

MODELAMIENTO DE LA EVOLUCIÓN DE LA OFERTA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Ricardo Smith Quintero.*

Santiago F. Montoya M.*

Resumen

El sector eléctrico en Colombia ha sufrido transformaciones estructurales considerables a partir de la promulgación de la Ley de Servicios Públicos (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994). Las privatizaciones de activos estatales, la liberalización del mercado, las políticas de uso eficiente de la energía, el uso de sustitutos y el auge de tecnologías de generación de alta eficiencia son algunos de los nuevos elementos que el Gobierno debe considerar en la evaluación de la expansión de la capacidad de generación. El cambio de una planificación centralizada a una planificación indicativa ha obligado también a replantear los modelos y las herramientas utilizadas para monitorear la expansión. Se presenta a continuación un modelo en dinámica de sistemas aplicado a este nuevo ambiente del sector eléctrico con algunas conclusiones y resultados.

* Posgrado en Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos, Universidad Nacional de Colombia
A.A. 1027 Medellín - Colombia.
e-mail: rasmith@perseus.unalmed.edu.co

1. Antecedentes

La oferta de energía eléctrica en Colombia a variado considerablemente al pasar del esquema de planificación centralizada al sistema de mercado con regulación del Gobierno. Estos cambios se vieron presionados por la creciente vulnerabilidad del sistema a hidrologías críticas, como también por la falta de excedentes de caja en las empresas de generación para poder llevar a cabo sus planes de expansión de capacidad. Los principales cambios ocurridos en el sector se discuten a continuación.

1.1 El SEC antes de la liberalización (1994)

Al final 1994 la capacidad efectiva de generación del SIN alcanzó un valor de 10080 MW, la cual se distribuyó en 7683 MW hidráulicos y 2217 MW térmicos, con lo cual la componente hidráulica predominó con el 78% del total. La demanda máxima de potencia alcanzó un pico de 6896 MW y el consumo total de energía fue de 39598 GWh.

Para este tiempo las actividades de generación, comercialización y distribución no habían iniciado su reestructuración en unidades separadas de negocios. El SIN estaba constituido por los siguientes agentes: 23 empresas de generación, 33 empresas distribuidoras y comercializadoras de energía, y 7 empresas poseían líneas que hacían parte del STN (Infope 94).

1.2 La transición

Durante el período comprendido desde la puesta en marcha de la bolsa de energía hasta ahora, la nueva capacidad de generación de energía eléctrica ha sido desarrollada en su totalidad utilizando tecnologías a gas en sus modalidades de ciclo abierto y ciclo combinado. Estas plantas en total corresponden a 868 MW de los cuales el 77% ha sido construido por

iniciativa privada y el 23% restante por el Gobierno a través de ISAGEN S.A. E.S.P, así:

- Tebsa S.A.- 518 MW C.C. (1996-1997)
- Termoflores II - 100 MW C.A (1995-1997)
- Termocentro - 200 MW C.A. (1997)
- Termodorada - 50 MW C.A. (1997)

La capacidad efectiva actual del sistema es de 11078 MW, debido a la entrada de 407 MW térmicos a gas durante 1997. La capacidad efectiva aumentó en total 1005 MW desde finales de 1994. Esta capacidad efectiva está distribuida en 8017 MW en plantas hidráulicas (72,4%) y 3061 MW en unidades térmicas (27,6%). La demanda máxima de potencia para 1996 alcanzó un valor de 7276 MW, y en energía fue de 42592 GWh (Infope 96).

A partir de la reestructuración del sector, se obligó a la distinción entre las actividades de los agentes en el SEC. Los generadores, los comercializadores y los transportadores conforman ahora 97 agentes (activos e inactivos) en el mercado: los generadores que agremian a 31 empresas, y los comercializadores que representan unas 66. La transmisión es un monopolio natural en el cual intervienen 10 empresas transportadoras.

1.3 El plan de expansión

Deben tenerse en consideración aspectos importantes tanto desde el punto de vista de la demanda como de la oferta. Según las expectativas del Gobierno en cuanto a las previsiones macroeconómicas, la evolución del plan de masificación del gas en los principales centros de consumo de electricidad, el comportamiento de precios y tarifas, y los planes de uso racional y eficiente de la energía, es posible que la evolución futura de la demanda se asemeje al escenario de proyección bajo de la UPME. Esto contrarresta con la capacidad actual en construcción propuesta por los agentes en el mercado. En total, se encuentran en construcción 2713 MW, de los cuales 1107 MW (40%) corresponden a plantas hidráulicas y el 1606 (60%) restante corresponde a plantas térmicas, principalmente plantas a gas (ver Tabla 1). La capacidad propuesta para el período 1997-2002 es del orden de 4769 MW. De llevarse a cabo la construcción de estas centrales, se espera que la oferta combinada con las expectativas de demanda

presente excedentes importantes, por lo cual se esperarían incrementos considerables en la competencia por los usuarios (regulados y no regulados).

2. El modelo

Se desarrolló una plataforma de simulación en dinámica de sistemas que modela el proceso de inversión y evolución de capacidad del sector eléctrico. La herramienta de simulación utilizada es el programa POWERSIM 2.5c la cual se complementa con bases de datos desarrolladas en la aplicación EXCEL y se vinculan mediante transferencias DDE.

El modelo considera que la nueva capacidad de generación puede instalarse en cualquiera de las siete áreas operativas eléctricas de Colombia, para lo cual se evaluó el costo de la energía media (inversión, combustibles, transporte, administración y operación, entre otros) en cada una de las mismas para cada tecnología. Las tecnologías de generación consideradas disponibles en el modelo corresponden a las tecnologías convencionales - gas natural, carbón, fuel-oil, así como las plantas hidráulicas. El modelo permite la entrada de plantas de tecnologías no convencionales, como aquellas que emplean energía geotérmica, solar, nuclear, y proyectos de cogeneración. Sin embargo, por el momento no se tiene información de estos proyectos.

El modelo observa la formación de precios de la energía en el mercado de energía mayorista. Se utiliza un inversionista hipotético el cual concentra toda la capacidad de generación del SEC. El inversionista recibe las señales correspondientes al precio de los contratos de largo plazo, el precio de venta de la energía en bolsa, y las remuneraciones por potencia o cargo por capacidad. Estos valores se comparan contra el costo descontado de invertir en incrementos de capacidad en el sistema, invirtiendo tanto como sea posible de acuerdo a los requerimientos futuros en potencia o en energía. Desde este punto de vista, no se estudia la competencia entre agentes en el sector, solo se observa el efecto de las señales del mercado sobre la inversión en expansión de capacidad.

Tabla 1 Proyectos en construcción del plan de expansión de energía eléctrica.

PROYECTO	CAPACIDAD	FECHA ENTRADA	UBICACIÓN	PROPIETARIO
TEBSA (Gas C.C.)	227 MW	97 MW-Dic/97 130 MW-Oct/98	Atlántico	TEBSA S.A.
Termo Valle (Gas C.A.)	199 MW	130.5 MW-Dic/97 68.5 MW-Jul/98	Valle del Cauca	
Termo Paipa IV (Carbón)	150 MW	Oct/1998	Boyacá	EBSA
Termo Flores III (Gas C.A.)	150 MW	Indeterminado	Atlántico	CCI S.A.
Termoemcali (Gas C.A.)	220 MW	220 MW-Feb/99	Valle del Cauca	
Termomerril (Gas C.A.)	160 MW	160 MW-Dic/97	Magdalena Medio	Inversionista Privado
Térmica "La Sierra" (Gas C.A.)	300 MW	150 MW-Ene/98 150 MW-Mar/98	Magdalena Medio	EEPPM
TermoOpon (Gas C.A.)	200 MW	200 MW - Dic/97	Magdalena Medio	Inversionista Privado
Porce II (Hidráulica)	392 MW	131 MW-Oct/99 131 MW-Ene/2000 133 MW-Abr/2000	Antioquia	EEPPM
Urrá (Hidráulica)	340 MW	85 MW-Mar/99 85 MW-May/99 85 MW-Jul/99 85 MW-Sep/99	Córdoba	CORELCA - ISAGEN
La Miel (Hidráulica)	375 MW	125 MW-Ago/2001 125 MW-Nov/2001 125 MW-Feb/2002	Caldas	CHEC - ISAGEN

Fuente: Informe de Avance del Plan de Expansión de Generación. Septiembre 30 de 1997.

3. Resultados

La demanda de energía se toma de las proyecciones del gobierno, las cuales se modifican por la sustitución de fuentes energéticas. Los incrementos en la demanda estimulan mayores márgenes de reserva (en energía y potencia), los cuales modifican las expectativas de precio para las nuevas inversiones en el sector. Los incrementos en la inversión se traducen en nueva capacidad de generación. Sin embargo, los excesos en capacidad desestiman las nuevas inversiones. El objetivo del gobierno es mantener un adecuado nivel de inversión, de tal manera que se fomente el mercado con libre

competencia. Dependiendo de los niveles de inversión que el Gobierno perciba modificará sus políticas regulatorias para incentivar o desincentivar, mediante control a las señales de mercado, los estímulos que apropiados para la entrada de nueva capacidad (Figura 1).

Utilizando la demanda proyectada por el gobierno en el escenario medio de demanda en energía y potencia, se ha encontrado un aumento gradual en los primeros años de simulación para el margen de reserva, y un exceso de inversión para los primeros años del siguiente siglo. Esto puede indicar que la señal actual indicativa de la expansión que el ente

regulador envía (vía precio) no es la adecuada, ya que una excesiva acumulación de capacidad disminuye significativamente el precio esperado por el generador en sus contratos. Al final del período, la excesiva acumulación de capacidad al inicio hace decrecer la inversión y por tanto sería el Gobierno quien nuevamente deberá invertir en nuevas plantas, o revisar el cargo por capacidad, ya que inicialmente los generadores reciben este cargo de manera constante durante el período 1997-2010 (Figura 2).

La evolución esperada del sistema, medida por el incremento neto de la capacidad de generación disponible (factores de disponibilidad 90% hidráulica y 85% térmica nueva), es menor que las expectativas durante 1997, pero las variaciones en capacidad se incrementan considerablemente en el período 1998-2002. Esto muestra la confluencia de nuevas inversiones simultáneamente, la mayoría de ellas de iniciativa privada, que causarán la sobreoferta en condiciones hidrológicas normales.

Según el análisis del corto plazo (1996-2000) realizado por UPME, se estudiaron ocho (8) alternativas de expansión tomando la demanda de energía correspondiente al escenario de demanda alto, cada uno considerando esencialmente diferencias en la cantidad y fecha de entrada de los proyectos (Figura 3).

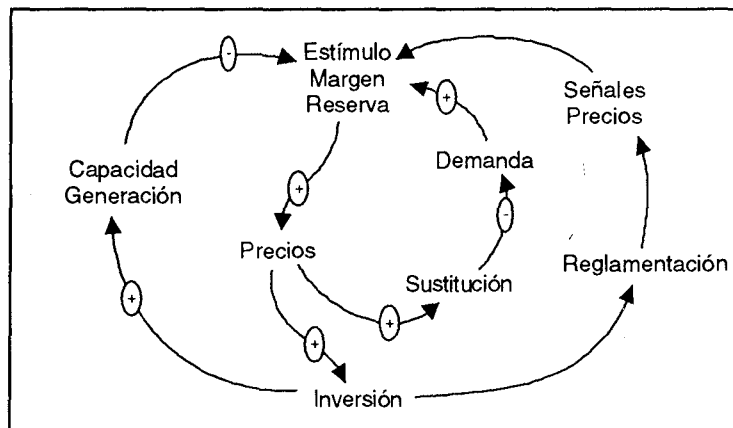


Figura 1. Diagrama causal para sistemas de generación en ambientes de competencia.

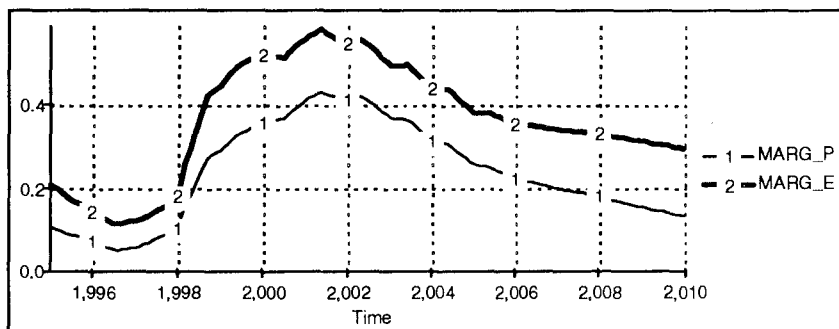


Figura 2. Margen de reserva proyectado en energía y potencia.

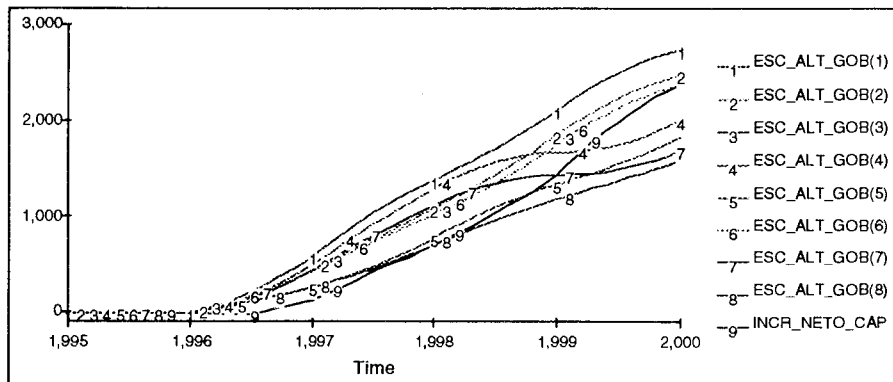


Figura 3 Escenarios de alternativas de expansión (Indicativas) del Gobierno vs Incremento Neto de Capacidad - Período 1997-2000.

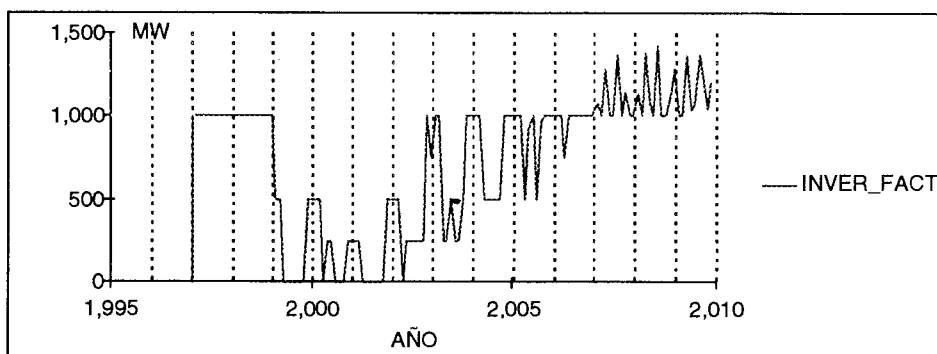


Figura 4 Expectativas de incentivo a la inversión en la capacidad anual.

Los incentivos a invertir en capacidad serán mayores durante el período de corto plazo, que corresponde a los últimos años de esta década. La situación de sobreoferta causada por estos hará que la dinámica de construcción de nueva capacidad se vea disminuida durante el primer lustro de la siguiente década. Esto está reforzado por la expectativa de entrada de los proyectos hidráulicos (1107 MW) durante el período 2000-2002. Luego de este “receso” en la inversión, se espera que las construcción de nuevas centrales se dinamice.

En la Figura 5 se ilustra como evoluciona la construcción de nuevas plantas en el SEC durante el período analizado. Esta figura muestra el efecto contrario al observado en la Figura 4, acorde con el hecho de que a mayor capacidad de generación son menores los incentivos a construir nueva capacidad. Se observa la ocurrencia de ciclos de sobre y sub instalación de nueva capacidad, animada al final del

período principalmente por las expectativas de incremento en la demanda de energía.

De acuerdo al plan de expansión de capacidad, la gran mayoría de las centrales propuestas en el corto plazo utilizarán como combustible gas natural (Figura 6). Esto corresponde básicamente a la ventaja que como tecnología presentan estas plantas, principalmente en los costos de inversión, los cuales varían desde 350 US\$/MW para ciclo abierto hasta 700 US\$/MW ciclo combinado. Esto contrarresta con los costos de inversión para las centrales a carbón e hidráulicas cuyo costo está en el rango 1000-2000 US\$/MW. Básicamente, los proyectos hidráulicos de gran capacidad actualmente en construcción se heredaron de la estructura del sector antes de la liberalización.

Otro resultado muestra que las nuevas inversiones se acometen en su totalidad gracias al funcionamiento propio de las señales del mercado, por lo cual no se

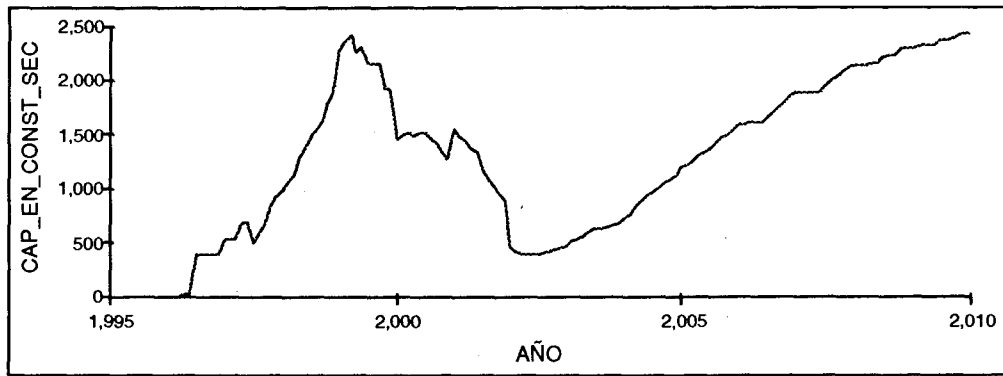


Figura 5 Expectativas de incremento en capacidad de generación.

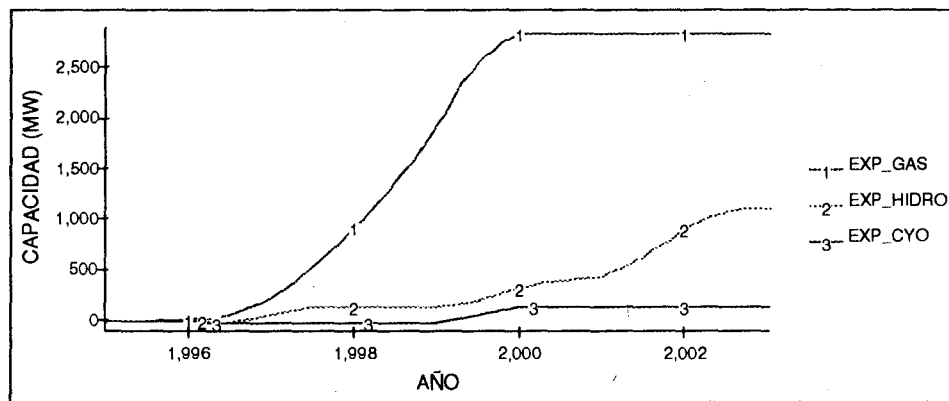


Figura 6 Plan de Expansión Indicativo (UPME, Informe de Avance Sept. 30 de 1997).

presentan intervenciones en la construcción de nueva capacidad por parte del Gobierno a través de sus empresas. Desde el punto de vista de propender hacia un mercado con más competencia, esto significa que se vería disminuida la labor del Gobierno en actividades de producción y regulación, acorde con un sistema de mercado más transparente. Sin embargo, y como se ha observado en varios de los países que han liberalizado sus mercados, es conveniente que el Gobierno mantenga la propiedad de cierta parte de la producción con el fin de corregir fallas en el mercado. Esto no indica necesariamente que este deba incrementar su participación en la producción de electricidad.

Aún después del período de corto plazo, se espera que la nueva capacidad de generación que ingrese al sistema sea principalmente gas natural (Figura 7).

Debe tenerse en cuenta que en el modelo no se consideraron restricciones en el abastecimiento durante el período de análisis. Sin embargo, las expectativas muestran que esta no será una limitante al ingreso de proyectos de este tipo al menos durante el período de análisis.

En la Figura 8 se ilustra la evolución de la capacidad de generación por fuente proyectada para un horizonte 1997-2010. Puede observarse cómo las expectativas muestran un incremento cercano en porcentaje del 11% en 1995 al 50% en el año 2010. Los planes del Gobierno estiman que para el 2010 los porcentajes de generación térmico-hidráulico podrían estar cercanos al 40%-60%.

Este cambio de fuente de generación de energía hidráulica a gas natural puede significar un

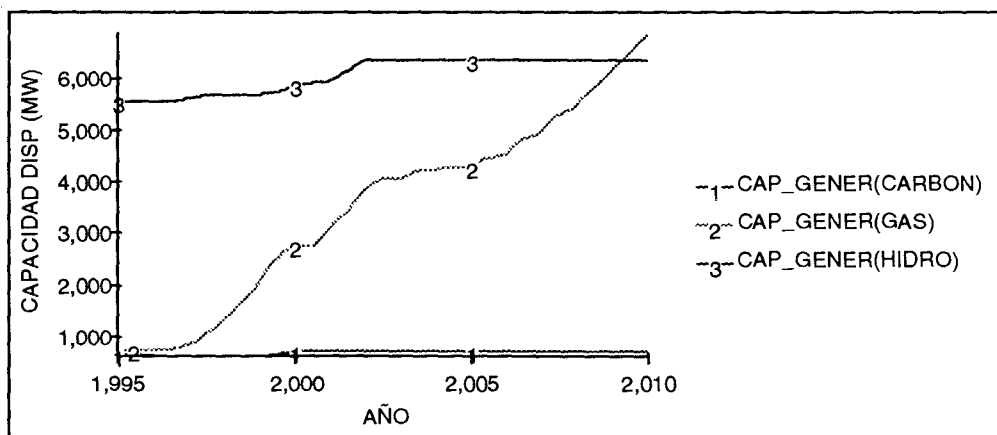


Figura 7 Proyección de la capacidad de generación disponible por tipo de tecnología 1997 - 2010.

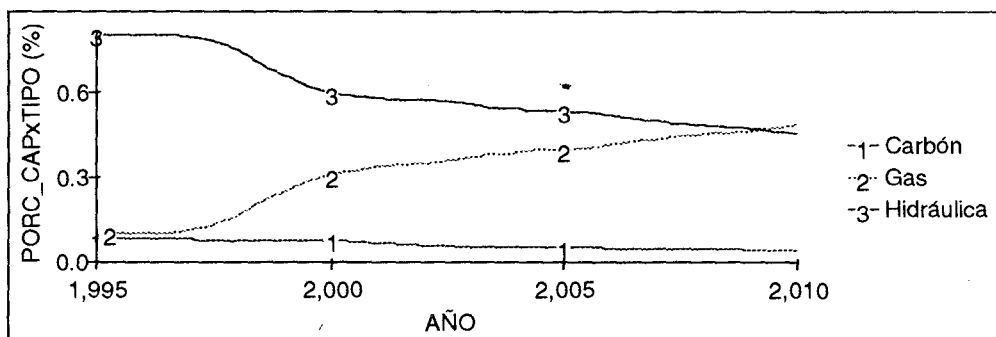


Figura 8. Porcentaje de la capacidad de generación (1997 - 2010) por tipo de tecnología utilizada.

incremento del riesgo de racionamiento. Se estaría pasando de un sistema hidráulico donde principalmente se pueden presentar períodos largos de racionamiento, a un sistema térmico vulnerable a racionamientos en potencia puntuales debidos a la dependencia de la disponibilidad de las redes de transporte (gasoductos).

4. Conclusiones

El sistema de mercado adoptado para Colombia parecería estar dando los resultados esperados por el Gobierno, ya que se observan márgenes adecuados de incrementos en la capacidad de generación de energía eléctrica sobre la demanda proyectada. Adicionalmente, se está atrayendo la inversión y se está liberando al Estado de la necesidad de desviar

recursos al sector eléctrico para destinarlo a actividades como salud, educación, entre otros. La capacidad de generación está siendo desarrollada por parte de las empresas sin intervención del Gobierno en la actividad de producción, lo cual es un mecanismo que garantiza la transparencia del mercado en donde el Estado actúa principalmente como regulador del mismo.

Los objetivos de cambio de un sistema de alta vulnerabilidad hidrológica a un sistema térmico - y sus beneficios asociados - también parece tener efecto, ya que al pasar de un sistema predominantemente hidráulico a uno con mayor participación térmica a largo plazo se tenderá a estabilizar las señales de precio en el mercado de corto plazo - actualmente afectadas por la baja

regulación de los embalses del SEC - lo cual generará un ambiente de menor incertidumbre en la inversión para la construcción de nueva capacidad.

5. Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo de la UPME, Ministerio de Minas y Energía, y de COLCIENCIAS, quienes hicieron posible el desarrollo de esta investigación.

6. Referencias

BUNN D.W., LARSEN E.R.,1992. *Assessment of the Uncertainty in Future UK Electricity Investment Using an Industry Simulation Model*. Electricity Planning Project. Research Paper Series. London Business School.

BUNN D.W., LARSEN E.R.,1992. *Sensitivity of reserve margin to factors influencing investment behaviour in the electricity market of England and Wales*. Energy Policy, may 1992, Pp 420-429.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG No.056 30 de julio de 1996.

ISA S.A. E.S.P. (a). *Informe de Operación Sistema Interconectado Nacional 1994*. Ministerio de Minas y Energía. Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.. Medellín, 1995.

ISA S.A. E.S.P. (b). *Informe de Operación Sistema Interconectado Nacional 1996*. Ministerio de Minas y Energía. Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.. Medellín, 1997.

SMITH, Ricardo A. *Elementos para el Planeamiento de la Expansión de Sistemas de Generación en Ambientes de Competencia*. II Seminario Internacional sobre Planeamiento Energético. XII Jornadas de Energía. Bogotá, Septiembre 13 al 15 de 1995.

SMITH, Ricardo A.; y otros. *Dinámica de Procesos Energéticos bajo Procesos de Liberalización*. XIII Conferencia Energética Colombiana ENERCOL 96. Bogotá, Septiembre 24 al 26 de 1996.

SMITH, Ricardo A.; y otros "Oportunidad del Gas Natural como alternativa para la expansión del Sector Eléctrico Colombiano". Presentado a consideración para publicación en la Revista ACIPET.

UPME. *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 1996-2010 Revisión 1996*. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeamiento Minero - Energética. Interconexión Eléctrica S.A. Santafé de Bogotá, 1996.