

# USO DE LA DINÁMICA DE SISTEMAS COMO METODOLOGÍA PARA APROXIMAR EL PROBLEMA DE EXPANSIÓN ELÉCTRICA

Ricardo Smith<sup>1</sup>

Santiago Montoya<sup>2</sup>

Posgrado en Aprovechamiento de Recursos

Hidráulicos, Universidad Nacional de Colombia,

Sede Medellín. A.A 1027

## Resumen

Los cambios estructurales en el sector de energía eléctrica han introducido entornos y elementos de análisis complejos, para los cuales se ha venido utilizando herramientas heredadas de la planificación central tradicional. El uso que se ha dado a estas metodologías es posible que se haya descontextualizado respecto del propósito para el cual fueron diseñadas, por lo cual se debe hacer una revisión crítica de la utilidad de éstas en entornos de mercado. En este trabajo se presenta una breve discusión al respecto y se describe una herramienta alternativa ideada para analizar la posible evolución futura de la capacidad de generación del sector eléctrico colombiano.

## Abstract

The Colombian Electricity Sector framework have experienced mayor changes as a result of the market introduction throughout its activities. Surprisingly, traditional planning tools have had been used in this new complex environment. These methodologies have faced no change unless there are reasons to believe that their aim are currently far from the system being modelled. In the sake of objectivity, current market environments claims for the use of methodologies concerning profit maximisation rather than minimum cost objectives. Here we describe a system-dynamics based approach aimed to understand the possible capacity generation evolution under electricity market conditions in Colombia.

## 1. Generalidades

En los últimos 50 años, la modelación de sistemas dinámicos ha sido uno de los esfuerzos por entender en que forma el estado actual de un sistema y las condiciones de su entorno interactúan para forjar el futuro. En este proceso, las herramientas matemáticas agrupadas en el contexto de la investigación de operaciones han sido utilizadas para dar explicación tanto del mundo físico como del mundo económico en el corto, mediano y largo plazo. En muchos de los sistemas que han sido examinados desde esta óptica, las componentes de incertidumbre se han caracterizado porque, en la medida en que los plazos son mayores, con menor certeza ha podido ser explicado el futuro. Esto es aún más válido porque, dada la complejidad de las interrelaciones al interior de un sistema, las metodologías desarrolladas han necesitado de

---

<sup>1</sup> Email: rasmith@perseus.unalmed.edu.co

<sup>2</sup> Email: smontoya@perseus.unalmed.edu.co

simplificaciones que permitan manejar conceptual y computacionalmente la representación que se hace de los mismos.

Contrariamente a lo que se esperaría de los últimos desarrollos teórico-conceptuales y computacionales, estos no han logrado ayudarnos a entender mejor el futuro. La explicación fundamental para este hecho reside en la complejidad de los sistemas. Si bien no se ha retrocedido en la labor de explicar el futuro, si se ha hecho más difícil poder explicar mejor las interrelaciones en los sistemas actuales y su posible evolución.

Dentro de los cambios recientes que se han generalizado, se encuentra el actual paradigma sobre el papel del Estado. En lo que nos compete, el cambio en la concepción acerca de su participación en el Sector Eléctrico ha desdibujado los sistemas para los cuales ya se tenían construidas herramientas que permitían explicar, en concordancia con las necesidades de entonces, cual sería el posible futuro del sector. Tradicionalmente han sido utilizadas las herramientas de optimización, entre las cuales se encuentran principalmente la programación lineal y la programación dinámica en sus múltiples variantes. La validez de esas aproximaciones en el nuevo esquema ha sido discutida ampliamente a nivel mundial (Green y Newberry, 1992; Bunn et al, 1993; Read et al, 1996). No se ha cuestionado que sean *inadecuadas*, el argumento más bien ha girado en torno a que estas son *incompletas o insuficientes*. A continuación se discuten algunos elementos que han aparecido en el entorno actual y que no se consideran explícitamente en la forma actual de modelar el sector. Como alternativa se propone entonces una herramienta diseñada en dinámica de sistemas para tratar de explicar la evolución del sector eléctrico colombiano.

## 2. Elementos del esquema actual del Sector Eléctrico Colombiano

Los cambios introducidos respecto del esquema representado por los modelos tradicionales de planeamiento operativo y expansión son más que significativos. Entre los más representativos se encuentran la introducción del mercado en todas las actividades, la instauración de entes de regulación y vigilancia para el mismo, la integración hacia un

sector energético, y las consideraciones de incertidumbre en las variables que influyen las decisiones de operación e inversión. Ninguno de estos (recordar que son sólo los principales) está explícitamente considerado parcial o totalmente en cualquiera de los modelos que el sector usaba antes de la reestructuración. Sin embargo, dado que estos cambios fueron introducidos en 1994, cinco años después no se puede afirmar, desde el punto de vista del Gobierno, que haber continuado utilizando estos modelos halla sido negativo para el sector.

Es difícil explicar como estos modelos han podido ser *adecuados* para el análisis. Tan solo observando la función objetivo considerada por los mismos, se encuentra que no tiene *nada* que ver con el sistema que representa. El sistema del Sector Eléctrico Colombiano durante estos 5 años no es ni de lejos el mismo. Todavía se continúan buscando *óptimos sociales* donde los criterios deberían de ser *lo mejor para todas las partes*.

Se propone entonces que los modelos sean radicalmente modificados para considerar explícitamente las especificidades del sistema que pretenden representar. En este documento se hace referencia a un primer intento por considerar en el análisis de la evolución futura de la expansión eléctrica algunos de los elementos anteriormente discutidos.

## 3. Modelación del esquema actual

Dada la multiplicidad de herramientas que actualmente ofrece el campo de la investigación de operaciones, es posible modelar un sistema parcial o totalmente con alguna de ellas. En estos términos, no se podría decir que una u otra es mejor, sin embargo es posible que alguna de estas sea más adecuada para explicar el sistema. Cabe anotar que es posible utilizar más de una metodología o herramienta para explicar componentes específicas del sistema. Este concepto es denominado Síntesis Metodológica (Ku, 1995). Se ha argumentado a favor de la síntesis metodológica como instrumento para equilibrar las diferencias y aprovechar las fortalezas de múltiples herramientas (lógica difusa, optimización, dinámica de sistemas, redes neuronales, algoritmos genéticos, etc.), sin embargo aun no se han hecho desarrollos importantes en este sentido para el sector eléctrico.

### 3.1 Dinámica de sistemas en el Sector Eléctrico

Las metodologías convencionales de la investigación de operaciones han generado herramientas tradicionalmente orientadas a apoyar los procesos productivos, y presentan restricciones caracterizadas por particularidades inherentes a su propio planteamiento matemático como explica Dyer (1996). Esto hace poco adecuado su uso para investigar por sí solas problemas relacionados con sistemas sociales, tales como los presentes en ambientes competitivos y de mercado, donde las decisiones de inversión ya no son tomadas discrecionalmente por los organismos de planeación del Gobierno, y en su lugar son los inversionistas quienes con sus propios modelos mentales y formales del mercado determinan la expansión.

Una generación de herramientas, basadas en el enfoque sistémico, han sido desarrolladas y han demostrado su versatilidad al llenar los vacíos de las metodologías tradicionales de la investigación operacional. Trabajos como el de Naill (1980), Ford y Youngblood (1982), Panagiotis et al (1993), Dyer (1996) y Franco (1996), muestran la aplicabilidad de estas metodologías a los sistemas energéticos. Similarmente, las investigaciones de Bunn y Larsen (1992), Bunn et al (1996), Smith y Montoya (1997) y Montoya (1997), estudian la introducción de la competencia en la simulación de sistemas eléctricos, apoyados en herramientas similares. Todos estos trabajos han utilizado aproximaciones de dinámica de sistemas y algunos han combinado ésta con optimización.

Debe aclararse que la intención de los modelos de dinámica de sistemas no es obtener *el óptimo*, en contraste con los modelos de programación lineal y programación dinámica. Más bien, estos son diseñados para responder a preguntas del tipo "*que pasa si*", es decir, tratan de explicar la posible evolución de un sistema como producto de la interacción de múltiples elementos (toma de decisiones de diversos agentes, incertidumbres, variables operativas endógenas, externalidades, entre otras). En este contexto, puede argumentarse que esta metodología obtiene conjuntos de políticas para guiar las posibles condiciones futuras de un sistema.

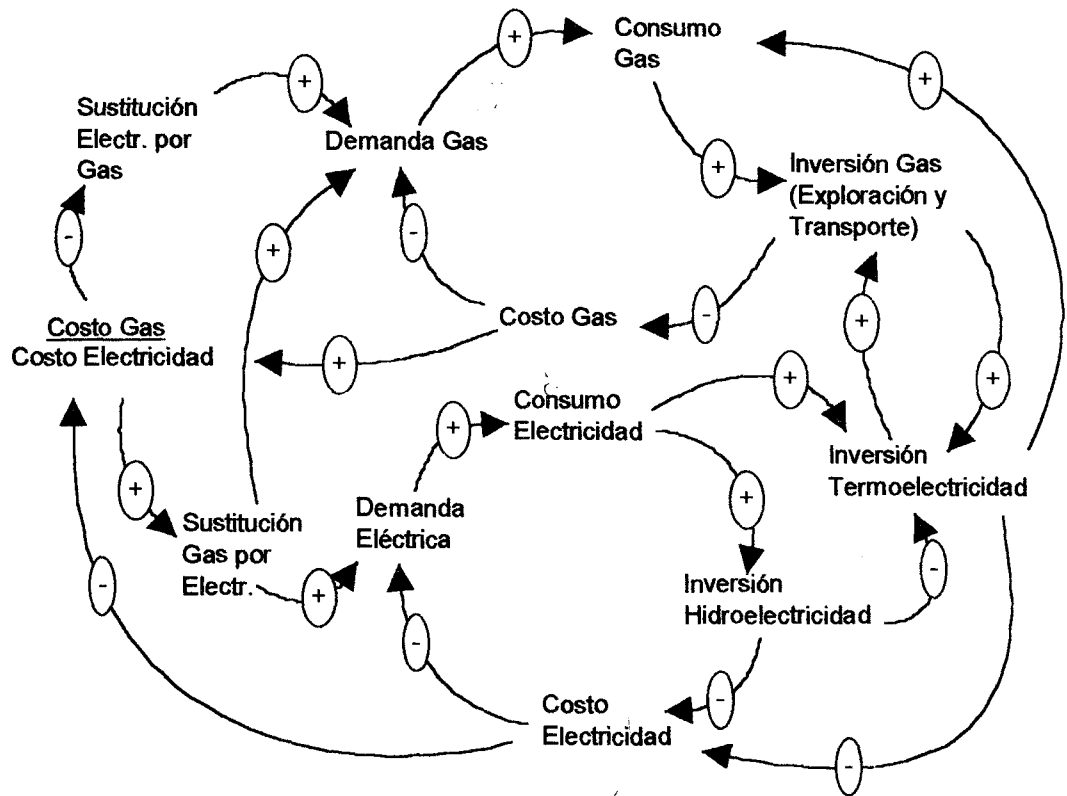
A continuación se discute un modelo desarrollado exclusivamente en dinámica de sistemas, el cual fue pensado para considerar algunas de las especificidades actuales del caso colombiano.

### 3.2 El caso colombiano

Inicialmente, debe considerarse el sector eléctrico como un subsistema dentro del sistema energético. Las decisiones tanto de inversión como de operación de los agentes en el subsector gas y el subsector eléctrico condicionan en gran medida el entorno actual. No parece razonable, por tanto, considerar que uno de los dos *alimenta* exógenamente al otro, como se modela actualmente. Las relaciones entre ambos pueden ser como se ilustra en la figura 1. Las demandas dinamizan la inversión y esta a su vez (a través de mayor uso de la capacidad instalada) disminuye los costos de los energéticos. La mayor inversión en exploración y transporte de gas hace posible que los inversionistas hagan uso de las tecnologías eficientes a gas para la conversión a energía eléctrica. Menores costos suponen incrementos en la demandas (mientras el límite del mercado lo permita), así como sustitución entre los diversos energéticos donde esto es posible. La evolución del sector eléctrico estará, por tanto, supeditada a los desarrollos en el sector gas y viceversa. Errores en la información suministrada por parte de alguno de los subsectores afectará ostensiblemente el entorno modelado y los resultados obtenidos.

Las relaciones entre la macroeconomía y el consumo de energéticos, entre los riesgos e incertidumbres y la inversión, y entre la competencia y la regulación no se incluyen en el diagrama anterior, lo que no significa que no sean tenidos en cuenta. Los modelos tradicionales evalúan separadamente las demandas de gas y electricidad, las cuales son utilizadas como datos exógenos en los modelos operativos y de expansión. Su interacción se limita a la evaluación de escenarios para cada una de las posibles proyecciones futuras.

La consideración simultánea de los elementos anteriormente descritos presenta complejidades significativas. Tanto para modelos de optimización como para modelos de dinámica de sistemas no es una tarea fácil, ya que los esfuerzos en



**Figura 1** Dinámica de la interacción entre los subsectores gas y electricidad

programación y conceptualización de una plataforma para tal sistema no son nada despreciables.

En el modelo desarrollado para Colombia se tuvo en cuenta, principalmente, la posible evolución futura del sector bajo un esquema de mercado. El esfuerzo estuvo concentrado en la evaluación de las decisiones de inversión por parte de los agentes, para lo cual se simuló las señales de mercado y se compararon estas con el costo descontado de la energía media de invertir en capacidad de generación. Un agente que observara una necesidad de generación podría invertir en plantas de hasta 1000 MW de potencia por año. La planta podría utilizar gas, carbón o hidroenergía, dependiendo exclusivamente de criterios económicos para su selección. Adicionalmente, esta podría estar ubicada en una cualquiera de siete áreas operativas en las cuales se encuentra sectorizada Colombia para propósitos del planeamiento indicativo. La demanda

de electricidad se considera exógenamente a partir de las proyecciones de la UPME, si bien se dispone de un modelo de demanda específicamente construido para el caso colombiano (Dyner, 1996; Franco, 1997) que se proyecta conectar al modelo de expansión acá descrito.

En el caso de las líneas de transmisión, no se modeló la red física, sino que se introdujeron las señales económicas dadas por la evolución esperada del cargo por uso de la red según ISA. La red de gas se modeló explícitamente considerando las dos áreas productoras (costa e interior) y los principales centros regionales de consumo, en los cuales la demanda de gas proyectada fue tomada de los escenarios proyectados por la Unidad de Planeamiento Minero-Energética (UPME). En cada una de estas, se consideraba explícitamente la dinámica de la disponibilidad tanto de combustibles como de transmisión. Esto significa que se simuló los posibles usos de la capacidad

instalada tanto de los gasoductos como de las líneas de transmisión.

La estructura actual del modelo de oferta considera una amplia gama de variables sujetas a incertidumbre como son las tasas de descuento de los proyectos exigidas por los inversionistas para entrar al mercado, la dinámica de la disponibilidad de los sistemas de transmisión y gasoductos, la volatilidad de los precios de bolsa y el cargo por capacidad. La modelación de estas señales del mercado no es simple, principalmente debido a que las empresas al estar sometidas a la presión de la competencia son cautelosas al momento de suministrar *información estratégica* que pueda servirles para hacerse con alguna porción del mercado. Este es un hecho que los modelos tradicionales no tienen en cuenta.

En el caso de los modelos operativos los errores pueden ser significativos. En ningún momento estos hacen una consideración explícita de las diferentes estrategias que los agentes desarrollan para hacer sus ofertas de energía. En un mercado, las plantas hidráulicas no valoran sus costos de acuerdo al costo evitado de racionamiento y combustible en el largo plazo, estas consideran otros elementos (como su posición en contratos) y basándose en estos determinan su costo de oportunidad. El modelo de Arbeláez y otros (1998) se hace un intento por recoger esta inquietud en el planeamiento operativo para el caso colombiano, pero su horizonte de simulación es tan sólo de una semana. Scott y Read (1997), ofrecen una aproximación de mas largo plazo para el caso neozelandés, cuyo sistema es predominantemente hidráulico con alguna componente térmica.

#### 4. Resultados básicos

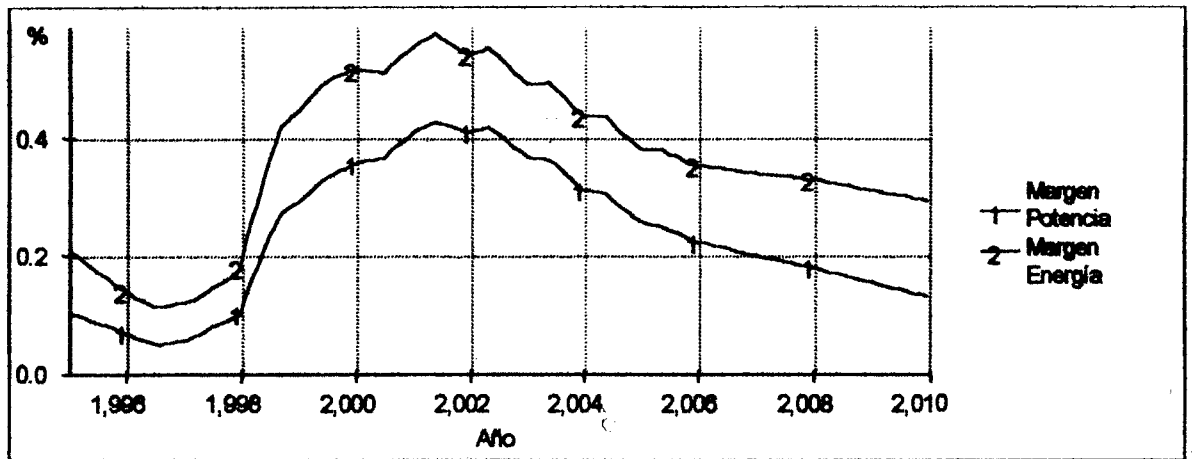
El margen de capacidad sobre la demanda eléctrica es uno de los aspectos interesantes que se pueden evaluar con el modelo. Para el caso de la proyección del gobierno (alrededor de un crecimiento esperado del 5% anual en 1996), se encontró una disminución en el margen de reserva para los primeros años de la simulación, seguida de un período de saturación de la capacidad en los primeros años de la siguiente década. Esto puede indicar que el modelo utilizado para determinar el cargo por capacidad reglamentado por el regulador (alrededor de 5,25 US\$/kWh) puede no ser adecuado para la estructura actual del SEC,

debido a que este exceso de capacidad acumulada puede producir ciclos de sub y sobre instalación de capacidad. Esto puede ser particularmente cierto en el caso colombiano. En este modelo, el SEC fue representado considerando su requerimiento de energía antes que el de potencia, teniendo en cuenta la poca capacidad de regulación hidrológica de los embalses, la cual fue observada frente a escenarios de hidrología media.

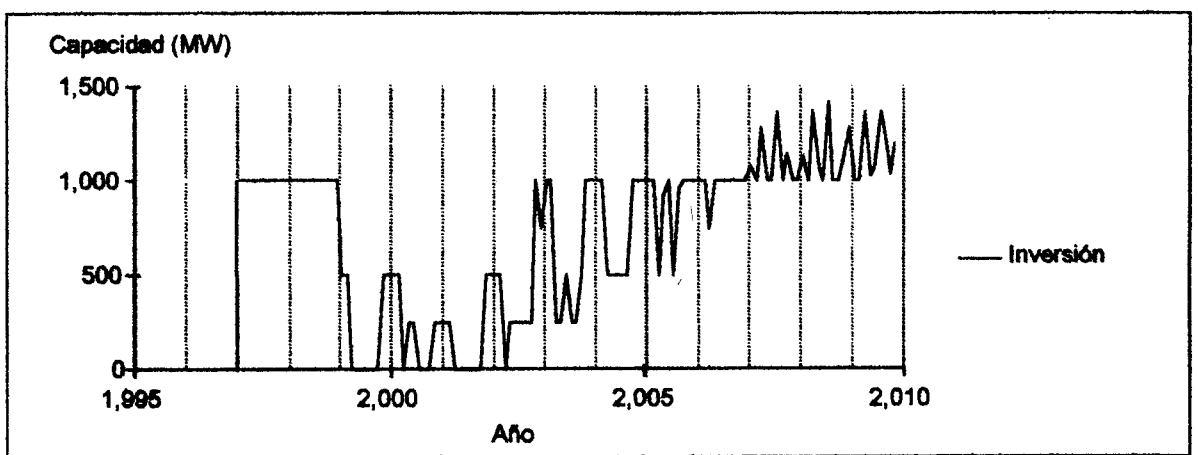
Más aun, la situación de sobreoferta de capacidad puede tender a disminuir la dinámica de la capacidad en construcción al inicio de la próxima década. Este hecho está reforzado por la construcción de 1107 MW de plantas hidráulicas (alrededor del 10% de la capacidad instalada actual) las cuales entrarán en operación en el período 2000-2002. Posteriormente, luego de este "desestímulo" en la inversión, se espera que la capacidad en construcción se incremente de acuerdo a la tasa de crecimiento de la demanda.

La figura 4 muestra la evolución de las plantas que entran en operación en el SEC para el período simulado. Puede observarse un comportamiento contrario al observado en la figura 3, de acuerdo al hecho de que en la medida en que aumenta la capacidad actual del sistema, los incentivos para la construcción de nuevas plantas deben disminuir. Nuevamente, puede observarse la ocurrencia de ciclos de sub y sobre capacidad en el sistema, los cuales incrementan al final del período simulado principalmente por la expectativa de un crecimiento sostenido en la demanda de energía.

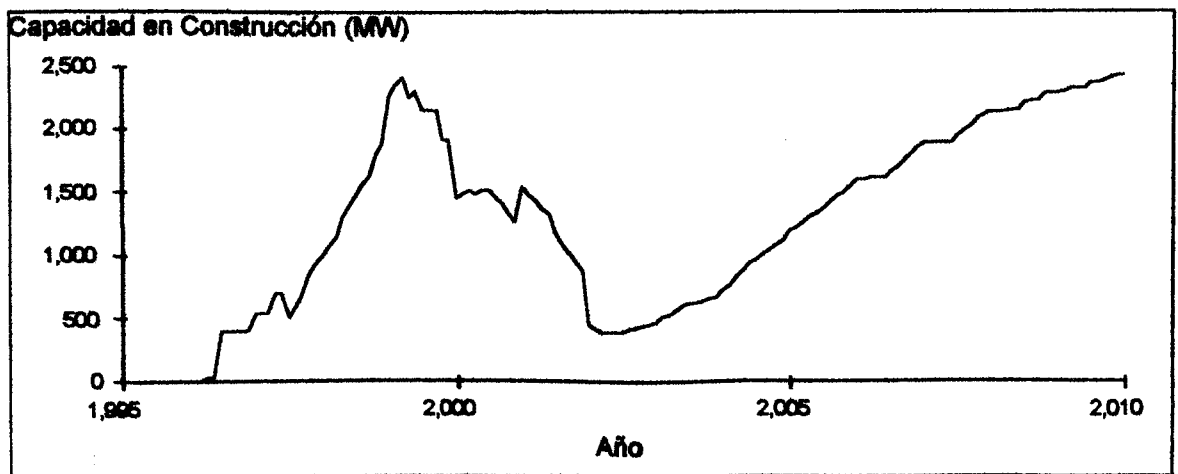
Como es de esperarse, las inversiones futuras se hacen en plantas eficientes a gas debido a su bajo costo de inversión y su bajo periodo de construcción y recuperación del capital. Se espera que estas alcancen el 50% de la capacidad del sistema alrededor del año 2010. Por esta razón, las plantas a gas tomarán la porción principal de la expansión del sector y probablemente el SEC pase de ser un sistema estudiado por requerimientos de energía a un sistema el cual deba ser analizado por sus requerimientos de potencia (Figura 5).



**Figura 2 Evolución esperada de los márgenes en energía y potencia entre 1995-2010**



**Figura 3 Expectativas de incentivos de inversión anual en capacidad de generación**



**Figura 4 Expectativa de incrementos en la capacidad de generación actual durante 1995-2010**

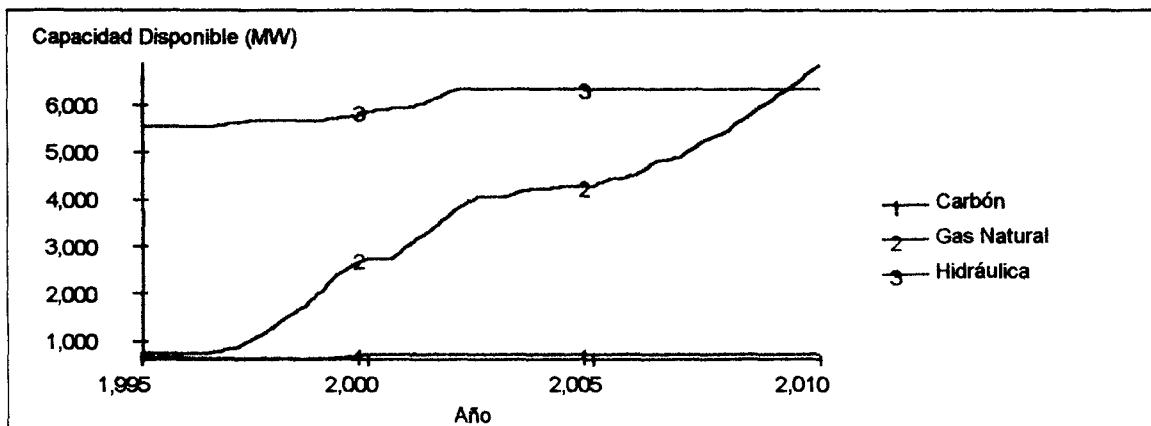


Figura 5 Evolución de la porción del mercado por tecnología durante el período 1995-2010

## 5. Necesidades de modelación futuras

En la medida en que ha ido evolucionando el mercado, se ha observado la necesidad de hacer ajustes metodológicos y conceptuales a la plataforma inicial. Una característica (y ventaja) de las plataformas en dinámica de sistemas de sistemas es su modularidad, esto es, hacer cambios y/o agregar nuevas componentes es una tarea relativamente sencilla una vez se determinan los elementos que se desean modificar y se allega la información requerida. Estos dos últimos pasos constituyen en el problema principal que debe ser superado. En cuanto a esto, la primera aproximación presentada en este trabajo requiere ser revisada en cuanto a los siguientes elementos:

- Tomar otro modelo para involucrar explícitamente la dinámica de la demanda, como puede ser el modelo de Franco (1996). Se propone este en específico por ser estar en una plataforma de dinámica de sistemas adaptable a este modelo, involucra elementos de sustitución de energéticos, de programas de uso racional energía, entre otras. Con la entrada de este modelo se superaría el problema de la consideración de escenarios econométricos de demanda.
- El modelo considera como la evolución de la capacidad del sistema afecta el uso de las redes de transmisión y gasoductos, pero para completar el ciclo se debe determinar cual es el impacto económico y como se refleja este los costos de inversión.
- Muchos de los costos de inversión son parametrizados: Tecnología, Combustibles, Ambientales.
- No incorpora el aumento progresivo de usuarios en el mercado no regulado y su impacto para los inversionistas.
- Tiene un tratamiento bastante discreto de las energías alternativas y del potencial de cogeneración.
- El modelo no considera que el decisor tenga otros criterios aparte del económico: Estrategia, confiabilidad, oportunidades en zonas de desarrollos industriales, etc.
- El modelo podría permitir muchas simplificaciones que lo hagan más manejable sin perder su resolución, es decir, con el mismo modelo más simplificado se podría obtener resultados similares.
- Retomar el concepto de mercado de la generación y que las decisiones las tomen varios agentes y no un solo agente hipotético como lo hace el modelo.
- Desarrollar alguna forma de modelar los retiros, ya que el mercado actualmente está presentando este fenómeno, en la que no se consideren

exclusivamente razones de obsolescencia, sino también por consideraciones estratégicas de mercado.

- Que se permitan cambios en la ubicación de plantas de un sitio a otro, en particular las térmicas.
- Actualización de toda la información que tiene el modelo, principalmente un a actualización del plan de expansión de referencia, haciendo una validación del modelo con el sistema actual y con el comportamiento del sistema en los últimos años.
- Desarrollar la opción de tomar la decisión y una vez decidida la expansión y diseñado el proyecto, el inversionista por la percepción de cambios en el sistema (físico, regulatorio y de mercado) se pueda retractar y no construir.
- Mirar la expansión para un horizonte mayor, por ejemplo 20 años de simulación.
- Tener en cuenta otros criterios para la inversión, adicional a los antes mencionados.
- Mejorar la forma del cálculo del precio de bolsa y del precio de los contratos, considerando elementos de la teoría de expectativas.
- Consideración explícita de los costos ambientales, su impacto, transferencias, entre otros; ya que el modelo no tiene en cuenta ninguno de estos.
- Evaluación del un posible modelo de precio del gas en la expansión del sistema y la contratación del gas como los *take-or-pay*. En este sentido Olaya (1997), desarrolló un modelo que consideró las especificidades para el caso Colombiano.

Algunas de estas modificaciones hacen parte de un estudio que se adelanta actualmente por parte de los autores.

## 6. Conclusiones

La crítica mas fuerte que se hace a la dinámica de sistemas proviene de la creencia de que, a diferencia

de las metodologías duras de la investigación de operaciones, la estructura de modelamiento no es tan rigurosa, y no pueden sacarse conclusiones como las que aportan, por ejemplo, los duales o los multiplicadores de Lagrange en estas últimas. Sin embargo, los modelos en dinámica de sistemas si tienen una estructura matemática sólida, en la forma de un sistema de ecuaciones diferenciales de grado  $n$  (asociado al número de variables de nivel) el cual es complejo de resolver y debe ser aproximado por métodos de integración tales como Euler o Runge-Kutta.

Nuevamente se resalta el carácter de la dinámica de sistemas como herramienta suave en contraste con las metodologías que pretenden obtener “óptimos”. El resultado obtenido acá es una plataforma que permite determinar un conjunto de políticas que pueden guiar las decisiones en materia de inversión en energía para el sector eléctrico colombiano.

## Agradecimientos

Los autores agradecen a COLCIENCIAS y a la UPME por el financiamiento del proyecto “Planeamiento de la Expansión de Sistemas Hidrotérmicos Interconectados de Generación de Energía Eléctrica”

## Referencias

- ARBELÁEZ, L.E.; PATIÑO, E.; CARDONA, L. (1998). Un modelo de simulación del mercado de energía en el corto plazo. Medellín, Colombia.
- 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. and VLAHOS, K. (1993). Complementary modelling approaches for analysing several effects of privatization on electricity investment. Journal Oper. Res. Soc., Vol. 44, No.10, Pp. 957-971.



- BUNN, D.W.; DYNER, Isaac.; LARSEN, Erik. (1996). *Modelling Strategic Behaviour Across Energy Markets*. London Business School.
- DYNER R., Isaac. (1996). *System Dynamics Platforms for Integrated Energy Analysis*. University of London. London Business School, London.
- UPME, 1999. *Escenarios y Estrategias*. Santafé de Bogotá, Colombia. Marzo de 1999 N°1.
- FORD, Andrew; YOUNGBLOOD, Annette. (1982). *Technical Documentation of the Electric Utility Policy and Planning Analysis Model, Version 4*. Los Alamos National Laboratory. Los Alamos, New México. April.
- FRANCO, C.J. (1996). *Un modelo nacional desagregado para la evaluación de políticas en materia de uso racional de la energía*. Tesis de Maestría. Posgrado en Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos, Universidad Nacional de Colombia, Medellín.
- GREEN, R. J.; NEWBERRY, D.M. (1992). *Competition in the British Electricity Spot Market*. *Journal of Political Economy* 100(5), 929-953.
- KU, Anne (1995). *Modelling Uncertainty in Electricity Capacity Planning*. Thesis submitted to the University of London for the degree of Doctor of Philosophy. London Business School.
- NAILL, Roger G. (1980). *The Discovery Cycle of a Finite Resource: a case study of US natural gas. In Meadows: Toward Global Equilibrium*. Cambridge, Massachusetts. Wright Allen Press.
- MONTOYA, Santiago. (1997) *Estudio de la evolución futura de sistemas de generación en ambiente de competencia*. Tesis de Maestría. Posgrado en Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos, Universidad Nacional de Colombia, Medellín.
- OLAYA, Yris. (1997). Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas, Medellín.
- PANAGIOTIS, N.; VLAHOS, K.; BUNN D.W. (1993). *Industry Simulation: System Modelling with an object oriented / DEVS technology*. Electricity Planning Project Research Paper Series. London Business School.
- READ, G.; RING, B.; SCOTT, T. (1996). *Modelling for a deregulated electricity sector*. Energy modeling Research Group. Department of Management. University of Canterbury. New Zealand.
- SCOTT, T. J.; READ, E.G (1997). *Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market*. Energy Modelling Research Group. University of Canterbury. New Zealand.
- SMITH, Ricardo; MONTOYA, Santiago (1997). *Evolución Futura del Sistema de Generación Colombiano en Ambiente de Competencia*. *Revista Energética* No. 18. Universidad Nacional de Colombia. Medellín.