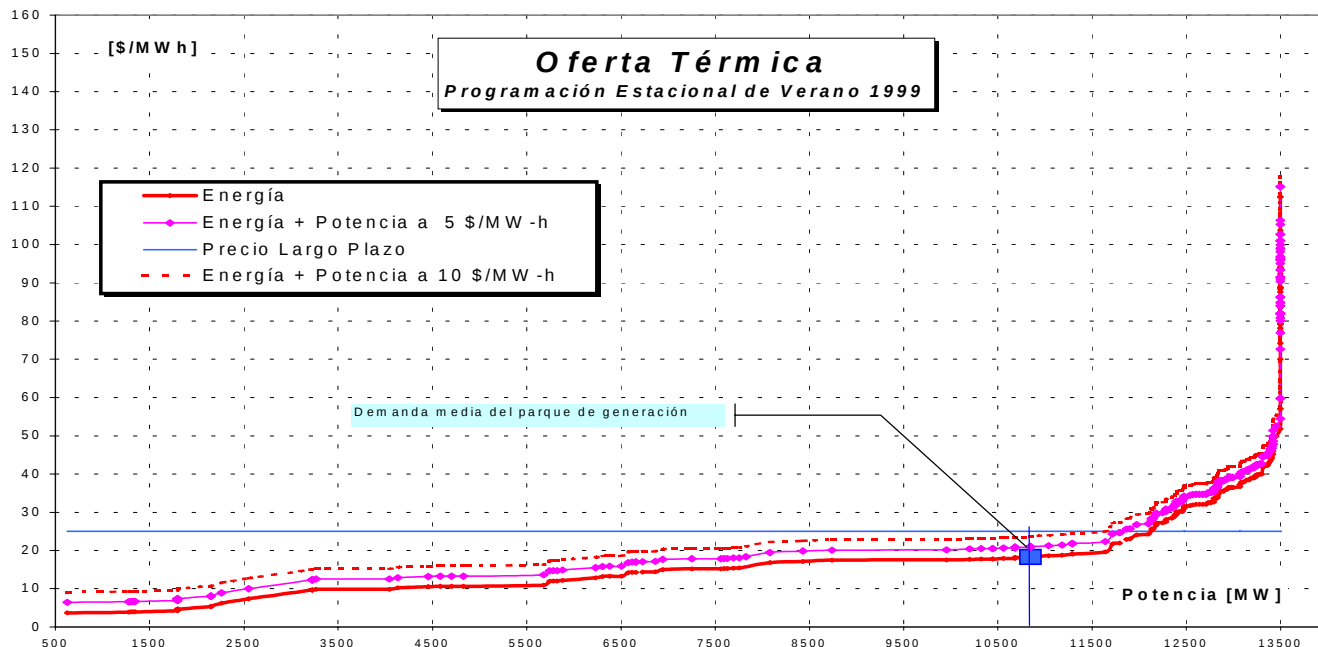
(Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA y propios)

VI. SENSIBILIDAD AL PRECIO DE LA POTENCIA

Adoptando distintos valores para el precio de la potencia es posible determinar, para el parque actual, que ingresos se

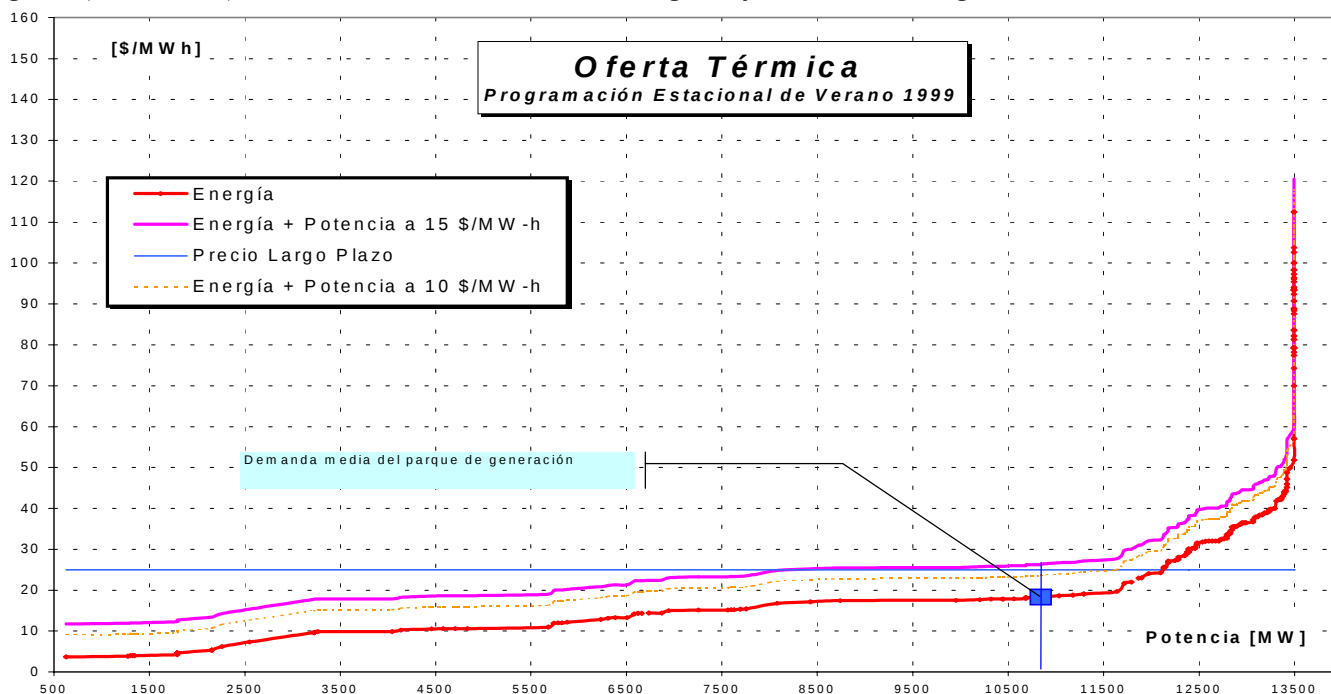
habrían adelantado (retrasado) para un aumento (disminución) del precio de la potencia, así como el precio marginal de la energía vigente para cada una de las situaciones (vid. Figura 3 y 4).

Figura 3. Sensibilidad al Precio de la Potencia. Ingresos y Precios de la Energía resultantes.



(Fuente: Elaboración propia)

Figura 4.(continuación) Sensibilidad al Precio de la Potencia. Ingresos y Precios de la Energía resultantes.



(Fuente: Elaboración propia)

Como puede observarse, de haberse establecido un precio para la potencia de 5 \$/MW-h, hoy en día no se

encontrarían incorporado el nuevo ciclo combinado de Costanera (850 MW) ni el cierre del ciclo de Capex (270



MW). Si, en cambio, el precio establecido hubiese sido de 15 \$/MW-h, ya se habría precipitado la incorporación de Puerto (798 MW), AES Paraná (845 MW), Dock Sud (780 MW) y el cierre del ciclo combinado Independencia (242 MW).

Por otra parte, para el precio de 5 \$/MW-h por la potencia, el consumo de combustible de todo el sistema sería un 6% superior al actual, mientras que para un precio de potencia de 15 \$/MW-h, el combustible consumido sería un 12% menor.

Estos ahorros (gastos) adicionales en combustible no tendrían un efecto sobre el precio monómico de la energía, sino que solamente resultarían en una mayor (menor) proporción del dicho valor destinado para el recupero del capital invertido.

VII. CONCLUSIONES

Mientras mayor es el precio de la potencia, mayor es el incentivo para la incorporación de nueva oferta de generación, provocando la baja del precio marginal de la energía, y aumentando la brecha entre la potencia instalada y la demanda, con la consiguiente reducción del riesgo de falla.

Una disminución del precio de la potencia conlleva una satisfacción de la tasa de retorno sólo con altos precios marginales para la energía, lo que significa una situación en la que marginan máquinas poco eficientes, lo que es lo mismo que hablar de una falta de incentivo a la incorporación de nueva oferta de generación para la satisfacción del incremento natural de la demanda. Esto trae aparejada una operación más cercana a la falla. Adicionalmente, existen implicaciones acerca del consumo de combustible. En efecto, mayor (menor) precio para la potencia significa menor (mayor) consumo de combustible para la globalidad del sistema, siempre para un mismo precio monómico de la energía. Sin embargo, es necesario mencionar que este beneficio se obtiene a costa del hundimiento de mayor cantidad de capital en el sector de la generación. Se trata, por lo tanto, de una decisión de política económica que prioriza la inversión en un sector en lugar de otros.

Si se pensase en librar el precio de la potencia al juego de la oferta y la demanda, esto significaría permitir que el riesgo de falla se establezca sobre las preferencias del mercado.

Así mismo, con respecto al consumo de combustible, implicaría resignar la planificación de las inversiones, dejando totalmente libre la ecuación capital / gastos en combustibles.

Para terminar, es posible agregar algunas palabras acerca del posible rumbo que tomaría efectivamente el precio de la potencia si se lo liberalizase.

El establecimiento de un mercado de ofertas para el precio de la potencia, en donde los costos sobre los que se sostiene dicha oferta se encuentran hundidos, debido a la inmovilidad del capital invertido en una central (a diferencia de las ofertas de energía, en donde los costos de combustible siempre pueden ser evitados no generando,

excepción hecho de contratos “firmes” de combustible *-take or pay-*, donde la situación sería similar), conduciría inevitablemente al valor mínimo, esto es, a largo plazo, a los 5 \$/MW establecidos como piso. Como ya fue descripto (vid. supra), esto traería aparejado una aumento del precio de la energía de manera de mantener inalterado el precio monómico necesario para el recupero de la inversión necesaria para la instalación de un ciclo combinado. Si se considerase, además, la posibilidad de mantener inalterado en el valor de 10\$/MW-h al precio de la potencia para las centrales hidráulicas, la conclusión final es que no sólo se produciría una desaceleración en la tasa de inversiones en generación térmica, sino que también se produciría un incentivo adicional para la generación hidráulica, debido a que, además de mantener su ingreso por potencia, verían incrementada su remuneración por energía, como consecuencia del mecanismo operante sobre el parque térmico descripto a lo largo de este trabajo.

En definitiva, la señal del precio de la potencia constituye una herramienta clave para el direccionamiento de las inversiones dentro del parque de generación, pudiendo provocar cambios sustanciales tanto en su constitución como en el consumo de combustibles de la totalidad del sistema. Este trabajo ha tenido por objetivo ofrecer elementos que permitan, en alguna medida, prever los resultados que un cambio en el precio de la potencia produciría sobre el funcionamiento del sistema, y, de esta manera, ofrecer un apoyo al proceso de toma de decisiones.

VIII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

CAMMESA, 1999, Programación Estacional de Verano. Buenos Aires, noviembre de 1999.

CAMMESA, 1997, Programación Estacional de Verano. Buenos Aires, febrero de 1997.

Salzman, C. y Nicchi, F; 1999, “Impacto en Aspectos de Planificación de Largo Plazo Relacionados con la Interconexión de los Sistemas Eléctricos del Mercosur y Países Limítrofes”, IV Erlac, Ciudad del Este, Paraguay, junio de 1999.

Secretaría de Energía, 1999, Resolución 545, Buenos Aires, diciembre de 1999.