

EVOLUCIÓN FUTURA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN COLOMBIANO EN AMBIENTE DE COMPETENCIA

Santiago Montoya Moreno

Ricardo Smith Quintero

Resumen

Los sistemas de generación de energía eléctrica han sido manejados tradicionalmente en América Latina dentro del sector público de manera centralizada. Sin embargo, en muchos países se está replanteando el esquema de propiedad de esos sistemas buscando entre otras cosas disminuir el tamaño del sector público, aumentar la eficiencia del servicio y captar recursos para otros desarrollos sociales. Más que un proceso de privatización se busca introducir competencia en esos sistemas para llevarlos a una estructura de mercado abierto. En Colombia estos cambios se han iniciado recientemente. En lugar de planificar se buscan instrumentos que permitan visualizar la evolución de esos sistemas en el nuevo ambiente de competencia de tal manera que si esa evolución no es apropiada el gobierno pueda actuar oportunamente. Una aproximación al modelamiento de la evolución de la capacidad de generación del Sector Eléctrico Colombiano en ambientes de competencia se desarrolla en este documento usando un modelo en dinámica de sistemas. Se presentan algunos resultados preliminares con algunas conclusiones y recomendaciones.

Abstract

Electric generation systems has been managed in Latin America as public own utilities. Recently in several countries the public ownership of the utilities is being questioned looking to diminish the size of the public sector, to gain efficiency and to have additional resources for other sectors. What is wanted is to introduce competition in those sectors through a market economy system. In Colombia these changes has already being introduced in the electric generation systems. The central government needs a tool that will allow them to follow the evolution of the utilities capacity in the new competition environment, so that if it is not appropriate then the government can take the corrective measures. A model that represents the evolution of the Colombian Electric Sector, based in system dynamics is presented. Some model results are presented whit some conclusions and recommendations.

1. Generalidades

Muchos son los cambios ocurridos con la instauración de las Leyes 142 y 143 de 1994, denominadas Ley de Servicios Públicos y Ley Eléctrica respectivamente. Los cambios generados presentan dos características principales:

- Reestructuración del sector eléctrico.
- Cambios en el enfoque que se da a la planificación del sector eléctrico.

Ambos aspectos serán discutidos más adelante.

2. Características del sector eléctrico antes de la liberalización

Durante el período 1987-1991 las expectativas en cuanto a la capacidad de generación del sistema superaban significativamente las proyecciones de la demanda. Es así como, de acuerdo con el planeamiento de la expansión, se esperaba para inicio de la década de los 90 la entrada de las centrales Guavio y Tasajera para abastecer la demanda por un período considerable de tiempo.

En el período comprendido entre 1992 y 1994, varios factores hicieron que la visión que en ese momento se tenía del sector eléctrico cambiara:

- El estudio del Plan Energético Nacional PEN.
- El auge alrededor del mundo de la privatización en las actividades tradicionales del Estado (modernización del Estado).
- El interés del Gobierno de no invertir en plantas de generación de energía eléctrica.
- La ocurrencia del fenómeno El Niño en el período 1991-1992.
- Los atrasos en la entrada de nuevas centrales y la poca disponibilidad térmica (muy por debajo de la prevista) para afrontar el racionamiento subsecuente.

La materialización de todos estos eventos desembocaron en la promulgación de las actuales leyes de Servicios Públicos y Eléctrica.

2.1 Configuración del sistema

A julio de 1993, la capacidad efectiva hidráulica era de 7700 MW con una disponibilidad promedio real de 76,4% (5883 MW) y la capacidad térmica de 1961 MW con una disponibilidad promedio real de 65,3% (1280 MW), lo cual implica que el sistema tuviera una disponibilidad promedio real de 74,2%, equivalente a 7166 MW (Plan de expansión de referencia, 1993).

La alta componente hidráulica del sistema, y la ocurrencia del evento hidrológico "El Niño" en 1991-1992, demostró la inconveniencia de la predominancia hidráulica en un sistema con baja

regulación como es el caso colombiano. Adicionalmente, la baja disponibilidad del parque térmico fue uno de los factores que incrementó la magnitud del racionamiento 1992-1993. Las consecuencias económicas negativas debidas a la ocurrencia de dicho racionamiento grandemente superaron los costos de las plantas que hubiesen sido necesarias para cubrir el déficit.

2.2 Planificación centralizada

Durante años la expansión del Sector Eléctrico Colombiano SEC, se realizó de manera centralizada, completamente financiado por el sector público y los planes tenían carácter de obligatorios. El propósito general del desarrollo del SEC era construir y operar un sistema de suministro que produjera de manera confiable la cantidad de energía y potencia de energía eléctrica deseada, las cuales debían poseer un nivel de calidad específico. En este proceso, se debía hacer el mejor uso de los escasos recursos monetarios y de energía. En la definición del plan de expansión siempre se aceptó que los beneficios para el país de disponer oportuna y confiablemente de las cantidades de energía eléctrica superaban grandemente a los respectivos costos. En este sentido el plan de expansión se definía entonces con el criterio de mínimo costo de tal manera que siempre se satisficiera la demanda con cierto grado de confiabilidad [11].

En la solución de este problema se pueden usar diferentes algoritmos de optimización tales como: Programación Dinámica, Programación Dinámica del Estado Embebido, Programación Dinámica del Espacio Objetivo, Programación Dinámica Heurística, Programación Dinámica Dual, Programación Lineal Entera Mixta con cortes de Benders, y Optimización Dinámica Estocástica Multinivel. El resultado final del problema de expansión así planteado es una secuencia de proyectos con capacidades y fechas de entrada en operación específicas, que satisfacen la demanda en todo el horizonte de planeamiento con cierta confiabilidad, y que minimizan el valor esperado del valor presente de los costos de inversión y operación.

3. Características del sector eléctrico después de la liberalización

La desregulación y la competición de mercados fue introducida en el abastecimiento de electricidad en Colombia con la Ley de Servicios Públicos y la Ley Eléctrica. Desde 1995 y a la luz de estas nuevas leyes, el nuevo sistema operativo del sector eléctrico colombiano ha necesitado de cambios a nivel institucional, así:

- Escisión de la principal y más grande empresa estatal de generación y transmisión Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), en dos empresas: La empresa de generación (ISAGEN E.S.P.) y la empresa de transmisión (ISA E.S.P.).
- Se legisla la separación de las actividades concernientes a la energía eléctrica en generación (producción), transporte y distribución (ver Figura 1).
- La estructura de propiedad evoluciona de predominantemente estatal a entidades de carácter privado mediante la creación de entidades enmarcadas dentro de las siguientes estructuras:
 - Empresa industrial y comercial del estado.
 - Empresa de sociedad por acciones.
 - Empresa de carácter mixto.

El objetivo está dirigido a que cada empresa sea la gestora de sus propios recursos y planes de desarrollo, dentro de cada una de las actividades

anteriormente descritas. Dentro de este esquema, será muy importante la responsabilidad del Gobierno en los compromisos de pago de subsidios a las empresas generadoras del sistema.

3.1 Características básicas del nuevo SEC

El 75% de la capacidad de generación en Colombia depende de plantas hidráulicas. Esta configuración del sistema está caracterizada por algunos aspectos especiales:

- El sistema tiene altos costos fijos debido a los grandes costos de inversión y muy pocos costos variables. Consecuentemente, hay poca variabilidad en los costos. Esto no lleva necesariamente a poca variabilidad en los precios. La baja capacidad de regulación de los embalses pueden llevar a variaciones entre las estaciones verano/invierno, por lo que se pueden agravar las fluctuaciones de precios anuales o diarias aún en circunstancias normales. En años de precipitación normal es de esperarse pequeñas variaciones sistemáticas de precio de una estación a otra. En años muy secos deben darse altos precios en verano, y en años muy húmedos deben encontrarse precios extremadamente bajos en invierno.
- Por ser predominantemente hidráulico, el sistema no está diseñado para capacidad, está diseñado con respecto al requerimiento anual de energía. La capacidad instalada está alrededor de 10454 MW y la carga máxima última del sistema alcanzó los 7,2 GW.

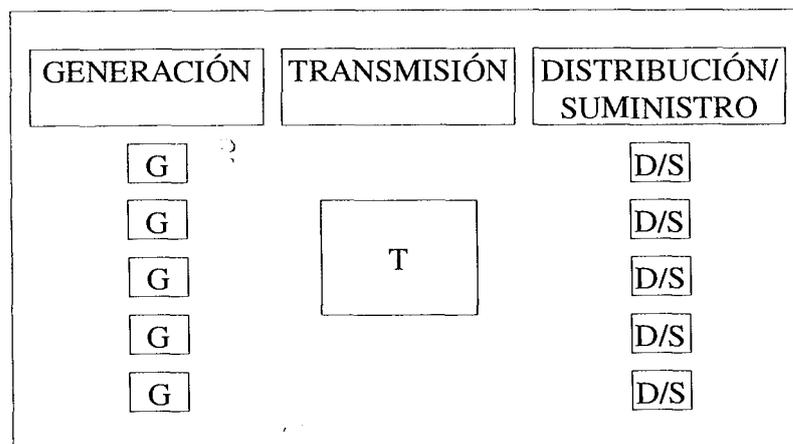


Figura 1 Propuesta de estructura ideal futura para el Sector Eléctrico Colombiano. (Readaptado de Ecocarbón (1995), adaptado de Coopers & Lybrand).

3.2 La estructura del nuevo sistema

La idea básica de un sistema desregulado, es decir, un mercado liberalizado en competencia, es que los precios que son establecidos en el mercado dan los incentivos apropiados tanto a los productores como a los consumidores (ver Figura 2). Altos costos de producción significan altos precios, los cuales los incentivan al consumidor a disminuir su demanda. Dado que las medidas en el mercado de electricidad y en el mercado de manejo de la demanda deben ser ambas eficientes, el consumidor puede escoger su grado óptimo de manejo de carga. Si esto se hace, ellos pueden maximizar el beneficio neto para la sociedad.

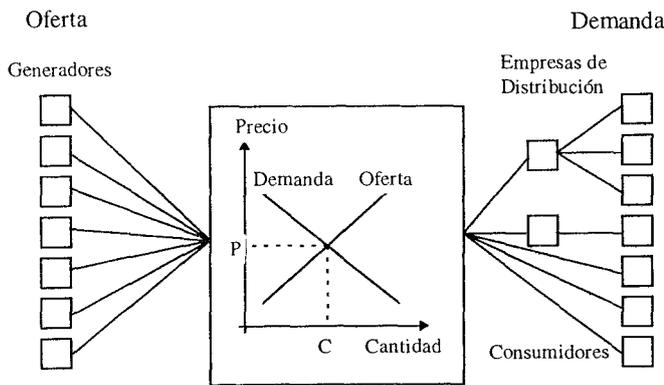


Figura 2 Estructura del mercado de electricidad.

3.3 Nuevos elementos de estudio del Sector Eléctrico

Algunos de los elementos a considerar en el estudio de la evolución futura de sistemas de generación en ambiente de competencia son [11].

- Estímulo a la Inversión.
- Capacidad como margen de reserva.
- Riesgo como factor de la inversión.
- Ciclos en la construcción de capacidad.
- Tasa de descuento.
- Dinámica de la capacidad de generación.
- Previsión de condiciones futuras del mercado.

- Percepción de la competencia.
- Combustibles como factor de inversión.
- Nuevas alternativas energéticas.
- Predominancia del sistema hidroeléctrico.
- Coyuntura financiera sectorial.
- Confiabilidad en cobertura de la demanda.
- Precios en el mercado mayorista.

4. Estructura de modelación

Se generó una herramienta que permitiera analizar la evolución de la expansión del SEC en el largo plazo en el nuevo ambiente de competencia e incluyendo los elementos anteriores. En la Figura 3 se muestra el diagrama causal del SEC en el nuevo ambiente de competencia, usado en el modelo propuesto. En este diagrama las relaciones causales muestran que con el aumento de la demanda de energía aumenta el estímulo a los productores para mantener reservas de capacidad de generación. A su vez, el incremento en el estímulo aumenta la inversión en el sector. Sin embargo, el crecimiento en la inversión disminuye los incentivos del regulador sobre el precio. Un aumento en incentivos de precios por el regulador aumenta el precio de la energía eléctrica, y estos a su vez impulsan aún más la inversión en el sector. Por otra parte, al incrementar los costos totales (inversión, combustible y administración, operación, mantenimiento AOM) estos inciden negativamente en la cantidad de inversión en el sector eléctrico.

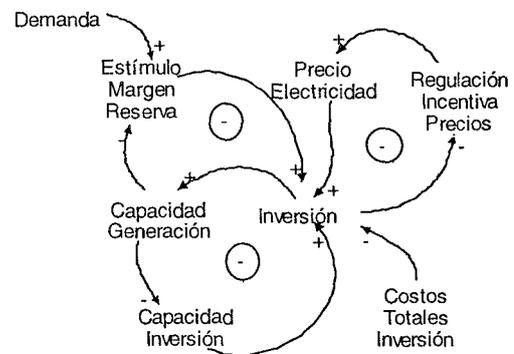


Figura 3 Diagrama Causal del SEC en el nuevo ambiente de competencia.

Adicionalmente, los aumentos en la inversión en el sector después de un tiempo se materializan en incrementos en la capacidad de generación. Una mayor capacidad significa que las empresas se han endeudado y disminuirán sus posibilidades de proyectos adicionales, redundando en un decremento de las inversiones en el sector. Por último, los aumentos en la capacidad de generación disminuyen los estímulos para mantener un margen de capacidad, con lo que se cierran las relaciones causales en un circuito de realimentación.

En el modelo se pretende mantener un margen de generación por encima de la demanda en potencia, de forma tal que se garantice el suministro confiable de energía eléctrica. El modelo es balanceado por los ciclos de estímulos, capacidad de inversión y regulación. Los costos totales y la demanda son datos exógenos al modelo. Los sectores de generación se determinan a partir de las zonas de transmisión establecidas por Interconexión Eléctrica (ISA), con el fin de incluir como incentivo para la inversión una variable denominada cargos por uso de la red, la cual también es controlada exógenamente por el regulador. En la Figura 4 se detalla la división geográfica considerada para el modelo.

Los generadores considerados en el modelo son las grandes empresas de generación, y algunas empresas menores que se consideran como independientes dada la facilidad con que este tipo de inversionistas pueden tomar posesión de pequeñas y grandes empresas de generación regionales. Estas últimas poseen la ventaja de disponer de mercados de energía que pueden tomarse como "monopolios regionales", con lo cual los inversionistas independientes pueden cubrir en parte sus riesgos de inversión.

Las grandes empresas de generación consideradas son: ISAGEN E.S.P., Empresa de Energía de Bogotá (EEB), Empresas Públicas de Medellín (EPPM), Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA) y la Empresa de Energía del Pacífico S.A. (EPSA). Entre las empresas independientes se consideran Central Hidroeléctrica de Betania (CHB), las antiguas empresas del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), y las electrificadoras regionales, entre otras.

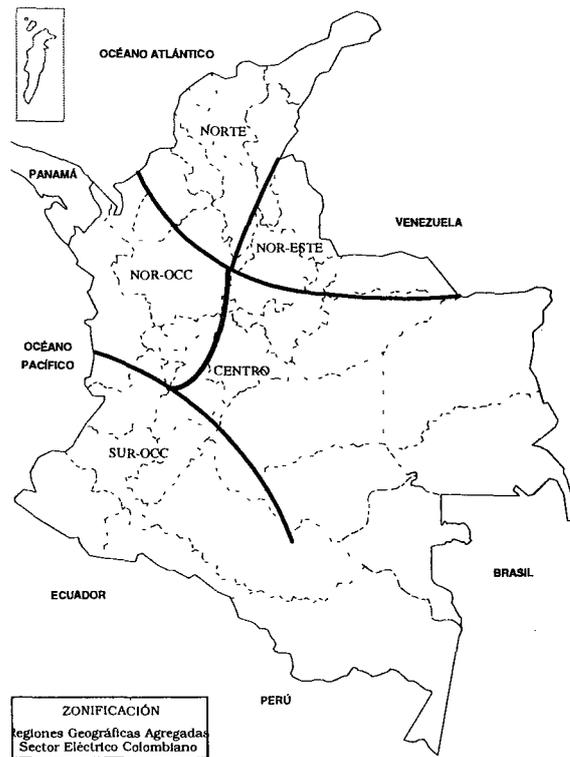


Figura 4. Zonificación de Colombia para toma de decisiones de inversión y retiro de plantas. Adaptado del Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión, UPME, 1995.

4.1 Mercado

La demanda de potencia en el mercado Colombiano estuvo cercana a 7200 MW, y en energía alcanzó 41967 GWh en 1995, con una tasa de crecimiento o cambio en la demanda promedio según UPME (ver Tabla 1) de 4,8% anual en el corto plazo (hasta el 2001) y de allí en adelante a una tasa promedio de 6,81% anual. Este valor es comparado año a año con la capacidad efectiva instalada del sistema, la cual actualmente alcanza un valor de 10454 MW (sin incluir 180 MW de importación de Venezuela), y aumentará en concordancia con las inversiones futuras en generación. La diferencia porcentual entre estos valores puede ser tomada como el margen de capacidad del sistema, el cual está asociado a un estímulo de inversión en capacidad con una función específica que puede ser cero para un valor alto de margen (20 a 30%), o alto cuando el margen es reducido. Este valor de estímulo de inversión se adiciona al cargo por capacidad en el

precio (no obstante este puede permanecer invariable), permitiendo determinar una componente del precio esperado de la energía.

El diagrama causal de la Figura 5 ilustra este proceso. A medida que aumenta la demanda disminuirá el margen de capacidad. El aumento del margen de capacidad disminuirá el precio de mercado de la energía. El incremento en precios aumenta las tarifas lo cual disminuirá el consumo (demanda de energía). La elasticidad de la demanda ante variaciones de precio no se considera en esta versión del modelo. La demanda también puede disminuirse con la instauración de planes de uso racional de la energía (no solo eléctrica), denominados Programas DSM (Demand Side Management). Es factible, mediante un modelo específico de demanda, considerar estos dos últimos aspectos e interconectar los resultados con el modelo de mercado objeto de este estudio.[8]

Los incrementos en el precio de la energía animarán las inversiones, las cuales tiempo después se concretarán en capacidad de generación, dependiendo de cuan viable sea financieramente para la empresa iniciar el proyecto. Los incrementos en capacidad agotarán los recursos financieros de las

mismas (capacidad de endeudamiento), pero a su vez una mayor capacidad de endeudamiento permitirá concretar los proyectos de generación. El diagrama causal del sector financiero es mucho más vasto y se explica más adelante. Finalmente, el aumento del parque generador aumenta el margen de capacidad sobre la demanda, con lo cual se realimenta la señal de precio de mercado.

4.2 Regulación de Mercado

La figura del Regulador se establece debido a la necesidad del mercado de contar con un control en inversiones, precios, y en la operación del sistema. Por tanto, debe ser un ente autónomo con capacidad de observar la evolución del mercado, con el fin de efectuar ajustes tendientes a verificar la disponibilidad de plantas para cubrir la demanda, dar las señales de mercado adecuadas cuando esto no se cumpla, y controlar las ganancias por precios establecidos de generación partiendo como base de los costos de generación. Adicionalmente es importante observar las condiciones de dichas señales que inicialmente han sido erróneas en el SEC y no han generado la suficiente expectativa para animar las inversiones privadas.

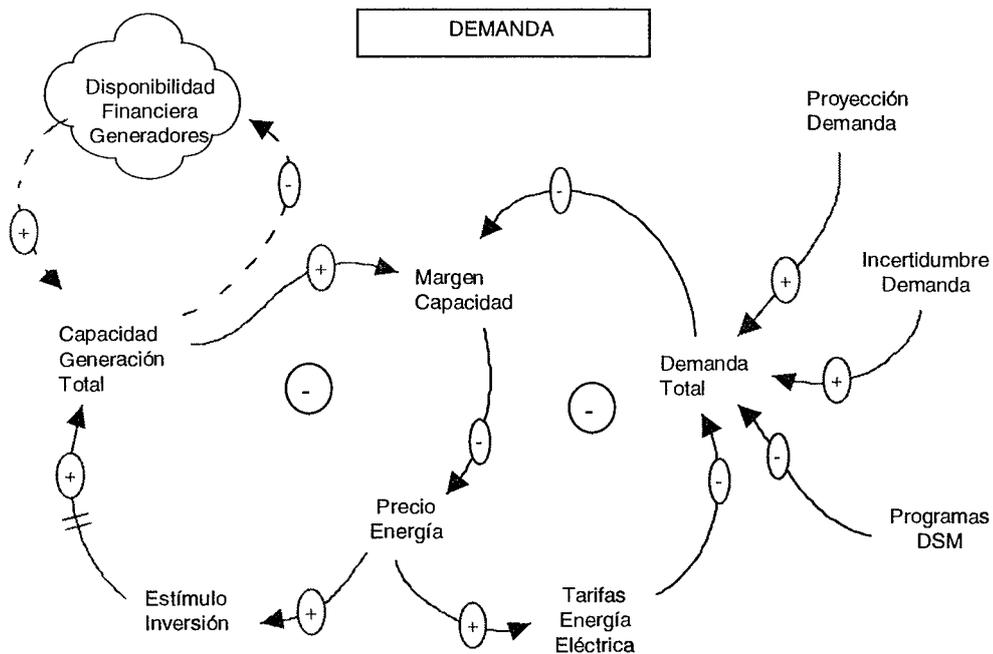


Figura 5 Precios de generación como función del margen de capacidad

Tabla 1 Rango de proyección de la demanda de potencia máxima (UPME, 1996).

AÑO	ESCENARIO BAJO		ESCENARIO DE REFERENCIA		ESCENARIO ALTO	
	demanda (GWh)	% incr. anual	demanda (GWh)	% incr. anual	demanda (GWh)	% incr. anual
1990	5915		5915		5915	
1991	6215	5,1	6215	5,1	6215	5,1
1992	6130	-1,4	6130	-1,4	6130	-1,4
1993	6455	5,3	6455	5,3	6455	5,3
1994	6896	6,8	6896	6,8	6896	6,8
1995	7130	3,4	7130	3,4	7130	3,4
1996	7397	3,7	7397	3,7	7397	3,7
1997	7445	0,7	7468	1,0	7750	4,8
1998	7167	-3,7	7768	4,0	8200	5,8
1999	7114	-0,7	8009	3,1	8544	4,2
2000	7219	1,5	8309	3,8	9015	5,5
2001	7589	5,1	8669	4,3	9530	5,7
2002	8042	6,0	9245	6,6	10212	7,2
2003	8519	5,9	9835	6,4	10913	6,9
2004	9053	6,3	10498	6,7	11696	7,2
2005	9636	6,4	11192	6,6	12517	7,0
2006	10272	6,6	11947	6,7	13406	7,1
2007	10965	6,7	12737	6,6	14338	7,0
2008	11729	7,0	13606	6,8	15358	7,1
2009	12472	6,3	14484	6,4	16414	6,9
2010	13213	5,9	15426	6,5	17572	7,1

El diagrama causal de la Figura 6 ilustra en detalle los elementos a tener en cuenta para modelar la función reguladora en precios. Una mayor evolución de la tasa de crecimiento de la demanda proyectada aumentará la demanda futura presupuestada por el Gobierno. A mayor capacidad actual y mayor capacidad en construcción, mayor será la capacidad total esperada, y este valor se disminuirá en la medida en que aumenten los retiros de plantas. A mayor capacidad presupuestada mayor será el margen presupuestado, el cual disminuirá en la medida que aumente la demanda presupuestada por el Gobierno.

A mayor margen de capacidad presupuestado, mayor será el intervalo margen (diferencia entre presupuestado y deseado). A mayor margen de referencia, el intervalo margen disminuirá. Estas variaciones en el intervalo margen pueden traducirse a una función de precios la cual incrementa con decrementos en el margen y viceversa. Los mayores precios incentivarán nuevamente la inversión, más estímulos se traducirán en mayor capacidad de

generación en construcción y el Gobierno verá incrementada la capacidad de generación presupuestada al final del período de análisis.

4.3 Retiros

No se tiene una política definida por empresa que permita conocer, sobre el parque actual, los planes de retiros de capacidad de plantas. El gobierno nacional presentó un plan de retiros obligatorio hasta el 2004, sin embargo, se cierne una gran incertidumbre sobre los cambios que, sobre las plantas actuales, puedan hacer los generadores en el nuevo ambiente de competencia, buscando obtener beneficios adicionales. Es necesario adicionalmente que el Gobierno sea más estricto en cuanto a la eficiencia y la disponibilidad mínima que se requeriría para las plantas integrantes del parque generador.

En términos generales, no es posible para todos los generadores establecer suposiciones sobre retiros de capacidad dado como un porcentaje constante anual de la capacidad de la empresa, tal como fue

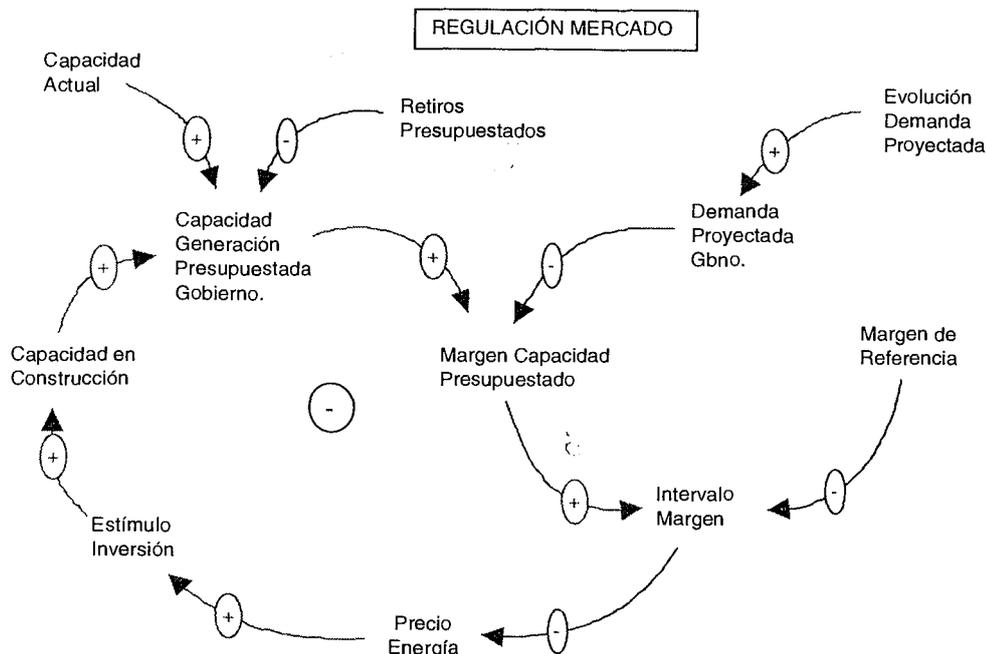


Figura 6 Intervención del regulador en el precio esperado de la energía.

propuesto para el caso Inglés y el caso Estadounidense.

Pueden considerarse entonces retiros de capacidad por vida útil aplicando el factor Capacidad Inicial Remanente/Vida Útil, condicionado a la capacidad de la planta de generar ganancias consistentemente sobre costos totales.

4.4 Inversiones por empresa generadora

En el momento en que una planta está lista para empezar a operar, esta ya incurre en costos substanciales en forma de préstamos de construcción y deuda acumulada. En un clima de incertidumbre económica y regulatoria, las tasas de cambio y de interés tienen impactos significativos en costos financieros y en proyectos de capital intensivo. La incertidumbre en la demanda, precios de combustibles, competencia y la bolsa introduce un comportamiento de aversión al riesgo en las inversiones, el cual se representa en altas tasas de descuento para las inversiones. Esto tiene impactos sobre cambios a tecnologías de menor capital intensivo. Las tasas de descuento son utilizadas para calcular los costos y beneficios futuros en términos

de hoy, reflejando percepción de mercados en riesgos y retornos. La escogencia no es como aparentemente ocurriría en el sector público, donde una tasa de descuento uniforme era considerada para evaluar proyectos, pero no para reflejar los riesgos del negocio.

Cada empresa de generación a partir de su propia percepción de las dinámicas en el mercado energético puede pretender aumentar la capacidad total y observar los beneficios que puede obtener. La racionalidad del mercado privado obliga al supuesto de que se trata de maximizar el retorno en la inversión con la máxima capacidad instalable, considerando los riesgos de mercado a través de incrementos en la tasa de retorno.

El modelo trata de capturar este tipo de racionalidad, comparando la demanda proyectada por el inversionista en el período de análisis y las posibles capacidades que este instalaría para cubrir dicha demanda. La demanda se verá afectada por la tasa de crecimiento esperada en el período de análisis que adopte cada empresa de generación (en general puede ser similar a la proyectada anual por el Gobierno), y por una incertidumbre acerca del verdadero valor real de la proyección. Por tanto la

comparación entre el valor de cada capacidad proyectada (posible inversión) con la demanda así estimada da el margen de capacidad esperado. Cada margen de capacidad es comparado con el margen deseado por el regulador en un período determinado y será el intervalo percibido por el generador. Este intervalo de margen determina el estímulo de capacidad y el cambio en el precio por disponibilidad esperado en el mismo período de tiempo, esto para cada capacidad total proyectada. Finalmente se determina el precio esperado de la energía en el período para cada capacidad.

De otro lado, cuando el costo descontado de instalar capacidad adicional sea menor que el costo de energía no servida, se justifica agregar capacidad, o en otros términos, la decisión de inversión de la compañía se basará en la comparación entre el costo del capital descontado con la tasa de interés requerida por kWh de la nueva planta con el precio esperado de la energía eléctrica. Por tanto, es de gran importancia determinar la tasa de retorno con la cual cada empresa - del orden público o privado - efectúa sus decisiones de inversión. En general, puede considerarse que el cambio en la tasa de inversión de las empresas actuales en el mercado puede determinarse a partir de los riesgos en que se incurre por el porcentaje de la capacidad propia que se tenga en construcción.

La inversión será realizada si la capacidad de endeudamiento de la empresa les permite cubrir los intereses generados por los pasivos actuales y la nueva deuda contraída por la nueva capacidad.

El cambio en la tasa de inversión se adiciona a una tasa aceptable base de retorno, valor por debajo del cual si el retorno calculado de la inversión es menor la empresa generadora no invierte. El costo de inversión por nueva capacidad, el cual debe ser cubierto a través del elemento de capacidad en el precio, es anualizado para una vida promedio económica dependiendo del tipo de tecnología. Este costo de inversión se transforma de retorno anual a una base por kWh.

La decisión para una empresa de cuanto invertir en un año, será tomada si el precio esperado en un período adelante igual al período de análisis para una capacidad dada, es mayor que el retorno de

inversión por kWh, optando por invertir tanto como sea posible. La decisión final es tomada si el balance general financiero de la empresa permite la cobertura de deuda, es decir, la nueva inversión.

Esta decisión de inversión es la que afecta la capacidad en construcción por empresa y por lo tanto la nueva capacidad total, la cual incide sobre la señal de elemento de capacidad en el mercado, por lo cual el regulador reevaluará sus políticas (incentivos) en materia de control de la capacidad de generación.

4.5 Balance Financiero General

La situación financiera por la cual atraviesan actualmente algunas de las compañías de generación, no les permite contar con excedentes de caja para cubrir nuevas inversiones. Aun más, algunas de ellas tienen dificultades para cubrir el servicio a la deuda. Esta es una de las razones que motivó al Gobierno Nacional para impulsar el plan de privatización de activos y apertura del sector eléctrico a la competencia.

La situación financiera está duramente agravada por la creciente cartera (cuentas vencidas o no pagadas por los usuarios), y frente a las cuales no se han planteado políticas claras de recuperación. El propio sector gobierno es uno de los principales deudores de las empresas de generación. Aunado a esto, el actual esquema de tarifas implementado no cubre los costos incrementales de generación de largo plazo, lo cual desestimula la presencia de nuevos inversionistas a menos que se den las garantías de compra de energía largo plazo a precios adecuados. La Ley 286 de julio de 1996 extendió hasta el año 2000 los plazos para alcanzar los límites en materia de subsidios y tarifas estipulados por las leyes 142 y 143 de 1994. [12]

El balance financiero de la empresa debe entonces incluirse en el modelo para definir si una empresa está o no en capacidad de hacer nuevas inversiones. Los diferentes aspectos de este balance se discuten a continuación.

Al observar el estado de entradas, el balance, y la descripción de las fuentes y uso de fondos de cada empresa puede darse una revisión minuciosa de las

nuevas operaciones del sector eléctrico liberalizado. A la empresa se le contabiliza un retorno en el patrimonio igual al retorno aceptable en la inversión, y se le permite normalizar cualquier beneficio impositivo propio de descuento en impuestos por inversión o depreciación acelerada (si bien en nuestro medio se aplica la depreciación lineal, pero con la liberalización del mercado esta última terminará imponiéndose). Como parámetros financieros se tienen proyecciones de la tasa de inflación, un costo de la nueva deuda igual a una tasa base (preferiblemente la libor o la prime rate) más una tasa adicional especificada por el usuario; y el costo del nuevo patrimonio de la empresa igual al retorno aceptable en la inversión. La venta de deuda de la compañía está limitada por una relación mínima de cobertura igual a 1,6 (exigida por la Banca Multilateral para cumplir las obligaciones de deuda), y la venta del patrimonio está limitada por una relación máxima de patrimonio de la empresa a deuda del 40%.

Ganancias de las Empresas

Las ganancias por la venta de electricidad se determinan encontrando el retorno operativo, los gastos y la deducción de otras ganancias.

Los gastos de las empresas incluyen entre otros:

- Costos operativos (combustible, operación y mantenimiento de plantas y equipos).
- Impuestos Prediales y de Renta.
- Depreciación.

La representación de la decisión financiera está estructurada de acuerdo a la capacidad de la cobertura de deuda. Los excedentes provenientes de las ventas de energía, descontados gastos y cargas impositivas, serán la base para las nuevas inversiones. La venta del patrimonio propio y del patrimonio accionario son los pasos que deben darse en caso que los excedentes de caja no sean suficientes para cubrir las nuevas inversiones (ver Figura 7).

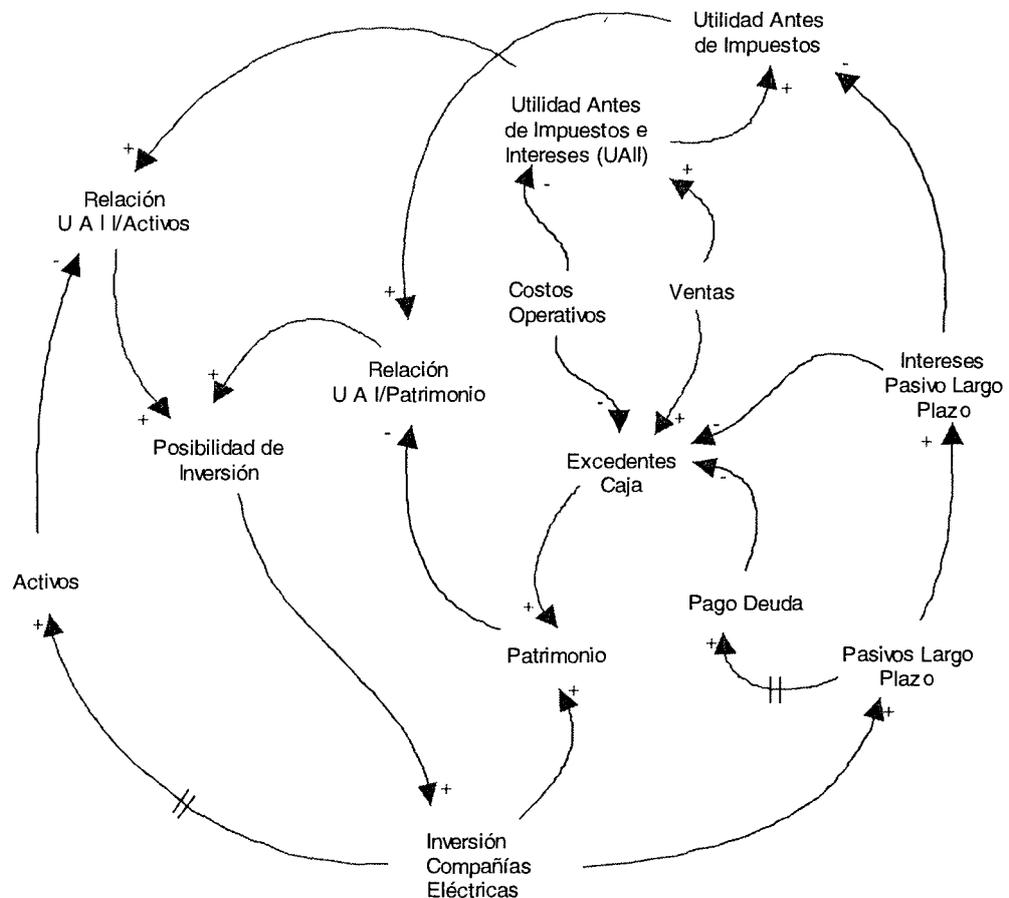


Figura 7 Diagrama causal del estado financiero para una empresa de generación.

Activos de Capital

Los activos de capital de las empresas se acumulan para las tres opciones de generación. Los activos acumulados en cada categoría representan el total para todas las plantas de propiedad de las empresas. Aquellas tecnologías en las cuales no se invierta, van a declinar en sus activos con el tiempo por causa de la depreciación. Los activos incrementan de acuerdo a las nuevas inversiones y las inversiones estipuladas en el plan de expansión.

Sector Financiero

La financiación de la nueva construcción usa ciertas fuentes de fondos en un forma jerárquica y parcialmente restringida. Primero, el modelo emplea cualquier excedente de caja disponible para financiar la construcción de plantas (si el excedente de caja excede la construcción a ser financiada, el exceso de caja es usado para recuperar el patrimonio accionario vendido). La próxima fuente prioritaria de financiamiento de la inversión es la venta de la deuda. La cantidad de deuda nueva que puede venderse está limitada, sin embargo, por una relación mínima de cobertura de intereses especificada por el usuario. La cantidad de nueva deuda permitida se calcula basándose en una comparación de los ingresos actuales a los intereses actuales.

La próxima prioridad como fuente de financiación es el patrimonio propio. La venta de nuevo patrimonio esta limitada por la relación de deuda a patrimonio propio. La venta de patrimonio propio esta limitada para mantener este último a un 40% o menos de la deuda de largo plazo.

La fuente de financiación final es la venta de patrimonio en acciones. La cantidad de patrimonio accionario vendido cada año se adiciona al valor total en libros del patrimonio accionario, al cual no se impone ninguna limitación en la venta.

En la Figura 7 se esquematiza el diagrama causal para este caso. A mayor inversión en plantas de generación, aumentarán los activos, el patrimonio y los pasivos de largo plazo de cada empresa. Un mayor pasivo aumenta los compromisos de repagos

de deuda y de intereses, que al incrementarse disminuyen los excedentes de caja. Al aumentar las ventas aumentan los excedentes de caja, pero disminuyen al incrementar los costos operativos. Un mayor excedente de caja permite aumentar el patrimonio. La utilidad del ejercicio antes de intereses e impuestos (UAI) aumenta con incrementos en las ventas y disminuyen con aumentos en los costos operativos. A mayor UAI aumentan las utilidades antes de impuestos (UAI), y estas últimas decrecen a mayores intereses por pasivos de largo plazo.

Al aumentar la UAI aumenta la relación UAI/Activos, la cual disminuye con incrementos en los activos. A mayor UAI, aumenta la relación UAI/Patrimonio, la cual decrece con incrementos en el patrimonio. Finalmente, un aumento en las relaciones UAI/Activos y UAI/Patrimonio aumenta las posibilidades de inversión.

4.6 Costos totales de la nueva generación

El inversionista en el mercado energético actual - tanto privado como público - se encuentra ante una generosa disponibilidad de recursos para la generación de energía eléctrica. Principalmente estos recursos consisten en: el recurso hidráulico, cuyo inconveniente principal es la incertidumbre hidrológica; el gas natural, cuyas reservas han aumentado considerablemente a raíz de nuevos descubrimientos; el carbón, cuya disponibilidad en Colombia es apreciable. Pueden mirarse las relaciones de costo de inversión entre las diversas tecnologías para encontrar la tecnología que presenta las condiciones de mínimo costo para los nuevos inversionistas (públicos y privados). A mayor relación de costo de inversión Carbón-Gas, mayor será la selección de plantas a gas y menor la selección de plantas a carbón. A mayor relación de inversión Hidro-Carbón, mayor será la selección de plantas a carbón y menor la de plantas hidráulicas. Por último, a mayor relación de inversión Gas - Hidro, mayor será la selección de plantas hidráulicas y se disminuirá la selección de plantas térmicas a gas (ver Figura 8).

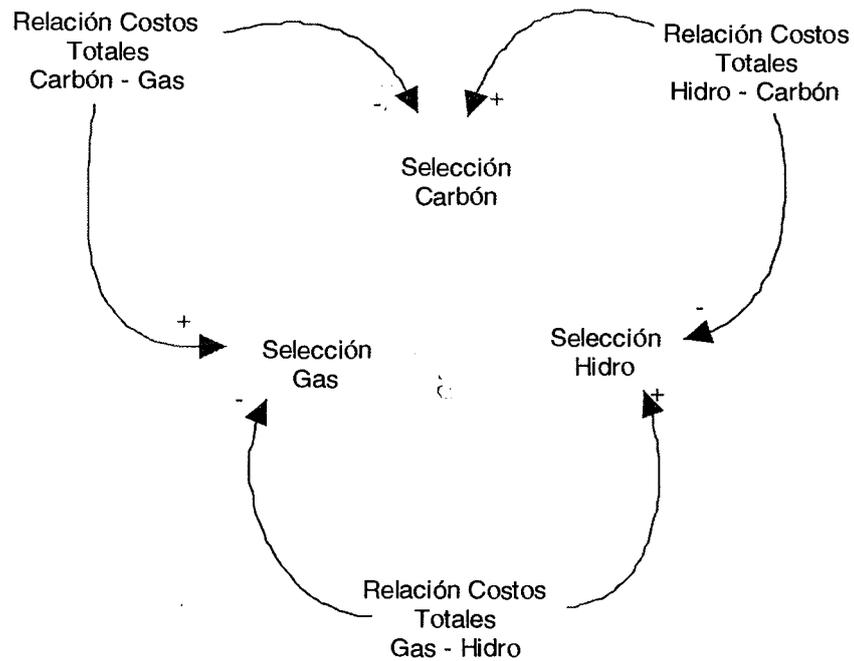


Figura 8 Selección de tecnología por sector de inversión.

Un problema con la disponibilidad del recurso es que este no es sinóptico, y por tanto se requiere de una infraestructura adecuada para la disposición final de los combustibles, o de las condiciones apropiadas para su aprovechamiento como sería en el caso de generación hidráulica. Por tanto, proyectos que en una zona pueden generar altos rendimientos a la inversión, pueden ser desfavorables en otras regiones. Se crea así entonces una gran incertidumbre sobre cuál puede ser el mejor sector para las inversiones, y dada la naturaleza no estática de la disponibilidad, transporte y cargos, todo debe ser tenido en cuenta en el momento de la inversión. La intención del modelo es que cada posible inversionista refleje su capacidad de predicción en el período de inversión que demanda las condiciones de un proyecto seleccionado en un sector, y optimizarlo de acuerdo a las condiciones observadas de mínimo costo.

El índice de costo total (US\$/kWh) puede agregarse como la sumatoria de las siguientes componentes:

- Costo de inversión.

- Costo de combustible en campo (gas) o boca de mina (carbón).
- Costo de transporte.
- Cargo por uso de la red de transmisión.
- Costo ambiental.

Cada una de estas componentes debe determinarse en los diferentes sectores de generación considerados (iguales a los sectores de transmisión) y para cada tipo de generación (carbón, gas e hidro). Inevitablemente, la incertidumbre es un factor que afecta cada uno de los costos que se tienen en consideración.

4.7 Transmisión

El modelamiento de la transmisión es una tarea ejecutada simultáneamente con el modelamiento de la expansión de capacidad. Tradicionalmente, el proceso se ha concentrado en cada etapa con modelos específicos que se alimentan en serie, primero el de expansión de capacidad y luego la estrategia de capacidad determina la estrategia de expansión de transmisión. Este modelo en una

forma muy simple, ofrece una aproximación de modelación integrada de expansión de capacidad con los requerimientos de transmisión. A continuación se discuten algunos de los elementos que caracterizan el sistema de transmisión en el nuevo ambiente de competencia.

Servicio de transmisión

Hasta 1994, las compras de energía al Sistema Interconectado se cancelaban mediante un esquema tarifario denominado tarifa de intercambio o tarifa en bloque. Estas tarifas remuneraban conjuntamente la generación y el transporte de energía. Bajo el nuevo esquema comercial, se hizo necesario separar la tarifa de generación de la tarifa de transmisión, por cuanto las empresas serán diferentes así: los transportadores (dueños de la red de transmisión) recibirán sólo los cargos por el servicio de transmisión, mientras que la tarifa por generación será reconocida directamente al generador que efectúe el suministro.

Nueva capacidad y cargos por uso de la red de transmisión

Los cargos de transmisión son una señal cuya variación dependerá principalmente de la evolución de la instalación de nueva capacidad de generación en las diferentes zonas del país. Con base en esa primera información, las empresas públicas y privadas han comenzado a definir sus proyectos de inversión, incluyendo los cargos por uso de la red de transmisión como un costo adicional asociado. Los nuevos inversionistas han estado más preocupados por el costo y el transporte del combustible que usarán para la nueva generación, buscando sectores geográficos que en primera instancia les sean favorables con respecto a estos elementos. Así, se ha relegado y supeditado la componente de transmisión a esta primera decisión, lo cual puede ser problemático en el caso colombiano (ver acápite 5.4).

Analizando la potencialidad de la red y las expectativas de los inversionistas, las empresas de transmisión deben ofrecer oportunidades de conexión al sistema, no limitadas a las subestaciones disponibles en el área, sino con información sobre la máxima capacidad de generación instalable, las

posibilidades de ofrecer nuevos puntos de conexión (nuevas subestaciones) sobre líneas existentes, los refuerzos a la transmisión adicionales que resultan de tales conexiones (no incluidos en el Plan de Referencia), sus costos asociados, y el impacto que estos tienen sobre los cargos de transmisión. [4]

5. El modelo

5.1 Decisiones de inversión

Para la toma de la decisión de inversión, se calcula el costo descontado de la nueva capacidad por kWh a la tasa de retorno requerida, y se compara con el precio esperado por kWh de la energía eléctrica. Cuando el costo descontado de la nueva capacidad es menor, se toma la decisión de inversión. Los costos de inversión para las diferentes tecnologías se estiman así: para plantas a gas a ciclo abierto el costo del capital es US\$400/kW, para plantas a gas en ciclo combinado es US\$700/kW para plantas a carbón es de US\$1300/kW y para plantas hidráulicas de US\$1000/kW. La vida económica también es discretizada para cada tecnología así: 20 años para plantas a gas, 25 años para plantas a carbón, y 40 años para plantas hidráulicas. Estos datos junto con la tasa de retorno requerida por empresa permite calcular el valor actual de la inversión (VA), para cada tecnología de generación evaluada. El modelo considera que la capacidad total que puede construir por año un generador es de 100, 200, 300 ó 400 MW para las empresas actualmente en el mercado, y el doble de estas cantidades para los inversionistas independientes grandes. El modelo considera dos retardos para la nueva capacidad. El primero corresponde al tiempo que toma la elaboración de los diseños de la nueva planta, los cuales se han supuesto de 1 año para plantas térmicas y 3 años para plantas hidráulicas. El segundo corresponde al período de construcción de la planta, y se ha propuesto de 4 años para plantas a carbón, 2 años para plantas a gas y 7 años para plantas hidráulicas.

Cuando el flujo de caja es constante, la fórmula de actualización puede expresarse como la suma de una serie a través de la siguiente expresión:

$$F = VA \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (1)$$

en donde F es el flujo de caja dado como serie uniforme anual, VA es el valor actual, i es la tasa de descuento, y n es el período de evaluación.

Este valor se compara con el precio esperado de la energía, el cual considera el cargo por capacidad, el cargo por potencia y el precio marginal de la energía eléctrica. El precio promedio de contratos a nivel del Sistema de Transmisión Nacional es COL\$35,6/kWh, y para la bolsa de energía (precio spot promedio) de COL\$26,1/kWh.

5.2 Estados Financieros

Balance General

El balance pretende medir en un momento determinado lo que una empresa tiene y lo que adeuda tanto a sus acreedores como a los socios. Está compuesto por activos, pasivos y patrimonio. La rentabilidad de cada componente mide que tan buen negocio es para cada uno de los participantes del balance general, es decir, la empresa, los dueños y los acreedores o prestamistas (ver Figura 9).

La decisión de invertir se hace si se cumple la relación:

$$\frac{UAI}{PATRIMONIO} > I\% \quad (2)$$

donde UAI es la utilidad antes de impuestos, $PATRIMONIO$ corresponde al patrimonio de la empresa, e $I\%$ corresponde a la tasa a la cual se está pagando los pasivos contraídos por las nuevas inversiones.

La tasa impositiva de renta actualmente se causa sobre los ingresos netos con una tasa del 37%. Sin

embargo, a partir de 1996, de acuerdo con la reforma tributaria (Ley 223 del 20 de diciembre de 1995), las empresas están exentas del impuesto sobre la renta por un término de ocho años sobre las utilidades que capitalice, de acuerdo con los porcentajes descritos en la Tabla 2.

Tabla 2. Exención tributaria para las empresas generadoras de energía

AÑO GRAVABLE	EXENCIÓN
1996	100 %
1997	90 %
1998	80 %
1999	70 %
2000	60 %
2001	40 %
2002	20 %
2003 y siguientes	0 %

La empresa como tal tiene que tener una rentabilidad mayor que el costo del dinero al cual le prestan, la cual se evalúa con la relación:

$$\frac{UAI}{ACTIVO} > I\% \quad (3)$$

donde UAI es la utilidad antes de intereses e impuestos, $ACTIVO$ corresponde a los activos de la empresa, e $I\%$ tiene el mismo significado que en la relación (2).

Normalmente, el inversionista exige mayor rentabilidad que la empresa, y por tanto las relaciones (2) y (3) deben de cumplir la siguiente relación con la cual la rentabilidad justifica la inversión, y por tanto existirá la posibilidad financiera de invertir:

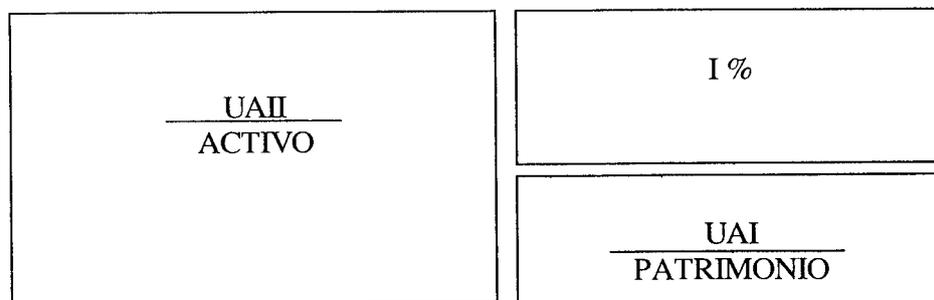


Figura 9 Rentabilidad de la empresa, patrimonio y acreedores

$$\frac{UAI}{PATRIMONIO} > \frac{UAI}{ACTIVO} > I\% \quad (4)$$

La empresa tiene una Tasa Mínima de Retorno Requerida (TMRR) la cual percibe puede recibir para participar de esa actividad, si no le satisface, se sale del negocio. En el modelo se utiliza la relación:

$$TMRR = \frac{UAI}{ACTIVO} \quad (5)$$

Si todo se satisface en la relación (4) y tomando la suposición de la relación (5), la empresa paga su deuda y recibe su ingreso con una rentabilidad igual o mayor a la esperada.

El modelo utiliza el balance general de las empresas a diciembre de 1993, y proyecta los valores de activos y pasivos por cada nueva inversión en capacidad de generación, de acuerdo al tipo de tecnología seleccionada para inversión. En muchos casos, el balance general es difícil de obtener, y está sujeto a cambios bruscos, debido a las políticas de privatización y ventas de activos del Gobierno, los cuales por el momento no son considerados explícitamente en el modelo.

5.3 Precio Marginal de Corto Plazo

La determinación del costo marginal de generación para cada tecnología - carbón, gas e hidro - es variable de discusión importante en un "mercado eléctrico". En el modelo colombiano, se utilizan los datos registrados de oferta y despacho de energía de la bolsa de energía, la cual empezó su funcionamiento a mediados de 1995. Este hecho, aunado a la ocurrencia, durante ese período, de una hidrología caracterizada por altas precipitaciones a lo largo del territorio nacional, no ha permitido evaluar el mercado de la oferta de energía en períodos de verano o condición hidrológica seca.

Inicialmente se determinan las decisiones de inversión en generación en el mercado en competencia, como función de los costos totales de inversión y las posibilidades de generar consistentemente bajo costo marginal, restringido por la capacidad financiera de la empresa. Cada nuevo proyecto que entra a formar parte del parque

generador, amplía las abscisas según un tipo de tecnología específico, mientras las ordenadas se conservan constantes (ver Figura 10). Los proyectos que generan sobre el costo marginal, con la entrada de nuevos proyectos, para sobrevivir en el mercado deberán convertirse tecnológicamente, repotenciarse, ofertarse como planta de respaldo o retirarse.

La distribución de la capacidad de generación se despacha de acuerdo al modelo Logit, es decir, mediante una escogencia de consumidor (consumers choice). El factor gamma es -1 (distribución equitativa). Se define la posibilidad porcentual de generación como la capacidad total de cada tipo de generación sobre la demanda total.

Es posible que los factores de escogencia del consumidor sean menores que la posibilidad porcentual de generación de las plantas para un tipo determinado de tecnología. Por tanto, las capacidades necesarias para atender completamente la demanda se distribuyen de acuerdo a la disponibilidad excedente sobre los factores de escogencia (ver Figura 10). Como es de esperar, debido al elevado costo de la electricidad, sus excedentes serán importantes y la participación de estos para cubrir toda la demanda incrementarán notoriamente el costo marginal.

5.4 Transmisión

Enmarcado dentro de los nuevos objetivos de la planeación, el Plan de Expansión Generación - Transmisión 1995 - 2007 presentó la proyección de los cargos por uso de la red correspondientes a la estrategia de expansión de referencia para los años 2001 y 2007. Esta información ha permitido identificar las tendencias de estas señales económicas en el largo plazo. Estos valores muestran la tendencia de incrementos (ó decrementos) de capacidad en cada sector de generación. El modelo considera estos cargos distinguiendo entre los 5 sectores regionales considerados para instalación de nueva capacidad, y agrega una componente a la decisión de inversión de acuerdo al cargo para generadores.

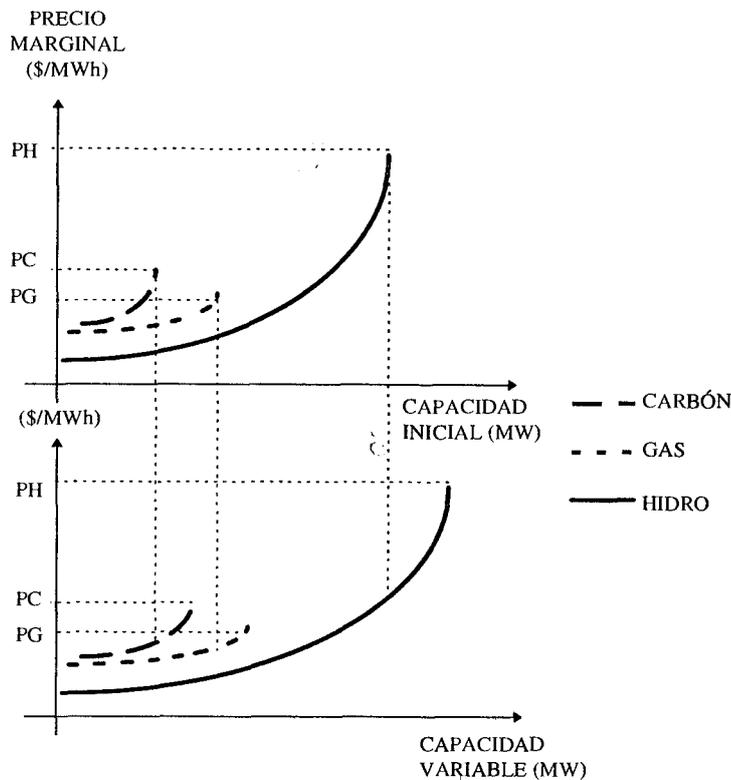


Figura 10 Esquema de cálculo del precio marginal de oferta sujeto a variaciones en la capacidad instalada

Incompatibilidad en Generación y Transmisión - Caso Colombiano

Desde el inicio de la liberalización del mercado y su apertura a la competencia, la empresa encargada de la expansión del sistema de transmisión colombiano (ISA E.S.P.), ha recibido numerosas solicitudes para conectar nuevas plantas a las redes en la zona del Magdalena Medio, la cual está ubicada en la zona noreste (subzona 2A según la distribución considerada para cargos por uso de la red de transmisión), si bien está específicamente localizada en el punto de confluencia de las zonas central, noroccidental y nororiental o noreste. Los inversionistas han mostrado gran interés en esta región debido principalmente a la disponibilidad del gas, a su precio actual, y a los cargos por uso de la red en el corto plazo con tendencia hacia valores negativos en el año 1998.

Los cargos por conexión y uso se han establecido teniendo en cuenta la estrategia de expansión de

plantas de generación y considerando la ubicación de unas plantas específicas dentro del territorio colombiano. Así, esta estimación sólo considera la instalación de 400 MW de generación térmica en el Magdalena Medio hasta el año 2001 (cargo de 6.08 US\$/kW para la zona 2A). [4]

Las iniciativas conocidas hasta el momento (1995) representarían una capacidad instalada adicional cercana a los 1500 MW, cuya conexión implicaría refuerzos no contemplados en el Plan de Expansión

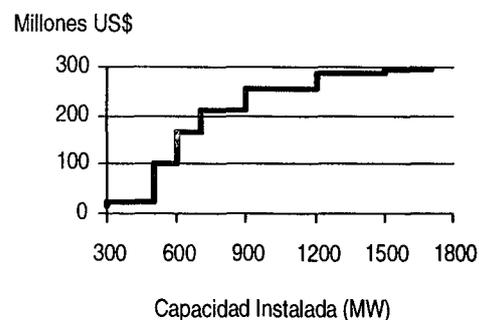


Figura 11 Costo de los refuerzos adicionales (Adaptado de Corredor et al, 1995).

de Referencia con un costo cercano a los 300 millones de dólares, como se ilustra en la Figura 11. [4]

La instalación de capacidad adicional tiene un gran impacto sobre la evolución de los cargos por uso de la red de transmisión, tanto por el costo de los refuerzos adicionales requeridos como por el mayor uso que se hace del sistema existente. Las señales económicas del nuevo mercado han dificultado el conocer la ubicación geográfica de los nuevos proyectos de generación, y por tanto han complicado significativamente la compatibilización de la expansión en generación con la expansión en transmisión. Es necesario dinamizar el cargo por uso de la red a medida que se proyecten nuevas plantas en los diversos sectores de generación. Un modelo que trate de capturar esta dinámica debe considerar el efecto de la nueva capacidad y retroalimentar el sistema variando los cargos por uso de la red, con el fin de influenciar la decisión de inversión.

En la Figura 12 se presenta la variación de los cargos en la zona del Magdalena Medio (año 2001) con la capacidad instalada. Se observa que el cargo se duplica con respecto al valor estimado en el Plan de Expansión. La obtención de estas curvas en cada sector de transmisión requiere de una exhaustiva

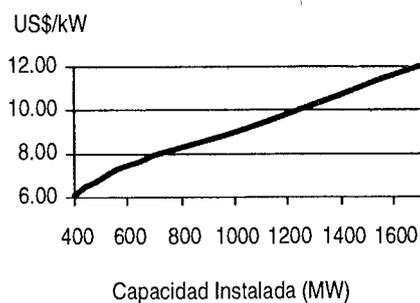


Figura 12. Variación de los cargos (Adaptado de Corredor et al, 1995).

preparación de información, por lo cual se estimaron sus valores en los demás sectores a partir de la Figura 16 afectándola por un factor.

6. Resultados

La obtención de la información requerida por el modelo presenta algunas dificultades. Una de ellas

resulta de la aplicación de las leyes de Servicios Públicos y Eléctrica, y de la liberalización del mercado que obliga a las empresas a considerar de importancia estratégica la información, frente a una eventual competencia. Otra de las dificultades resulta debido a que el escenario de las variables macroeconómicas puede presentar variaciones con respecto a las suposiciones iniciales.

La tasa de crecimiento de la demanda utilizada en la simulación es de 5,27%, la cual se aplica sobre una demanda inicial cercana a 6500 MW, correspondientes al pico de potencia para el 12 de diciembre de 1993. La capacidad disponible total del sistema está alrededor de 6900 MW, considerando la disponibilidad hidráulica en un 78,5% y la térmica en 67,5%. Estos factores de disponibilidad para la capacidad inicial instalada varían en 1996 como resultado del plan de recuperación de unidades iniciado en 1993. Los nuevos factores son para la disponibilidad térmica de 75% y la hidráulica en 86%.

Mientras no se disponga de la información completa, el modelo utiliza algunas suposiciones sobre aspectos tales como la tasa de inversión por empresa, los tiempos promedios de construcción de plantas y el margen de capacidad de referencia sobre la demanda. El escenario inicial considera que el plan de expansión indicativo es llevado a cabo hasta el año 1998, sin limitar las posibilidades de inversión adicionales dentro de este período por parte de generadores privados. A partir de ese año, el modelo determina las inversiones para expandir el sistema.

Utilizando la demanda proyectada por el gobierno, se ha encontrado un aumento gradual en los primeros años de simulación para el margen de reserva - tanto en energía como en potencia -, 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 las ventas esperadas de los generadores. 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

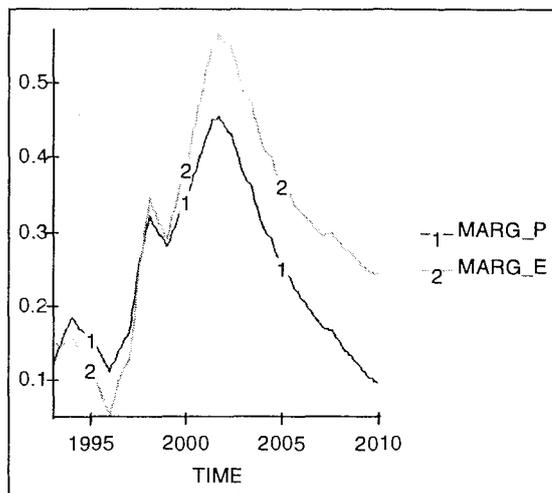


Figura 13 Margen de reserva en energía y potencia considerando el plan indicativo de expansión hasta 1998.

instaurar el cargo por capacidad nuevamente, ya que inicialmente los generadores reciben este cargo en el período 1997-2002 (ver Figura 13).

El sistema Colombiano presenta altas vulnerabilidades al aporte hidrológico que se presenta año por año. Si bien las reservas de capacidad en potencia son superiores a la demanda en potencia, los factores de disponibilidad de las plantas pueden producir cortes prolongados de energía, como sucedió durante el principio de 1992 debido a la ocurrencia del fenómeno de El Niño, el

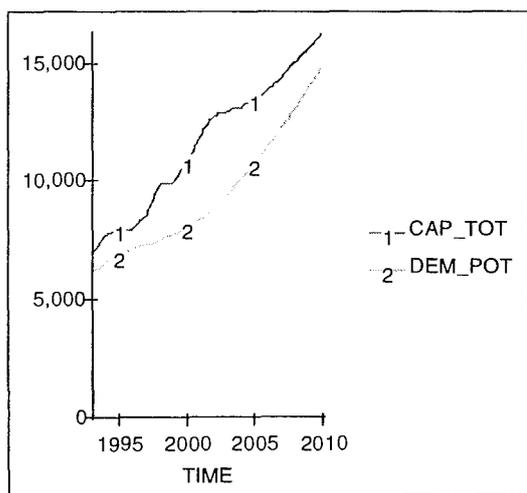


Figura 14. Evolución de la potencia del sistema (MW) considerando el plan de expansión indicativo hasta 1998.

cual se vio reflejado en una reducción de los aportes hidrológicos de la media hasta en un 30%. Aunque en la Figura 14 se observa un exceso en la capacidad de generación en potencia, en la Figura 13 se observa un margen muy reducido en la disponibilidad de energía eléctrica durante 1995-1996, debido a la consideración de disponibilidad de plantas para durante el período 1993-1995.

En general, la capacidad de generación excede en mucho a la demanda - tanto en energía como en potencia - y por tanto la liberalización del mercado parece trabajar según la idea inicial concebida por los organismos del Gobierno. El modelo no tiene restricciones financieras para la inversión privada, y por tanto ellos invierten si se percatan de que sus plantas no generarán con resultados de pérdida económica. La capacidad de generación no presenta retiros masivos de plantas por resultados económicos pobres. Esto es, los retiros de capacidad que se presentan durante la simulación son provenientes de la capacidad de generación que se aconseja desmontar en el plan de retiros de AENE (1994). El mercado parece entonces estar remunerando el viejo parque generador (tanto hidráulico como térmico) a tal punto que es económicamente factible mantener la planta en operación. Este criterio, sin embargo, no fue modelado para las plantas nuevas que entran al sistema, ya que sería como admitir que un inversionista hizo una mala inversión al colocar la planta en un sitio geográfico donde no sería bien remunerada.

La evolución de la capacidad de generación se reparte de acuerdo a los criterios de capacidad de inversión de las empresas generadoras. Principalmente, esto estará afectado por las ventas de energía, las cuales varían de acuerdo al factor de utilización de las plantas para cada tipo de generación. Es de esperar que estos valores varíen a medida que la nueva capacidad de generación entre en el sistema, dependiendo en gran medida de las variaciones en la composición de la misma (térmica - hidráulica) y del sector de generación donde sean ubicadas las nuevas plantas. En la Figura 15 se ilustran las ventas de energía (MUS\$) para las empresas considerando el plan de expansión indicativo hasta el año 2001.

Es normal expresar la nueva capacidad de inversión como un factor del estado financiero actual de cada empresa de generación. Para ello, deben tenerse en cuenta todas las variables que, primeramente, como las ventas de energía, generen excedentes de caja para la inversión, y segundo, aquellas que se debiten como gastos de operación, atención del servicio de deuda, impuestos, entre otros. El reflejo de todas estas interacciones se expresa en una variación de los activos, el pasivo y el patrimonio de las empresas. En las Figuras 16 a 18 se muestra la evolución por empresa de cada una de estas componentes del estado financiero.

La empresa con mayor incremento en sus balances corresponde a la agremiación de las empresas independientes grandes. Esto era de esperarse por dos razones: primero, su alto volumen de ventas de energía (ver Figura 15), y segundo, debido a que el modelo no pone restricciones a la inversión de estas empresas, dado que el inversionista privado puede llegar de cualquier lado (no está limitado a los actuales inversionistas privados). Sin embargo, los estados financieros que se muestran para los IPG tienen como base los estados de la Central Hidroeléctrica de Betania, magnificados por el factor de la capacidad total de Betania a la capacidad total de todos los IPG.

Las otras dos empresas con incremento considerable en los estados de sus balances son ISAGEN y

EEPPM. Debe notarse que en el primer caso, el modelo no ha considerado el traspaso de Chivor a inversionistas privados. Adicionalmente, las restricciones al estado financiero de ISAGEN pueden verse bloqueadas si el Gobierno invierte a través de esta empresa, en cuyo caso sería el quien financiaría los proyectos, como se muestra más adelante. Para EEPPM, el incremento en sus activos se debe exclusivamente a unos resultados positivos en su posibilidad de inversión, cubriendo adecuadamente la deuda y rentando a sus inversionistas (en este caso, el Municipio de Medellín). Para las otras empresas, el incremento en los activos se debe forzosamente a las plantas que tienen registradas en el plan de expansión y que el modelo no obliga a posponer, sin importar el estado financiero. La disminución considerable en activos de algunas empresas (como el caso de EEB y EPSA), se debe a la depreciación de los activos, los cuales no han sido renovados con nuevas inversiones. Por tanto, las ganancias provenientes del ejercicio se destinarán a reducir el volumen de los pasivos de largo plazo a un punto tal que les permita invertir. Debe quedar suficientemente claro que los estados financieros utilizados en este modelo pueden estar sujetos a fuertes revisiones, por lo cual el problema de información en este caso debe ser estrictamente revisado para llegar a resultados concluyentes.

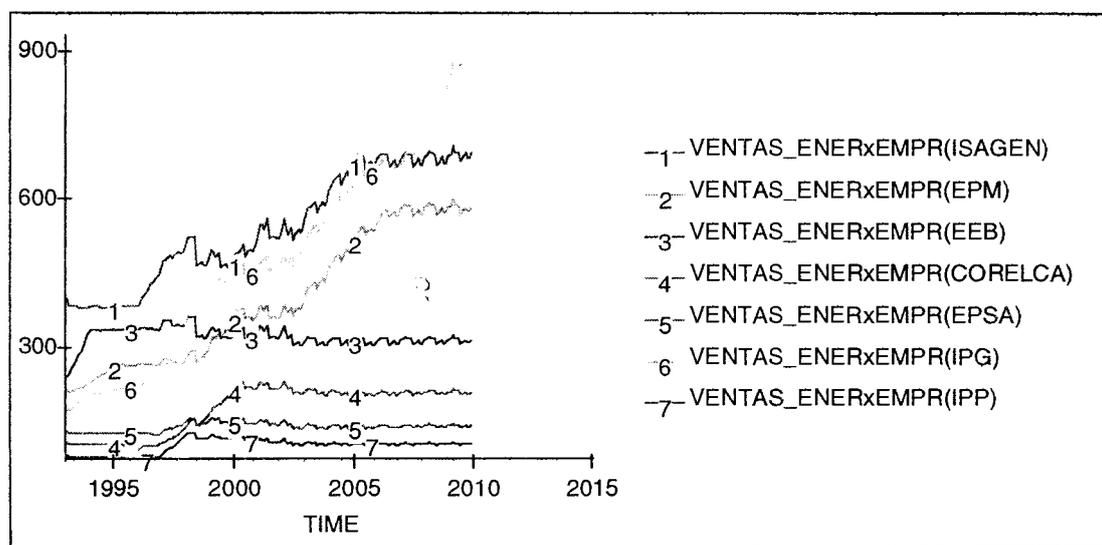


Figura 15 Evolución de las ventas de energía por empresa de generación (MUS\$)

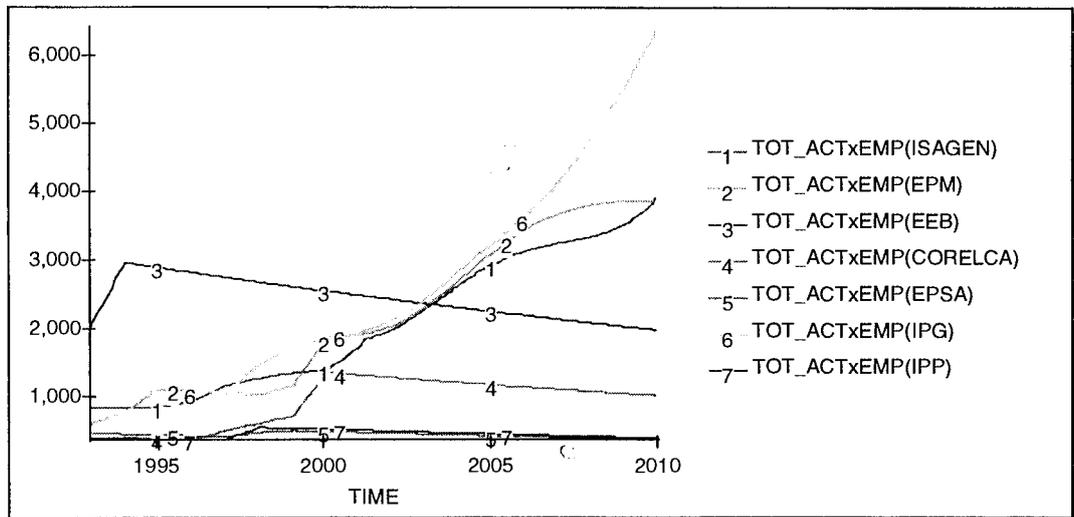


Figura 16 Evolución de los activos fijos por empresa de generación (MUS\$)

Teniendo presentes los anteriores resultados, se puede pasar a la observación de la evolución de la capacidad de generación. En principio, es de esperar que el mayor volumen de plantas nuevas este en manos de ISAGEN, los IPG y de EEPPM. En este caso se ilustra la evolución de la capacidad considerando la realización del plan indicativo hasta 1998 y hasta el año 2001 (ver Figura 19). En ambos casos, las empresas restantes no alcanzan a sanear sus estados financieros para adicionar plantas al sistema.

Desde el punto de vista de la competencia por los mercados de generación, empresas tradicionalmente poseedoras de grandes porciones del mercado verán disminuidas su participación en el nuevo mercado.

Es el caso actual de ISAGEN y EEB, quienes generan en conjunto aproximadamente la mitad de la energía que consume el país. Estas porciones de mercado pasan, en su mayoría a los inversionistas independientes grandes (IPG), quienes comienzan con una baja capacidad de generación y logran posicionar sus plantas en el mercado. Aunque no esté en el modelo, la influencia de las presiones

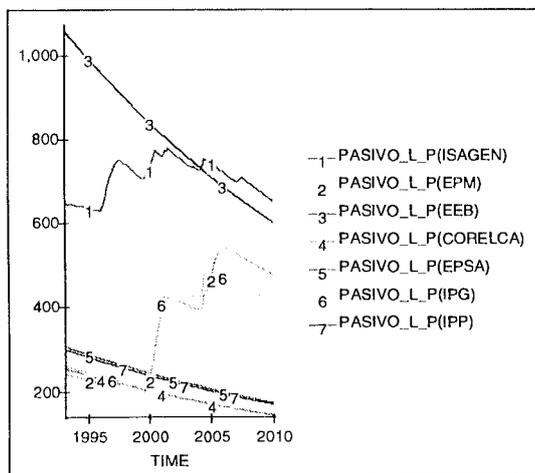


Figura 17 Estado de los pasivos de largo plazo por empresa de generación (MUS\$).

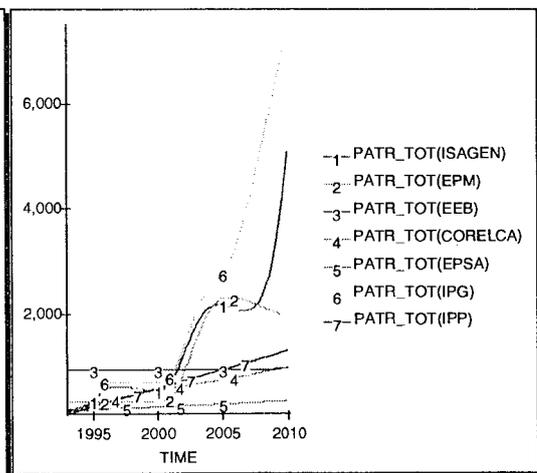


Figura 18 Evolución del patrimonio por empresa de generación (MUS\$).

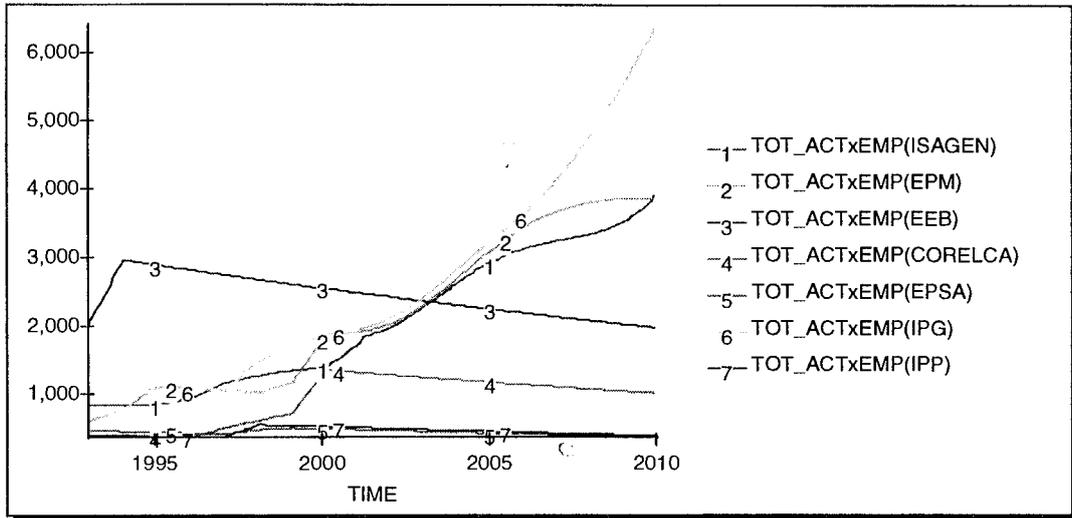


Figura 16 Evolución de los activos fijos por empresa de generación (MUS\$)

Teniendo presentes los anteriores resultados, se puede pasar a la observación de la evolución de la capacidad de generación. En principio, es de esperar que el mayor volumen de plantas nuevas este en manos de ISAGEN, los IPG y de EEPPM. En este caso se ilustra la evolución de la capacidad considerando la realización del plan indicativo hasta 1998 y hasta el año 2001 (ver Figura 19). En ambos casos, las empresas restantes no alcanzan a sanear sus estados financieros para adicionar plantas al sistema.

Desde el punto de vista de la competencia por los mercados de generación, empresas tradicionalmente poseedoras de grandes porciones del mercado verán disminuidas su participación en el nuevo mercado.

Es el caso actual de ISAGEN y EEB, quienes generan en conjunto aproximadamente la mitad de la energía que consume el país. Estas porciones de mercado pasan, en su mayoría a los inversionistas independientes grandes (IPG), quienes comienzan con una baja capacidad de generación y logran posicionar sus plantas en el mercado. Aunque no esté en el modelo, la influencia de las presiones

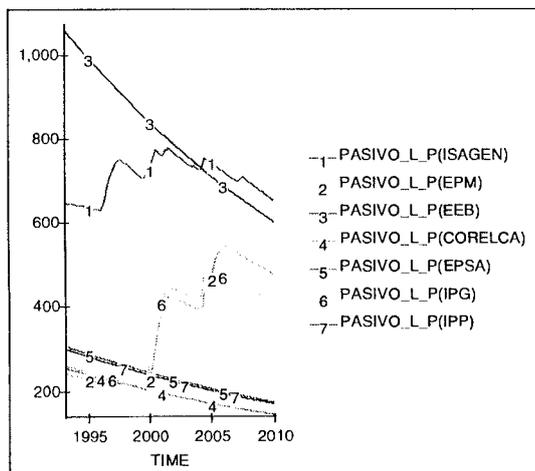


Figura 17 Estado de los pasivos de largo plazo por empresa de generación (MUS\$).

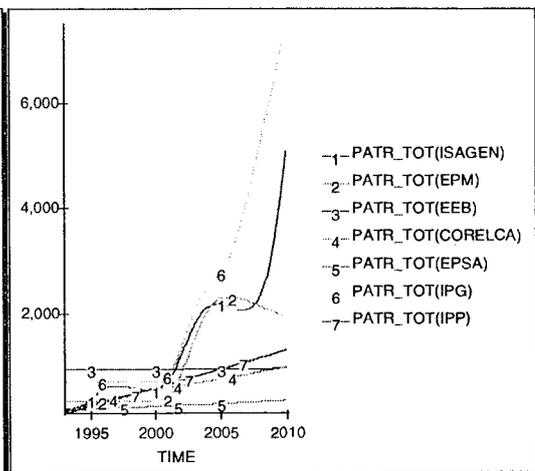


Figura 18 Evolución del patrimonio por empresa de generación (MUS\$).

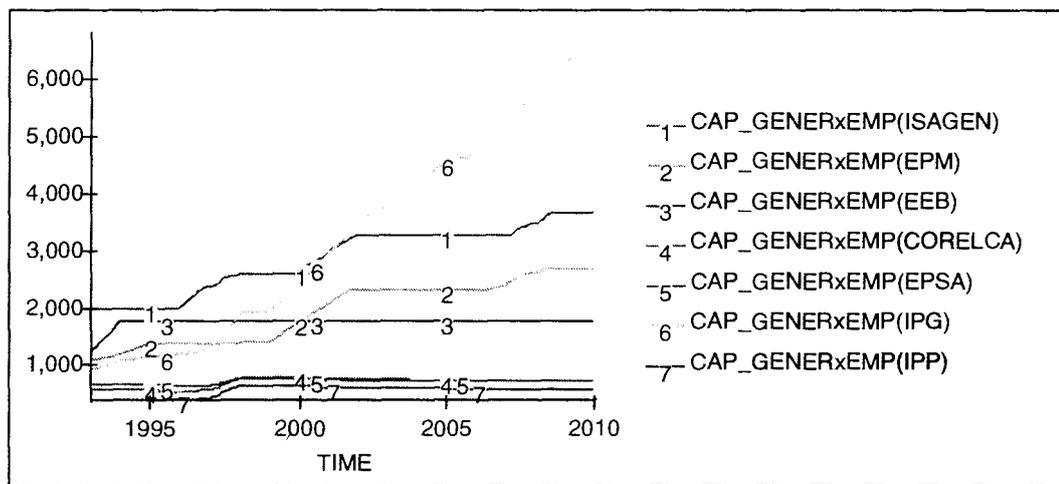
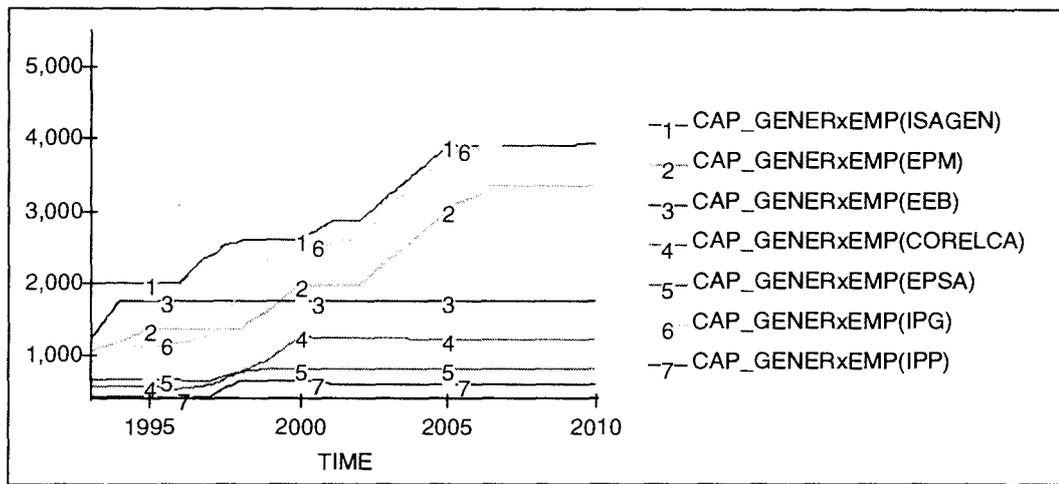


Figura 19 Capacidad de generación por empresa (MW) considerando el plan de expansión indicativo hasta 1998 (arriba) y hasta el 2001 (abajo).

ejercidas por los IPG para lograr contratos con altos precios de la energía, su alto desenvolvimiento producto de la desburocratización de su planta y personal, la relativa agilidad en la toma de decisiones (no sujetas a conceptos políticos) y su casi ilimitada capacidad de inversión, son los principales factores que contribuyen a su posicionamiento en el mercado. En la Figura 20 se ilustran las reparticiones del mercado para el caso considerados de expansión indicativa.

La repartición del mercado favorece a los inversionistas independientes grandes (IPG) dada su capacidad de entrar nuevos proyectos con las tasa de retorno base propuesta del 15%. ISAGEN y EEPPM

mantienen una considerable porción del mercado. dado que solamente exigen tasas base del 10% EEB y CORELCA, quienes por el momento no poseen capacidad de financiación, van perdiendo porción del mercado (esto implica que construyen poca capacidad adicional a la existente), pero se espera que al aclararse la situación financiera resultante de la venta de activos, se recupere la capacidad de inversión y puedan competir con las demás empresas generadoras.

Las compañías que ven disminuido su porcentaje del mercado pueden pensar en alianzas estratégicas que les permitan ser competitivas, y por tanto pueden ofrecer proyectos en asocio con

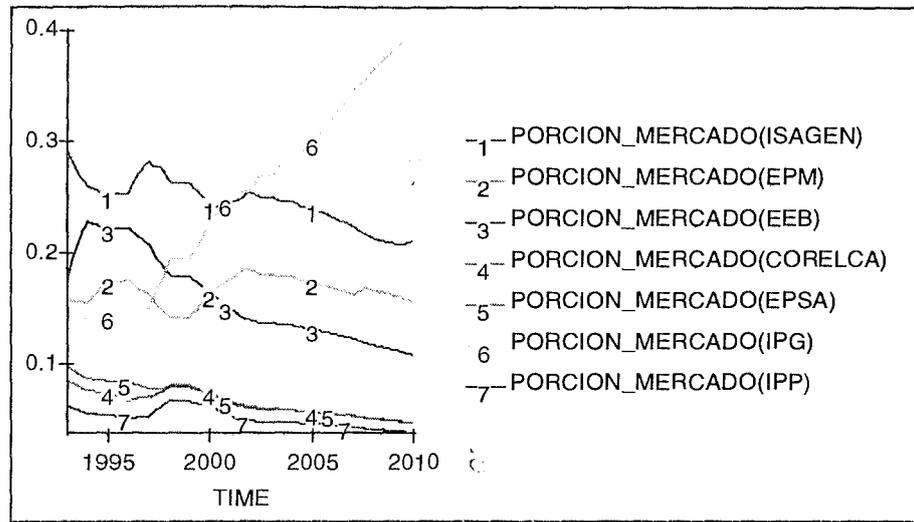


Figura 20 Porción de mercado por empresa de generación considerando la expansión indicativa hasta 1998.

inversionistas privados. Estos últimos, principalmente estarán interesados en proyectos con períodos de recuperación bajos y altas tasas de retorno que cubran el riesgo en la inversión.

Esto hace que las tecnologías a gas tomen una considerable porción de mercado, alcanzado un 50% para el período 2005-2010, como se observa en la Figura 21. Debe tenerse en cuenta que en este escenario se consideró una disponibilidad suficiente de gas para la generación de electricidad, lo cual puede estar sujeto a revisiones mucho más minuciosas. Las inversiones en plantas hidráulicas, aunque son de muy alta rentabilidad en el largo plazo, y pueden interesar a las empresas que continúan en el nuevo mercado con su carácter público (Empresa Industrial y Comercial del Estado), no son construidas por razones financieras de las empresas que pudiesen estar interesadas en inversiones con largos períodos de recuperación de capital. Por tanto, se necesita de programas efectivos de mejora y eficiencia de la situación financiera de las empresas, para que sean autónomas en su inversión.

Puede notarse que en la Figura 21 como las plantas a gas logran el 50% del mercado antes del 2005. Esto es debido a que en el escenario de expansión

indicativa se excluyeron las plantas hidráulicas de 2001, con lo cual dejarían de instalarse aproximadamente 1000 MW hidráulicos (10% de la capacidad actual del sistema).

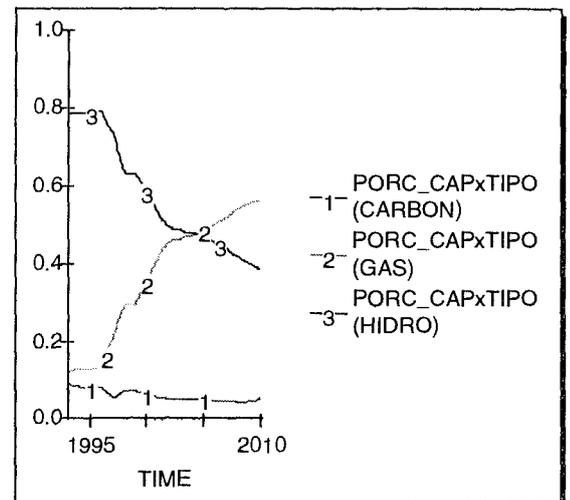


Figura 21 Evolución de la capacidad de generación por tipo de tecnología expansión indicativa hasta 1998.

7. Conclusiones y recomendaciones

De acuerdo con el modelo desarrollado y a los resultados obtenidos se pueden escribir las siguientes conclusiones y recomendaciones:

Resulta adecuada la plataforma en dinámica de sistemas como herramienta para el modelamiento de los sistemas en competencia, en cuanto que permite considerar los efectos en el sistema eléctrico producto de la influencia del precio como factor de decisión en la inversión en capacidad, y la realimentación de este último de la señal de variación de capacidad como estímulo a la inversión.

La inclusión del cargo por capacidad en el precio que el generador recibe por la energía producida parece ser una buena señal, ya que su implementación en el período 1997-2002 se complementa con un gran volumen de capacidad de generación propuesta, primero en el plan de expansión indicativo, y durante el primer lustro del siguiente siglo. De allí en adelante, el exceso en la inversión, y el cese del mecanismo de cargo por capacidad, hace poco rentable la inversión (el precio marginal no compensa el costo de la energía producida y hay pocas posibilidades de vender los excedentes por fuera de los contratos). Esto hace que el Gobierno deba invertir en nueva capacidad de generación.

La entrada del gas como combustible para generación de electricidad ha demostrado sus ventajas comparativas a las demás tecnologías de generación. Se evidencian estos resultados en que aún teniendo costos de transporte y administración elevados, es de menor costo que el costo de inversión en proyectos hidráulicos. Tampoco disminuye su atractivo como combustible para generación la duplicación en el costo el transporte como consecuencia de la disminución de las reservas en el norte del país.

Los estados financieros de las empresas revelan una dura situación de los actores actuales del sector eléctrico. Antes de liberalizar el mercado, el Gobierno debió sanear financieramente las empresas. La exposición a la competencia de muchas de ellas (sobre todo las electrificadoras pequeñas y a CORELCA) las obligará a vender sus

activos si la nueva capacidad de generación construida por los inversionistas competitivos vuelven obsoleta su capacidad de generación. Por tanto, estas empresas deberán entrar a repotenciar sus plantas o sacar sus plantas ineficientes del mercado.

Esta tesis está reforzada por el bajo costo de la energía y por la remuneración obtenida de la venta al consumidor final (tarifa) sin un plan previo que le permitiera igualar el costo incremental del largo plazo con el precio marginal del sistema. Si se considera la actual configuración del sistema, y se examinan los precios de oferta de estos, la desmotivación de la inversión futura está basada en que al expirar el mecanismo de cargo por capacidad en el 2002, todas las plantas hidráulicas estarán aún en producción y podrán estratégicamente seguir ofertando a precios inframarginales. Es necesario, si se quiere que la expansión se lidere por la inversión privada, que estos proyectos cobren su energía al costo marginal de producción de una planta nueva equivalente a la misma.

La instauración de políticas tendientes a disminuir la vulnerabilidad del sistema con diversificación del combustible de generación no parece ser un alternativa económica para los inversionistas privados. Estos invertirán, si no se presenta ningún cambio, únicamente en tecnología a gas. El Gobierno será quien entonces, en definitiva, tendrá que acometer la construcción de proyectos a carbón y fuel-oil (actualmente de altos costos totales de inversión), para disminuir la vulnerabilidad del sistema al uso único de un combustible (bien sea este gas natural o agua). La otra opción es esperar a que la innovación tecnológica provea al carbón del atractivo económico del que actualmente carece. En un futuro cercano, esta parece ser la alternativa ideal.

La necesidad de la organización de la información concerniente a todos los aspectos que se tratan en esta investigación será una tarea que deberá emprender el ente regulador. La claridad en la información a los nuevos participantes en el mercado es la herramienta fundamental que el Gobierno posee para llevar el sistema a mínimo costo. En principio, la investigación trabaja con datos bastante agregados, y hace suposiciones muy

fuertes en cuanto a, por ejemplo, el costo de inversión en plantas hidráulicas en cada sector de generación. El modelo al poseer una información mucho más precisa y detallada, representando el verdadero valor de las variables que simula, será una herramienta que complementará en mucho el análisis de políticas energéticas en el subsector eléctrico. Es muy posible, en un futuro, lograr una interconexión de este modelo con la expansión de los demás subsectores energéticos, eso si, disponiendo de información completa y de calidad.

8. Agradecimientos

El apoyo de COLCIENCIAS dentro del proyecto "Planeamiento de la expansión de un sistema integrado de generación hidrotérmica interconectado", permitió la realización de esta investigación.

9. Referencias

1. 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.
2. BUNN D.W., LARSEN E.R., 1992. *Sensitivity of reserve margin to factors influencing investment behavior in the electricity market of England and Wales*. Energy Policy, may 1992, Pp 420-429.
3. BUNN D.W., LARSEN E.R. y VLAHOS K., 1993. *Complementary modeling approaches for analysing several effects of privatization on electricity investment*. Journal Oper. Res. Soc., Vol. 44, No.10, Pp 957-971.
4. CORREDOR A., Pablo H.; GÓMEZ V., Juan Diego; VILLEGAS R., Andrés. *Cargos por Uso de la Red de Transmisión: Elemento de Decisión en el Planeamiento de la Expansión*. Energética, No. 15, 1995.
5. DYNER R., Isaac. *System Dynamics Platforms for Integrated Energy Analysis*. University of London. London Business School. June 1996.
6. Energy Policy. Special Issue: *Financing energy sector in developing countries*. Vol. 23, No. 11, November 1995.
7. FORD, Andrew; YOUNGBLOOD, Annette. *Technical Documentation of the Electric Utility Policy an Planning Analysis Model, Version 4*. Los Alamos National Laboratory. Los Alamos, New México. Apr. 1982.
8. FRANCO, Carlos Jaime. *Un modelo nacional desagregado para la formulación de políticas para el uso racional de energía*. Tesis de Mágister para optar al título en Planificación de los Recursos Hidráulicos. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas. Medellín, 1996.
9. *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión Revisión 1994*. Ministerio de Minas y Energía. Interconexión Eléctrica S.A. Medellín, 1993.
10. *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión Revisión 1995*. Ministerio de Minas y Energía. Interconexión Eléctrica S.A. Medellín, 1994.
11. 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.
12. VILLAMIZAR A., Rodrigo. *Memorias a Congreso Nacional 1995- 1996*. República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía. Editorial RECEPTORA LTDA. Santafé de Bogotá, Julio de 1996.