

*Efectos sobre el bienestar
social de la reestructuración y
capitalización de la Empresa
de Energía de Bogotá*



*Israel Fainboim Yaker
Investigador Asociado de Fedesarrollo*

Junio 22 del 2000

- I. INTRODUCCIÓN
 - II. UNA DISCUSIÓN SOBRE LAS CRÍTICAS A LOS PROCESOS DE PRIVATIZACIÓN
 - III. EL MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS SOBRE EL BIENESTAR
 - A. Escenarios de Comparación
 - B. La Ecuación Básica del Cambio en el Bienestar
 - IV. LA EEB EN EL PERÍODO 1990-1997
 - A. Interferencia Política, Sobredimensionamiento de la Planta de Personal y Alta Rotación de Gerentes
 - B. Ineficiencia en las Inversiones
 - C. Altos Niveles de Pérdidas de Energía y Baja Calidad del Servicio
 - D. Tarifas muy Inferiores a los Costos
 - E. Impactos sobre el Bienestar Social 1990-1997
 - F. Viabilidad Financiera
 - V. REESTRUCTURACIÓN Y CAPITALIZACIÓN DE LA EMPRESA
 - A. Procesos de Reestructuración y Transformación de su Naturaleza Jurídica
 - B. Oferta Pública y Capitalización
 - VI. LOS EFECTOS SOBRE EL BIENESTAR EN EL ESCENARIO POST-CAPITALIZACIÓN
 - A. Impactos sobre las Empresas
 - B. Impactos sobre los Usuarios
 - C. Impactos sobre los Trabajadores
 - D. Impactos sobre los Gobiernos Distrital y Nacional
 - E. Impactos Ambientales
 - VII. LA REDUCCIÓN DE CAPITAL Y SUS EFECTOS SOBRE EL BIENESTAR
 - VIII. EL ESCENARIO CONTRAFCTUAL: LA EEB CONTINÚA EN MANOS PÚBLICAS
 - A. Impactos sobre las Empresas
 - B. Impactos sobre los Usuarios
 - C. Impactos sobre los Trabajadores
 - D. Impactos sobre los Gobiernos Distrital y Nacional
 - E. Impactos Ambientales
 - IX. COMPARACIÓN ENTRE ESCENARIOS: IMPACTOS NETOS SOBRE EL BIENESTAR
 - A. Empresas
 - B. Usuarios
 - C. Trabajadores
 - D. Gobiernos Distrital y Nacional
 - E. Impacto Ambiental Neto
 - X. CONCLUSIONES
- REFERENCIAS
- ANEXOS

I. INTRODUCCIÓN

Los procesos de privatización¹ en Colombia han recibido fuertes críticas, tanto de académicos, como de congresistas y entidades de control fiscal. Las críticas han sido generalmente de carácter parcial, tendiendo a enfocarse exclusivamente en unos pocos aspectos del proceso mismo y/o de sus efectos directos (como el precio de venta, o el comportamiento de las tarifas después de la privatización) y no en la totalidad de sus impactos; además, nunca han tenido en cuenta los efectos indirectos y de segundo orden (de equilibrio general) de estas operaciones, que en algunos casos pueden llegar a ser incluso de importancia similar a los efectos directos.

Las privatizaciones afectan el bienestar no sólo de los usuarios o clientes de la empresa privatizada, sino también de otros grupos, como los trabajadores, el Gobierno y los inversionistas. Raras veces se han analizado y valorado en Colombia los efectos sobre el bienestar de las privatizaciones desde una perspectiva global y comprehensiva, que permita considerar simultáneamente los efectos sobre todos los grupos afectados, tanto directos como indirectos, con el objeto de llegar a una conclusión que permita poner en perspectiva adecuada los argumentos parciales.

El presente documento constituye un esfuerzo en esa dirección. El estudio tiene como objeto evaluar los efectos de la reestructuración y capitalización de la Empresa de Energía de Bogotá (en adelante EEB) sobre el bienestar social. La capitalización de la EEB ha sido muy criticada, tanto por la operación misma, como por la reducción posterior de capital. Ambos procesos pueden analizarse desde una perspectiva de su impacto sobre el bienestar social. Para ello es necesario comparar el nivel de bienestar de los grupos afectados después de la capitalización (en valor presente, bajo un horizonte razonable), con el nivel de bienestar que habrían tenido si la empresa hubiera continuado bajo propiedad pública. Este último escenario es el que en la literatura se denomina como "escenario contrafactual".

Una vez identificados y valorados los niveles de bienestar de los grupos afectados, se procede a agregarlos, pa-

ra determinar si la privatización fue favorable desde el punto de vista del bienestar social. Debido a que no es lo mismo para el Gobierno aumentar el bienestar de los usuarios del servicio que el de los inversionistas privados, para agregar los niveles de bienestar (o los cambios en estos niveles) es necesario ponderarlos. Las ponderaciones generalmente se derivan de consideraciones distributivas (por ejemplo, un peso de ingreso de los inversionistas podrá contribuir menos al bienestar social que un peso de los trabajadores), o de consideraciones de eficiencia (por ejemplo, impuestos u otras distorsiones pueden hacer que un peso de ingreso gubernamental contribuya más al bienestar, que un peso para los usuarios).

El estudio que se presenta a continuación desarrolla este tipo de ejercicios. El documento contiene nueve capítulos, además de esta introducción. El segundo capítulo consiste en una discusión de las críticas comúnmente formuladas a los procesos de privatización y a sus efectos sobre el bienestar. En el tercer capítulo se presenta el marco teórico utilizado para el análisis y cuantificación de los impactos sobre el bienestar de la capitalización y reestructuración de la EEB. El cuarto capítulo describe la evolución de la empresa antes de la capitalización y el quinto capítulo, los procesos de reestructuración e incorporación de capital privado. El sexto capítulo proyecta los posibles impactos sobre el bienestar de los diversos grupos sociales en el escenario postcapitalización. El séptimo capítulo discute cómo podrían cambiar los resultados con la reducción de capital que se produjo en 1999. En el octavo capítulo se determinan por su parte los impactos sobre el bienestar en el escenario contrafactual. Para evitar suspicacias, se construyeron tres escenarios contrafactuales, uno pesimista, uno intermedio y el tercero optimista. En el noveno capítulo, se compara el escenario después de la capitalización con los escenarios histórico y contrafactual. Finalmente, en el décimo capítulo se derivan algunas conclusiones.

Los ejercicios realizados evidencian que, incluso cuando la comparación se hace con el escenario contrafactual "optimista", que supone una mejora sustancial en la gestión de la empresa por sus antiguos propietarios, la reestructuración y capitalización de la EEB produce efectos netos positivos sobre el bienestar social, estimados en \$1.69 billones de 1997 (US\$1.485 millones), cifra que no incluye algunos impactos positivos que son de difícil cuantificación. Estos efectos se generan en tan sólo 8 años de operación de la empresa por los nuevos accionistas privados.

¹ En este documento se entiende el término "privatización" en sentido amplio, incluyendo no sólo ventas de empresas públicas al sector privado, sino también ventas de participaciones accionarias, capitalizaciones, concesiones, etc.

II. UNA DISCUSIÓN SOBRE LAS CRÍTICAS A LOS PROCESOS DE PRIVATIZACIÓN

Varias han sido las críticas a los procesos de privatización en Colombia, la mayoría de ellas relacionadas con sus impactos negativos sobre el bienestar. Se ha dicho, en primer lugar, que las privatizaciones llevan a un aumento del desempleo y a una desmejora en las condiciones laborales de los trabajadores que permanecen en las empresas privatizadas. Si bien es cierto que después de la venta de una empresa pública generalmente se reduce la planta de personal, lo que no es cierto es que el impacto neto de esta operación sobre el bienestar de los trabajadores sea necesariamente negativo. El recorte de la planta se realiza en muchos casos mediante planes de retiro voluntario y jubilaciones anticipadas. Estos planes vienen generalmente acompañados de bonificaciones generosas, que en el caso del retiro voluntario equivalen a varios años de trabajo, lo que proporciona al trabajador un plazo más que suficiente para emplearse en otras empresas. Además, en muchos casos los planes de retiro vienen también acompañados de capacitación para el reemplazo. En el caso de jubilaciones anticipadas, estas permiten que el trabajador se emplee en otras empresas y aún así reciba pensión.

Esta crítica tampoco tiene en cuenta el hecho de que, si bien con las privatizaciones el empleo directo generalmente tiende a reducirse, el indirecto puede aumentar. Ello por dos razones. La primera y más simple, es que las empresas privatizadas tienden simultáneamente a aumentar el "outsourcing", contratando externamente aquellas actividades que consideran que un contratista desarrollaría más eficientemente que la misma empresa, como el mantenimiento, la facturación, el recaudo, la limpieza, etc. Una experiencia interesante al respecto, es la promoción de empresas conformadas por ex-trabajadores, quienes son posteriormente contratados por la empresa de la que se han retirado.

La segunda razón, es que las plantas de las empresas y entidades públicas generalmente están sobredimensionadas como resultado de la interferencia política y de las prácticas clientelistas², manteniéndose dentro de ellas a personal completamente improductivo. En esas circunstancias, el recorte de las plantas aumenta la eficiencia de los trabajadores que permanecen en la empresa y permite que los trabajadores retirados se empleen más

productivamente en otras empresas. Ello a su vez aumenta la eficiencia de la economía, lo que se traduce en aumentos de competitividad y, tarde o temprano, en mayor empleo a nivel agregado.

Con respecto a los salarios de los trabajadores que permanecen en la empresa, lo que muchas veces ocurre es que con la privatización se cambian las prácticas salariales, pasándose de un esquema de remuneraciones basado en las influencias políticas o la presión sindical, a uno basado en el desempeño, esquema que favorece a los trabajadores más productivos. La privatización también da lugar a procesos más transparentes de selección, promoción y despido de personal y a mejoras en la seguridad industrial y en consecuencia a reducciones en la accidentabilidad laboral.

Otra crítica corriente a los procesos de privatización, ha sido que estos conducen a aumentos de tarifas y a una reducción en la calidad de los servicios. Esta crítica no es válida para el caso de los servicios públicos, donde las tarifas y la calidad del servicio están reguladas y la definición de las fórmulas tarifarias y de los parámetros de calidad no tienen por qué cambiar con la privatización.

Si bien es posible que cuando se vende un monopolio al sector privado, haya incentivos a no mejorar la calidad del servicio, la existencia de una regulación creíble y que se haga cumplir puede obviar este tipo de problemas. Además, son más frecuentes los casos en que las empresas públicas no cumplen las normas regulatorias, que aquellos en que las empresas privadas no lo hacen, ya sea porque el regulador es laxo con ellas, o porque se creen con derecho a incumplirlas por el simple hecho de ser públicas.

También se ha argumentado que las privatizaciones no resultan en aumentos en la cobertura de los servicios, ni dan lugar a transferencia de tecnologías (especial-

² La interferencia política no sólo se traduce en plantas sobredimensionadas, sino también en fijación de tarifas por debajo de costos y en corrupción en la contratación. La privatización cambia la relación del Gobierno y los políticos con la firma y despolitiza las decisiones económicas (Hanke, 1987). Además, la credibilidad del compromiso del Gobierno de no intervenir puede aumentar con la privatización, de manera que sus administradores enfrentan "restricciones presupuestales más duras" y por lo tanto, incentivos más fuertes (Vickers, 1989). No ocurre así con las empresas públicas, que casi nunca enfrentan el riesgo de quiebra, pues el Gobierno sale a menudo a rescatarlas cuando se encuentran en dificultades financieras (fenómeno que se conoce como "restricción presupuestal blanda").

mente cuando el inversionista es extranjero). Con respecto al primer argumento, en Colombia la Constitución y la Ley de Servicios Públicos obligan a las empresas de servicios públicos domiciliarios que operan en el país a proporcionar el servicio a todo aquel que lo solicite. En el sector eléctrico, en aquellos casos donde la ubicación de los usuarios es tan distante y dispersa que resulte en costos que no se remuneran con las tarifas reguladas, el Gobierno Nacional y la CREG están previendo un mecanismo de compensación o estímulo, en caso de que ningún agente se presente a prestar el servicio.

Con respecto al segundo argumento, no hay razones para pensar que no va a producirse transferencia tecnológica con la privatización, si las nuevas tecnologías son más eficientes y costo-efectivas y conviene por lo tanto introducirlas. Por otra parte, si el personal de las empresas continúa siendo mayoritariamente nacional después de la privatización, como generalmente ocurre, terminará necesariamente asimilando las nuevas tecnologías. Estos argumentos no tienen en cuenta además que, cuando eran públicas, las empresas eran generalmente deficitarias y que en esas circunstancias no podían realizar inversiones en expansión del servicio, ni introducir innovaciones.

Otro argumento a menudo esgrimido en contra de las privatizaciones, es que si la empresa queda en manos de inversionistas extranjeros, las utilidades salen del país, no beneficiándose de ellas los ciudadanos nacionales. El argumento, aunque válido, no tiene en cuenta que si la generación de utilidades aumenta con la privatización, los gobiernos perciben mayores ingresos tributarios. Por lo demás, si se desea que los gobiernos perciban también ingresos por dividendos después de la privatización, basta que se mantengan como accionistas de la empresa, mediante la privatización parcial de esta, o su capitalización.

Las sociedades mixtas tienen la virtud de que pueden combinar las ventajas de los dos modelos extremos de propiedad (privada y pública), sin incorporar sus defectos. La presencia de accionistas privados mayoritarios garantiza una gestión más eficiente de las empresas; y la existencia de accionistas públicos es una garantía de cumplimiento de sus responsabilidades sociales.

Por otra parte, se ha argumentado que a las empresas privadas no les preocupa el medio ambiente, o les preo-

cupa menos que a las empresas públicas. También en este caso, como con las tarifas y la calidad del servicio, hay regulaciones para eliminar o mitigar los impactos ambientales de la operación de las empresas, que se deben cumplir independientemente de que estas sean privadas o públicas. Al respecto cabe señalar además que las empresas multinacionales cuyas acciones se transan en las bolsas de valores internacionales, son cada vez más cuidadosas en el manejo de los impactos ambientales de sus actividades, pues cualquier accidente ecológico repercute en los precios en bolsa de sus acciones.

Finalmente, se ha señalado también que las valoraciones realizadas por los bancos de inversión han tendido a subestimar considerablemente el valor real de las empresas. También se ha señalado a menudo que los precios de venta de estas empresas han sido muy bajos y que, en consecuencia, se ha "regalado el patrimonio nacional" con la privatización.

Este tipo de críticas casi nunca se formulan con rigurosidad, pues toman generalmente como referencia precios de venta de empresas públicas en otros países, bajo circunstancias económicas muy diferentes. Además, no tienen en cuenta que una empresa vale lo que quieran ofrecer por ella y no lo que opine un banco de inversión, o un analista económico. Si se estructura el proceso de venta de la empresa de tal forma que se pueda extraer de los oferentes el máximo precio de oferta, mediante la utilización de mecanismos de subasta transparentes, competitivos y que eviten la colusión entre licitantes, difícilmente el argumento se sostiene.

Como se ha visto, aún las críticas sobre aspectos parciales de las privatizaciones tienen validez limitada; y miradas en su conjunto, desde el punto de vista del impacto sobre el bienestar de todos los actores involucrados (tanto beneficiados como afectados) y teniendo además en cuenta los efectos indirectos de estas operaciones, pueden perder casi toda su relevancia, pues los beneficios pueden superar con creces a los costos.

III. EL MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS SOBRE EL BIENESTAR

La metodología para medir el impacto sobre el bienestar social de la privatización de empresas fue desarrollada por Jones, Tandon y Vogelsang (1990) y aplicada a algunas empresas de diversos países³ por estos mismos autores (Jones, Galal, Tandon y Vogelsang, 1994). Esta metodología, que se utiliza en el presente estudio, no es otra cosa que la aplicación de las técnicas estándar de evaluación social de proyectos (o análisis de beneficio/costo social) al análisis de las privatizaciones. Una privatización, o una venta de participaciones accionarias, o una capitalización, pueden evaluarse de la misma forma en que se evalúa cualquier decisión de inversión pública, es decir, mediante un análisis de beneficio/costo social. La única diferencia radica en que una privatización es simplemente la operación contraria, o sea, una “desinversión pública”; pero el enfoque es el mismo.

La metodología de análisis de beneficio/costo social consiste básicamente en comparar el nivel de bienestar de la población después de la privatización, con el nivel de bienestar antes de esta operación y/o con el que se habría observado si la empresa hubiera continuado en manos públicas. La metodología asume que con la privatización de un empresa el Gobierno busca maximizar el bienestar social, que se supone es una suma de los niveles de bienestar de todos los grupos afectados por esta (consumidores, inversionistas, trabajadores, Gobierno, etc.).

Cabe anotar que, como el caso que se analiza aquí no constituyó estrictamente una privatización sino una capitalización, no hubo ingresos para el sector público por concepto de la venta de la empresa (aunque los hubo con la reducción posterior de capital); no obstante esto, la capitalización produjo otros efectos sobre el bienestar de gran importancia. Además, con la capitalización, el control de la empresa pasó a manos de los inversionistas estratégicos, de manera que podían esperarse los mismos efectos sobre la eficiencia en la operación, que si la empresa se hubiera vendido en su totalidad a un inversionista privado.

A. Escenarios de Comparación

Para estudiar los efectos sobre el bienestar social de la capitalización de la EEB y poder atribuir los cambios

observados en el bienestar a esta operación, habría sido deseable tener un grupo de “control”, conformado por empresas públicas que no han sido capitalizadas, pero que tienen características similares a la empresa capitalizada, con el objeto de comparar su evolución. Esto es prácticamente imposible de conseguir. El problema puede, sin embargo, resolverse de dos formas alternativas:

a. Comparando el desempeño de la empresa después de la capitalización, con su desempeño antes de la capitalización. El problema con este enfoque es que hay que distinguir en forma muy precisa entre los cambios producidos por la capitalización per-se y aquellos originados en cambios en el ambiente económico (es decir, cambios exógenos en los mercados y en la regulación) que se produjeron después de la capitalización.

Las empresas pueden mostrar mejores resultados simplemente porque la economía evoluciona en forma más favorable y no porque ha sido privatizada (y viceversa). Algo similar ocurre con la regulación. En varios sectores las empresas operan en un ambiente altamente regulado: se regulan las tarifas, la calidad del servicio, los efectos ambientales de la operación, etc. En estas circunstancias, para medir adecuadamente el impacto de una privatización sobre estas variables, es necesario separar entre los cambios en bienestar inducidos por las normas regulatorias (como por ejemplo, alzas en tarifas como resultado de la aplicación de nuevas fórmulas tarifarias, o mayores inversiones como consecuencia de mayores exigencias en mitigación ambiental), de aquellos que se produjeron independientemente de la regulación. Al respecto la literatura recomienda adoptar un enfoque conservador, de acuerdo con el cual los cambios observados se consideran exógenos, a menos que se tengan fuertes razones para pensar lo contrario.

b. La segunda alternativa consiste en comparar el desempeño de la empresa (y sus efectos sociales) antes de la capitalización, con el desempeño que se habría observado si la empresa no se hubiera capitalizado y hubiera permanecido en manos públicas. Es decir, se construye un escenario “contrafactual”, que sirve como sustituto del “grupo de control”.

Si bien el escenario *sin* capitalización de la EEB (o escenario contrafactual) no es equivalente al escenario antes

³ Empresas de Gran Bretaña, Chile, Malasia y México.

de la capitalización (o escenario pre-capitalización) y la comparación entre los escenarios *sin* y *con* es la más pertinente, en este estudio se realizaron ambas comparaciones, para obviar la sospecha siempre latente de que los escenarios en los que se requiere de proyecciones presenten una versión sesgada de los resultados.

B. La Ecuación Básica del Cambio en el Bienestar

Después de definir los escenarios que se comparan, lo que sigue es estimar la diferencia en sus niveles de bienestar. Para ello es necesario calcular la diferencia entre dos valores críticos: el valor social de la empresa después de la capitalización y el valor social de la empresa si no se hubiera producido la capitalización, es decir, en el escenario contrafactual (o, alternativamente, su valor antes de la capitalización). El efecto sobre el bienestar de la capitalización se compone de esta diferencia y del efecto por una sola vez del aporte de capital (y posterior reducción de capital).

Para calcular el valor social de la empresa bajo los escenarios mencionados, se debe partir por identificar todos los grupos que podrían haber sido afectados por la capitalización. En el caso en estudio, los grupos más importantes son:

- Usuarios del servicio (no regulados, regulados)
- Gobiernos Distrital y Nacional
- Inversionistas privados (estratégicos y otros)
- Trabajadores y otros proveedores de insumos
- Habitantes que enfrentan costos ambientales de la operación de la empresa
- Competidores

El valor social de la empresa en cualquiera de los escenarios, es la suma de aquellos componentes de los niveles de bienestar de los grupos que son afectados por las operaciones de la empresa. El efecto neto sobre el bienestar es por su parte la suma de los cambios netos en los niveles de bienestar de los grupos individuales⁴. Este procedimiento permite calcular no sólo el efecto agregado sobre el bienestar, sino también su distribución entre los diferentes actores económicos.

⁴ Para sumar los cambios netos en los niveles de bienestar de los diversos grupos, es necesario traducirlos a una unidad común. En la literatura generalmente se acostumbra a utilizar el consumo como unidad de cálculo.

Si se representa el cambio en bienestar como ΔW , este se puede expresar mediante la ecuación siguiente⁵:

$$\Delta W = \Delta U + \Delta L + \Delta G + \Delta C + \Delta A$$

donde:

ΔW = cambio en el bienestar de los grupos afectados por la capitalización;

ΔU = impacto sobre las utilidades de la empresa, que incluye efectos sobre los inversionistas estratégicos, el Gobierno y otros accionistas;

ΔL = efectos sobre los proveedores de insumos, entre los cuales el más importante es el trabajo; pero también se incluyen los proveedores de crédito, de licencias, de bienes intermedios, de seguros, etc.;

ΔG = impacto sobre los Gobiernos, vía ingresos por la venta de la empresa y cambios en los ingresos tributarios;

ΔC = si bien generalmente representa el efecto sobre el bienestar de los consumidores de cambios en tarifas, también debe incluir los impactos por cambios en la calidad y variedad del servicio; y,

ΔA = efectos ambientales sobre las comunidades afectadas por la operación de la empresa.

Generalmente se espera que una privatización (o una capitalización) lleve a que la empresa genere mayores utilidades (y por lo tanto $\Delta U > 0$). Si ello ocurre, las privatizaciones también implican un aumento en los pagos de impuestos ($\Delta G > 0$). En el caso de los usuarios, estos podrían verse afectados por cambios en las tarifas (si no están reguladas) y en la calidad del servicio. Los trabajadores por su parte pueden verse afectados por recortes en la planta de personal, pero aquellos que permanecen en la empresa pueden verse beneficiados con mejoras salariales, una mejor capacitación y mejores condiciones de seguridad industrial. Finalmente, parte de la población puede verse afectada por cambios en los niveles de inversión en control y mitigación ambiental.

Para agregar los cambios en bienestar de los diversos grupos representados en la ecuación anterior, es necesario ponderarlos. Las justificaciones de las ponderaciones y la explicación de las metodologías de cálculo de los diversos componentes de la ecuación anterior se presentan en el Anexo 1.

⁵ Por simplicidad se utiliza en (1) una notación para un solo período, pero cada término de la ecuación consiste en el valor presente neto descontado de un flujo. La ecuación (1) debe también incluir un término que recoja los efectos sobre los competidores de la empresa a privatizar. Sin embargo, las dificultades para cuantificar estos efectos obligaron a excluirlos del análisis.

IV. LA EEB EN EL PERÍODO 1990-1997

Desde mediados de la década de los ochenta la EEB entra en una situación financiera crítica. Varias son las razones: interferencia política, inversiones ineficientes en megaproyectos (con grandes retrasos y sobre-costos), tarifas muy por debajo de los costos reales y elevado volumen de pérdidas, entre otros factores. En este capítulo se tratan en forma más amplia estos factores, y se mencionan sus implicaciones sobre la evolución financiera de la entidad y sobre el bienestar social.

A. Interferencia Política, Sobredimensionamiento de la Planta de Personal y Alta Rotación de Gerentes

Como empresa pública, la EEB se vio afectada por la interferencia política en su operación. Esta se reflejaba, en primer lugar, en una muy alta rotación de gerentes. Entre 1980 y 1997 la empresa tuvo 12 gerentes, uno cada 18 meses. Siendo la empresa más grande del país en el sector eléctrico, que atiende al mercado de mayor tamaño (ver recuadro) y constituyéndose en el activo más importante del Distrito Capital, esta altísima rotación de los gerentes no estaba justificada y necesariamente se tenía que reflejar en la calidad del gerenciamiento de la empresa.

La alta rotación en los cargos directivos generalmente se traducían en fluctuaciones en las prioridades políticas. Los cambios usualmente afectaban las metas de la ins-

titución, el personal directivo y las estructuras organizacionales. La planeación del gasto se hacía imposible en estas circunstancias. Los índices de gestión administrativa y comercial eran pobres, empezando por la cartera morosa, que mostró una tendencia creciente durante el período.

La influencia política también afectaba la operación corriente de la empresa. Hasta 1993, miembros del Concejo de Bogotá participaron en la Junta Directiva de la empresa, teniendo capacidad para influir en los procesos de contratación. La empresa se manejaba además como una entidad al servicio del resto del Distrito: cuando otras entidades distritales requerían apoyo financiero para realizar estudios, poner a su servicio el parque automotor de la empresa, proveer escoltas, etc, la EEB debía proporcionarlo.

Los nombramientos del personal se realizaban con base en recomendaciones políticas. Como consecuencia de ello, la planta de personal creció muy rápidamente y ya en los noventa estaba bastante sobredimensionada. A fines de 1996 la empresa tenía 4.333 empleados (Cuadro 1), lo que equivale a una relación de 3 empleados por cada 1000 suscriptores (excluyendo los trabajadores de generación y transmisión). Si se compara esta planta con la de 1999, se puede concluir que estaba sobredimensionada en al menos un 59% (Cuadro 1).

En materia de política salarial, y de promoción de los trabajadores, las normas operaban formalmente. Los ascensos se producían también por recomendación po-

ESTRUCTURA DE NEGOCIOS DE LA EEB ANTES DE LA CAPITALIZACIÓN

Hasta 1997 la EEB era una empresa integrada verticalmente, cuyo objetivo era generar, transportar y distribuir energía en la ciudad de Bogotá y en la zona rural de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Tolima y Meta, con más de 96 municipios. En ese año tenía una capacidad de generación de 2.515 MW, equivalente al 23% de la capacidad total, siendo la mayor empresa generadora del país, con 8 centrales hidroeléctricas y una central termoeléctrica. De las 8 hidroeléctricas, 7 son filo de agua, y la otra constituye el segundo mayor embalse del país (Guavio).

La capacidad hidráulica instalada estaba compuesta por la Cadena Antigua (548,8 MW), que incluye las centrales de Canoas (50 MW), Laguneta (72 MW), Salto I (56,8 MW), Salto II (70 MW) y Colegio (300 MW); la Cadena Nueva (580,5 MW), compuesta por las centrales de La Guaca (310,5 MW), Paraíso (270 MW); y la Central del Guavio (1.150 MW). La Cadena Antigua y la Nueva son alimentadas por el río Bogotá, aguas abajo de la ciudad, lo que les permite contar con un caudal bastante estable. La capacidad térmica estaba dada por la Central Térmica Martín del Corral (Termozipa, 235,5 MW) que contaba con 4 unidades. Las dos cadenas utilizan agua del sistema agregado de embalses que conforman los embalses de Sisga, Neusa, Tominé, Chuza y Muña.

En transmisión, la EEB tenía en 1997 un total de 692 kms. de líneas de 230 Kv (aproximadamente el 8% del total nacional). En distribución cubría un área de 14.087 km², de los cuales 1.587 km² corresponden a zonas urbanas; y tenía un total de 1.536.036 suscriptores, equivalentes al 21,7% del total nacional. Adicionalmente, brindaba el servicio de comercialización de energía a un grupo de grandes clientes en diferentes partes del país, conectados a redes de distribución de otras empresas.

Cuadro 1. RELACIÓN EMPLEADOS/SUSCRIPTORES 1990-1999

Categoría	Empleados	Suscriptores	Emp/1000 Susc.
1990	3.937	1.023.206	3.5
1991	3.977	1.078.645	3.5
1992	4.301	1.120.456	3.7
1993	4.174	1.202.142	3.6
1994	4.113	1.256.988	3.3
1995	4.682	1.350.687	2.9
1996	4.333	1.449.510	3.0
1997	3.153	1.536.036	1.4
1998	1.595	1.628.111	1.2
1999	1.782	1.746.352	0.7

Nota: La relación se ha calculado excluyendo los trabajadores de generación y transmisión.

Fuente: EEB, Codensa y Emgesa.

lítica. Ello se reflejaba en la no uniformidad de salarios para trabajos iguales. En el período considerado no existió un esquema de evaluación del desempeño que guiara los incrementos salariales. La presión sindical resultaba además en continuas y desbordadas demandas salariales, que no fueron resistidas por la mayoría de los gerentes. En 1996 el costo del personal se acercaba a los \$100 mil millones, incluyendo pagos de pensiones. Como las empresas públicas nunca se quiebran porque cuentan con el apoyo del estado, ello promueve que el empleado no sea un doliente natural en la protección del patrimonio.

No había en la empresa programas de capacitación como tales, dirigidos a mejorar la gestión de la empresa. Selectivamente se enviaba a unas pocas personas a cursos en el país o en el exterior. El 90% de los cargos tenían conocimiento empírico, pues nunca hubo un esfuerzo coordinado y programado para capacitar al personal. La capacitación se manejaba como un premio o una dádiva para unos pocos trabajadores y se presentaba como un logro del sindicato, cuando es un tema central en la gestión. A nivel administrativo, la capacitación significaba tener la posibilidad de realizar un curso, lograr un diploma y ascender en el escalafón. En materia pensional, si bien se venían haciendo provisiones para cubrir el pasivo, el fondo de pensiones se mantenía ilíquido.

También puede afirmarse que la seguridad industrial y de los usuarios no se atendió adecuadamente, por las limitaciones financieras de la empresa. Los índices de incapacidades laborales eran altos (Cuadro 2). Finalmente,

como la mayoría de las empresas públicas en Colombia, no era inmune a la corrupción política y administrativa, cuyo ejemplo más notorio fue el caso del Guavio, al que se hace referencia a continuación.

B. Ineficiencia en las Inversiones

El segundo factor que afectó seriamente la evolución financiera de la empresa en la década de los noventa fue la realización ineficiente de inversiones, particularmente en la central hidroeléctrica del Guavio, uno de los proyectos más controvertidos del sector eléctrico. Las inversiones de la EEB en los ochenta y comienzos de los noventa se concentraron en este proyecto, descuidando las inversiones en mantenimiento. Este megaproyecto tenía una capacidad inicial de 1.000.MW y un costo inicial estimado de USD 1.000 millones.

Los retrasos y sobrecostos en su construcción generaron una enorme carga financiera sobre la empresa. La obra se inició en el segundo semestre de 1981, proyectándose su culminación en 1987; sin embargo, tan sólo se concluyó en 1993, con un sobrecosto (más lucro cesante) estimado por la Contraloría General de la República de USD1.100 millones⁶. El retraso en entrar en operación obligó a la EEB a pagar intereses de créditos seis o siete años antes de empezar a operar la central y percibir ingresos de ella. No disponiendo de recursos propios, ni de recursos adicionales de crédito de largo plazo para servir la deuda, la empresa debió financiarse con créditos bancarios, de menor plazo y mayor costo. Además, la EEB debió aumentar sus compras de energía a ISA hasta que empezó a operar el Guavio, para poder servir su mayor demanda.

Cuadro 2. EEB: INCAPACIDADES LABORALES

Año	Incapacidades	Días
1990	41	742
1991	141	1.559
1992	147	2.031
1993	122	1.482
1994	176	2.254
1995	166	2.247
1996	106	1.563
1997	129	1.836

Fuente: EEB.

⁶ La Contraloría estimó sobre-costos financieros por USD800 millones y técnicos por USD300 millones.

entre 1992 y 1993, o al menos no hubiera sido de esa magnitud. El racionamiento en esos años fue de alrededor de 5000 Gwh, que es la energía que genera el Guavio en un año.

Varios fueron los factores que generaron los retrasos y sobrecostos. Uno de ellos fue la corrupción en la compra de predios. La fuerte devaluación de 1985 también fue un hecho determinante, pues la obra se financió con deuda externa. Finalmente, con el sofisma de que había exceso de capacidad de energía, el Gobierno Nacional demoró los trámites de aprobación de créditos en el período 1987-1993.

La deuda del Guavio se convirtió en una enorme carga financiera para la empresa. En varios años de la década de los noventa los resultados operacionales positivos de la empresa fueron absorbidos por los no operacionales por concepto del servicio de la deuda (ver Anexo 1). En 1993 y 1996 la EEB registró pérdidas por \$196 mil y \$486 mil millones respectivamente.

C. Altos Niveles de Pérdidas de Energía y Baja Calidad del Servicio

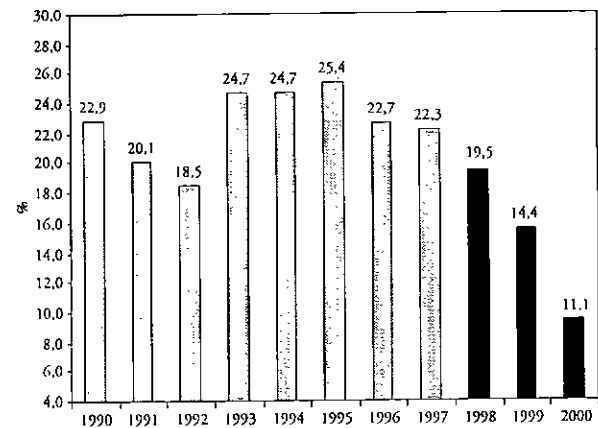
La empresa mantuvo durante la década un alto nivel de pérdidas tanto técnicas como "negras", las primeras por el mal estado de las redes de distribución y las segundas por el alto volumen de asentamientos subnormales en el área de influencia de la EEB (y, en consecuencia, robos de energía), corrupción en la empresa y problemas de medición (incluidos fraudes) y facturación. Las pérdidas de energía crecieron en forma sostenida entre 1992 y 1995, alcanzando un pico de 25.4% en este último año, para luego caer a 22.3% en 1997 (Gráfico 1). Como referencia, cada punto de pérdidas implicó en 1995 alrededor de \$10.000 millones para el negocio de distribución.

Como se señaló atrás, ello se explica porque la empresa concentró sus inversiones en el proyecto del Guavio, descuidando las inversiones de mantenimiento. La ausencia de mantenimiento se traducía además en una baja disponibilidad del parque generador y en índices de calidad del servicio (interrupciones) bastante deficientes (Cuadro 3).

D. Tarifas por Debajo de los Costos

En materia tarifaria, la empresa vendía la energía a pérdida, con subsidios muy elevados; y los reajustes tarifa-

Gráfico 1. EEB Y CODENSA: ÍNDICE DE PÉRDIDAS



Fuente: EEB y Codensa.

rios eran ocasionales e insuficientes para cubrir los costos. El 80% de los usuarios residenciales de la Empresa se ubican en los estratos socioeconómicos más bajos (1, 2 y 3) y pagaban tarifas muy inferiores a los costos de referencia. Se ha estimado que en el período 1990-1994 se dejaron de percibir USD500 millones por concepto de subsidios excesivos al sector residencial (estratos 1, 2, 3 y 4). A ello se seguía sumando el aumento permanente de barrios en desarrollo progresivo, cuyo carácter informal impedía la normal prestación y cobro del servicio de energía.

En el período considerado fue muy común en algunos alcaldes de la ciudad, por manejo político, no autorizar ajustes de las tarifas a sus valores reales, aunque fueran dichos ajustes parte de la política de saneamiento y supervivencia de las mismas empresas y autorizados por los organismos de regulación.

E. Impactos sobre el Bienestar Social 1990-1997

En esta sección se examinan algunos de los impactos sobre el bienestar social de la operación de la empresa por el sector público en el período 1990-1997. Al respecto hay que empezar por señalar que lo que desde una óptica comercial constituye una mala gestión de la empresa, desde una perspectiva de bienestar social implica algunos efectos positivos. Así, unas tarifas muy por debajo de los costos de prestación del servicio, a pesar de producir una mala asignación del recurso energético y un desperdicio de este, significa también el otorgamiento de subsidios a la población. Tradicional-

Cuadro 3. INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO 1990-1997

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Sistema de transmisión - número de interrupciones								
Nivel de tensión(kV)								
230	89	88	45	89	212	177	171	154
115	704	578	258	714	770	687	705	788
57.5	136	159	88	145	153	181	121	108
Sistema de transmisión - duración promedio (horas)								
Nivel de tensión(kV)								
230	1.83	5.06	4.17	5.24	7.55	22.48	2.66	37.3
115	4.17	4.16	11.49	15.33	9.27	11.63	5.64	9.41
57.5	13.65	2.64	5.18	11.94	4.97	7.62	10.84	2.06
Sistema de distribución								
Indicadores								
Fi	16.08	17.35	14.13	15.86	16.42	14.58	12.75	11.30
Di (min)	33.54	32.11	37.8	38.12	45.02	41.42	33.88	34.14
Ti (min)	539.32	557.11	534.11	604.58	739.23	603.90	431.97	385.80

Fi = Potencia interrumpida / potencia instalada = frecuencia media.
 Di = Energía interrumpida / potencia interrumpida = duración media.
 Ti = Fi * Di = Tiempo total de interrupción anual promedio.
 Fuente: EEB.

mente Bogotá ha sido la ciudad donde mayores han sido los subsidios; tan sólo a partir de 1995 empiezan a reducirse, para acercarlos al tope legal por estrato establecido en la Ley 142 de 1994. Así mismo, la capacidad limitada para controlar las pérdidas negras (también conocidas como no técnicas) se traduce en energía gratuita (o a precios inferiores a las tarifas) para quienes roban energía o cometen fraudes con los medidores. El número de usuarios ilegales o fraudulentos en Bogotá no era despreciable. Algo similar ocurre con la cartera morosa, cuando se hacen pocos esfuerzos por cobrarla.

En el caso de la planta de personal y de los salarios, lo que desde una óptica comercial es un caso claro de planta sobredimensionada, con personal improductivo, con salarios excesivos y una estructura salarial difícil de explicar, desde una perspectiva de bienestar social constituye una fuente de empleo público bien remunerado.

Hay sin embargo otros aspectos de la gestión de la EEB que no tienen el carácter ambiguo que tienen los aspectos mencionados y que también produjeron impactos favorables sobre el bienestar. No se le puede reprochar a la empresa el no haber realizado inversiones en expansión en generación y distribución. El Guavio es

el mejor ejemplo del primer caso; y a pesar de los retrasos y sobrecostos, la obra constituye un prodigio de la ingeniería, incluso a nivel latinoamericano. En distribución por su parte, el número de suscriptores aumentó en 500 mil entre 1990 y 1997, evolución que demandó importantes montos de inversión.

Finalmente, también puede afirmarse que la empresa realizó algunas inversiones sociales de importancia, aunque no eran de su función. Estas fueron sin embargo de una magnitud muy reducida si se las compara con los beneficios sociales otorgados vía subsidios en las tarifas y energía no facturada (pérdidas).

El cuadro 4 presenta las cifras relacionadas con la evolución de varias de las variables más relevantes para el análisis del bienestar social de la operación de la EEB en el período 1990-1997. En las últimas columnas del cuadro se muestran además los resultados de la cuantificación en valor presente (\$ de 1997) de estos impactos, utilizando tasas de descuento del 20% y 10%. Estos efectos tienen un valor presente de \$216 mil millones en el primer caso y de \$190 mil millones en el segundo. Esta cifra se compara al final del documento con las obtenidas en los escenarios contrafactual y post-capitalización.

Cuadro 4. IMPACTOS SOBRE EL BIENESTAR 1990-1997
(Millones de pesos)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Vlr. presente \$ mill 97*	Vlr. presente \$ mill 97**
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos	6	90	79	123	3.482	5.344	8.573	34.744	59.484	55.752
Gastos ambientales	146	305	357	1.100	8.636	9.107	11.037	10.472	56.356	48.136
Gastos de personal	24.535	35.477	52.958	57.216	91.555	90.486	98.218	104.087	954.719	723.194
Gastos capacitación	10	15	16	60	173	306	572	571	2.241	1.960
Calidad del servicio	(26.435)	(34.639)	(41.544)	(57.610)	(86.416)	(84.263)	(73.237)	(77.000)	(856.542)	(638.674)
Beneficio neto									216.259	190.368

* Con una tasa de descuento del 20%.

** Con una tasa de descuento del 10%.

Fuente: EEB.

Vale la pena mencionar que las cifras resultan de suponer que la EEB no distribuyó dividendos ni recibió transferencias de sus accionistas (el Distrito Capital, básicamente), supuesto que se basa en información personal, pues no fue posible obtener cifras sobre estas operaciones. Si se hubiera supuesto que todas la utilidades obtenidas se distribuyeron y las pérdidas se cubrieron con transferencias, el resultado en valor presente habría sido mayor en algo más de \$100 mil millones.

F. Viabilidad de la Empresa

En 1994 la empresa elaboró un Plan de Desarrollo para el período 1995-1999, denominado Formar Ciudad con Energía. Los objetivos del Plan eran, entre otros, mejorar la calidad y cobertura del servicio, adecuar la empresa a la nueva legislación y al nuevo entorno regulatorio y económico, sanearla financieramente, e implantar un sistema de costos por negocios. En el Plan se estableció un conjunto amplio de metas en relación con los indicadores de gestión de la empresa. Entre estas se pueden mencionar:

- Pasar de un indicador de cobertura del servicio de 95% en 1994 a 99.4% en 1999;
- La disponibilidad del parque generador debía pasar de 70% a 83.6% en esos mismo años;
- El tiempo total promedio de interrupción anual del servicio debía caer de 12.3 horas a 11.5 horas y la frecuencia media de interrupción del sistema, de 16.4 veces a 14.5 veces;
- Los reclamos por facturación debían reducirse de 1.97% a 0.81%;

- El tiempo de incorporación de usuarios debería declinar de 60 días a 14 días;
- Las pérdidas debían bajar de 25.4% a 16.7%;
- La rotación de cartera vencida debía caer de 36 días a 15 días;
- La cobertura del servicio de la deuda debía pasar de 65% a 127%; y,
- La accidentalidad de trabajadores expuestos debía caer de 2.95% a 0.77%.

Para alcanzar estas metas la empresa debía invertir \$995.695 millones de 1995 (alrededor de USD 1100 millones) en el desarrollo de varios programas, incluyéndose entre los más importantes (por su costo) los de remodelación y actualización de las redes de distribución. Los USD 1100 millones se incorporaron en las proyecciones financieras de la empresa, llegando a la conclusión de que esta no era viable financieramente.

Los factores que determinaban esta evolución esperada eran los ya mencionados: ingresos decreciendo en términos reales, alto nivel de pérdidas, baja recuperación de cartera y un significativo servicio de la deuda en aumento.

La generación interna de recursos no era suficiente ni siquiera para cubrir el servicio de la deuda; mucho menos para realizar inversiones. El servicio de la deuda se estimaba en US\$3.500 millones entre 1995 y el año 2000, mientras que la generación interna de recursos, menos los gastos de operación, no superaba los US\$850 millones. Para los años 1997, 1998 y 1999 se proyecta-

ban flujos de caja negativos de más de US\$300 millones. Refinanciar la deuda no era la solución a los problemas, pues los flujos de caja seguirían siendo negativos (del orden de USD 200 millones), entre 1997 y el 2002. Además, los principales acreedores de la empresa no aceptaban refinanciarla hasta que esta se capitalizara y se vinculara a la empresa a un inversionista estratégico. En la década de los noventa la EEB se ve obligada a sustituir deudas de largo plazo por deudas de corto plazo de la FEN, porque las entidades multilaterales ya no estaban dispuestas a proveer más recursos de crédito. En esos años el BID y el Banco Mundial decidieron reorientar sus préstamos a los sectores sociales y no prestar más al sector eléctrico. La cartera de la FEN, que

estaba garantizada por la Nación, se concentró en ese período en forma excesiva en la EEB (50% de su cartera estaba asignada a la empresa). En ese año la deuda de la EEB con la FEN, que era de USD1760 millones, llegó a representar el 65% de los activos de la FEN.

En el período considerado, la empresa generó pérdidas en casi todos los años (ver Anexo 1), que los ajustes por inflación convertían en utilidades (particularmente los ajustes por inflación del Guavio, que además es una obra que se deprecia en un período muy largo (30-40 años), lo que reduce la presión sobre los estados financieros. Es decir, la empresa obtuvo en varios años utilidades contables, no líquidas.

V. REESTRUCTURACIÓN Y CAPITALIZACIÓN

El diagnóstico de la situación financiera de la empresa llevó a la conclusión de que no existía otra opción para sanear sus finanzas que reestructurarla y capitalizarla. La venta de la empresa no resolvía el problema porque el producto de la misma nunca llegaría a la empresa sino a sus accionistas, manteniéndose el problema financiero y la no viabilidad de la misma. Además, el monto de la transacción sería mucho mayor, así como el esfuerzo financiero posterior para el pago de la deuda; esta situación no era muy atractiva para los inversionistas y pondría en riesgo la posibilidad de venta.

Se inició entonces un proceso de transformación de la empresa, que se describe a continuación y que llevaría finalmente a su capitalización por inversionistas privados.

A. Procesos de Reestructuración y Transformación de su Naturaleza Jurídica

En este capítulo se describen inicialmente y en forma breve los procesos de transformación de la naturaleza jurídica de la entidad realizados durante la década de los noventa y en una segunda sección se describe el proceso de capitalización de la entidad.

1. *Suscripción de un Acuerdo Marco (agosto 4 de 1995)*

Con el fin de colocar a la empresa en posición financieramente viable en el largo plazo, la EEB, el Distrito Capital y la Nación acordaron, mediante convenio del 4 de agosto 1995, realizar entre otras las siguientes operaciones: 1) transformar a la empresa en sociedad por operaciones; 2) capitalizarla con aportes de la Nación e Isagen; 3) reestructurar y/o refinanciar parte de la deuda; 4) escindirla en una empresa de generación y una de distribución y vincular capital privado a las empresas así conformadas. La Nación aceptó capitalizar en la EEB la deuda con ella, de aproximadamente USD 169 millones, capitalización que se efectuaría en el momento de la creación de la sociedad por acciones.

2. *Acuerdo 001 del Concejo Distrital (enero 12 de 1996)*

Mediante el Acuerdo 001 de enero 12 de 1996 del Concejo de Bogotá, la EEB se transformó de establecimiento

público en empresa industrial y comercial del estado, con el objeto de cumplir lo previsto por el artículo 17 de la Ley 142/94 y se autorizó la transformación de la empresa en sociedad mixta por acciones del orden distrital, con posibilidades de participación de capital privado a través de inversionistas estratégicos.

En el artículo 5° del acuerdo 001 se establecieron los parámetros para lograr una transformación organizacional con estabilidad laboral: "la transformación se hace sin perjuicio de las situaciones laborales individuales y colectivas consolidadas conforme a derecho de que sean titulares los servidores de la Empresa".

3. *Constitución de la empresa en sociedad por acciones (mayo 31 de 1996)*

El 31 de mayo de 1996 se protocoliza por escritura pública la transformación de la EEB, de empresa industrial y comercial en sociedad por acciones, autorizando un capital de dos billones de pesos (aproximadamente USD1.800 millones de esa fecha). La empresa recibió aportes de la Nación mediante la capitalización de la deuda con ella y en efectivo de otros inversionistas. El capital se distribuyó en 90.6% del Distrito, 9.3% de la Nación y 0.1% de varias entidades, incluyendo la ETB, la EAAB y la FEN.

Es importante anotar que en ese momento el Distrito Capital dejó de ser dueño de los activos y pasivos de la empresa y recibió a cambio las acciones equivalentes. La infraestructura y demás elementos de la empresa pertenecen a la nueva sociedad anónima.

4. *Contrato con una firma consultora para definir la nueva estructura corporativa (octubre 22 de 1996)*

Puesto que la EEB era una empresa integrada con 4 negocios, la decisión de cómo reestructurarla no era fácil. Estaba claro que se debía atraer capital de un inversionista estratégico y no de un inversionista de capital o institucional, pues se buscaba modernizar la empresa, introduciendo nuevas tecnologías y métodos modernos de administración. Los inversionistas estratégicos presentan la ventaja de que vienen a quedarse en el país, conocen el negocio y traen más recursos que los inversionistas de portafolio, pues buscan el control.

Lo que no era claro para las autoridades distritales era el tipo de estructura empresarial a ofrecer en el mercado

y cómo ofrecer la empresa para asegurar el éxito de la operación y maximizar su valor. Como este tipo de preguntas no las podía responder una banca de inversión, sino un consultor, se decidió darle el liderazgo del proceso de capitalización al consultor. Se invitó a 5 firmas consultoras para que hicieran sus propuestas, con la idea que vinieran acompañadas de un banco de inversión y de una firma de abogados. La selección del consultor se hizo con base en criterios técnicos y en la menor oferta económica.

Se seleccionó al consorcio conformado por la firma de consultoría y auditoría Coopers & Lybrand, el banco de inversión Rothschild y la firma de abogados White & Case (acompañado del bufete de abogados locales Prieto, Gutiérrez y Carrizosa), con el que se suscribió un contrato en octubre de 1996. El consultor trabajó conjuntamente con un Comité de Transformación de la empresa, conformado por 5 funcionarios de alto nivel de la EEB.

5. Definición del esquema de capitalización

Las posibilidades de reestructuración y capitalización de la EEB eran varias: a) una sola empresa integrada; b) separarlas por negocios y vender cada una por separado; c) conformar un holding. Se determinó que el mercado tenía preferencia por empresas con negocios específicos (Clarity): de 25 firmas internacionales encuestadas, tan solo una manifestó interés en una empresa integrada.

El consorcio propuso un esquema de reestructuración consistente en una empresa matriz (holding) y dos subsidiarias, así: 1) una empresa generadora; y, 2) una empresa distribuidora-comercializadora. La transmisión quedaría integrada a la empresa matriz.

El holding permitía que la deuda existente permaneciera en la EEB y por lo tanto con las garantías de la Nación sobre los préstamos, como lo exigen los acreedores, evitando asignar la deuda de manera directa a las nuevas subsidiarias.

La EEB sería accionista de cada uno de los negocios, que aunque serían autónomos, mediante un acuerdo de accionistas (Acuerdo Marco de Inversión -MIA) dependerían de ésta en cuanto al establecimiento de políticas generales estratégicas.

También se llegó a la conclusión de que por el tamaño y valor de los negocios, si se capitalizaba la EEB por

partes, podrían estar interesados más oferentes que si se vendía en forma integrada. Reestructurándola como un holding facilitaba la capitalización, pues es más fácil encontrar compradores para empresas con negocios especializados y pequeños, que para empresas con muchos negocios y por ende de gran tamaño y valor. Además, se establecieron incentivos para atraer más competidores, pues entre más participantes vinieran, más comisión ganaba el banco de inversión.

6. Aprobación del esquema de capitalización propuesto por la firma consultora (marzo de 1997)

El 24 de enero de 1997 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y sus Asesores para la reestructuración de la empresa y la vinculación de inversionistas privados y estableció, entre otros, los siguientes parámetros para la capitalización:

- 1) Los recursos debían destinarse a cancelar una porción importante de la deuda;
- 2) Los inversionistas estratégicos podían participar hasta en un 49% del capital de las nuevas compañías; y,
- 3) Se harían ofertas de acciones de las compañías subsidiarias a los trabajadores de la EEB, tanto en forma individual y con carácter preferencial, como en forma de un paquete a sus organizaciones gremiales.

7. Orden de Reestructurarse por la CREG

Paralelamente y como resultado de lo ordenado por la ley 142/94, la presentación por la EEB de un informe de viabilidad financiera a la CREG, en el que se señalaban los graves problemas financieros de la empresa, este organismo determina lo no viabilidad de la empresa y le ordena presentar un plan de reestructuración en un plazo de dos meses (Resolución 126 de 1997).

8. Constitución de establecimientos comerciales (junio de 1997)

La implantación de la nueva estructura corporativa se formalizó mediante asamblea de accionistas de septiembre de 1997, procediéndose a implementar el esquema de tres empresas, una matriz EEB S.A. ESP y dos subsidiarias, Emgesa S.A. ESP, dedicada al negocio de la generación y Codensa S.A. ESP, dedicada a los negocios de distribución y comercialización.

Inicialmente se logró el apoyo del sindicato respecto al esquema de reestructuración y capitalización, al igual que el del Concejo de Bogotá, mediante un proceso de información detallado de la situación real de la Empresa. Sin embargo, posteriormente el sindicato se opuso a la estructura basada en 3 empresas, prefiriendo una empresa integrada. Tanto el sindicato (SINTRAELECOL Bogotá-Cundinamarca) como ASIEB interpusieron demandas contra el proceso, argumentando que se encarecería el servicio y se ocasionaría un detrimento en el patrimonio Distrital, violando así la ley de servicios públicos. Estas demandas se resolvieron favorablemente para la Empresa.

B. Oferta Pública y Capitalización

Como la empresa no se iba a privatizar sino a capitalizar, no se tuvo que aplicar la Ley 226 de 1995 (ley de privatizaciones) para realizar la operación. A la licitación se invitaron a 130 empresas nacionales e internacionales, todas ellas inversionistas estratégicos, para hacer sus ofertas. Se precalificaron 17 firmas, se registraron 4 y ofertaron finalmente 4, 2 para cada empresa.

Se decidió que las capitalizaciones representarían el 48.5% de Emgesa y Codensa y el 11.0% de la empresa holding. Los precios de reserva de las acciones no se conocían antes de la oferta. El objetivo básico del precio mínimo de referencia era garantizar que la operación generara recursos suficientes para que la empresa pudiera ser viable. Los precios mínimos de referencia fueron establecidos después de que las ofertas habían sido depositadas en las urnas y desconociendo la identidad de las empresas oferentes. Se evitaron así filtraciones de información y que las ofertas giraran alrededor del precio de reserva; por tanto, mediante este mecanismo se maximizó el valor de las ofertas, como se comprobó luego de conocerlas el 15 de septiembre de 1997.

El día de la licitación (septiembre 15 de 1997), a las 9 a.m. se depositaron las ofertas (en 2 sobres, uno con documentos firmados del acuerdo marco de accionistas MIA y otros de oferta económica) y a las 4 p.m. se definió el precio de reserva. Este fue de USD 290 millones para Codensa (precio estimado con base en una tasa de descuento de 9.5%) y de USD 610 millones para Emgesa (con la misma tasa de descuento).

Los consorcios ganadores fueron, en primer lugar, Capital Energía S.A., integrado por las firmas Endesa de

Chile, Endesa Desarrollo de España, Akasaka Co. (filial de Endesa de Chile), que actuaría como operador en Emgesa y capitales colombianos⁷; y Luz de Bogotá S.A., conformada por Enersis de Chile, Chilectra S.A. de Chile y Endesa Desarrollo de España, que sería el operador en Codensa. Con sus propuestas habían derrotado a los otros dos consorcios, integrados por firmas de Norteamérica, Perú y Colombia.

El 48.5% de Emgesa fue adjudicado a Capital Energía S.A. por USD 810 millones y el 5.5% de la matriz por USD 141 millones, para un total de USD 951.2 millones; y el 48.5% de Codensa a Luz de Bogotá por USD 1085 millones y el 5.5% de la matriz por otros USD 141 millones. El valor total capitalizado ascendió a la suma de US\$2.177 millones.

Por Codensa, Luz de Bogotá superó la oferta del segundo consorcio en USD 150 millones. Por Emgesa, Capital Energía superó la segunda oferta en USD 300 millones. El 23 de octubre de 1997 se protocolizó la creación de las dos nuevas compañías. Para su constitución, la EEB aportó a cada una los activos y pasivos de generación, distribución y comercialización respectivamente, a cambio de una participación del 51.5% en el capital de dichas compañías.

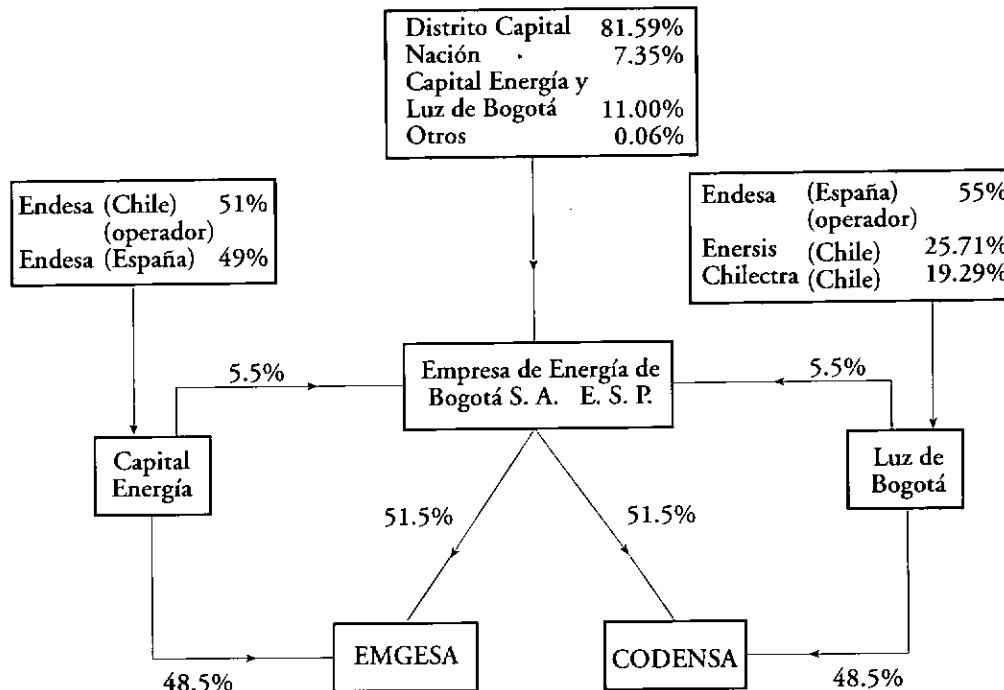
Los inversionistas privados quedaron dueños del 48.5% de las dos empresas y la EEB del restante 51.5%. La EEB distribuye su propiedad accionaria de la forma siguiente: Capital Energía, 5.5%; Luz de Bogotá, 5.5%; el Distrito Capital, 81.6% y la Nación, 7.35% (ver figura).

En octubre 23 de 1997, el capital suscrito y pagado de Emgesa S.A. E.S.P. estaba representado por 209.707.944 de acciones de valor nominal de \$10.000 cada una, distribuidas así: EEB S.A. E.S.P., 51.52%; Capital Energía S.A., 48.48%; Central Hidroeléctrica de Betania S.A., una acción; Endesa Desarrollo S.A., una acción y Akasaka Corp., hoy Inversiones Betania S.A., una acción.

En esa misma fecha el capital suscrito y pagado de Codensa S.A. E.S.P. estaba representado por 280.951.626

⁷ Capital Energía S.A. es controlado por Endesa Chile mediante una participación accionaria directa del 51% e indirecta vía Betania, que posee el 49% restante de las acciones. Endesa Chile posee el 85.7% de las acciones de Betania y la Corporación Financiera del Valle (Corfivalle) posee el 14.3% restante.

PARTICIPACIONES ACCIONARIAS EN LA EEB, CODENSA Y EMGESA



acciones de valor nominal de \$10.000 cada una, distribuidas así: EEB S.A. E.S.P., 51.52%; Luz de Bogotá S.A., 48.48%; y con una acción cada uno, Enersis Investment, Endesa Desarrollo S.A. y Chilectra Panamá. La EEB sigue siendo el socio mayoritario en los dos negocios, pero el control de la generadora y la distribuidora está en manos de los inversionistas privados, a pesar de tener una participación ligeramente inferior en el capital. El mecanismo que permite que ello ocurra es la emisión de dos tipos de acciones: preferenciales y ordinarias. Las primeras reciben el dividendo normal más un dividendo preferencial, pero no tienen derecho a voto. El esquema de acciones preferenciales fue aprobado por la asamblea de accionistas de la empresa. La EEB posee 15% de acciones preferenciales⁸. Esto hace que Capital Energía y Luz de Bogotá posean el 57% de las acciones con derecho a voto de Emgesa y Codensa respectivamente. La EEB se aseguró sin em-

bargo que hubiera límites al control de los inversionistas estratégicos: los sistemas de votación en las Juntas Directivas le dan en la práctica poder de veto cuando se trata de decisiones que impliquen fusiones, divisiones, emisión de acciones, contratación de deuda por encima de ciertos montos y entrega de garantías. La adquisición por parte de los inversionistas estratégicos del 5.5% de la empresa holding, les permite por su parte el acceso directo a las discusiones de la EEB, aunque con una influencia limitada.

En el proceso se determinó el valor de la empresa con base en el valor de mercado del 48.5% de las acciones. El valor neto en libros de los activos y pasivos que conformaron el aporte en especie para la constitución de las nuevas compañías ascendió a la suma de \$1.669.031 millones. El valor de las acciones emitidas por dichas compañías, en virtud de la oferta hecha por los inversionistas estratégicos, derivadas del valor de mercado de los negocios, ascendió a un total de \$2.527.640 millones (Codensa S.A. E.S.P. \$1.447.327 millones y Emgesa S.A. E.S.P., \$1.080.313). La diferencia entre el valor neto en libros del aporte de capital y el valor de las acciones emitidas por las nuevas compañías, (\$858.609 millones), fue registrada como una valorización de la inversión en acciones a diciembre 31 de 1997 y se reflejó simultáneamente en el superávit patrimonial.

⁸ Del total de acciones de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., 31.773.931 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0.10 por acción. La diferencia entre el capital autorizado de la compañía de 211.826.206 acciones y el capital suscrito y pagado de 209.707.944 acciones, está representada por acciones ordinarias en reserva, las cuales debían ser objeto de una emisión a favor de los empleados de la compañía, según lo pactado entre los accionistas en el Acuerdo Marco de Inversión. En la actualidad esta en marcha el proceso de emisión de acciones a favor de los empleados.

El 23 de octubre de 1997 también se firmaron Acuerdos Marco de Inversión entre la EEB y los inversionistas estratégicos. Estos acuerdos, que regulan las relaciones entre los accionistas, establecieron, entre otras cláusulas, el pago de las deudas asignadas a las compañías con los fondos provenientes de la capitalización (a través de un contrato de fiducia), la sustitución patronal de los empleados transferidos y los servicios técnicos que proveerán a las compañías los inversionistas estratégicos.

Los Acuerdos Marco también establecieron restricciones a la distribución de dividendos, si en cualquier momento, mientras existan obligaciones de pago, la más reciente relación de cobertura de deuda (según se define en dicho acuerdo) de la compañía es menor de:

(a) 1.25: 1.0, entonces las partes, en su calidad de accionistas, ejercerán los derechos que sean necesarios para asegurar que no se hagan distribuciones superiores al 50% de las utilidades y que no se paguen dividendos superiores a diez millones de dólares en cualquier año calendario, ni se realice inversión alguna en nuevos proyectos que no sean necesarios para asegurar que se cumplan las obligaciones contractuales y legales de la Compañía, así como las buenas prácticas de servicio;

(b) 1.1:1.0, entonces las partes, en su calidad de accionistas, ejercerán los derechos que sean necesarios para asegurar que la Compañía no lleve a cabo distribución alguna de utilidades.

Las empresas han cumplido a cabalidad las obligaciones establecidas en los Acuerdos Marco de Inversión. Como puede observarse en el Cuadro 5, Emgesa y Codensa cancelaron la totalidad de las deudas originales recibidas en el momento de su constitución, no presentando a finales de febrero del 2000 obligaciones con respecto a estas deudas. La EEB tan sólo tiene en la actualidad una deuda original de USD20 millones, que no ha pagado debido a las atractivas condiciones financieras de esta y a limitaciones contractuales. Como la mayoría de los pasivos de la EEB estaban garantizados por la Nación, el pago y prepago de las deudas asignadas prácticamente eliminó este pasivo contingente para la Nación. Con los recursos de la capitalización se aseguró además el pago de pensiones de los trabajadores de la EEB. Esta es en la actualidad la única entidad pública que tiene en efectivo y en caja el cálculo actuarial de las pensiones. Cabe recordar aquí que una de las decisiones tomadas en el proceso de transformación de la EEB, consistió en que el personal pensionado por la empresa

QUIENES FUERON LOS GANADORES DE LA LICITACIÓN

Las empresas extranjeras que hacen parte de los consorcios ganadores están en la actualidad vinculadas a Endesa-España, tanto en forma directa como a través de Enersis, que es accionista de Endesa-Chile y de Chilectra. Enersis es el mayor grupo eléctrico privado de América Latina, con activos por USD 21.000 millones e ingresos operacionales por USD3.000 millones en el tercer trimestre de 1999. La empresa es en la actualidad un holding con casa matriz en Santiago de Chile y con inversiones en empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, agua potable y negocios relacionados (más de 35 empresas) en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú (ver Anexo 12, con información al respecto). En generación la empresa tiene inversiones en Endesa-Chile; Central Costanera, El Chocón, Dock Sud y Cemsa, de Argentina; Edegel, Etevensa y Piura, de Perú; Cachoeira Dourada, de Brasil; Emgesa y Betania (Colombia). En compañías de distribución posee inversiones en Chilectra y Río Maipo (Santiago de Chile); Edesur (Buenos Aires) y Edenor; Edelnor (Lima), Cerj (Río de Janeiro), Codensa (Bogotá), Coelce (Estado de Ceará, Brasil) y Empresa Eléctrica de Punta Cana-Macao (República Dominicana). En transmisión tiene inversiones en Transelec (Chile); y en comercialización, posee a Enersis Energía (Colombia).

Enersis también participa en el sector de agua potable y saneamiento (con inversiones en Aguas Cordillera (Chile) y Esva (la segunda compañía de agua potable más grande de Chile)), así como en otros negocios relacionados, tales como servicios y soluciones en ingeniería eléctrica, desarrollo de sistemas de información, provisión de materiales y equipos eléctricos y diseño y ejecución de proyectos inmobiliarios. Algunas de las principales características de las empresas en las que Enersis tiene inversiones se presentan en un Anexo.

En abril de 1999, Endesa-España, a través de una oferta pública de adquisición de acciones, adquirió un 32% adicional del capital de Enersis, convirtiéndose en el principal accionista y controlador del holding, con 64% de las acciones. A junio de 1999, las acciones restantes estaban distribuidas así: AFP (13%), Citibank NA-ADR's (13%) y otros accionistas (10%). También en 1999, Endesa-España traspasó a Enersis los derechos políticos que esta tenía en las compañías Cerj y Coelce (Brasil) y Codensa (Colombia), pasando a ser filiales de Enersis. Endesa-Chile, por su parte, es la principal empresa privada generadora de América Latina, con presencia en Chile y otros cinco países sudamericanos. En mayo de 1999, Enersis adquirió un 34.7% adicional del capital social de esta empresa, pasando a controlar el 60% de su propiedad.

Cuadro 5. EVOLUCIÓN DE LA DEUDA ORIGINAL A CARGO DE LA EEB, EMGESA Y CODENSA (mill. de \$)

Empresa	Saldo a			
	Octubre 23/97	Diciembre 1997	Diciembre 1998	Febrero 2000
Emgesa	1.217.646	519.279	363.276	0
Codensa	685.557	296.738	0	0
EEB	?	26.320	29.972	?
Total	?	842.337	393.248	0

Fuente: EEB.

hasta el 23 de octubre de 1997, alrededor de 1.900 trabajadores, quedaron a cargo de la nueva EEB y que quienes se pensionaran con posterioridad a esa fecha, serían responsabilidad de la compañía que otorgara la pensión.

La EEB cuenta en la actualidad no solo con una reserva contable del 100% de las obligaciones pensionales, lo cual representa un valor de más de \$225 mil millones, sino que cuenta con los recursos líquidos que le permiten respaldar tales obligaciones. Con respecto a Emgesa y Codensa, cabe mencionar que ambas han registrado como deuda en los balances el 100% de los pasivos pensionales de su personal.

Finalmente en relación con el objetivo de propiciar el uso de recursos energéticos alternativos como el Gas Natural, cabe mencionar que con los recursos de la capitalización, la EEB capitalizó con \$52 mil millones la empresa Gas Natural, de la que es accionista⁹; y respecto al objetivo de ampliar la cobertura y aumentar la calidad de los servicios, más adelante se proporcionarán cifras del aumento que se ha producido en la cobertura del servicio y en la mejora en los índices de calidad.

⁹ A finales de 1999 la Asamblea General de Accionistas de Gas Natural S.A. autorizó la ampliación de capital de la compañía en \$100 mil millones. La EEB participó en esta capitalización con \$28.738 millones, lo que le permitió incrementar su participación accionaria en esta empresa a 28.63%. Con la ampliación de capital, Gas Natural podrá reestructurar sus pasivos -tiene un nivel de endeudamiento del 40%, que impacta muy desfavorablemente los resultados operativos, que en 1999 fueron de \$40 mil millones- y acometer nuevos proyectos de ampliación de la infraestructura. Cabe anotar que en 1999 la empresa registró por primera vez utilidades después de impuestos de \$5.530 millones. De hecho el total de inversiones de Gas Natural en 1999 alcanzó los \$33.246 millones, superando en 21% las inversiones presupuestadas. De estas inversiones, el 66% correspondieron a redes de distribución, que se incrementaron en 11.8% (862.4 kms.), alcanzando un total de 7.264 kms.

VI. LOS EFECTOS SOBRE EL BIENESTAR EN EL ESCENARIO POST-CAPITALIZACIÓN

En este capítulo se identifican los diversos impactos sobre el bienestar social de la reestructuración y capitalización de la EEB y se cuantifican la mayoría de ellos. Sin embargo, los impactos que no se cuantificaron se tienen en cuenta en la comparación entre los diversos escenarios.

Las nuevas empresas iniciaron operaciones en octubre de 1997, lo que significa que se dispone de información sobre los impactos de la capitalización para un período muy corto, de un poco más de dos años. Dado que muchos efectos de la capitalización son de largo plazo y algunos de ellos incluso no se han manifestado en este breve período, era necesario considerar un horizonte más largo -se optó por uno de 8 años- para poder reflejar adecuadamente estos impactos. Para ello se realizaron proyecciones para el período 2000-2005, tanto del estado de pérdidas y ganancias de las tres empresas, como de otras variables relevantes para medir los impactos sobre el bienestar (gastos en capacitación, accidentalidad laboral, etc). Algunas de estas variables constituyen metas establecidas en los planes estratégicos y de gestión de las empresas.

Para evitar ser acusados de optimistas, en las proyecciones, se utilizaron supuestos muy conservadores. En el Anexo 4 se presentan los supuestos utilizados en relación con las principales variables macroeconómicas. Las proyecciones financieras utilizadas son incluso más conservadoras (y realistas) que las presentadas por las empresas a la UPME como parte del Plan de Gestión y Resultados, pues recogen entre otras cosas los efectos de la fuerte recesión de 1999, lo que no se hacía en las preparadas para la UPME, que se elaboraron meses antes de conocerse los resultados del año pasado.

A. Impactos sobre las Empresas

Los impactos sobre las empresas se examinan a través de la evolución de sus utilidades después de impuestos. Los ingresos y las utilidades de las empresas en los tres últimos años (1997-1999) se han visto afectados por la caída en la demanda de energía como consecuencia de la recesión económica y por otros factores, como la sustitución del consumo de energía eléctrica por gas natural y los programas de reducción de pérdidas lle-

vados a cabo por las empresas distribuidoras¹⁰. Con respecto a la sustitución, cabe mencionar que la demanda de energía tiene una elasticidad precio más alta en las zonas de mayor penetración del gas, como es el caso de Bogotá. Por otra parte, la elasticidad ingreso de la demanda de energía es cercana a la unidad en el sector industrial y un poco mayor en el sector residencial, lo que implica que cuando la economía se desacelera, la demanda total tiende a caer más que proporcionalmente, pues la demanda de energía es mayoritariamente residencial.

La capitalización se tradujo en una mayor eficiencia en la operación de las empresas y en mayores ingresos financieros, efectos que contrarrestaron los impactos negativos sobre las utilidades que se acaban de mencionar. Las utilidades de las tres nuevas empresas se han visto favorablemente impactadas por la reducción en sus niveles de endeudamiento (Cuadro 6), las políticas de reducción de pérdidas y de cartera morosa, el aumento en disponibilidad del parque generador y los recortes en la planta de personal. Como se observa en el Cuadro 7, en el que se comparan las utilidades de la antigua EEB para el período 1990-1997 con los correspondientes a las tres nuevas empresas (consideradas conjuntamente) para los años 1998-2005¹¹, la capitalización ha producido un aumento de las utilidades en términos reales (precios de 1997).

1. Codensa

Las utilidades de la empresa después de impuestos pasaron de \$65.315 millones¹² en 1998 a \$124.915 millones en 1999, equivalente a un incremento del 91.3%. La utilidad operacional, por su parte, aumentó de \$19.978 millones a \$52.245 millones entre esos dos años. La evolución del balance general ha sido también muy positiva: la relación

¹⁰ En 1998 la demanda bruta de energía eléctrica a nivel nacional creció al 0.2%, y en 1999 cayó en 4.9%, la tasa más baja de los últimos 20 años.

¹¹ Aquí conviene recordar que las cifras correspondientes al período 2000-2005 son resultado de las proyecciones de los estados financieros de las tres empresas.

¹² De estas utilidades se debían efectuar reservas legales y por depreciación acelerada de \$ 57.494 millones, quedando una utilidad susceptible de distribuir entre los accionistas igual a \$ 7.820 millones. Las utilidades a repartir se reducen al dividendo preferencial de la EEB, equivalente aproximadamente a \$7.236 millones y dividendos ordinarios por \$583 millones de los cuales la EEB recibe \$301 millones. La Asamblea General de Accionistas decidió hacer uso en 1998 de las exenciones tributarias consagradas en el artículo 211 del Estatuto Tributario, reteniendo las utilidades del ejercicio.

Cuadro 6. ÍNDICE DE ENDEUDAMIENTO

	Nivel de endeudamiento (%)*
1990	85.6
1991	81.1
1992	81.5
1993	73.5
1994	67.0
1995	65.3
1996	46.9
1997	24.7
1998	(8.2; 8.0; 14.8)**
1999	(12.3; 12.0; 24.6)

* Total Pasivos/total activos.

** Los valores entre paréntesis corresponden a la EEB, Codensa y Emgesa respectivamente.

Fuente: Estados financieros de las empresas.

Cuadro 7. UTILIDADES 1990-2005^a (millones de \$)

	Utilidad operacional (precios corrientes)	Utilidad neta (precios corrientes)	Utilidad neta (precios 1997)
1990	80.778	39.530	161.346
1991	90.694	129.435	416.189
1992	98.552	63.078	162.154
1993	-196.674	-196.673	-413.178
1994	110.524	247.078	423.078
1995	227.155	78.188	111.920
1996	149.347	-486.326	-572.822
1997	140.917	334.596	334.596
1998	100.535	243.625	208.761
1999	188.190	492.541	383.897
2000	500.122	266.736	188.906
2001	558.350	302.045	194.491
2002	712.685	371.835	217.701
2003	767.478	455.887	242.622
2004	909.955	547.302	264.780
2005	970.959	620.791	272.995

^a Hasta el año 1997 las utilidades corresponden a la EEB.

Fuente: Estados financieros y proyecciones de las empresas.

pasivos/activos cayó al 8% en 1998 y subió al 12% en 1999, niveles muy bajos para este tipo de empresas.

Como se acaba de señalar, varios factores han incidido en la evolución financiera de las empresas en los años 1998 y 1999: 1) la recesión económica y la sustitución de la demanda de energía eléctrica por gas, particularmente en el sector residencial; 2) la drástica reducción de la deuda externa; 3) las políticas de reducción de pérdidas y de cartera morosa; y 4) las reducciones en la planta de personal.

La caída en la demanda de energía, que pasó de crecer 0.8% en 1998 a decrecer 4.9% en 1999, afectó los resultados operativos de la empresa. El consumo medio de energía cayó en 15.8%, de 430 kWh/cliente en 1998 a

362 kWh/cliente en 1999. Las ventas cayeron 7.6%, de 8.217 Gwh en 1998 a 7.596 Gwh en 1999. Sin embargo, los resultados no operacionales de la empresa contrarrestaron este impacto negativo, aportando a las utilidades en forma importante, gracias a la situación de alta liquidez, producto de la capitalización de 1997.

Los efectos de la recesión fueron también parcialmente contrarrestados por la ampliación en la cobertura del servicio, como resultado en gran medida de la políticas de legalización de usuarios. El número de suscriptores creció 13.7% entre 1997 y 1999, pasando de 1.535.847 a 1.746.352. Aún cuando el consumo de energía cayó en 7%, el crecimiento en suscriptores dió lugar a que la facturación aumentara en 10%.

Con respecto al tercer factor mencionado -que no es independiente del que acabamos de mencionar- desde el año 1998 Codensa viene desarrollando un proyecto de control de pérdidas, cuyo objetivo es reducir el nivel de pérdidas no técnicas. El proyecto tiene tres componentes específicos:

1. Un proyecto de inversión en medidas técnicas (PIMT), con el que se busca la reducción de pérdidas en barrios de nivel socioeconómico bajo, mediante el tendido de nuevas redes o cambio de las existentes y el cambio de acometidas y de medidores;
2. Un proyecto de normalización, que busca la reducción del fraude en barrios normales, mediante inspecciones e instalación de medidores a clientes con servicio directo; y,
3. Un proyecto de normalización de grandes clientes, que busca la reducción del fraude, mediante investigaciones especiales y una inspección de las instalaciones del cliente por personal especializado y el posterior monitoreo de sus consumos.

El PIMT tiene por finalidad captar como clientes de la empresa a un importante grupo de usuarios que se encontraban conectados de una manera no oficial. Si bien el proyecto afecta a los estratos bajos, que antes consumían energía en forma ilegal y ahora la deben pagar, lleva implícito el alumbrado público y una reducción significativa del riesgo de accidentes, electrocución e incendio, al que estaban expuestos estos grupos de personas. Además, el proyecto facilita un menor crecimiento de las tarifas de los usuarios legales (de todos los estratos).

En los dos años de implementación del PIMT se han regulado 600 barrios de las localidades de Bosa, Ciudad Bolívar, Chapinero, Engativá, Fontibón, Rafael Uribe, Santafé, Soacha, Suba, Usaquén, Usme, Kennedy y San Cristóbal. De estos trabajos se beneficiaron 890.000 habitantes (189.000 familias) de estratos 1 y 2. Para el año 2.000 se regularizarán 95.000 familias más.

El proyecto de normalización por su parte está destinado a reducir las pérdidas de energía asociadas a un conjunto estimado de 320.000 clientes y/o usuarios que presentan problemas técnicos en la medición, medidores deteriorados o ausencia de medidor. Producto de la gestión de 1998, se normalizaron 116.032 clientes, de los cuales 10.541 corresponden a nuevos clientes. En el ámbito específico del control de hurto de energía, se recuperaron en 1998 aproximadamente 11,7 GWh por concepto de energía no registrada asociada a más de 11.000 hurtos comprobados.

Finalmente, el proyecto de normalización de grandes clientes fue especialmente creado para detectar e identificar las irregularidades en el registro de consumos en los clientes comerciales e industriales de mayor tamaño. En 1998 se inspeccionaron 6.153 servicios, detectándose 2,747 irregularidades, de las cuales ya se han normalizado técnicamente 1.846. Como producto de esta labor se recuperaron aproximadamente 2.9 GWh por concepto de hurtos comprobados.

En total los proyectos implicaron la normalización de 484.269 clientes hasta diciembre de 1999. Para fines del año 2000 se espera haber normalizado 160.000 clientes adicionales. Codensa realizó una inversión de \$110 mil millones en el proyecto de incorporación de nuevos clientes a la red.

Como resultado de estas políticas, Codensa ha logrado reducir las pérdidas de energía, de 23.78% en octubre de 1997 a 19.48% en 1998 y 14.44% en 1999 y se ha trazado como meta llevarlas a 10.5% en el año 2001 (Cuadro 8). El porcentaje de clientes sin medición pasó de 12.2% en 1998 a 5.2% en 1999, lo que representó una reducción de 106.582 clientes de estas características. Al finalizar 1999 permanecían 91.357 clientes sin medición.

Por otra parte, cabe mencionar que tanto Codensa como Emgesa han incorporado a sus empresas el proyecto Génesis, el cual consiste en un amplio conjunto de medidas destinadas a promover una mejora de la gestión

Cuadro 8. EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE PÉRDIDAS

Fecha	Índice (%)
Octubre 1997	23.78
Diciembre 1998	19.48
Diciembre 1999	14.44
Meta 2001	10.50

Fuente: Codensa.

de las empresas latinoamericanas en las que participa Enersis, directa o indirectamente. En este proyecto, que se puso en marcha a fines de 1999, intervienen más de 100 ejecutivos latinoamericanos y españoles. Entre los objetivos del proyecto está alcanzar un nivel de eficiencia que sea competitivo a escala internacional.

Las inversiones en 1999 en expansión y calidad del servicio y en informática fueron de \$61.135 millones. Se aplazaron algunos proyectos para el 2000 y se replantearon algunos diseños, como consecuencia de la caída de la demanda a nivel nacional.

Finalmente, en el Anexo 5 se presentan las proyecciones del estado de pérdidas y ganancias de Codensa para el período 2000-2005. Las cifras muestran un crecimiento promedio anual de los ingresos operacionales de 9.9% y de los gastos operacionales del 9.2%. Las proyecciones se presentan en pesos corrientes, pues las comparaciones entre escenarios pueden hacerse en valores corrientes y posteriormente las diferencias entre escenarios pueden convertirse a pesos constantes (en valor presente). Ellas muestran utilidades netas crecientes durante el período, que parten de \$60.330 millones en el 2000 y alcanzan \$85.895 millones en el 2005.

2. Emgesa

En el corto período de tiempo transcurrido desde la creación de Emgesa, se logró pasar de generar una pérdida operacional de \$6.166 millones a presentar una utilidad operacional de \$201.233 millones en 1998 y de \$115.292 millones en 1999. Aunque el año 1998 se caracterizó por precios altos en la bolsa y fue favorable para la compañía, cabe señalar que otros generadores durante el mismo período presentaron pérdidas operacionales por problemas de operación y comerciales.

Las utilidades netas de la empresa por su parte cayeron de \$153 mil millones en 1998¹³ a \$130 mil millones

en 1999. Esto se explica por la caída en el precio promedio de venta de la energía, que pasó de 49.7 pesos por Kw/h en 1998 a 38.05 pesos por Kw/h en 1999¹⁴. La caída en la demanda de energía también afectó los resultados operativos de la empresa. La generación de Emgesa cayó de 9.895 GWh en 1998 a 8.489 Gwh en 1999, reduciendo su participación dentro de la generación nacional de 23.11% a 20.87%. En 1999 la empresa vendió 10.955 Gwh, un 55% por contratos (5.896 Gwh) y 45% en la bolsa de energía (5.059 Gwh).

La estructura de los ingresos de Emgesa se compone de los ingresos por cargo por capacidad, los ingresos por venta de contratos a largo plazo y los ingresos por venta en el mercado de corto plazo en bolsa. En los años 1998 y 1999 estos se vieron afectados por los cambios en las condiciones hidrológicas y por la recesión económica.

Como consecuencia del "Fenómeno del Niño", que se tradujo en una pronunciada sequía, entre 1997 y 1998 los embalses de Emgesa registraron promedios menores que la media histórica. En 1997, los caudales afluentes al embalse del Guavio registraron un promedio de 25,6 m³/seg frente a la media histórica de 49,8 m³/s y los caudales del Río Bogotá fueron en promedio de 19,9 m³/seg frente a una media de 33,3 m³/seg. En 1998 en promedio los aportes del sistema estuvieron un 10% por debajo de la media histórica. La situación hidrológica mejoró en 1998. La producción del Guavio pasó de participar con un 45% del total de generación de Emgesa en 1997 a 52% en 1998.

En febrero de 1998, debido al fuerte efecto del Fenómeno de El Niño, las principales empresas generadoras (Chivor, EPM y Emgesa S.A. ESP.), argumentando la proximidad a la estación de invierno y el buen estado de las reservas hídricas, pidieron efectuar una revaluación de los niveles mínimos operativos de los embalses del sistema nacional, lo cual permitió aumentar las reservas hidroeléctricas en 1.900 Gwh. Debido a las fuertes lluvias que siguieron, las centrales hidroeléctricas fueron despachadas en proporción muy superior a las térmicas.

¹³ La Asamblea General de Accionistas decidió hacer uso en 1998 de las exenciones tributarias consagradas en el artículo 211 del Estatuto Tributario, reteniendo las utilidades del ejercicio.

¹⁴ Como referencia, el precio promedio de la Bolsa fue de \$26.82 por Kw/h en ese año.

Emgesa ha mantenido una política comercial proactiva para optimizar los efectos económicos de las fluctuaciones de precios originadas en factores hidrológicos. Desde su creación, en promedio el 67% de las ventas de esta empresa (que corresponde al 85% de la generación) se han efectuado a través de contratos de largo plazo, el resto en el mercado spot. Con ello se ha buscado mantener una combinación óptima entre las ventas de largo plazo y las de corto plazo, que minimice la varianza de los ingresos de la empresa, criterio clave en un sistema marcadamente hidráulico como el colombiano, en el que se está expuesto a bruscas variaciones de precios ante la presencia de condiciones hidrológicas extremas.

El aumento de producción de Emgesa en 1998 se basó en importantes logros en cuanto a la disponibilidad de las unidades de generación. La disponibilidad de los equipos pasó de 87% en 1997 a 92.7% en 1998, manteniéndose en este último nivel en 1999 (Cuadro 9). Por tipo de fuente de energía, los valores alcanzados en 1998 en cuanto a disponibilidad de unidades fueron de 91.8% y 93.6% para el parque hidráulico y el térmico respectivamente; y en 1999 fueron de 92.2% y 97.9% respectivamente. Ello equivale a disponer de 150 MW adicionales de capacidad.

Estos son excelentes índices para el caso del parque térmico, si se tiene en cuenta el tiempo de servicio de las unidades y se comparan con el promedio de las centrales térmicas del país, que se encuentra en alrededor del 70%. Ello se logró con inversiones en mantenimiento y recuperación de la disponibilidad y eficiencia de las máquinas¹⁵, que resultaron bajas comparadas con las

¹⁵ Los principales trabajos de mantenimiento ejecutados fueron los siguientes: a) Finalización de la reparación de la unidad de la central Canoas, con una reducción del tiempo tradicional de intervención de 14 a 5 meses; b) Reparación general de la unidad 3 de Laguneta, con una reducción del tiempo tradicional de 12 a 3 meses; c) Mantenimiento y puesta en servicio de las unidades 1 y 2 de Muña I, después de varios años de estar fuera de servicio; y, d) Mejora general de las instalaciones interiores y exteriores en la central Termozipa. Termozipa contaba en octubre de 1997 con sólo dos de sus cuatro unidades operativas y desde 1999 cuenta con un 100% de capacidad de producción disponible, después de que se terminaran aceleradamente una serie de trabajos, dentro de los cuales se encontraba la instalación del precipitador de cenizas de la unidad número cuatro. En esta central se efectuaron en 1999 las pruebas anuales de consumo térmico específico y de capacidad neta, que por primera vez se hacen en las centrales a carbón. Se logró con ello reducir en 20% el ratio de consumo específico de carbón de las centrales (de 0.5 a 0.4), lo que significa que se requiere 20% menos de carbón para generar 1 KWh. En 1998 la central tuvo un factor de disponibilidad de 93.6%, y en 1999 de 97.9%, indicativo de que se trata de una central en óptimas condiciones de servicio, producto de una adecuada operación y mantenimiento. Por otra parte, en julio de 1998 la central hidroeléctrica de Salto I con 57 MW, luego de un proceso de modernización, inició operación comercial satisfactoriamente.

Cuadro 9. EMGESA: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA E ÍNDICES

nominal MW	Potencia unidades	Número	Generación Activa Neta (Gwh)			Factor de disponibilidad		
			1997	1998	1999	1997	1998	1999
Guavio	1.150.0	5	5.502.8	4.955.4	4.822.5	92.6	92.1	95.1
Paraiso	270.0	3	788.2	1.426.2	891.8	91.1	95.6	93.9
Guaca	310.5	3	914.5	1.688.1	1.044.0	90.9	97.1	96.5
Subtotal Pagua	580.5	6	1.702.7	3.114.3	1.935.9	90.9	96.3	95.3
Canoas	50.0	1	70.7	79.9	139.1	80.0	66.7	93.6
Salto I	56.8	4	-	43.9	201.3	-	83.0	94.1
Salto II	70.0	2	144.6	135.0	169.2	91.3	91.3	72.3
Laguneta	72.0	4	101.2	111.4	229.8	73.7	89.5	85.4
Colegio	300.0	6	508.9	542.7	964.9	35.6	95.0	80.9
Subtotal Casalaco	548.8	17	825.4	912.9	1.704.4	72.9	89.7	82.8
Termozipa	235.5	4	1.195.2	660.2	23.9	68.4	93.6	97.9
Total Emgesa	2.514.8	32	9.226.1	9.642.8	8.487.7	82.0	92.7	92.7

Fuente: Emgesa.

que se tienen que realizar para comprar esta capacidad; y mediante la realización de mantenimientos en tiempos récord¹⁶. Como efecto de ello, se produjo una disminución de las salidas forzadas de unidades generadoras por causas internas, que bajaron de 512 en 1997 a 227 en 1998 y 176 en 1999, lo que significa una drástica reducción de la cifra de disparos internos.

Las mejoras en los índices de disponibilidad histórica de las plantas de Emgesa, se vieron reflejadas en una mayor remuneración del cargo por capacidad para 1999, especialmente en la unidad térmica de Termozipa. Los cargos por capacidad percibidos por Emgesa están entre los más altos del Sistema Interconectado Nacional, superando los de muchas térmicas del país¹⁷.

Durante 1998 Emgesa realizó en total inversiones por valor de \$36 mil millones (incluyendo costos de financiación). En 1999 las inversiones ascendieron por su parte a \$76 mil millones. Las inversiones se han destinado no sólo al mantenimiento, sino también a la modernización tecnológica. La empresa reemplazó los sistemas de información existentes por un nuevo sistema informático de última tecnología (el sistema SAP de última generación, contratado con Endesa-España y Price Waterhouse), que está operando desde los primeros meses de 1999. Este sistema permite estandarizar

los procesos, así como apoyar la gestión de adquisiciones, inventarios, pagos, contabilidad y control. Se han iniciado además los estudios para el mejoramiento de la toma de datos, mediante la automatización y sistematización de la captura de la información.

Por otra parte, Emgesa logró reducir la cartera morosa asociada a los contratos de largo plazo, gracias al proceso de vinculación de capital privado en la Costa Atlántica. Aún con la reducción de capital y la contratación de nueva deuda (incluyendo emisión de bonos), Emgesa ha mantenido una sólida posición financiera. La relación activos/pasivos de Emgesa pasó de 7.63 antes de la reducción de capital, a 4.23 después de la misma, índices muy superiores al valor de 2.0 que establece como mínimo el artículo 145 del código de comercio. El saldo de la deuda de Emgesa a diciembre de 1999 era de 236 millones de dólares, lo que refleja un indicador de endeudamiento a patrimonio del 14%, valor muy bajo para este tipo de empresas. La relación pasi-

¹⁶ El hecho de contar con dos cadenas en paralelo (Pagua y Casalaco) que pueden operar ambas con el agua del río Bogotá, representa un factor de seguridad en la generación que no se observa en otros sistemas hidroeléctricos del país y que permite programar mantenimientos en cualquiera de las centrales de ambas cadenas sin afectar la generación total, e inclusive se pueden solucionar situaciones de emergencia.

¹⁷ El cargo por capacidad constituye un incentivo para que los generadores permanezcan en operación y se pueda así garantizar la confiabilidad de la atención a la demanda y que exista la capacidad de generación disponible necesaria para dar firmeza al sistema. Para la determinación de este cargo, mensualmente el Centro Nacional de Despacho calcula una capacidad teórica disponible por planta en MW (sus valores pueden ser positivos o cero) y le asigna un valor en dólares. La suma resultante se transfiere a los generadores; la financiación de este cargo proviene de un fondo que se nutre de un porcentaje de los precios en Bolsa. El valor del pago por el cargo por capacidad depende del número de generadores en operación, del despacho de cada planta y de la tasa de devaluación. En la medida en que el número de generadores aumenta, disminuyen los kilovatios mínimos disponibles que requiere el sistema de cada planta para garantizar la confiabilidad del suministro de energía. Esto, si viene acompañado de un menor despacho, reduce el cargo por capacidad de la empresa. Por otra parte, debido a que el cargo se fija en dólares, una devaluación real de la moneda puede contrarrestar estos efectos.

vos/activos era por su parte de 24.6%. La flexibilidad financiera de la empresa es muy alta, si se considera adicionalmente su capacidad de generación de caja.

En el Anexo 6 se presentan las proyecciones del estado de pérdidas y ganancias de Emgesa para el período 2000-2005. Como se señaló atrás, las proyecciones son similares a las que elaboró la empresa para la UPME como parte del Plan de Gestión y Resultados. Se hicieron unos pocos ajustes para reflejar la profunda recesión por la que está atravesando el país desde 1998¹⁸.

Las proyecciones reflejan un crecimiento promedio anual de los ingresos operacionales de 18.4% y de los gastos operacionales del ____%. La inversión proyectada por su parte crece en 26.7% promedio anual, arrancando en \$12.504 millones en el 2000 y alcanzando los \$35.442 millones en el 2005. De estas inversiones, el 26% se destinará al Convenio Chingaza, que incrementa los caudales utilizables por Emgesa, el 21% al Centro de Control de Generación, que permitirá operar centralizadamente las centrales de la compañía, y el restante 53% se distribuirá en inversiones en mantenimiento de las plantas.

Las cifras se presentan en pesos corrientes, pues las comparaciones entre escenarios pueden hacerse en valores corrientes y posteriormente las diferencias entre escenarios pueden convertirse a pesos constantes (en valor presente). Al igual que en Codensa, las proyecciones muestran utilidades crecientes durante el período, que parten de \$118.351 millones en el 2000 y alcanzan \$321.757 millones en el 2005.

3. EEB

Los negocios de la EEB son transmisión de energía, manejo del Centro Regional de Despacho (CRD) y laboratorios. Los resultados financieros de los años 1998 y 1999 se han visto afectados por los mismos factores que han afectado las finanzas de Emgesa y Codensa: 1) los cambios hidrológicos; 2) la recesión económica; 3)

¹⁸ Cabe mencionar que para la colocación de bonos en el mercado de capitales, Corfinsura y Corfivalle elaboraron otras proyecciones del estado de pérdidas y ganancias de Emgesa, para el período 1999-2009. Estas muestran utilidades crecientes, que parten de US\$51 millones (dólares constantes) en el 1999 y llegan a US\$135 millones en el 2009. Se optó por no utilizar estas proyecciones para mantener consistencia entre las tres fuentes de información de las tres empresas.

el prepago de deuda con parte de los recursos de la capitalización; y, 4) el recorte drástico de la planta de personal, mediante planes de retiro voluntario y de jubilación anticipada.

Las utilidades netas aumentaron de \$25.013 mil millones en 1998 a \$237.599 millones en 1999. El aumento se explica por la realización del superávit por valorización de las acciones adquiridas en Codensa en el momento de su constitución a cambio del aporte en especie (activos y pasivos) de la EEB -superávit que en 1999 representó el 53% de los ingresos brutos de la empresa, equivalentes a \$286 mil millones- y por los rendimientos financieros de sus inversiones temporales (\$208 mil millones), que representaron el 41% de los ingresos brutos. Los negocios de transmisión y de despacho tan sólo representaron el 5% y 2% de los ingresos en 1999.

La rentabilidad patrimonial fue baja en 1999, de tan sólo 7.81%. Ello se explica por la caída en la demanda de energía, lo cual afectó los resultados operativos de Codensa y Emgesa, empresas en las cuales está concentrado el 68% de los activos de la EEB¹⁹. Además, como se señaló atrás, la decisión de la Asamblea General de Accionistas de las dos empresas mencionadas, de hacer uso en 1998 de las exenciones tributarias consagradas en el artículo 211 del Estatuto Tributario, reteniendo las utilidades del ejercicio, afectó los resultados de la EEB. La EEB percibió dividendos de Codensa por el año 1998 por \$7217 millones y de Emgesa por \$6497 millones, para un total de \$13.714 millones.

La empresa se deshizo de algunos activos en los últimos 2 años, ha ofrecido en venta otros y planea deshacerse en el corto plazo de todos aquellos que no corresponden a su negocio. En octubre de 1999 ofreció a inversionistas del sector solidario su participación en Isagen, sin recibir ofertas de compra. El embalse Tominé, cuya utilización principal es del acueducto y para recreación, está siendo negociado con el Distrito Capital y la EAAB. Por otra parte, se transfirieron con beneficio tributario a la Universidad Nacional los laboratorios de alta tensión, de ensayos mecánicos y termoeléctricos. Con los laboratorios de iluminación se planea hacer lo mismo.

¹⁹ Cabe recordar que la EEB tiene un portafolio importante de inversiones, compuesto por acciones en Codensa (51.52% de las acciones), Emgesa (51.52%), Gas Natural (28.63%), ISA (2.52%), Isagen (2.50%) y Electricidad del Meta (16.23%).

La EEB está buscando posicionarse en el negocio de transmisión, participando en las convocatorias de la UPME para asignar proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional. Esta evaluando además la viabilidad del negocio de CRD.

Debido a la reducción en las tasas de crecimiento de la demanda a nivel local y nacional, el último plan indicativo de transmisión no contempla la ejecución de nuevas obras hasta el 2003, por lo que hay un desplazamiento de inversiones.

En el Anexo 7 se presentan las proyecciones del estado de pérdidas y ganancias de la EEB para el período 2000-2005. Para los años 2000 a 2003 se tomaron las proyecciones elaboradas por la misma empresa y presentadas a la UPME como parte del Plan de Gestión y Resultados. Para los dos años siguientes, los ingresos y gastos se proyectaron con base en los mismos crecimientos promedio supuestos para el período 2000-2003. Las cifras se presentan en pesos corrientes.

Las proyecciones de la EEB muestran también utilidades crecientes durante el período, que parten de \$88.055 millones en el 2000, alcanzando \$213.138 millones en el 2005. Ellas reflejan un crecimiento promedio anual de los ingresos operacionales de -% y de los gastos operacionales del -%.

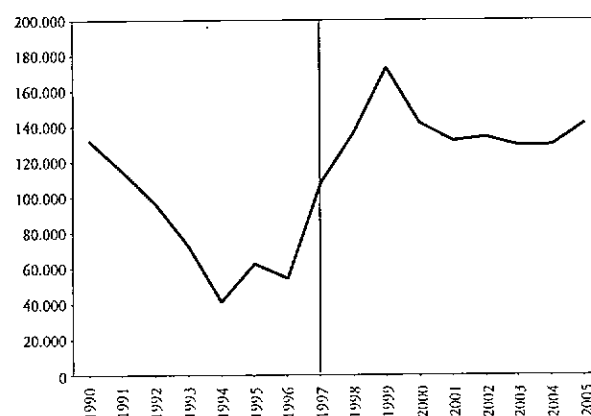
De la participación privada normal se espera no sólo que aumente la eficiencia en el uso de los activos, lo que debe resultar en mayores utilidades, sino también que incremente el volumen de inversiones. Esto último no es una expectativa sólidamente fundada, pues si las empresas realizan sus inversiones en forma eficiente, podrán en muchos casos alcanzar sus objetivos con menores inversiones que en el pasado. Con esta salvedad, se muestra en el Gráfico 2 el comportamiento de las inversiones de la EEB antes y después de la capitalización.

B. Impactos sobre los Usuarios

Hay que empezar por distinguir entre los usuarios de los negocios de generación y transmisión (de Emgesa y EEB) y los usuarios de los negocios de distribución y comercialización (Codensa), con el objeto de determinar en quienes recaen en forma directa los impactos de la capitalización de la EEB.

En el primer caso los usuarios son generalmente empresas de distribución y comercialización, pero también

Gráfico 2. INVERSIÓN ANTES Y DESPUÉS DE LA CAPITALIZACIÓN (Millones de pesos)



* Desde 1998 las cifras corresponden al agregado de las tres empresas.
Fuentes: EEB, Emgesa y Codensa; cálculos del autor.

empresas de otros sectores con un consumo superior a 0.1 Mwh. Las empresas comercializadoras de energía atienden por su parte dos mercados, el regulado y el no regulado. Los clientes del mercado regulado son usuarios residenciales, comerciales e industriales con demanda inferior a 0,1MW. Las tarifas en este mercado están reguladas por la CREG (ver recuadro). Los clientes del mercado no regulado son consumidores con demanda superior a 0,1MW.

En ambos casos el tipo de impactos que se espera tiene características similares: reducción de tarifas, aumento de coberturas del servicio, mejora en la calidad y continuidad y mejor atención a los clientes. En la distribución y comercialización también se espera una disminución de la accidentalidad para los usuarios. Hay sin embargo un grupo de clientes, aquellos conectados ilegalmente o que cometían fraudes, para los cuales las políticas de reducción de pérdidas mencionadas atrás tienen un impacto negativo, pues tienen que empezar a pagar por el servicio, o deben pagar más de lo que pagaban antes de la capitalización. Este impacto negativo puede sin embargo verse contrarrestado (en parte o totalmente) por un crecimiento menor en las tarifas para los usuarios legales, originado en la misma normalización de los usuarios ilegales.

Por otra parte, para demostrar que la capitalización per-se ha dado lugar a tarifas más favorables que las que se habrían observado en ausencia de capitalización, habría que demostrar que las empresas tienen alguna

RÉGIMEN TARIFARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO

La fórmula tarifaria establecida por la CREG para el usuario regulado es:

$$CU = (G + T) (1 - Pr) + D + O + C$$

donde: CU= costo unitario mínimo de prestación del servicio
G= costo de compras de energía (depende del precio del Bolsa y del IPP)
T= peaje por el uso del Sistema de Transmisión Nacional (regulado y se actualiza con el IPP)
D= estampilla por el uso del sistema de distribución (regulado y se actualiza con el IPP)
O= costos adicionales del mercado mayorista
C= costos de comercialización (regulado y se actualiza con el IPP)
P= índice de pérdidas reconocidas (regulado)

Las tarifas para el usuario no regulado corresponden a la siguiente fórmula: $P = G + T + D + C$

donde: P= precio
G= promedio de las compras de energía por contratos y por Bolsa
C= costos de comercialización (libre)

Los demás términos tienen un significado idéntico al de la fórmula anterior.

1. El costo de compras de energía (G) es un promedio ponderado del costo de las compras propias del comercializador en el mercado mayorista (contratos y Bolsa) y el costo promedio de las transacciones mensuales en el mercado. El uso de un promedio ponderado impide que los costos de las compras ineficientes del comercializador se trasladen al usuario.
2. El peaje lo pagan por partes iguales el generador y el comercializador y se actualiza con el IPP.
3. La estampilla es la tarifa que se le cobra al comercializador por el uso del transporte regional y local. También se actualiza con el IPP.
4. Dentro de las pérdidas entran las del sistema de transmisión nacional y las pérdidas negras (fraude). El porcentaje de pérdida reconocida ha ido disminuyendo: actualmente es del 18.5%; en el año 2002 será del 13%.
5. Los otros costos incluyen las restricciones los cargos del Centro Nacional de Despacho, de los centros regionales de despacho y del SIC, y las contribuciones a la CREG y a la SSP. Se actualizan con el IPP.
6. Los costos de comercialización se calculan a partir de un costo fijo de atención al cliente dividido entre el número de clientes (\$/factura). Se actualizan con el IPC para el usuario regulado.
7. La fórmula tarifaria tiene una vigencia de cinco años.
8. Como los componentes de la fórmula dependen del IPC y del IPP, el costo unitario se actualiza mensualmente. Si éste aumenta más del 3%, la tarifa cambia (en la actualidad lo hacen en promedio cada siete u ocho meses).

capacidad para incidir sobre estas, a pesar de estar en gran medida reguladas.

Como se puede ver en el recuadro, existen dos mecanismos mediante los cuales las empresas pueden incidir sobre los componentes de la fórmula tarifaria: a) mediante una mejor estrategia comercial, afectando G; y, b) generando pérdidas inferiores a las reconocidas por la CREG.

En el primer caso, las posibilidades de incidir en la tarifa son muy limitadas, pues los precios de sus compras tienen una ponderación baja (10%) en el precio de compra total (el otro 90% está determinado por el precio promedio de la bolsa). En el segundo caso, las tarifas no se ven afectadas, pues el porcentaje de pérdidas reconocidas y no las observadas es el que determina su valor²⁰. Lo que si ocurre es que la mayor eficiencia de la empresa se ve reflejada en mayores utilidades.

Por todos estos motivos, se asume que el impacto de la capitalización sobre las tarifas es reducido y que priman otros efectos sobre los usuarios, relacionados con la calidad del servicio (disminución de interrupciones, atención al cliente, etc.), el aumento en la oferta de servicios y en la cobertura y la disminución en la accidentalidad de los usuarios.

1. Codensa

En esta sección se consideran cinco tipos de impactos sobre los usuarios: a) tarifarios; b) de cobertura del servicio; c) cambios en la calidad del servicio; d) cam-

²⁰ Sin embargo, en la medida en que Codensa eleve los estándares promedio de eficiencia, la CREG podrá hacer mayores exigencias a todas las empresas de distribución y los beneficiados serán los usuarios. Por las dificultades para cuantificar este impacto, no se considera en los cálculos efectuados.

bios en la oferta de servicios; y, e) sobre la accidentalidad de los usuarios.

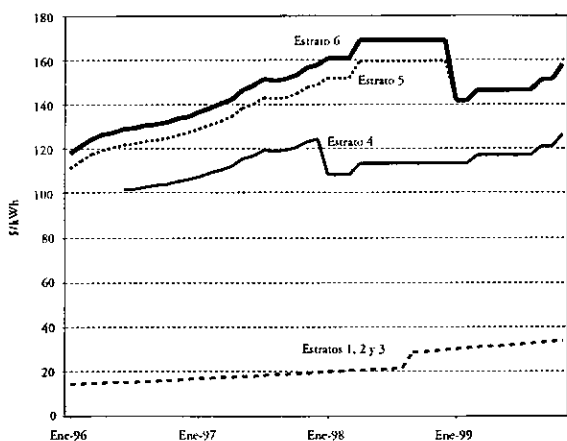
a. Tarifas

Codensa distribuye y comercializa energía en Bogotá y 96 municipios de Cundinamarca y Meta. El mercado de Bogotá representa sin embargo el 90% de los suscriptores y el 97% de la demanda. En algunos municipios en los que opera, compite con EEC en la provisión del servicio.

A diferencia de Emgesa, que es una de muchas empresas de generación en competencia, Codensa es el único distribuidor en Bogotá. Sin embargo, Codensa no puede ejercer poder monopólico, debido a que, como se señaló atrás, las tarifas al usuario final están reguladas y a que la CREG establece las tarifas buscando que ningún operador pueda transferir sus ineficiencias a los consumidores. Por ello, con la capitalización de la EEB no debe esperarse que se generen beneficios importantes por reducción de tarifas. A pesar de esto, a continuación se hace una referencia breve al comportamiento de las tarifas, que es un tema a menudo invocado por los críticos de la capitalización de la EEB.

El incremento de las tarifas en 1998 y 1999 ha sido muy inferior al aumento del costo de vida. La tarifa en enero del 2000 era igual a la de diciembre de 1997 (sin contribuciones 5 y 6). Las tarifas cayeron en términos reales entre octubre de 1997 y diciembre de 1999: aumentaron nominalmente en aproximadamente 12%, mientras la inflación acumulada fue de 28%. El Gráfico 3

Gráfico 3. TARIFAS DE CODENSA -EVOLUCIÓN DEL CARGO POR CONSUMO 1996 - 1999



Fuente: Codensa.

muestra la evolución de las tarifas nominales por estrato, evidenciando el bajo crecimiento de estas. Cabe anotar que los atentados contra el sistema de transmisión nacional aumentaron los costos de generación en los últimos meses de 1999, lo cual forzó alzas en las tarifas al usuario final. A pesar de ello, Codensa tenía a fines de 1999 la tarifa promedio más baja de América Latina, de USD 51/Mwh, frente a 88 de Río de Janeiro, 79 de Buenos Aires, 80 de Lima y 94 de Santiago.

b. Cobertura del Servicio

El número de usuarios aumentó de 1.535.847 en 1997 a 1.628.111 clientes al finalizar 1998 (de los cuales 1.425.956 corresponden al sector residencial) y a 1.746.352 en 1999. Este fuerte crecimiento se explica principalmente por el gran esfuerzo realizado en la regularización y medición de consumos existentes. Los clientes servidos por Codensa registraron un consumo de 8.217 GWh en la totalidad del año 1998, de los cuales 3.421 GWh correspondieron al sector residencial.

Como se mencionó atrás, el impacto negativo de aumentos en la cobertura vía legalización de usuarios, puede verse compensado por un incremento menor de las tarifas para usuarios legales, vía la consideración de un menor índice de pérdidas en la fórmula tarifaria. La dificultad para cuantificar este último efecto, nos llevó a no incluirlo en los ejercicios; ello significa que la cifra de beneficios netos resultantes del escenario post-capitalización que se proporciona al final del documento está sobre-estimada.

c. Calidad del Servicio

La calidad del servicio de distribución está regulada mediante las Resoluciones 070 y 117 de 1998 y 025 de 1999 de la CREG, que definen los criterios técnicos de calidad y confiabilidad y establecen los procedimientos para la expansión del sistema de transmisión regional y de distribución local. Las Resoluciones introdujeron un esquema de penalización basado en dos indicadores de calidad del servicio: Duración Equivalente de las Interrupciones (DES) y Frecuencia Equivalente de las Interrupciones (FES).

Ambos indicadores muestran mejoras importantes en el caso de Codensa, que no pueden atribuirse en su totalidad a la regulación. A pesar de ello, no se consideraron entre los impactos sobre los usuarios. La tenden-

cia anual móvil (TAM) del índice de frecuencia promedio de interrupción del servicio por KVA instalado en el sistema de media tensión urbano (FES), se redujo 26% entre noviembre de 1997 y diciembre de 1999, pasando de 11,4 veces a 8,3 veces. Por su parte, la tendencia anual móvil del índice de tiempo promedio de interrupción (DES) disminuyó en 27% entre esas dos fechas, pasando de un poco más de 6,5 horas a 4,4 horas²¹ (Cuadro 10). Con el aumento en el problema de congestión de Bogotá, ha aumentado el tiempo para que los vehículos de la empresa lleguen al lugar donde se produjo el daño, lo que ha limitado mejoras adicionales en este indicador.

Otros indicadores de calidad del servicio también registran mejoras importantes. El tiempo promedio de incorporación al servicio de energía pasó de 13 días en 1998 a 6 días en 1999. El número de reclamos justificados disminuyó 47% entre octubre de 1998 y octubre de 1999; y el número de reclamos por cada 10.000 cuentas facturadas pasó de 174 a 89, respectivamente. También se ha implementado el sistema Call Center para agilizar la atención al cliente vía telefónica, el cual permite recibir las llamadas en forma oportuna y ágil.

Con el objeto de mejorar la atención al cliente se ha de-

Cuadro 10. INDICADORES DE FRECUENCIA Y TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN^a

Mes	Frecuencia	Tiempo
Noviembre 1997	11.40	6.52
Enero 1998	11.28	6.34
Enero 1999	8.52	4.49
Octubre 1999	8.38	4.63
Diciembre 1999	8.30	4.40

^a Tendencia anual móvil de los indicadores por kv instalado en el sistema de medio tensión urbano.

Fuente: Codensa.

²¹ Esto es resultado del programa de inversiones en calidad del servicio que se viene adelantando en Codensa. El plan incluye inversiones en instalación de equipos e infraestructura eléctrica, optimización, normalización y mejoramiento de subestaciones y redes, entre otros. Se redujeron las tasas de transformadores fallados en el sistema urbano en un 46% y en el sistema rural en el 64%. Se invirtieron \$43 mil millones entre 1998 y 1999 en mejorar la calidad del servicio y adecuar la red de media tensión y \$12 mil millones en aumentar la capacidad de transformación. Para el mantenimiento del sistema eléctrico se destinaron \$25.810 millones de pesos. A pesar de la tasa nula de crecimiento de la demanda, que exige un menor esfuerzo en el ritmo de inversiones, se construyeron 45 km de redes de media tensión y se remodelaron 4.3 km.

sarrollado el proyecto de sucursales comerciales en puntos estratégicos de la ciudad, para descentralizar la atención y optimizar los procesos de recaudo, asistencia técnica y en general el portafolio de servicios de Codensa, para comodidad del cliente. Por otra parte, la instalación de más de 81.000 nuevos puntos luminosos entre 1998 y 1999 y el mantenimiento permanente a más de 29.500 puntos instalados, debe haber mejorado también las condiciones de seguridad en la ciudad.

La atención telefónica a los clientes también ha mejorado sustancialmente. De 191 mil llamadas recibidas en 1998, se perdieron 64 mil, mientras que en 1999 de 243.500 llamadas se perdieron 20.500. De acuerdo con una encuesta contratada por Codensa, el porcentaje de clientes satisfechos y muy satisfechos con los servicios de la empresa pasó de 76% en 1998 a 88.5% en 1999.

d. Aumento de la Oferta de Servicios

En el año 2000 bajaron los límites de capacidad para clasificar a los clientes no regulados, lo que puede generar 2500 nuevos clientes en este segmento del mercado. Para capitalizar esta oportunidad, Codensa diseñó e implementó una nueva y agresiva estrategia comercial dirigida a la atención de estos clientes. Para ello creó Codensa Servicios, con tres líneas básicas de servicio:

1. Mantenimiento de instalaciones, que incluye mantenimiento de transformadores, análisis de instalaciones energéticas con termografía, pruebas de estado de cables y redes subterráneas y análisis de aceites dieléctricos;
2. Proyectos de iluminación, que comprende la evaluación luminotécnica, el diseño, proyecto y ejecución de la obra;
3. Uso racional y eficiente de energía.

Si bien el aumento en la oferta de servicios aumenta el bienestar de los usuarios, es muy difícil cuantificar el impacto sobre el bienestar que genera este efecto. Por ello no se incluye en los cálculos, aunque no deja de considerarse en las comparaciones.

e. Reducción en la Accidentalidad de los Usuarios

No se disponía de información sobre accidentalidad de usuarios. Pero la normalización de clientes y las inversiones en mantenimiento deben haber reducido el índice de accidentalidad.

2. Emgesa

Aún cuando no se cuantifican, en esta sección se mencionan dos tipos de impactos: los relacionados con tarifas y aquellos asociados con el riesgo de racionamiento. Con respecto al primero, hay que empezar por señalar que en generación no hay control de precios. En consecuencia, los clientes de Emgesa podrían verse beneficiados por ventas de energía de Emgesa por contrato a un precio más favorable. Sin embargo, debido a que el impacto se mide a nivel de clientes finales, este ya se ha considerado en gran medida cuando se discutió acerca de los impactos sobre los clientes de Codensa. Los impactos sobre otros clientes no se consideran aquí, debido a las dificultades de cuantificación.

No obstante esto, a continuación se hace una breve referencia al comportamiento de los precios en el período reciente. Los precios de la energía (y los ingresos de los generadores y distribuidores) en los dos últimos años y medio han estado afectados por fenómenos climáticos: el Niño, durante la primera fase (septiembre de 1997-febrero de 1998), con bajas hidrologías que llevaron a un aumento del despacho de las térmicas, y la Niña en una segunda fase, con altas hidrologías. La Niña llegó a su máxima intensidad entre octubre de 1998 y febrero de 1999 y se moderó en los meses siguientes, para fortalecerse nuevamente en los meses de julio y agosto. Al parecer se prolongará hasta mayo del 2000.

El precio medio mensual de la energía del mercado mayorista, en contratos a largo plazo, osciló entre \$ 37,46/kWh y \$ 45,42/kWh en 1998. El precio de las transacciones de energía en bolsa presentó elevados valores en el primer trimestre del año (alrededor de \$140/kWh) por efecto de la sequía proveniente de 1.997, para luego con las afluencias del período húmedo, descender bruscamente y permanecer en el entorno de los \$ 22/kWh hasta finalizar el año. Los precios promedio del mercado mayorista (que consideran tanto los precios en bolsa como los de los contratos), después de un aumento a comienzos de 1998, mostraron una tendencia descendente en 1999, cayendo de \$47.6 por kilovatio en octubre de 1998 a \$42.3 en diciembre de 1999.

Hay un beneficio adicional de la capitalización de la EEB, que perciben todos los usuarios del servicio en

Colombia y que le significa mayores ingresos a Emgesa. Este resulta del aumento en la disponibilidad de las plantas, concepto por el cual los generadores perciben un ingreso por cargo por capacidad.

El aumento en disponibilidad reduce el riesgo de racionamiento para todos los colombianos. Durante la sequía que afectó al país hasta el mes de abril de 1998, Emgesa contribuyó de forma importante a evitar racionamientos de energía, al ser capaz de generar en forma récord con la central a carbón de Termozipa, alcanzando por cuatro meses consecutivos valores de generación inéditos para esta central. Las dificultades para cuantificar en forma precisa este beneficio nos llevó a no incluirlo en los cálculos.

3. EEB

El mayor beneficio a los usuarios se produce a través del aumento en la disponibilidad de las líneas de transmisión (a 230 kV). Esta aumentó de 97.8% en 1997 a 98.6% en 1998 y a 99.56% en 1999. La mejora en este índice se explica por un intensivo plan de mantenimiento de la infraestructura y la puesta en marcha del programa de desarrollo y participación social y comunitaria "Estoy en la Línea". Antes de la capitalización, sin embargo, la empresa también había alcanzado índices similares de disponibilidad. En 1996, por ejemplo, fue de 99%. Por este motivo no se consideran los impactos sobre el bienestar resultantes de los cambios en la disponibilidad de las líneas.

Los índices de calidad del servicio de despacho de energía, medidos en términos de disponibilidad de la Estación Maestra, alcanzaron un récord de 99.96% en 1999. El índice de disponibilidad de señales se ubicó en 95.5%. Debido a las dificultades para cuantificar estos beneficios, no se incluyeron entre los impactos sobre el bienestar. Durante 1999 se realizaron actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de las redes y equipos de comunicaciones, mantenimiento de equipos terminales remotos, mantenimiento del software y base de datos, etc. Finalmente, cabe mencionar que la empresa está embarcada en un proyecto de aseguramiento de la calidad, que busca la certificación de la EEB bajo la norma ISO 9002, proceso que se concluiría en abril del 2001 y que debe resultar en un aumento importante en la calidad del servicio.

C. Impactos sobre los Trabajadores

La política laboral de las empresas cambió como resultado de la reestructuración y capitalización de la EEB, lo que produjo efectos tanto positivos como negativos sobre el bienestar de los trabajadores. Entre los cambios a destacar se pueden mencionar los siguientes:

1. Se ofrecieron planes de retiro voluntario y de jubilación anticipada y se despidieron unos pocos trabajadores. Como resultado de estos planes, la planta de personal se redujo sustancialmente, pero el empleo indirecto aumentó. Los planes vinieron acompañados además de bonificaciones superiores a la indemnización pactada en la convención colectiva y de beneficios adicionales y ofertas de capacitación a los extrabajadores;
2. En reemplazo de una política basada en la inflación más varios puntos, se están empezando a introducir esquemas salariales con base en evaluaciones de desempeño. La estructura salarial también se modificó. Anteriormente no había uniformidad de salarios para trabajos iguales; en la actualidad hay una mayor homogenización salarial. Se eliminó además el escalafón, que operaba tan sólo de manera formal, pues los ascensos se hacían con base en recomendaciones políticas.
3. Se redefinió la política de capacitación. Se convirtió la capacitación en un beneficio al que tienen derecho los empleados y un objetivo de la empresa. Se estableció además como una actividad continua y permanente; y aumentó la inversión en esta actividad.
4. Si bien se salvaguardaron los derechos de la fuerza laboral, se eliminó la coadministración de las empresas, al prescindir en las nuevas convenciones colectivas de la multiplicidad de comités existentes, con atribuciones para decidir y reglamentar. La adopción de normas de orden legal e institucional, tales como el Reglamento Interno de Trabajo, el Reglamento de Higiene y Seguridad Industrial, la estructura de cargos y las modificaciones a la planta de personal, vuelven a ser iniciativa y responsabilidad de las empresas. En convenciones anteriores para efectuar cambios en estas áreas se requería de la aprobación del sindicato, cuando no eran de su completa iniciativa. Los comités de relaciones laborales se convirtieron en foros únicos de solución de conflictos.
5. Se están buscando mecanismos alternos para la prestación del servicio médico a familiares de trabajadores; y,

6. Se aseguraron los recursos para financiar las pensiones. La solvencia patrimonial de Emgesa y Codensa garantiza la disponibilidad de estos recursos; y la EEB tiene en caja el valor actuarial de las pensiones.

Una valoración del impacto sobre el bienestar de los trabajadores de la reestructuración y la capitalización de la EEB, tiene la difícil tarea de considerar simultáneamente todos los efectos. Al respecto cabe anotar que para cuantificar todos estos impactos y agregarlos se utilizó un procedimiento muy simple (que podría tildarse de arbitrario, pero que no deja de ser plausible), que consistió en valorarlos por el valor monetario asociado a ellos. Así por ejemplo, el impacto sobre el bienestar de mayores gastos en capacitación se estimó de una magnitud igual a la magnitud de estos gastos. Si bien el procedimiento correcto hubiera sido el de determinar el impacto de estos gastos sobre el aumento en la capacidad de sus beneficiarios para obtener ingresos adicionales y aumentar su consumo, la aplicación de esta metodología es prácticamente inviable.

En relación con el primer punto y como referencia para la discusión posterior, cabe mencionar que inicialmente el personal de la empresa se distribuyó entre la matriz y las filiales en la forma que se observa en el Cuadro 11.

1. Codensa

Se consideran a continuación cuatro tipos de impactos sobre el bienestar de los trabajadores de Codensa de la capitalización de la EEB: a) los generadores sobre el empleo, como consecuencia de los planes de retiro; b) los salarios; c) los asociados con la capacitación; y, d) los resultantes de cambios en la seguridad industrial.

a. Efectos Netos de los Planes de Retiro y del Outsourcing

Codensa ha realizado tres planes de retiro voluntario y de jubilación anticipada. A los planes de retiro se acogieron 1.344 personas y tuvieron un costo de \$53.712 millones (Cuadro 12). A los de jubilación anticipada por su parte se acogieron 352 personas, teniendo las indemnizaciones un costo de \$359 millones (Cuadro 13). Como resultado de estos planes y de unos pocos despidos, la planta de personal de Codensa cayó de 2.864 trabajadores en octubre de 1997 a 1.213 en diciembre de 1999 (Cuadro 14). Con la reducción en el tamaño de la planta, Codensa ha alcanzado niveles de

Cuadro 11. DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL DE LA EEB ENTRE LAS TRES EMPRESAS EN 1997

	Enero 1/97	Octubre 23/97		
		EEB	Codensa	Emgesa
Personal de planta	4.193	304	2.464	1.101
Temporales	302	41	283	143
Aprendices Sena	182	18	117	54
Total	4.677	363	2.864	1.298

Fuente: EEB.

Cuadro 12. COSTO Y RESULTADOS DE LOS PLANES DE RETIRO VOLUNTARIO DE CODENSA

Plan de retiro	Personas acogidas (No.)	Valor total indemn. (mill. \$)	Valor medio por persona (mill. \$)
I Dic. 97 - mar. 99	832	27.594	33.1
II Mar.99 - sept 99	142	5.400	38.0
III Oct. 99 - dic. 99	370	20.716	60.0
Total	1.344	53.712	40.0

Fuente: Codensa.

Cuadro 13. COSTO Y RESULTADOS DE LOS PLANES DE JUBILACIÓN ANTICIPADA DE CODENSA*

Plan de jubilación	No. de personas acogidas	Valor total de indemniz. (\$)
I Febrero 1998	130	130.000.000
II Junio 1998	128	120.000.000
III Julio 1998- Sep 1999	94	101.684.415
Total	352	359.684.415

* No incluye el mayor costo de las pensiones; tan sólo incluye el valor de las indemnizaciones.

Fuente: Codensa.

Cuadro 14. EVOLUCIÓN DE LA PLANTA DE PERSONAL DE CODENSA

Fecha	Personas
1997 Octubre	2.993
1997 Diciembre	2.176
1998 Diciembre	1.904
1999 Diciembre	1.213

Fuente: Codensa.

GWh/empleado que se ubican entre los más altos de América Latina (Gráfico 4).

Cabe destacar además que simultáneamente Codensa ha aumentado el empleo indirecto: este pasó de 1.188 personas en 1997, a 2996 personas en 1998 y 6.568 en 1999. Finalmente, con el cambio en administración de la empresa se aseguran los recursos para financiar las pensiones. El cálculo actuarial de estas ascendía a finales de 1998 a \$101.774 millones.

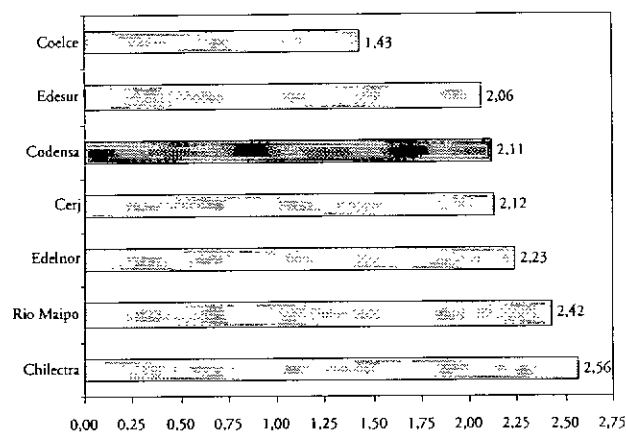
b. Política Salarial

Los salarios medios mensuales de los empleados de Codensa eran en noviembre de 1999 de \$700 mil para aquellos sin salario integral y casi de \$4 millones para aquellos con salario integral (Cuadro 15). Su promedio ponderado era de \$1.25 millones. Como se señaló antes, desde el año 2000 se empezó a implementar una política salarial basada en el desempeño y no en ajustes automáticos con base en inflación. El impacto esperado sobre el bienestar de estos cambios en la política salarial se incorporó en las proyecciones que se presentan más adelante. El incremento salarial fue del 19% en 1998 (un crecimiento real del 1.3%) y de 17.78% en 1999 (un crecimiento real del 1.1%).

c. Beneficios por Capacitación

Codensa ha invertido en capacitación un total de \$ 672.558.480 y 51.868 horas entre Diciembre de 1997 y Octubre de 1999. Se dictaron durante este período aproximadamente once mil (11.000) horas, dando

Gráfico 4. AMÉRICA LATINA: GWh/EMPLEADO EN COMPAÑÍAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



Fuente: EEB, Codensa y Emgesa.

Cuadro 15. SALARIO MEDIO POR EMPLEADO ACTIVO DE CODENSA

Régimen salarial	Promedio mensual empleado (\$)	No. empleados (Nov-22-99)
Salario no integral básico	700.148	979
Salario integral	3.992.036	314
Total ponderado ^a	1.252.447	1.293

^a Para el cálculo se restó al salario integral el 30% correspondiente a las prestaciones sociales.
Fuente: Codensa.

énfasis a las áreas de Distribución, Comercial y Control de Pérdidas. Se inició además una capacitación especializada en formulación y evaluación de proyectos para 30 profesionales de todas las áreas de la Compañía.

d. Mejoras en la Seguridad Industrial

Se ha hecho gran énfasis en la seguridad industrial, alcanzándose indicadores de accidentalidad muy por debajo de los estándares y lográndose índices de ausentismo sobresalientes por el bajo número de eventos ocurridos y un menor número de días de incapacidad total en la compañía.

2. Emgesa

Al igual que con Codensa, se consideran a continuación los impactos antes mencionados sobre el bienestar de los trabajadores de Emgesa, resultantes de la capitalización de la EEB.

a. Efectos Netos de los Planes de Retiro y del Outsourcing

Emgesa también implementó planes de retiro voluntario y de jubilación anticipada en los años 1997, 1998 y 1999. En el recuadro se ilustran las características del plan de retiro ofrecido en noviembre de 1997. Los planes de jubilación por su parte se ofrecieron a todos aquellos trabajadores que cumplieren las condiciones de jubilación en los siguientes 36 meses de acuerdo con la convención colectiva. Estas condiciones eran:

- 25 años de servicios continuo o discontinuos. En este caso la pensión es del 100% de salario del último año y se ajusta anualmente con el IPC.
- 20 años de servicio y 50 años de edad. La pensión en este caso es del 85% del salario del último año y también se ajusta con el IPC.

Como resultado de los planes de retiro y de jubilación anticipada, la planta de personal se redujo de 1.298 trabajadores en octubre de 1997 a 419 en diciembre de 1999 (Cuadro 16). La reducción de personal se realizó sobre todo en el área de mantenimiento, aseo y limpieza (rocerías). El costo de los planes de retiro ha sido hasta 1999 de aproximadamente \$21.620 millones en pesos corrientes (Cuadro 17).

El benchmark en materia de tamaños de planta, para compararlo con el de Emgesa, es difícil de establecer por dos razones:

- No hay automatización de plantas en Emgesa, como lo puede haber en países desarrollados; y,
- Guavio es una central muy grande comparada con otras centrales en América Latina.

b. Política Salarial

En materia salarial el recorte y la reestructuración de la planta y la disminución de las horas extras, se tradujeron en caídas nominales del salario promedio anual por trabajador (Cuadro 18). Como se señaló atrás, la empresa esta introduciendo en la actualidad esquemas salariales basados en evaluaciones de desempeño

La EEB y Emgesa convinieron la sustitución patronal de todas las obligaciones laborales, legales, extralegales

Cuadro 16. EVOLUCIÓN DE LA PLANTA DE PERSONAL DE EMGESA

Categoría	Oct 23 1997	Dic 31 1997	Dic 31 1998	Dic 31 1999
Administrativo	200	42	70	69
Producción	901	410	458	346
Temporal	143	110	5	0
Sena	54	52	8	4
Total	1.298	614	541	419

Fuente: Emgesa.

Cuadro 17. COSTO DE LOS PLANES DE RETIRO VOLUNTARIO Y DE LOS DESPIDOS EN EMGESA

Año	Costo (\$)
1997	20.009.337.467
1998	925.941.778
1999	696.635.176

Fuente: Emgesa.

EMGESA: CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA DE RETIRO VOLUNTARIO DE 1997

En 1997 la Empresa ofreció un primer Programa de Retiro Voluntario por mutuo acuerdo, con el objeto de terminar el contrato de trabajo con fecha 30 de noviembre de 1997. El programa incluía una bonificación por retiro, una bonificación adicional, beneficios de educación, salud, seguro de vida y talleres de capacitación para quienes se acogieran.

1. **Bonificación por retiro.** El cálculo de esta bonificación, resultó superior en porcentajes del orden del 15% - 25% al que se hubiera obtenido con base en la Convención Colectiva, pues se incluyeron 40 días adicionales por año a partir del año 14, y un incremento del 18% del IPC.

2. **Bonificación adicional por retiro.** Se liquidó aplicándole a la bonificación por retiro un factor relacionado con el nivel educativo del trabajador, factor que era más bajo entre más alto el nivel educativo.

Como resultado de estas bonificaciones un trabajador con 14 años de antigüedad debía recibir como indemnización el equivalente de aproximadamente 102 meses de salario básico si tenía estudios primarios, 90 meses si tenía estudios secundarios y 78 meses si tenía estudios universitarios. De estas sumas, tan solo 32.2 meses de salario básico correspondían a lo establecido en la Convención Colectiva.

3. **Beneficios adicionales:** Emgesa otorgó los siguientes beneficios adicionales a los trabajadores que se acogieron al programa:

- a. Pago de auxilios para educación y becas universitarias, por un monto igual al pagado en 1997, incrementado en 18%.
- b. Programa de salud para el extrabajador y su grupo familiar durante los 12 meses siguientes a la fecha de terminación del contrato de trabajo.
- c. Seguro de vida para el extrabajador por los 12 meses siguientes al retiro.
- d. Mantenimiento de las condiciones actuales de la deuda por préstamos de vivienda ya otorgados.

4. **Capacitación.** La empresa ofreció también a los extrabajadores talleres de capacitación a cargo de una entidad especializada, pudiéndose inscribir en dos de los tres siguientes: a. Taller de continuación de carrera; b. Taller de negocio propio; c. Taller de jubilación anticipada

y convencionales existentes a esa fecha, a favor de los empleados y a cargo de la EEB. Como consecuencia de ello, Emgesa en su calidad de nuevo empleador ha continuado otorgando los derechos y beneficios existentes a los empleados.

c. Beneficios por Capacitación

Con el fin de darle un marco a la capacitación consecuente con los objetivos estratégicos de la empresa, Emgesa definió un Plan de Capacitación que enmarcó y reglamentó los eventos a programar entre 1999 y el año 2001. Además, estructuró durante el segundo semestre de 1998 el Proceso de Mejoramiento y Gestión del Desempeño. Este proceso se implementó en 1999 y cubrió las etapas de: capacitación, fijación de acuerdos de desempeño, seguimiento de desempeño, procesamiento

Cuadro 18. SALARIO PROMEDIO ANUAL POR TRABAJADOR DE EMGESA (\$ corrientes)

Categoría	1997*	1998	1999
Administrativo	3.104.758	38.437.961	34.116.452
Técnico	2.521.595	16.318.009	14.822.035
Total	5.626.353	54.755.970	48.938.487

* Incluye tan sólo el período octubre a diciembre de 1997.
Fuente: Emgesa.

y emisión de informes. En el Cuadro 19 se muestran las inversiones en capacitación realizadas en 1998 y 1999 y la proyectadas para los próximos seis años.

Con la capitalización y reestructuración de la empresa, la Seguridad Industrial varió sustancialmente su filosofía, donde no sólo se trata de prevenir las consecuencias de los accidentes de trabajo, sino que se busca además del Cero Accidente Laboral, controlar y prevenir toda clase de pérdidas accidentales que se puedan presentar en los diferentes procesos productivos de Emgesa. Para el logro de estos objetivos, la empresa está trabajando en un programa de formación que genere

Cuadro 19. INVERSIONES REALIZADAS Y PROYECTADAS EN CAPACITACIÓN DE PERSONAL EN EMGESA 1998-2005

	Valor (\$)	Total horas
1998	228.545.066	36.145
1999	122.902.002	22.060
2000	219.571.000	25.792
2001	211.822.000	21.632
2002	200.754.000	19.932
2003	203.695.000	20.536
2004	225.083.000	21.140
2005	245.000.000	23.000

Fuente: Emgesa.

una cultura de prevención y control de riesgos, donde cada uno de los trabajadores es responsable de la seguridad en las labores que realiza, y el nivel directivo es responsable de la eficiencia con que se ejecuten los trabajos. Ello se ha visto reflejado en la ausencia de accidentes fatales desde que la empresa se reestructuró y en la reducción de accidentes incapacitantes. Estos últimos pasaron de 15 en 1998 a 13 en 1999.

d. Pensiones

El Cuadro 20 presenta las cifras de la evolución del pasivo pensional de Emgesa en los últimos tres años. Dada la situación financiera favorable de la empresa, no hay el menor riesgo de pago no oportuno de estas obligaciones.

3. EEB

Se consideran a continuación los impactos sobre el bienestar de los trabajadores de la nueva EEB, resultantes de la capitalización y reestructuración de la antigua EEB.

a. Planta de Personal

La planta de personal de la EEB se redujo de 363 trabajadores en octubre 23 de 1997, a 150 trabajadores en diciembre de 1999. De estos, 126 son a término indefinido y 24 a término fijo.

b. Política Salarial y de Capacitación

La empresa invirtió en capacitación \$60 millones en 1999.

c. Seguridad Industrial

No se dispone de información sobre los cambios que se han producido en la política de seguridad de la EEB después de la capitalización de la empresa.

Cuadro 20. PASIVO PENSIONAL DE EMGESA

Año	Valor (\$)
1997	29.767.330.000 *
1998	34.951.639.000
1999	39.682.362.000

Fuente: Emgesa.

d. Pensiones y Servicio Médico

En acta 1291 del 20 de agosto de 1998, la Junta Directiva de la Empresa autorizó la constitución contable de un Fondo de Pensiones mediante la reclasificación de inversiones temporales de la empresa a una cuenta denominada Fondo de Pensiones, con la finalidad de mantener en todo momento los fondos disponibles para el pago de las pensiones de los jubilados a cargo de la Empresa y sus trabajadores activos. El fondo se creó con \$235 mil millones. La nómina de pensionados a cargo de la empresa era en diciembre de 1999 de 1969 personas, que representaron en ese año una erogación de \$27 mil millones.

Cabe mencionar que la EEB culminó en diciembre de 1999 el proceso de entrega a una empresa especializada del servicio médico a familiares de sus trabajadores. Ello le significa un ahorro estimado para la empresa de \$1600 millones por año; y ello no parece que vaya a afectar la calidad del servicio médico.

D. Impacto sobre los Gobiernos Distrital y Nacional

Los gobiernos Distrital y Nacional no sólo perciben ingresos por dividendos como accionistas, sino también ingresos tributarios por concepto de renta, IVA, ICA y otros impuestos. Las empresas de generación deben realizar además una contribución ambiental con destino a sus zonas de influencia. Esta última se considera como parte de los impactos ambientales, por las razones expuestas atrás.

Las empresas están sujetas a un impuesto sobre la renta con una tasa del 35% aplicable a la renta líquida. Sin embargo, de conformidad con el Artículo 97 de la Ley 223 de 1995 (artículo 211 del Estatuto Tributario), las rentas provenientes de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica están exentas, sobre las utilidades que se capitalicen o apropien como reservas para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas, de acuerdo con los siguientes porcentajes: 1997-90%, 1998-80%, 1999-70%, 2000-60%, 2001-40%, 2002-20%, 2003 y siguientes - 0% exento.

Emgesa está sujeta además al impuesto de industria y comercio con la tarifa de 0.8% sobre sus ingresos diferentes a los provenientes de la generación de energía declarados en Bogotá. El impuesto de industria y co-

mercio en los municipios aledaños a las plantas de generación, se liquida de acuerdo a la ley 56 de 1981.

Finalmente, los gobiernos Distrital y Nacional percibieron también recursos por concepto de la reducción de capital. Si bien más adelante se discute acerca de las condiciones bajo las cuales esta operación per-se podría ser beneficiosa desde el punto de vista social, en el análisis de conjunto se incorporó esta transferencia como ingreso de los gobiernos, pues sus efectos negativos sobre otros actores ya están también incorporados (por ejemplo, como menores utilidades de las empresas).

1. Codensa

Los Cuadros 21 y 22 muestran la evolución reciente y proyectada de los pagos de impuestos por parte de Codensa. Estos aumentan entre 1998 y 1999, declina en el año 2000 y aumentan en forma sostenida a partir de ese año, hasta alcanzar \$57.184 millones en el 2005.

2. Emgesa

En 1997 la compañía no se acogió al artículo 211, debido a que sus resultados originaron una pérdida fiscal. Sobre las utilidades de 1998, Emegesa creó una reserva ocasional, para cubrir la pérdida de 1997 por \$814 millones, constituyó la correspondiente Reserva Legal por el 10% y, con el objeto de acogerse al beneficio de la Exención contemplada en el Art. 211 del Estatuto Tributario, constituyó una reserva por \$ 129.276 millones. Distribuyó dividendos preferenciales por \$4.934 millones (US\$0,1/acción preferente) y \$3.015 millones

Cuadro 21. CODENSA: IMPUESTOS CAUSADOS Y PAGADOS 1998-1999 (Cifras en millones de pesos)

	1998	1999
Renta	14.190	71.630
ICA	7.415	7.806
Contribuciones*	621	3.986
Timbre	1.745	1.319
Predial	485	284
Vehículos	349	70
Impuesto diferido por pagar	19.463	-11.563
Aportes parafiscales	2.464	1.405
Total	46.732	76.554

* CREG, S.S.P., Espacio Público y 2 x mil (Emergencia Económica).

Fuente: Codensa.

Cuadro 22. CODENSA: PROYECCIONES DE PAGOS DE IMPUESTOS 2000-2005 (Millones de pesos)

	Impuestos
2000	41.090
2001	44.701
2002	48.039
2003	51.919
2004	55.664
2005	57.184

Fuente: Codensa.

por concepto de dividendos sobre acciones en circulación (\$14.376/acción). Del 20% no exento de las utilidades, más las otras rentas no operacionales, se provisionó el 35% para impuesto de renta, por \$21.030.000, ello sobre la base de crear una reserva como la señalada en el párrafo anterior. por \$129.276 millones.

El Cuadro 23 muestra la evolución reciente y proyectada de los pagos de impuestos por parte de EMGESA. Estos aumentan en forma sostenida entre 1998 y el 2005, alcanzando \$184 mil millones en el último año.

3. EEB

En 1997 la Empresa se acogió a la exención del artículo 211 y en consecuencia, aprobó de sus utilidades \$301.137 millones para la constitución de una reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas. En 1998 la Empresa decidió no acogerse y estimó su provisión de impuesto de renta aplicando una tasa del 35% sobre la renta líquida. La provisión para el pago de impuestos por el año gravable de 1999 se constituyó por \$37.973 millones, no haciendo uso de la exención tributaria del artículo 211 del Estatuto Tributario. En el Anexo 2 se muestran las proyecciones de los pagos de impuestos por la EEB para el período 2000-2005.

E. Impacto Ambiental

Para determinar el impacto de la reestructuración y capitalización de la EEB sobre los gastos e inversiones ambientales, hay que distinguir claramente entre aquellos gastos e inversiones que son determinados por ley y aquellos que no constituyen una obligación legal. En el primer caso, el Código de Recursos Naturales (antes de 1993), la Ley del Medio Ambiente (Ley 99

Cuadro 23. EMGESA: IMPUESTOS CAUSADOS Y PAGADOS 1998-1999 Y PROYECCIONES 2000-2005
(Millones de pesos)

Impuesto	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Renta	21.030	69.626	63.727	75.325	101.161	128.023	157.199	173.254
ICA	601	314	345	380	418	460	506	556
Ventas	3.450	3.807	4.188	4.606	5.067	5.574	6.131	6.744
Predial	235	298	984	1.087	1.201	1.315	1.421	1.563
Timbre	1.639	1.605	892	964	1.300	1.617	2.053	2.275
Total	26.955	75.650	70.136	82.362	109.147	136.989	167.310	184.393

Fuente: Emgesa.

de diciembre 22 de 1993) y las Resoluciones del Ministerio del Medio Ambiente y de la CAR establecen las acciones que deben realizar las empresas para prevenir o mitigar los impactos ambientales del desarrollo de sus actividades.

En general, estas consisten en actividades periódicas de monitoreo de la calidad del agua y de las emisiones y en el desarrollo de obras de mitigación ambiental. En este caso no hay impacto sobre el bienestar de los grupos beneficiados por estas actividades e inversiones como resultado de la reestructuración de la EEB, pues las inversiones se habrían hecho aún si la empresa no se hubiera capitalizado y reestructurado. Hay sin embargo dos excepciones, que deben incorporarse en las estimaciones del impacto sobre el bienestar de la capitalización, que son las inversiones realizadas por iniciativa propia (no por obligaciones legales) y las inversiones que la EEB estaba obligada legalmente a realizar y que no hizo durante el período previo a la reestructuración y que se constituyen en un “pasivo” para las empresas que surgieron de la capitalización.

Es necesario demostrar, sin embargo, que estos pasivos no fueron incorporados en la cifra ofertada por las acciones de Emgesa-Codensa-EEB, para justificar su inclusión en los cálculos.

Por otra parte, de acuerdo con la Ley 99 de 1993, las empresas de generación están obligadas a efectuar transferencias para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental a los municipios y corporaciones autónomas regionales de sus zonas de influencia, equivalentes al 6% de las ventas brutas de energía por generación propia en las plantas hidráulicas y al 4% en las plantas térmicas, de acuerdo con la tarifa que para

ventas en bloque señale la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Los recursos deben destinarse a programas de conservación y manejo adecuado de las cuencas abastecedoras de los embalses y a la protección ambiental de las zonas donde se ubican las plantas térmicas.

En principio estas transferencias no deberían incluirse entre los impactos sobre el bienestar, debido a que constituyen obligaciones legales y no son resultado de la capitalización. Sin embargo, se consideraron en el análisis, debido a que son un porcentaje de las ventas brutas de energía, una variable que sí puede cambiar como resultado de la capitalización y reestructuración de la empresa, pues las estrategias comerciales cambian. Como esta variable también responde a la evolución de la actividad económica, es necesario descontar este efecto de las cifras proyectadas. Como el crecimiento observado y supuesto del PIB en el período 1998-2005 es inferior al observado en el período 1990-1997, se consideró que el efecto de esta diferencia equivalía a descontar por el efecto de cambios en el crecimiento económico. Cabe anotar además que no es necesario hacer este ajuste cuando se comparan los escenarios post-capitalización y contrafactual.

1. Codensa

Codensa no tiene obligaciones ambientales de Ley 99 de 1993. Por este motivo se consideran aquí tan sólo aquellos gastos ambientales que denominamos como “pasivos ambientales” y aquellos gastos que fueron de iniciativa propia de la empresa. Como estos gastos son de magnitud reducida, no se consideraron en los cálculos. Entre los gastos asociados con “pasivos ambientales”, están los relacionados con el plan de manejo de

residuos peligrosos del almacén Tunal. La antigua EEB poseía el almacén Tunal para reintegros de canecas, transformadores y otros equipos fuera de servicio, actividad que dejó de realizarse desde el mes de abril de 1997. Actualmente, en ese sitio se encuentran las canecas con aceite dieléctrico usado y los transformadores y otros equipos en desuso, los cuales no se han movili-zado debido a la restricción impuesta por la Resolución 288 de abril de 1997 del DAMA.

Codensa ha programado la ejecución de un plan de manejo ambiental para remediar esta situación, el cual se compone de las siguientes etapas: 1. Identificación de PCBs en las canecas de 55 galones; 2. Identificación de PCBs en transformadores y otros equipos fuera de servicio (chatarra); 3. Disposición de equipos y aceites libres de PCBs; 4. Disposición de aceites y equipos con contenido de PCBs hasta 50 ppm; 5. Tratamiento y disposición de equipos con contenido de PCBs mayor de 50 ppm.

2. *Emgesa*

Además de las transferencias de Ley 99 de 1993, cuya estimación se presenta en el Cuadro 28, al final del documento también se consideraron las inversiones que la EEB debía hacer y no hizo y que debió asumir Emgesa. Entre estas se destacan las relacionadas con el embalse del Muña. Este embalse se construyó en 1948 mediante bombeo de las aguas del río Bogotá, con el propósito inicial de generar energía en las centrales de Paraíso y Guaca. Con el tiempo el embalse se convirtió en un lugar de recreación y turismo y también de actividad pesquera, generando externalidades positivas sobre la población. Sin embargo, con la creciente contaminación del río Bogotá, las externalidades positivas se convirtieron en externalidades negativas, pues no hay vida en el embalse, se desprenden olores fétidos, han proliferado los mosquitos y el embalse se ha llenado de buchones, factores que impiden la recreación y pueden afectar el bienestar de los habitantes de Sibaté, población ubicada entre las dos colas del embalse.

Emgesa debió enfrentar un incidente de desacato a un fallo de tutela contra la antigua EEB, de fecha 13 de agosto de 1993, con el fin de mitigar el impacto causado a la población de Sibaté por el bombeo de las aguas del río Bogotá en el embalse. Emgesa viene presentando ante la CAR los descargos correspondientes dentro del

expediente CAR 5297, referente a las obligaciones de carácter ambiental a cumplir frente al bombeo de las aguas del río Bogotá en el embalse.

Mediante Resolución 165 del 5 de febrero de 1999 la CAR advirtió a la empresa sobre el supuesto incumplimiento de algunas normas de carácter ambiental en el embalse del Muña, que podrían dar lugar al inicio de un trámite administrativo tendiente a la declaración de caducidad de las concesiones de aguas. Por su propia iniciativa, en cuanto a las actuaciones administrativas de la CAR, el 12 de febrero de 1999 se celebró en el municipio de Sibaté un foro que contó con la participación de la Procuraduría General de la República, la CAR, la Alcaldía de Sibaté y Emgesa entre otros, donde se analizó la situación del embalse del Muña, su incidencia en la población y se plantearon potenciales soluciones. Como consecuencia de este evento se acordó adelantar mesas técnicas de trabajo Interinstitucionales a fin de mitigar el impacto ambiental generado en la población por el bombeo de las aguas del río Bogotá al embalse.

Emgesa ha participado en el Comité Interinstitucional, conformado por el Municipio de Sibaté y Asomuña, para concertar acciones ambientales en el área de influencia del embalse Muña. También ha participado con el Concejo Municipal de Sibaté en la elaboración del Plan de Desarrollo Municipal, con el fin de involucrar proyectos de recuperación y saneamiento ambiental del municipio y del embalse. En la misma dirección, la empresa presentó para evaluación de la CAR el documento denominado "Propuesta de obras a realizar a corto plazo en el embalse del Muña". Con base en este documento, la empresa presentó a consideración de los organismos mencionados, el proyecto para la mitigación de los impactos ambientales del embalse y su área de influencia.

Emgesa concertó con la CAR y la Procuraduría en mayo de 1999, un programa de inversiones para mitigar el impacto ambiental generado por el embalse del Muña. La inversión total en el Muña se sitúa entre US\$3.5 y US\$4.0 millones, suma a invertir en más de dos años.

Las inversiones se dirigen básicamente a la construcción de diques y al vaciado permanente de las dos colas del embalse del Muña, correspondiente a los Ríos Aguas Claras y Muña, para su posterior reforestación con manejo de aguas, con el fin de que el vaso permanezca

seco de aguas contaminadas de las colas y de esta manera aminorar su impacto en la población de Sibaté.

Con respecto al incidente de desacato, mediante fallo de segunda instancia proferido el día 18 de junio de 1999, la Juez Penal del Circuito de Soacha, exoneró al representante legal de Emgesa de todo cargo, pues consideró que dentro del expediente existía suficiente acervo probatorio acerca de las fumigaciones, estudios, construcciones y señalización alrededor del embalse, evidenciando el cumplimiento de la tutela. Además, resaltó que no ha existido negligencia por parte de los funcionarios y empresas demandadas en buscar soluciones al problema ambiental y sí un incumplimiento por parte de la ciudadanía de Sibaté de sus deberes sociales, pues en beneficio particular tala los árboles, bota basuras, rompe las cercas e ingresa el ganado a pastar en predios ajenos, contribuyendo en buena parte a la contaminación que la aqueja.

Desde su constitución Emgesa ha venido realizando varias actividades dirigidas a neutralizar cualquier impacto ambiental negativo que pudiera estar presentándose en el Muña, entre las que se pueden mencionar las siguientes:

- i) Control de mosquitos en el área de influencia del embalse del Muña, mediante fumigaciones y aplicación de biolarvicida;
- ii) Estudio integral de alternativas para el saneamiento ambiental del embalse, contratado con la Universidad de Los Andes. Este estudio se terminó en el mes de noviembre de 1998. La CAR y la Alcaldía de Sibaté han recibido informes y participado activamente con Emgesa en el avance del estudio;
- iii) Estudio de morbimortalidad en el área de influencia del embalse, contratado con la Universidad Nacional de Colombia. Según el estudio, no existe un patrón anormal de condiciones de salud entre la población, en términos de mortalidad, morbilidad y absorción de sustancias químicas contaminantes, cuando se compara

su ocurrencia a través del tiempo y en contraste con grupos de población comparables. El estudio se divulgó ante representantes de la CAR y la Alcaldía de Sibaté;

- iv) Construcción de cercas y reparación y mantenimiento del cerramiento del embalse del Muña;
- v) Desarrollo de Proyecto de Parque Ecológico. En diciembre de 1997, se firmó un Convenio de Gestión Ambiental entre Emgesa y el Municipio de Sibaté para la construcción de un parque ecológico en terrenos de propiedad de Emgesa, con el objeto de contribuir a la recreación y educación ambiental de las comunidades, el cual se encuentra en fase de construcción;
- vi) Desarrollo del programa de señalización en el perímetro del embalse, prohibiendo el pastoreo de ganado, el riego de cultivos con aguas contaminadas y el ingreso de personas a los predios de propiedad de la empresa, ubicados a orillas del embalse;
- vii) Fortalecimiento de las labores de vigilancia en los predios del embalse. Para ello Emgesa suscribió un contrato con la Cooperativa Multiactiva Trabajando por Soacha, cuyo objeto principal es ejercer la vigilancia y mantenimiento del cordón forestal del embalse del Muña, así como la obligación de realizar la construcción, reparación y mantenimiento de las cercas perimetrales al mismo y de esta forma evitar el ingreso de ganado, riego de cultivos y entrada de particulares.

Otro grupo de gastos e inversiones que debe incluirse en los cálculos incluye tanto aquellas que son realizados por iniciativa propia de las empresas o como resultado de conflictos y negociaciones con comunidades o grupos que se sienten impactados ambientalmente por decisiones de la empresa. Las primeras son hechas para beneficio directo de la empresa, como resultado, por ejemplo, de una estrategia de producción limpia de energía (un manejo ecológicamente eficiente de la empresa) y tienen como propósito aumentar la vida útil de los equipos. Sin embargo, benefician simultáneamente a algunos grupos de la población. Como estos han sido de magnitud reducida, no se consideraron en los cálculos.

VII. LA REDUCCIÓN DE CAPITAL Y SUS EFECTOS SOBRE EL BIENESTAR

Una vez cumplido el proceso de transformación y capitalización de la EEB y efectuados los pagos y prepagos de la deuda asignada a Codensa y Emgesa en el Acuerdo Marco de Inversión, se dispuso de considerables excedentes de liquidez, lo cual dio viabilidad a una reducción de capital en las tres empresas.

En Asambleas de Codensa y Emgesa de febrero 25 y marzo 24 de 1998 respectivamente, se acordó realizar reducciones de capital en cuantías de \$937.895 millones y \$566.440 millones en su orden, recursos de los cuales correspondería a la EEB el 51.5%. Los accionistas de la EEB por su parte acordaron, en Asamblea Extraordinaria de Septiembre 30 de 1998, una reducción por \$414.487 millones. En total, la reducción fue de \$1.9 billones, frente a una capitalización inicial de \$2.7 billones.

Los requisitos legales que debían cumplirse para llevar a cabo una reducción de capital están contemplados en el artículo 145 del Código de Comercio, los cuales son las autorizaciones de la Superintendencia de Sociedades y del Ministerio de Trabajo. Según este artículo, se puede solicitar a la Superintendencia de Sociedades la autorización para disminuir el capital de una sociedad cuando se presente una de las siguientes tres circunstancias (Artículo 145):

1. Que la sociedad no tenga pasivo externo;
2. Que una vez efectuada la reducción de capital, el activo represente por lo menos el doble del pasivo externo y,
3. Que todos los acreedores sociales aprueben por escrito la disminución del capital

En el caso de la reducción de capital planteada, se dio la segunda de las situaciones mencionadas. De acuerdo con los estados financieros de la EEB correspondientes al corte del 31 de agosto de 1998, la relación Activo Total/Pasivo Externo era antes de la reducción de 6.01 y después de la reducción de capital de 4.52; para Emgesa estos índices eran de 7.63 y 4.27 respectivamente. Estos valores son muy superiores al valor de 2 que se establece en el artículo 145 del Código de Comercio.

A pesar del cumplimiento de este requisito, la reducción generó polémicas que requirieron conceptos de la Procuraduría, la UPME, la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Esta última requirió a los auditores de gestión de la EEB (Arthur Andersen & Co.) un informe de viabilidad de las empresas con base en los Planes de Gestión aprobados por la UPME.

A mediados de diciembre la Superintendencia de Servicios Públicos profirió concepto favorable hacia la Superintendencia de Sociedades sobre los planes de gestión de Emgesa y Codensa.

La Superintendencia de Sociedades autorizó las reducciones de capital de Emgesa y Codensa mediante las resoluciones 320-2859 y 320-2860 de diciembre 28 de 1998 respectivamente. Seguidamente estas empresas presentaron las solicitudes pertinentes ante el Ministerio del Trabajo, que autorizó las reducciones mediante las resoluciones 000684 y 000693 de abril de 1999.

Puesto que la Supersociedades consideró que la autorización de reducción a la EEB estaba supeditada a las de Emgesa y Codensa, dada la relación entre las tres empresas, esta se otorgó en abril de 1999, mediante Resolución 320-597. Obtenida la autorización, se solicitó la correspondiente del Ministerio del Trabajo. Este consideró que era necesario asegurar la constitución del patrimonio autónomo antes mencionado (por el equivalente al valor actuarial del pasivo pensional) como respaldo y garantía de la atención de las obligaciones pensionales de la empresa. Para ello se acordó suscribir un contrato de Prenda Abierta Rotatoria sin Tenencia. Suscrito este, el Ministerio autorizó la reducción de capital de la EEB mediante la Resolución 000989 de mayo 13 de 1999.

La reducción de Condensa, al igual que la de Emgesa, fueron ejecutadas en el segundo semestre de 1999. La de la EEB se efectuó entre julio 26 y octubre 14 de 1999.

A pesar de la reducción de capital, las compañías del grupo empresarial conformado a partir de la EEB mantienen una estructura de capital caracterizada por un nivel de endeudamiento muy bajo y un nivel de activos excesivo para sus requerimientos financieros y operacionales. El capital de Codensa después de la reducción ascendía a \$2.8 billones; el de Emgesa a \$1,5 billones y el de la EEB a \$1.5 billones.

El monto total de la reducción de capital se distribuyó en la forma siguiente entre los accionistas: \$970 mil millones para el Distrito, \$860 mil millones para los inversionistas estratégicos, \$87 mil millones para la Nación y mil millones para otros socios. Cabe anotar que las decisiones de reducción de capital no modificaron la composición accionaria de las empresas (Cuadro 24). El Distrito planea invertir los recursos recibidos distribuyéndolos entre los diversos sectores en la forma en que se ilustra en el Cuadro 25.

La reducción se hizo garantizando el pago de las pensiones; y tampoco va a limitar las inversiones requeridas. En el caso de la EEB se formularon un total de 39 proyectos de inversión en el Plan de Desarrollo 1999-2003, habiéndose culminado 7 proyectos y 10 más se terminarán en el primer semestre del 2000.

La reducción de capital ha sido fuertemente criticada por un ex-alcalde y ha originado varias acciones legales en su contra. Para el ex-alcalde la reducción ha llevado a que las empresas no cumplan con las obligaciones es-

Cuadro 24. NÚMERO Y DISTRIBUCIÓN DE LAS ACCIONES DE EMGESA ANTES Y DESPUÉS DE LA REDUCCIÓN DE CAPITAL

	Número de acciones		
	Antes	Después	%
EEB E.S.P.	108.031,367	8851.122 _a	51,52
Capital Energía S.A.	101.676,58	74.212,818	48,48
Endesa Desarrollo S.A.	1	1	0,00
Central Hidroeléctrica de Betania S.A.	1	1	0,00
Inversiones Betania S.A.	1	1	0,00
Total	209.707,94	153.063,94	100,00

^a De este volumen, 23.191.507 acciones son preferenciales.
Fuente: Emgesa.

Cuadro 25. INVERSIÓN DIRECTA DEL DISTRITO FINANCIADA CON LOS RECURSOS DE LA REDUCCIÓN DE CAPITAL DE LA EEB-1999-PROGRAMACIÓN TENTATIVA (Cifras en millones de pesos)

Sector	Recursos EEB
Educación	129.859
Salud y bienestar social	68.098
Gobierno	69.525
Medio ambiente	4.000
Cultura, recreación, deporte y comunicación	107.973
Transito, transporte y obras viales	471.673
Otros sectores	119.223
Total	970.351

Fuente: SHD-DDP-SCNP.

tablecidas en los Acuerdos Marco de Inversión, lo cual, como se mostró en las secciones anteriores, no es cierto. Las empresas han cumplido las obligaciones relacionadas con el pago de las deudas originales asignadas a ellas, y con el estímulo al uso de recursos energéticos alternativos. Además han aumentado las coberturas y la calidad de los servicios.

El ex-alcalde también ha criticado el hecho de que después de la reducción de capital las empresas hayan adquirido nueva deuda, cuando pudieron haber financiado sus inversiones con los recursos de la reducción. Esta crítica supone que la estructura óptima de endeudamiento de una empresa (la relación deuda/capital) es de cero, es decir, no tener deuda y financiarse con capital propio. Para cualquier accionista de una empresa sobre-capitalizada y sin deuda (sea este accionista público ó privado), puede ser muy conveniente financieramente reducir el capital y endeudarse; y con mayor razón aún, cuando el costo de la deuda está cayendo. Con ello se puede aumentar la rentabilidad del capital propio, tanto para los accionistas privados como para los públicos.

Un argumento más sofisticado en contra de la reducción de capital diría que los inversionistas que ganaron la licitación para la capitalización de la EEB tenían información sobre las normas que limitaban la propiedad de los activos en el sector eléctrico y sobre el artículo 145 del Código de Comercio que no tenían los demás inversionistas y eso los llevó a hacer ofertas excesivas ("lowballing"), con el convencimiento de que posteriormente iban a poder reducir el capital. El argumento no es plausible, porque las ofertas de Capital Energía y Luz de Bogotá no fueron muy superiores a las de sus competidores; y tanto las Resoluciones de la CREG de limitación de la propiedad al 25% de los activos de generación (Resoluciones 128 de 1996 y 65 de 1997) como el Código de Comercio eran de conocimiento público. Las primeras estaban además disponibles para todos los interesados en la licitación en el Data Room organizado por la EEB.

Aún si se argumentara que todas las empresas que participaron en la licitación practicaron "lowballing" con sus ofertas, para después reducir el capital, esta sería una estrategia muy costosa (pues más de la mitad de los recursos de la reducción de capital quedarían en manos de los Gobiernos Distrital y Nacional), y además riesgosa, pues no había certidumbre total sobre la aprobación de la reducción por los organismos competentes.

Independientemente de estos últimos argumentos, la reducción de capital es otra decisión que debe examinarse también desde la perspectiva de sus efectos totales sobre el bienestar. Que la reducción de capital, haya sido o no beneficiosa desde el punto de vista del bienestar social, puede determinarse comparando dos escenarios, uno en que no se produce la reducción de capital y las tres empresas utilizan los recursos para realizar inversiones y otro en que se efectúa esta reducción y los accionistas nacionales (básicamente los gobiernos Distrital y Nacional) invierten las sumas percibidas con la reducción en sus programas prioritarios.

Con respecto al primer escenario, es necesario destacar dos factores de importancia. En primer lugar, como se señaló atrás, existen restricciones legales para invertir los recursos en la expansión de la capacidad de generación. En segundo lugar, las necesidades más urgentes de inversión de las empresas pueden perfectamente ser financiadas con generación interna de recursos o deuda adicional.

Debido a que existen límites, fijados por la CREG a la participación de las empresas en la actividad de generación, Emgesa no habría podido expandir en forma importante su capacidad sin superar esos límites. Emgesa participaba (según los criterios de cálculo establecidos por la CREG) con 25.4% de la capacidad total efectiva de generación en Colombia en 1998, que alcanzaba a 12.046 MW en total. Por decisión de la CREG ninguna empresa puede superar el 25% de la capacidad de generación del sistema²¹. Debido a esta limitación porcentual, el plan de expansión de la empresa depende del ritmo de crecimiento del sistema eléctrico en su conjunto.

En consecuencia, como por ley no había opción en el objeto social, Emgesa estaba obligada a mantener invertidos los recursos en inversiones financieras por varios años, hasta poder aumentar su capacidad de generación. La fuerte caída en la demanda de energía en los últimos años ha desplazado además el momento a partir del cual sería conveniente invertir en expansión de capacidad.

²¹ Las resoluciones 42 y 48 de 1999 de la CREG establecieron una nueva limitación en la participación en generación, que señala que las empresas que tengan una capacidad instalada igual o superior a los 2.733 MW (franja de potencia) no podrán participar en la compra de activos de generación existentes. Límite de potencia que sería revisado periódicamente. Vale la pena mencionar que a partir del 2000 ya no aplicaría la franja de potencia, sino tan sólo la limitación del 25%.

En el caso de Codensa, la cobertura del servicio se aumenta al ritmo de expansión de la demanda. Dado que la cobertura se encuentra cercana al 97%, los recursos que quedaron en la empresa por la capitalización, además la utilidades proyectadas, son más que suficientes para llevar las coberturas al 100% y mejorar la calidad del servicio. Por lo tanto, al igual que Emgesa, Codensa estaba obligada a mantener invertidos esos recursos en inversiones financieras por varios años. Algo similar ocurre con la EEB, que ya ejecutó su principal inversión en transmisión, la línea alterna a Guavio-Bogotá.

En el segundo escenario, el Distrito y la Nación invierten hoy \$1,058 billones en obras y gastos prioritarios. En el Cuadro 22 se muestra la programación tentativa de las inversiones del Distrito con los recursos percibidos por la reducción de capital (\$970 mil millones). Se observa allí que el grueso de las inversiones se destinaría a obras de infraestructura vial y de transporte (con \$471 mil millones), educación y cultura, recreación y deporte. Con respecto al primer rubro, cabe mencionar que las inversiones se destinarían a proyectos como Transmilenio, de transporte público (130 mil millones). Las inversiones en educación se dirigirían por su parte a ampliación de cupos; y de las inversiones en cultura, recreación y deporte, un total de \$56.424 millones serían invertidos por el IDRD en parques y escenarios deportivos en barrios de los estrato socioeconómicos 1, 2 y 3. Finalmente, en el renglón "otros sectores" se incluyen \$60 mil millones para el desarrollo de programas de vivienda popular por parte de Metrovivienda.

La comparación debe hacerse en consecuencia entre el efecto sobre el bienestar de invertir los \$1.9 billones más sus rendimientos financieros en expansión de capacidad, aumento de cobertura y mejora de la calidad del servicio, pero realizando esas inversiones dentro de varios años (la caída reciente de la demanda de energía obliga a postergar aún más las inversiones) y el efecto sobre el bienestar de invertir hoy \$1,058 billones en infraestructura urbana y gasto social.

En el período en consideración (1999-2005) es razonable suponer entonces que en el escenario sin reducción de capital, las empresas obtienen rendimientos por la inversión en activos financieros de \$1.9 billones. También es razonable suponer que el no invertir esos recursos en expansión y calidad del servicio no va a impactar el bienestar de los usuarios, pues las empresas

disponen de recursos adicionales para realizar esas inversiones. Bajo estas circunstancias, las empresas pueden acumular los ingresos financieros durante el período, o pueden distribuirlos entre los accionistas en la forma de dividendos. Si se optara por la segunda alternativa, los gobiernos Distrital y Nacional recibirían anualmente ingresos por dividendos equivalentes a un poco más de la mitad de los rendimientos financieros, que podrán destinar a sus gastos prioritarios.

En este último caso, la comparación en términos de los efectos sobre el bienestar sería entre gastar anualmente más de la mitad de los rendimientos en inversión social e infraestructura y gastar hoy más de la mitad de los recursos de la reducción de capital para esos mismos objetivos. Que esta última opción produzca mayor impacto sobre el bienestar social, dependerá de si la tasa social de descuento es mayor que la tasa de interés de mercado.

La primera alternativa, por su parte, implicaría comparar el gasto hoy de esos recursos en infraestructura y gasto social, con el gasto dentro de varios años en expansión y mejora en la calidad de los servicios en el sector energético. La selección de la opción más favorable desde el punto de vista del bienestar, dependerá no sólo de la mencionada relación entre la tasa social de descuento y la tasa de interés, sino también de si se considera o no

que el gasto social y en infraestructura producen mayores beneficios sociales que el gasto en el sector eléctrico.

La discusión podría zanjarse fácilmente, argumentando simplemente que generalmente la tasa social de descuento es mayor que la tasa de interés de mercado y que es muy plausible pensar que los gastos sociales y en infraestructura de transporte urbano producen mayor bienestar que los gastos en el sector eléctrico. En estas circunstancias, la reducción de capital habría sido en ambas alternativas, beneficiosa desde el punto de vista del bienestar.

Sin embargo, la discusión desarrollada en esta sección permite extraer una conclusión más importante: cualquiera sea el supuesto que se adopte sobre la tasa de descuento, el impacto neto sobre el bienestar de la reducción de capital, en comparación con un escenario sin reducción, no puede ser muy importante. De allí que nos rehusemos a realizar cuantificaciones precisas.

Es sin embargo muy importantes destacar que el impacto neto sobre el bienestar de la reducción de capital es positivo y equivalente en magnitud a aquella parte de la reducción que se transfirió a los gobiernos Distrital y Nacional, es decir, de alrededor de \$1 billón (de 1997), cuando la comparación se hace entre el escenario post-capitalización y los otros dos escenarios.

VIII. EL ESCENARIO CONTRAFAC-TUAL: LA EEB CONTINÚA EN MANOS PÚBLICAS

A. Impacto sobre la Empresa

En el caso en que la empresa hubiera seguido en manos públicas, puede perfectamente asumirse que las pérdidas de energía seguirían siendo altas, al igual que la cartera morosa. La empresa además no tendría incentivos, ni recursos, para legalizar usuarios y hacer inversiones en mantenimiento de redes. Estos factores, aunados a la presión generada por el elevado servicio de la deuda, sumada al pasivo pensional y los altos costos laborales, habrían resultado en pérdidas para la empresa en todos los años y hubieran obligado tarde o temprano a los Gobiernos Distrital y Nacional a cubrir los déficits y a capitalizar la empresa.

Con el fin de realizar proyecciones financieras de la empresa lo más neutrales posibles en el escenario en que esta permaneciera en manos públicas, se decidió adoptar una metodología que pudiera ser ampliamente aceptada y difícilmente criticable. Para ello se decidió construir tres escenarios, (pesimista, intermedio y optimista) que toman como base las mismas proyecciones post-capitalización de las tres empresas.

El escenario pesimista se construyó agregando los resultados y las proyecciones financieras de la EEB, Codensa y Emgesa para el período 1998-2005 para el escenario post-capitalización, pero modificándolas en los siguientes aspectos:

1. Se supone que la planta de personal se mantiene idéntica a la existente en septiembre de 1997;
2. El nivel de deuda también se mantiene igual al prevaleciente en esa fecha;
3. La demanda de energía no crece en 1998 ni 1999; y,
4. La inversión se vuelve nula.

Con estos supuestos se obtienen las proyecciones que se muestran en el Anexo 10. Ellas evidencian pérdidas crecientes en todos los años y una situación financiera inviable.

En el escenario optimista la planta de personal se recorta de tal forma que los gastos de personal son mayores en

25% a los que se observan actualmente; y el servicio de la deuda se reduce en 60%, como resultado de su reestructuración y refinanciación. Los resultados de este escenario se muestran en el Anexo 8. Finalmente, en el escenario intermedio se supone que los gastos de personal son superiores en 50% a los observados actualmente y los gastos financieros son inferiores en 30% (Anexo 9).

B. Impactos sobre los Usuarios

Se supone que no hay impactos sobre los usuarios de cambios en tarifas, debido básicamente a que las tarifas al usuario final están reguladas; se sigue asumiendo sin embargo que la calidad del servicio no mejora. En situación financiera delicada, difícilmente la empresa podría haber realizado inversiones en expansión de capacidad, aumento de cobertura y mejora de la calidad del servicio, pues los recursos apenas alcanzarían para servir la deuda.

C. Impactos sobre los Trabajadores

Es probable que la planta de personal se hubiera mantenido igual, o incluso se hubiera incrementado levemente, si la empresa se mantiene en manos públicas. Las remuneraciones hubrían seguido ajustándose con base en la inflación más algunos puntos. La capacitación seguiría concentrada en unos pocos privilegiados y no reflejaría una política de largo plazo. Los recursos para el pago de pensiones no estarían asegurados.

A pesar de que el anterior es el escenario más probable, para no ser catastrofista, se supuso que la empresa realizaba algunos ajustes en la planta para mejorar su situación financiera. En consecuencia, los gastos en servicios pensionales se estiman suponiendo que la planta se recorta de tal forma que estos gastos resultan mayores en 25% y 50% a los que se observan con la planta actual, para los escenarios optimista y medio. En el escenario pesimista se asume que la planta de personal se mantiene idéntica a la de octubre de 1997.

D. Impactos sobre los Gobiernos Distrital y Nacional

El escenario más probable es aquel en donde, dada la imposibilidad de renegociar la deuda o de incurrir en endeudamiento adicional, los Gobiernos Distrital y Nacional se hubieran visto en la obligación de cubrir

los déficits y a capitalizar la empresa. Es decir, en lugar de recibir dividendos e ingresos tributarios, los Gobiernos habrían tenido que transferir recursos a la empresa (o invertir en ella) en montos importantes.

De nuevo, aunque este parece ser el escenario más probable, se decidió utilizar en los ejercicios las proyecciones de los pagos de impuestos resultantes de realizar la proyección del estado de resultados con base en los parámetros antes mencionados.

E. Impactos Ambientales y de Otros Gastos Sociales

Es difícil pensar que como empresa pública la EEB hubiera hecho inversiones adicionales a las que establece la legislación ambiental. Lo que sí es probable es que las inversiones habrían sido más ineficientes. Aunque puede presumirse que el gasto en obras sociales habría sido mayor, la crisis financiera se lo habría impedido; y, de nuevo, habría sido más ineficiente su ejecución.

IX. COMPARACIÓN ENTRE ESCENARIOS: IMPACTOS NETOS SOBRE EL BIENESTAR

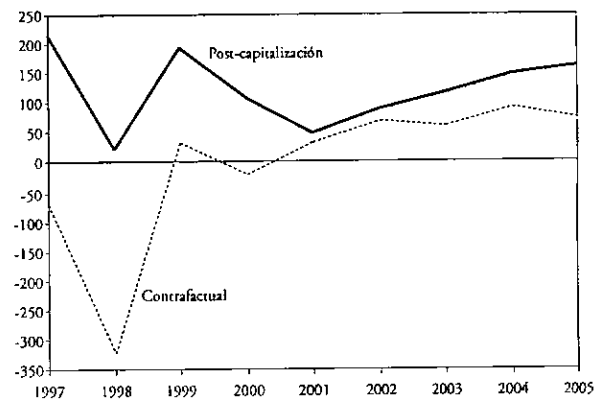
A. Empresas

El Gráfico 5 compara las utilidades después de impuestos de la EEB entre 1990 y 1997, con las utilidades de Emgesa, Codensa y la EEB entre 1998 y el 2005 y con las utilidades de la EEB en el escenario contrafactual optimista, es decir, para el mismo período 1998-2005. En el escenario postcapitalización se incluyen tan sólo las utilidades para los nacionales y no aquellas percibidas por los inversionistas extranjeros. Para ello se supone que el 100% de las utilidades distribuibles de cada año (después de hacer las reservas legales) se distribuyen entre los accionistas, en proporción a su participación accionaria, haciendo caso omiso de la existencia de acciones preferenciales. En el Gráfico 6 se comparan los pagos de dividendos (la variable relevante para el análisis de los impactos sobre el bienestar) en los escenarios postcapitalización y contrafactual. La diferencia en dividendos en valor presente (\$ de diciembre de 1997) entre el escenario postcapitalización y el escenario precapitalización es de \$500.704 millones, utilizando una tasa de descuento del 20%; y entre el escenario postcapitalización y el escenario contrafactual optimista es de \$680.613 millones.

B. Usuarios

El escenario postcapitalización también incluye los beneficios por disminución de la frecuencia y el tiempo de interrupción de los servicios, valorados al valor de las penalizaciones que impone la CREG por superar

Gráfico 6. PAGOS DE DIVIDENDOS EN LOS ESCENARIOS POST-CAPITALIZACIÓN Y CONTRAFAC-TUAL (Miles de millones de pesos)



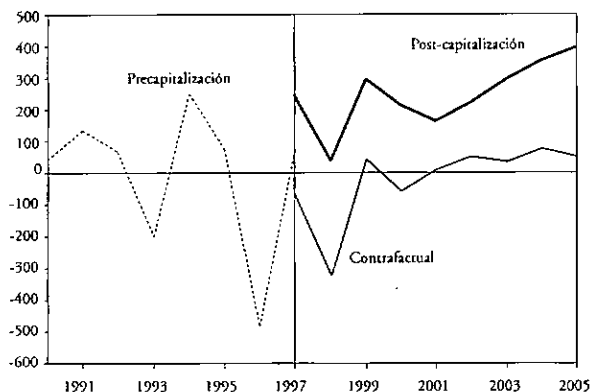
Fuente: EEB, Codensa y Emgesa.

los límites establecidos. También incluye el impacto negativo sobre los usuarios a los que se les legalizó el servicio y a los que se les detectaron fraudes.

El beneficio por menor riesgo de accidentes y por mejor atención a los usuarios también se ha cuantificado. Como se dijo atrás, es difícil valorar el beneficio para la sociedad de reducir el riesgo de racionamiento como resultado de aumentar la disponibilidad de las plantas, por lo que no se cuantificó.

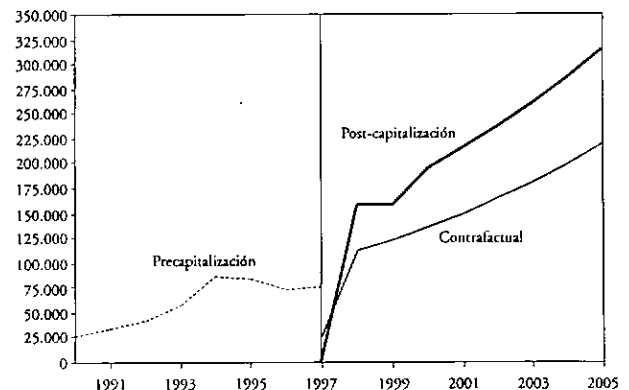
La diferencia en impactos sobre los usuarios en valor presente (\$ de diciembre de 1997) entre el escenario postcapitalización y el escenario precapitalización es de \$210.341 millones (con tasa de descuento del 20%); y entre el escenario postcapitalización y el escenario contrafactual es de \$156.289 millones (Gráfico 7).

Gráfico 5. COMPARACIÓN DE UTILIDADES ENTRE ESCENARIOS (Miles de millones de pesos)



Fuente: EEB, Codensa y Emgesa.

Gráfico 7. IMPACTO SOBRE LOS USUARIOS EN LOS TRES ESCENARIOS (Miles de millones de pesos)



Fuente: EEB, Codensa y Emgesa.

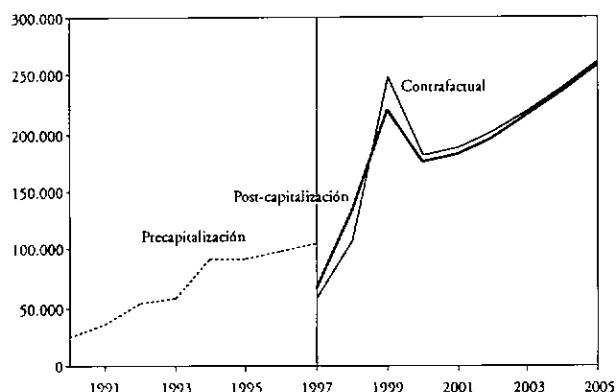
C. Trabajadores y Proveedores de Insumos

El Gráfico 8 compara los ingresos de los trabajadores de la EEB entre 1990 y 1997, con los ingresos de los trabajadores de Emgesa, Codensa y la nueva EEB entre 1998 y el 2005 y con los de los trabajadores de la EEB en el escenario contrafactual. En el escenario post-capitalización se supone que las plantas de personal se mantienen iguales a las observadas a octubre de 1999, que, como se mostró, son muy inferiores a las que tenía la EEB en septiembre de 1997.

También se supone que los salarios se incrementan anualmente a la tasa de inflación, mientras que en el escenario contrafactual estos se pusieron a crecer a la tasa histórica promedio. A los ingresos de los trabajadores que se mantienen en la empresa se les adicionaron las bonificaciones adicionales que perciben por concepto de retiro voluntario y jubilación anticipada los trabajadores que se retiran de las tres empresas y las inversiones en capacitación, tanto del personal de la empresa como del que se retira. Estas últimas inversiones también se incluyeron en los escenarios precapitalización y contrafactual. Las cifras también incluyen valoraciones de la accidentalidad laboral.

Más difícil es cuantificar los cambios en bienestar originados en aumentos de la subcontratación de personal, porque no se tienen estadísticas precisas ni completas del número de personas subcontratadas, y mucho menos de los salarios de estas. Para cuantificarlos se utilizaron cifras gruesas del personal subcontratado proporcionadas por las empresas y se supuso que este se remuneraba al salario mínimo.

Gráfico 8. BENEFICIOS PARA LOS TRABAJADORES EN LOS TRES ESCENARIOS (Miles de millones de pesos)



Fuente: EEB, Codensa y Emgesa.

La diferencia en ingresos de los trabajadores en valor presente (\$ de diciembre de 1997) entre el escenario post-capitalización y el escenario precapitalización es de -\$294.158 millones (con tasa de descuento del 20%); y entre el escenario postcapitalización y el escenario contrafactual es de -\$8.541 millones.

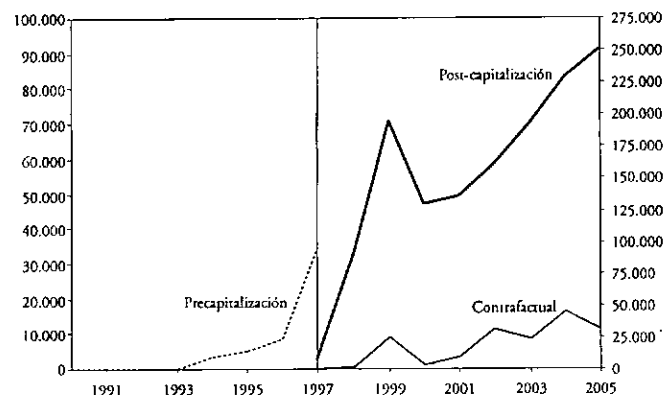
D. Gobiernos Distrital y Nacional

El Gráfico 9 compara los ingresos de los Gobiernos Distrital y Nacional percibidos de la EEB entre 1990 y 1997 con los ingresos percibidos de Emgesa, Codensa y la EEB entre 1998 y el 2005. En el escenario contrafactual, los gobiernos no reciben ingresos de la EEB, debido a que en todos los años la empresa genera pérdidas. En ambos subperíodos se incluyen tanto los ingresos tributarios (renta, IVA, ICA, etc), como las contribuciones ambientales. En el escenario postcapitalización se incluye también como ingreso del Gobierno los recursos percibidos por concepto de la reducción de capital. La diferencia en ingresos en valor presente (\$ de diciembre de 1997) entre el escenario post-capitalización y el escenario precapitalización es de \$445.832 millones (tasa de descuento del 20%); y entre el escenario postcapitalización y el escenario contrafactual (en el que no se percibe ingresos) es de \$423.006 millones.

E. Impacto Ambiental Neto

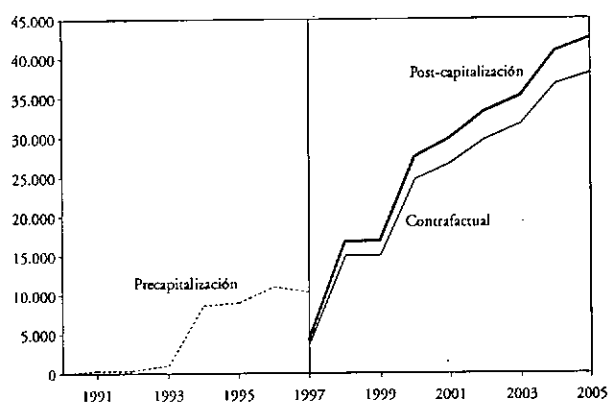
El Gráfico 10 compara los gastos ambientales antes y después de la capitalización de la EEB con los correspondientes al escenario contrafactual. La diferencia en gastos en valor presente entre el escenario post-capitali-

Gráfico 9. PAGOS DE IMPUESTOS EN LOS TRES ESCENARIOS (Millones de pesos)



Fuente: EEB, Codensa y Emgesa.

Gráfico 10. GASTOS AMBIENTALES EN LOS TRES ESCENARIOS (Miles de millones de pesos)



Fuente: EEB, Codensa y Emgesa.

zación y el escenario pre-capitalización es de \$31.943 millones (tasa de descuento del 20%); y entre el escenario post-capitalización y contrafactual es de \$8.830 millones.

El Cuadro 26 compara los resultados agregados y los diversos impactos entre los tres escenarios. Como se

puede observar, las mayores diferencias se originan en cambios en los ingresos tributarios de los Gobiernos Distrital y Nacional, en los dividendos y en el efecto de la reducción de capital.

Uno de los objetivos centrales del estudio era despolitizar la evaluación de los procesos de privatización, aplicando el análisis económico para discutir y evaluar sus efectos. Al proponer un análisis de las privatizaciones basado en la metodología de evaluación socio-económica de proyectos, no se es sin embargo tan ingenuo como para creer que este enfoque tecnocrático de las decisiones de privatización reemplazará a los elementos políticos e ideológicos que determinan la decisión; sin embargo, tampoco se es tan extremista como para creer que este enfoque no puede complementar estos elementos. El objetivo del enfoque tecnocrático es documentar la discusión, mediante un análisis detallado de los factores a considerar; y reducir el alcance de la discrecionalidad política, mediante una cuantificación lo más rigurosa posible de los costos y beneficios.

En Colombia prácticamente no ha habido un sólo proceso de privatización que no haya recibido críticas.

Cuadro 26. COMPARACIÓN ENTRE LOS TRES ESCENARIOS* (Millones de pesos de 1997)

Escenario	Post-capitalización (1)	Contrafactual (2)	Precapitalización (3)	(1)-(2)	(1)-(3)
Dividendos	500.704	(179.909)	-	680.613	500.704
Pagos de impuestos	505.316	82.311	59.484	423.006	445.832
Gastos de personal y capacitación	660.925	666.104	956.961	(5.179)	(296.036)
Accidentalidad laboral	1.878	5.240	-	(3.362)	1.878
Efectos sobre los usuarios	(646.201)	(489.912)	(856.542)	(156.289)	210.341
Calidad del servicio	(370.619)	(479.432)	(856.542)	108.813	485.922
Legalización	(266.849)	-	-	(266.849)	(266.849)
Accidentalidad usuarios	(8.733)	(10.479)	-	1.747	(8.733)
Contribuciones ambientales	88.299	79.469	56.356	8.830	31.943
Beneficio neto - subtotal	1.107.165	152.822	216.259	954.343	890.906
Reducción de capital	740.972	-	-	740.972	740.972
Beneficio neto - total	1.848.137	152.822	216.259	1.695.315	1.631.879

* Utilizando una tasa de descuento del 20%

Fuente: Cálculos del autor.

IX. CONCLUSIONES

El modelo de privatización adoptado para la Empresa de Energía de Bogotá se ha revelado como un modelo exitoso desde el punto de vista de sus impactos sobre el bienestar social. Inicialmente la empresa se reestructuró como un holding, con una matriz, EEB y dos subsidiarias, una empresa generadora, Emgesa y una empresa distribuidora-comercializadora, Codensa. La actividad de transmisión, por su parte, quedó integrada a la empresa matriz. Posteriormente se abrió una licitación pública para su capitalización, en donde las sumas capitalizadas correspondían a 48.5% de las filiales y 11% de la matriz.

Los ganadores de la licitación fueron los consorcios Capital Energía y Luz de Bogotá, de propiedad mayoritaria de la española Endesa. Estos consorcios capitalizaron a la EEB en la suma de \$2.7 billones (US\$2.177 millones). Para tener una idea de la importancia de los nuevos accionistas, basta mencionar que Endesa era, a 31 de diciembre de 1999, la tercera compañía eléctrica europea y la sexta a escala mundial por capitalización bursátil. Además, en la actualidad es la mayor empresa eléctrica privada de Latinoamérica, con una participación de mercado, tanto en generación como en distribución, cercana al 10%.

La EEB quedó como socio mayoritario de Emgesa y Codensa, pero el control de ambas empresas está en manos de los accionistas privados. El mecanismo que permite que ello ocurra es la emisión de acciones preferenciales, sin derecho a voto. La EEB posee 15.1% de acciones preferenciales de Emgesa y Codensa. Por otra parte, aunque estas dos últimas empresas son autónomas, en gracia de un acuerdo de accionistas, definen con la EEB las políticas generales.

La transformación de la EEB en un holding conformado por sociedades de economía mixta, tiene la virtud de combinar las ventajas de dos formas de propiedad -privada y pública- sin incluir sus desventajas. La propiedad privada viene generalmente acompañada de capital de riesgo fresco y nuevas tecnologías y técnicas modernas de gestión, que resultan en aumentos en la eficiencia de la empresa y en la calidad de los servicios, mayores inversiones en mantenimiento y mejoras en los sistemas de información. El aumento en la eficiencia se traduce a su vez en mayores utilidades y como consecuencia, mayores dividendos y pagos de impuestos. La

participación privada pone además límites a la interferencia política en la empresa. La existencia de accionistas públicos, por su parte constituye la garantía de que la empresa va a responder por los objetivos sociales establecidos para el sector, como son la cobertura universal y el otorgamiento de subsidios a los estratos bajos.

Que la reestructuración y capitalización de la EEB haya traído los beneficios mencionados y haya resultado en mejoras en el bienestar social, se corroboró mediante una evaluación de beneficio/costo social de esta operación, realizada por Fedesarrollo a solicitud de Luz de Bogotá S.A. y Capital Energía S.A. (accionistas de Codensa y Emgesa), cuyos resultados se consignan en este documento. La metodología de beneficio/costo social ha sido empleada en el pasado en el país tan sólo para evaluar proyectos de inversión pública, pero es también apropiada para evaluar privatizaciones, pues estas no son otra cosa que el proceso inverso, es decir, una "desinversión pública". Si bien en el caso de la EEB la operación no fue en sentido estricto una privatización, sino una capitalización, sus efectos económicos son similares

La aplicación de la metodología de evaluación de beneficio/costo social a la capitalización de la EEB, busca determinar si esta operación produjo una mejora en el bienestar de la población. Para poder atribuir los cambios en el bienestar a la operación, lo que generalmente se recomienda es utilizar un grupo de "control", conformado por empresas públicas que no han sido capitalizadas, con características similares a la empresa capitalizada, con el fin de comparar sus impactos. Como esto es prácticamente imposible de conseguir, se acostumbra, como segunda mejor alternativa, a comparar los impactos después de la capitalización, con los que se habrían producido si la empresa hubiera permanecido en manos públicas, escenario que en la literatura se conoce como "escenario contrafactual".

Cabe anotar que, para evitar suspicacias en relación con la construcción del escenario contrafactual, se realizó también una comparación con la situación de bienestar antes de la capitalización ("escenario precapitalización"). Debe advertirse sin embargo que lo que la literatura recomienda es comparar los escenarios "con" y "sin" la capitalización, que es una comparación más ortodoxa que aquella entre los escenarios "antes" y "después" de la capitalización.

El cambio en bienestar se mide para todos los grupos sociales afectados por la operación, entre los que se

cuentan los usuarios del servicio que provee la empresa, sus trabajadores, el Gobierno, los inversionistas (accionistas), los competidores y quienes perciben impactos ambientales. Una vez identificados y valorados los niveles de bienestar de estos grupos, se procede a agregarlos y comparar los resultados entre escenarios, para determinar si la sociedad como un todo ha ganado en bienestar con la capitalización.

La aplicación del enfoque de beneficio/costo social a la capitalización de la EEB refleja la idea de que al Gobierno, como fiduciario de los intereses de toda la sociedad, le interesa la operación de la empresa después de su capitalización (lo que no ocurriría si quien realiza la operación es un propietario privado) y en consecuencia sus efectos sobre los diversos grupos afectados por la operación. Es decir, el enfoque asume que el Gobierno desea que con la operación se aumente el bienestar social.

Las comparaciones entre los escenarios mencionados debían ser muy cuidadosas, para no atribuir a la capitalización los cambios que son producidos por modificaciones regulatorias o cambios macroeconómicos. Es decir, los escenarios debían excluir todos aquellos efectos originados en cambios exógenos (en la macroeconomía o en la regulación) y no en la capitalización misma. Para realizar las comparaciones era además necesario realizar proyecciones de los impactos, las cuales se llevaron hasta el año 2005, es decir, para un horizonte de 8 años. Las comparaciones se hicieron en valor presente. Se construyeron además tres escenarios contrafactuales: optimista, medio y pesimista. Para hacerlas más confiables, las proyecciones se hicieron lo más conservadoras posibles y trataron de incorporar todos los impactos de importancia.

Cabe anotar que raras veces se han analizado y valorado en Colombia los efectos sobre el bienestar de las privatizaciones utilizando la metodología de beneficio/costo social, metodología que, como se acaba de ilustrar, adopta una perspectiva global, comprensiva y de largo plazo. Las evaluaciones de las privatizaciones que se han realizado en Colombia han tendido a enfocarse exclusivamente en el valor de venta de la empresa y/o en algunos de sus efectos directos de corto plazo, excluyendo además los impactos indirectos.

Los resultados de la evaluación beneficio/costo social que se comentan a continuación, toman como base de

comparación el escenario contrafactual optimista, el cual supone que la EEB, como empresa pública, pasaría a ser gestionada mucho más eficientemente. Los resultados de la comparación con el escenario pre-capitalización no se analizan en este documento, aunque más adelante se registran las cifras correspondientes a este escenario, las cuales son mucho mayores a las que arroja la comparación con el escenario contrafactual, como se ilustra más adelante.

Los ejercicios realizados permiten concluir que la capitalización de la EEB produce un aumento en el bienestar social para el país y especialmente para los bogotanos, de \$954 mil millones en valor presente del año 1997, cuando se lo compara con el escenario contrafactual optimista (utilizando una tasa de descuento del 20%). A esta cifra hay que adicionarle el beneficio resultante de la reducción de capital, que incrementaría el beneficio neto en bienestar por la capitalización en \$740 mil millones (\$ de 1997), cifra que corresponde a la participación de los gobiernos distrital y nacional en esta reducción. Esto significa que en sólo 8 años el país (y especialmente el Distrito Capital) percibiría un beneficio adicional por la capitalización de la EEB de \$1.69 billones (US\$ 1.487 millones de 1997), suma equivalente a 180% de los ingresos tributarios esperados por el Distrito en el año 2000.

El beneficio social neto agregado que percibe el país como consecuencia de la capitalización de la EEB, resulta de los efectos que se describen a continuación.

En primer lugar, la capitalización produce un aumento significativo de la utilidades de las tres empresas (EEB, Emgesa, Codensa) en comparación con los otros dos escenarios y de los dividendos repartidos a sus accionistas. Esta última variable es la que mide el bienestar de los accionistas de las empresas. En valor presente, el efecto neto sobre los dividendos es de \$680 mil millones cuando se lo compara con el escenario contrafactual. Esta suma tan sólo incluye los dividendos distribuidos a los accionistas nacionales, y no aquellos que perciben los accionistas extranjeros. Los cálculos suponen además que se reparten todas las utilidades que se pueden repartir, esto es, descontando la reserva legal correspondiente.

Este efecto positivo de aumento de utilidades y dividendos es resultado, entre otros factores, del prepago de buena parte de la deuda (los recursos de la capitalización debían destinarse prioritariamente a pagar deuda de la

EEB) y de cambios en la gestión de la empresa, que se han reflejado en una fuerte reducción de las pérdidas de energía (de 24.5% en 1997 a 11.5% en 1999 y teniendo como meta un nivel de 10.5% a partir del año 2001), en aumentos en la disponibilidad de las plantas de generación y en una racionalización de las plantas de personal, que mostraban un sobredimensionamiento significativo. Como resultado de esto último, la productividad laboral aumentó en forma importante en todas las empresas; y los buenos resultados financieros han hecho viable en los dos últimos años y permitirán en el futuro importantes niveles de inversión.

La capitalización también genera un fuerte incremento de los ingresos tributarios de los Gobiernos Nacional y Distrital, que resulta de aumentos en los pagos de impuestos por parte de las empresas capitalizadas. Obviamente, mayores utilidades de las empresas implican mayores pagos de impuestos. El efecto neto en pagos de impuestos en valor presente es de \$423 mil millones cuando se lo compara con el escenario contrafactual. Esta cifra equivale aproximadamente al 45% de los ingresos tributarios esperados por el Distrito Capital para el año 2000.

En tercer lugar, la capitalización produce un impacto neto negativo sobre los usuarios de los servicios o clientes de la EEB. Tradicionalmente se ha medido el cambio en el bienestar de los usuarios por los cambios en el excedente del consumidor -que cuantifican los efectos de los cambios en tarifas- y por los cambios en calidad y variedad de los servicios. En el caso de la EEB, el impacto negativo es resultado del efecto desfavorable sobre aquellos usuarios que consumían energía en forma ilegal y gratuita y que fueron legalizados, efecto que no se ve contrarrestado completamente por las mejoras en la calidad del servicio (reducción en tiempo anual de interrupción del servicio) y la disminución en la accidentalidad laboral. Por otra parte, en el estudio se argumenta que si bien la legalización de usuarios tiene un efecto desfavorable sobre estos, produce beneficios a toda la sociedad, que no se han incorporado en los cálculos. Ello significa que el efecto positivo sobre los usuarios de los servicios es realmente mayor del estimado.

Cabe señalar adicionalmente que los efectos de cambios en tarifas sobre el bienestar social no se consideraron en los cálculos (con excepción de aquellos relacionados con la legalización de usuarios), dado que las tarifas a

los usuarios con una demanda menor de 50.000 kW -demanda que representa un alto porcentaje de la demanda total- están reguladas y sus cambios no son en consecuencia atribuibles a la capitalización y reestructuración de la empresa. El efecto neto en valor presente es de \$156 mil millones cuando se lo compara con el escenario contrafactual.

En cuarto lugar, la capitalización produce, un efecto prácticamente neutro sobre el bienestar de los trabajadores. Al respecto cabe mencionar que un mayor gasto en personal tiene, en el enfoque de beneficio/costo social, un efecto positivo directo sobre el bienestar, aún en los casos en que constituye un gasto ineficiente. En el caso en estudio, el impacto sobre los trabajadores se midió por los cambios en la planta de personal, en los salarios, en los gastos en capacitación y en la seguridad industrial, añadiéndose a estas variables los beneficios por retiro otorgados a los trabajadores que se acogieron a planes de retiro voluntario o fueron despedidos y los cambios en la contratación externa (outsourcing) de trabajadores, que en el caso de Codensa ha sido significativa; los empleos indirectos adicionales que se generaron en otros sectores, no se consideraron en los cálculos. El efecto neutro sobre los trabajadores resulta del impacto negativo de la reducción en las plantas de personal (se produjo un recorte en la planta de personal de 2.743 trabajadores), que se ve compensado casi completamente por las bonificaciones por retiro (que fueron equivalentes a varios años de salarios), el aumento en la contratación externa, las mayores inversiones en capacitación y una mejor seguridad industrial (menor accidentalidad laboral).

Finalmente, la capitalización de la EEB produce un efecto neto positivo sobre los gastos ambientales. El efecto neto en valor presente es de \$8 mil millones cuando se lo compara con el escenario contrafactual. Al respecto es importante hacer dos tipos de aclaraciones. En primer lugar, los efectos ambientales están regulados mediante el mecanismo de los planes de manejo ambiental, luego en principio no deberían incluirse en el análisis. Sin embargo, dado que las contribuciones ambientales (que son las que determinan el grueso de los gastos ambientales) están atadas a los ingresos brutos de las empresas de generación, una mejor estrategia comercial que aumente los ingresos brutos de estas, resulta en aumentos en los gastos ambientales. En este estudio se supuso que el aumento en los ingresos brutos está ori-

ginado en gran medida en la mejor estrategia comercial y no en el crecimiento económico, pues la economía ha enfrentado una recesión en los dos últimos años y se proyecta un crecimiento promedio para el próximo quinquenio bastante inferior al del período 1990-1997.

La segunda aclaración, es que en el estudio se miden los impactos ambientales no por los efectos sobre la salud y la calidad de vida de los habitantes, sino por el gasto en medio ambiente. Ello se debe a que los dineros de las contribuciones ambientales se distribuyen entre un gran número de proyectos de las Corporaciones Autónomas Regionales y de algunos municipios, sobre los cuales se desconoce su impacto ambiental. Estimar estos impactos sería materia de otro estudio adicional.

Vale la pena resaltar que en la evaluación no se incorporaron todos los impactos sobre el bienestar que produjo la capitalización de la EEB, habiéndose descartado particularmente aquellos muy difíciles de cuantificar, o sobre los cuales no se tenía información completa y aquellos para los que era difícil realizar proyecciones rigurosas. La mayor parte de los impactos excluidos constituyen beneficios de la capitalización y darían lugar a un resultado mucho más favorable en términos de bienestar de la capitalización de la EEB.

Así por ejemplo, en las proyecciones no se incluyeron los impactos de mayores gastos ambientales que la EEB debía hacer y no hizo (pero que no estaba obligada a hacerlo por la legislación) y que debieron asumir las nuevas empresas; ni los beneficios derivados de una mayor diversificación de la oferta de servicios por parte de Codensa; ni los impactos favorables sobre las tarifas y el bienestar de los usuarios legales, resultantes de la normalización de los usuarios ilegales y la reducción de fraudes. Así mismo, no se incluyeron los beneficios en términos de reducción del riesgo de racionamiento que produjo el aumento en la disponibilidad de las plantas de Emgesa.

Casi dos años después de capitalizada la EEB, se procedió a efectuar una reducción de capital de \$1.8 billones, suma de la cual se transfirió \$1 billón (\$ de 1997) a los gobiernos Distrital y Nacional. Esta operación ha recibido fuertes críticas. En el documento que presenta los resultados del estudio, se realiza una discusión conceptual amplia, en la que se muestra que el impacto neto sobre el bienestar de esta operación es probable-

mente marginal cuando se compara con un escenario sin reducción de capital. También se argumenta que muchas de las críticas se basan en supuestos financieros erróneos, como el de “tener mucho capital es financieramente óptimo”, o “no tener deuda es financieramente óptimo”.

Los argumentos en contra de la reducción de capital no han tenido en cuenta que Emgesa tiene una participación en el mercado de generación del orden de 25.1%, lo que implica que está limitada legalmente para realizar inversiones adicionales en generación, estando el ritmo de inversión de esta empresa atado al crecimiento del mercado. En el documento se muestra también que aún después de la reducción de capital y de haberse incrementado de nuevo la deuda (aunque a niveles muy inferiores a los anteriores a la capitalización), los índices de endeudamiento de las empresas siguen siendo muy bajos. Además, se muestra que no hay razones para pensar que las inversiones futuras en expansión (y aumento de cobertura) y en modernización, estén amenazadas por la reducción de capital, pues las empresas están generando internamente recursos suficientes para realizar las inversiones necesarias.

En estas circunstancias, la comparación pertinente para efectos del análisis del impacto sobre el bienestar de la reducción de capital (cuando se compara con un escenario sin reducción) es entre el impacto de gastar hoy los recursos percibidos por el Distrito y la Nación, versus gastar en los años siguientes los dividendos que perciben estos gobiernos, originados en mayores utilidades, resultantes a su vez de mayores ingresos financieros. Estos últimos son por su parte resultado de invertir el grueso de los recursos fundamentalmente en activos financieros, dadas las circunstancias y limitaciones mencionadas. Como se puede deducir, estas dos opciones son prácticamente equivalentes en términos de su impacto sobre el bienestar.

Es sin embargo muy importante destacar que el impacto neto sobre el bienestar de la reducción de capital es positivo y equivalente en magnitud a aquella parte de la reducción que se transfirió a los gobiernos Distrital y Nacional, es decir, de alrededor de \$1 billón (de 1997), cuando la comparación se hace entre el escenario post-capitalización y los otros dos escenarios. Cabe además mencionar que los recursos de la reducción de capital los destinó el Distrito a inversiones en infraestructura y espacios públicos y no a gasto corriente, de manera

que la operación no produjo un deterioro patrimonial distrital; tan sólo se dio un cambio en la composición de los activos del Distrito.

Los argumentos en contra han sido sin embargo casi siempre cortoplacistas y parciales y, en muchos casos, a priori y basados en preferencias ideológicas. Las críticas han tendido a enfocarse exclusivamente en unos pocos aspectos del proceso mismo y/o de sus efectos directos y no en la totalidad de estos. El análisis integral de los impactos de las privatizaciones, sobre la sociedad en su conjunto, nunca se ha contemplado; y los impactos tan sólo se consideran para el corto plazo. Además, las críticas generalmente no tienen en cuenta los efectos indirectos (y los de segundo orden) de estas operaciones, que en algunos casos pueden llegar a ser incluso de importancia similar a los efectos directos.

La valoración de los impactos de las privatizaciones y su ponderación nunca se hace explícita, pero se manifiesta en sesgos en las evaluaciones. Así por ejemplo, es más importante que 2700 trabajadores conserven sus

puestos, a que 6.300.000 personas reciban un servicio de mejor calidad. Este sesgo refleja la existencia de asimetrías entre beneficiarios y perjudicados en relación con su capacidad para influir sobre las decisiones. Las privatizaciones son un ejemplo claro de decisión en donde los “perjudicados” son un grupo pequeño de la sociedad, que puede organizarse fácilmente y generar una fuerte oposición política para hacer valer sus demandas, mientras que los beneficiados (los usuarios del servicio) son un grupo amplio, difícil de organizar y con poca capacidad para vocear sus opiniones.

A menudo las críticas se han basado en prejuicios ideológicos y no en análisis rigurosos de los efectos. Con frecuencia se está en contra de las privatizaciones per se, generen o no aumentos en el bienestar social. La crítica a priori es fácil y genera beneficios políticos inmediatos; el análisis serio es complejo y difícil de ser escuchado. La oposición ideológica a la participación privada y a las privatizaciones puede generar grandes prejuicios a una economía como la colombiana, tan necesitada de capitales externos.

REFERENCIAS

- Acuerdo Marco de Inversión entre Capital Energía S.A., Empresa de Energía de Bogotá, S.A. ESP
- Arthur Andersen, Empresa de Energía de Bogotá, Estados Financieros Auditados, 1994, 1995, 1996 y 1997.
- Codensa, Informe Anual 1997, 1998 y 1999.
- Emgesa, Informe Anual 1997, 1998 y 1999.
- Emgesa S.A. ESP, Prospecto de Colocación Bonos Ordinarios.
- Empresa de Energía de Bogotá, 1995, "Plan de Desarrollo 1995-1999. Resumen", Dirección de Planeación, febrero.
- Empresa de Energía de Bogotá, Informe Anual de Gerencia 1995, 1996, 1997 y 1998.
- Empresa de Energía de Bogotá, "Balance Social e Informe Financiero 1990-1991.
- Galal, Ahmed, Leroi Jones, Pankaj Tandon e Ingo Vogelsang, 1994, Welfare Consequences of Selling Public Enterprises. An Empirical Analysis, The World Bank.
- Hanke, Steve, 1987, "Privatization", The New Palgrave.
- Jones, Leroi, Pankaj Tandon e Ingo Vogelsang, 1990, Selling Public Enterprises,
- Misión Bogotá Siglo XXI, 1995, Estudio Prospectivo de Energía Eléctrica.
- Mokate, Karen y Raul Castro 1999, Evaluación Económica y Social de Proyectos de Inversión, Universidad de los Andes - BID.
- Paez Asociados, Empresa de Energía de Bogotá, Informes de Auditoría Independiente, 1990,1991,1992 y 1993.
- Superintendencia de Servicios Públicos, "SuperCifras en Kilovatios Hora, Análisis Sectorial de Energía", Revista No. 2, Año 2.
- Unidad de Planeación Minero Energética, 1999, "Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 1998-2010.

ANEXOS

Anexo 1: El Modelo para el Análisis de los Cambios en el Bienestar Social

Anexo 2: Resultados de los Escenarios

- Cuadro 1. Resultados Escenario Post-capitalización 1998-2005
- Cuadro 2. EEB: Resultados Escenario Contrafactual Optimista 1998-2005
- Cuadro 3. EEB: Resultados Escenario Contrafactual Medio 1998-2005
- Cuadro 4. EEB: Resultados Escenario Contrafactual Pesimista 1998-2005

Anexo 3: Supuestos de las Proyecciones y Resultados por Empresa

- Cuadro 1. Supuestos Macroeconómicos Utilizados en las Proyecciones del Estado de Resultados de Codensa.
- Cuadro 2. Codensa - Proyecciones del Estado de Resultados 2000-2005
- Cuadro 3. Emgesa - Proyecciones del Estado de Resultados 2000-2005
- Cuadro 4. EEB - Proyecciones del Estado de Resultados 2000-2005
- Cuadro 5. EEB - Escenario Contrafactual Optimista 1998-2005
- Cuadro 6. EEB - Escenario Contrafactual Medio 1998-2005
- Cuadro 7. EEB - Escenario Contrafactual Pesimista 1998-2005

Anexo 4. Información General

- Cuadro 1. Empresa de Energía de Bogotá, Balance General 1990-1997
- Cuadro 2. Empresa de Energía de Bogotá, Estado de Resultados 1990-1997
- Cuadro 3. Empresa de Energía de Bogotá, Estado de Cambios en la Situación Financiera 1990-1997
- Cuadro 4. Emgesa - Indices de Desempeño 1997-2004
- Cuadro 5. Endesa - Inversiones Nacionales e Internacionales
- Cuadro 6. Enersis - Inversiones Nacionales e Internacionales

Las utilidades de la empresa en la ecuación (1) no van todas a un grupo, sino que son distribuidas entre el comprador y el vendedor a través del precio (Z) al cual se vende la empresa. El nivel de bienestar de los inversionistas privados después de la privatización (o de la capitalización) puede estimarse como el valor presente descontado de las utilidades de la empresa. Este monto representará la máxima cantidad que los inversionistas desearán pagar por la empresa (o por una participación accionaria en ella). Los inversionistas privados ganarán en la medida en que su máximo deseo de pagar (Z_p) exceda lo que realmente pagan (Z):

Participación Privada en las Utilidades = $Z_p - Z$

En el evento improbable de que el gobierno diseñe el proceso de venta de tal forma que los inversionistas privados no ganen más que el costo de oportunidad de sus recursos, ocurrirá que $Z = Z_p$; en otras palabras, el inversionista no percibe un porcentaje de ΔU y el gobierno se queda con todo. En la medida en que Z sea menor que Z_p , la participación del gobierno se reduce. En términos algebraicos:

Participación del Gobierno = $\Delta U - (Z_p - Z)$

De estas dos últimas ecuaciones se puede inferir porque la ecuación (1) incluye los efectos sobre el bienestar de la capitalización (privatización) tanto para el inversionista privado como para el gobierno (efectos resultantes exclusivamente de la transacción), pues su suma es simplemente igual a ΔU .

Finalmente, cabe mencionar que el enfoque adoptado en (1) es de equilibrio parcial, lo que supone que el impacto de la privatización de una empresa sobre toda la economía es relativamente pequeño. Esto es válido tan sólo cuando se privatizan pequeñas empresas, y la EEB no lo era. En consecuencia, el análisis tratará de capturar también (o al menos identificar) algunos efectos de segundo orden que se consideren importantes.

C. Modificaciones de la Ecuación Básica

La ecuación (1) es la ecuación básica para evaluar el efecto sobre el bienestar de la privatización (o capitalización) de una empresa. Requiere sin embargo de algunas modificaciones antes de poderse aplicar. Las más importantes son de dos tipos:

1. En aquellos casos en que la empresa se vende a inversionistas extranjeros, es necesario separar los efectos sobre los actores domésticos de aquellos sobre los extranjeros¹ y excluir estos últimos. La razón de ello es que en los análisis de beneficio/costo social se asume que a los Gobiernos nacionales no les interesa el bienestar de los extranjeros². En estas condiciones, la ecuación (1) debe modificarse así:

ΔW = Efectos sobre el bienestar social de los nacionales + efectos sobre el bienestar social de los extranjeros (1)

2. Es necesario asignar ponderaciones a cada uno de los componentes de la ecuación (1). Una de las razones para ponderar los componentes es que el Gobierno (o la sociedad) no es indiferente respecto a los impactos sobre el bienestar de los diversos grupos. Como se señaló en el punto anterior, los efectos sobre el bienestar de los extranjeros deben tener una ponderación igual a cero; y los diferentes componentes nacionales del bienestar deberían tener diferentes ponderaciones.

Otro factor que explica las ponderaciones es la existencia de distorsiones en los mercados. Cuando la economía está muy distorsionada (por impuestos, imperfecciones de mercado, etc.), los diferentes componentes del cambio en el bienestar pueden requerir diferentes ponderaciones que reflejen estas distorsiones. La razón de ello es que es menos costoso socialmente otorgar beneficios a los diversos grupos sociales mediante una privatización, que mediante la aplicación de instrumentos distorsionantes (como los impuestos y los controles).

Como los recursos percibidos por las privatizaciones sustituyen otras fuentes de recursos más ineficientes (como por ejemplo, los impuestos), cada peso (\$1) reemplazado tiene un efecto social mayor a ese peso. Como corolario, entre mayores sean las distorsiones en la economía, mayor debe ser la ponderación del beneficio percibido.

² En el caso que nos concierne, el consorcio que capitalizó a la EEB incluye inversionistas extranjeros y colombianos.

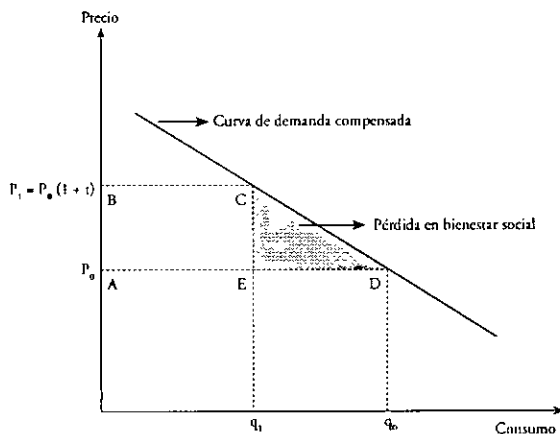
³ Ello supone implícitamente que a los gobiernos no les interesa atraer capital extranjero, un supuesto bastante discutible.

Por ejemplo, un dólar de ingreso del Gobierno puede ser más valioso que un dólar de consumo, por un factor denominado el multiplicador del ingreso del gobierno (λ_g). La razón es simple. Si el Gobierno debe proveer bienes públicos y realizar otros gastos (en educación, salud, etc.) y estos deben financiarse con impuestos, estos últimos crean distorsiones y pérdidas en bienestar ("deadweight welfare losses"), que dan lugar a que en el margen un peso (\$1) de impuestos resulte en una pérdida de consumo de más de un peso (\$1). Por ello, cualquier ingreso del Gobierno que permita reducir los impuestos en un peso (ingreso que puede provenir de la venta de una empresa), restaura más de un peso de consumo. En consecuencia λ_g es mayor que uno ($\lambda_g > 1$).

Así mismo, puede ocurrir que un peso (\$1) de utilidades sea más valioso que un peso de consumo y en consecuencia el multiplicador de las ganancias privadas (λ_p) también sea mayor de uno. La razón es que si se gravan los ingresos de capital, o hay otras distorsiones en los mercados de capitales que abren una brecha entre el rendimiento del capital y el valor presente del flujo de consumo que genera, si las utilidades que obtiene la empresa privatizada se reinvierten, λ_p excede a uno.

El primer ejemplo mencionado puede ilustrarse mediante el Gráfico 1. Allí se muestra lo que ocurre cuando se aplica un impuesto "t" al consumo de un producto (cigarrillos, por ejemplo), para financiar gasto social. Como consecuencia del impuesto, el precio aumenta de P_0 a $P_0(1 + t)$ y la cantidad demandada cae de q_0 a q_1 . El Gobierno percibe ingresos tributarios por un

Gráfico 1. IMPACTO SOBRE EL BIENESTAR DE LA APLICACIÓN DE UN IMPUESTO



monto igual al área ABCE; los ingresos correspondientes al área del triángulo CDE no son percibidos por ninguno de los agentes involucrados y en consecuencia constituyen una pérdida en bienestar y una medida de la ineficiencia del impuesto.

Alternativamente, si se les preguntara a los consumidores cuánto estarían dispuestos a pagar (como impuesto de suma fija, no distorsionario) para que se les elimine el impuesto t, dirían que la suma ABCDE, pues ese pago lo dejaría con el mismo nivel de bienestar en que se encontraban antes de aplicar el impuesto t. Equivalentemente, si se sustituye un ingreso tributario por una fuente de ingresos no tributarios (como por ejemplo, los provenientes de la venta de empresas), la sociedad gana en bienestar en un monto equivalente a CDE.

Asignando ponderaciones a los diversos componentes del cambio en el bienestar, la ecuación (1) se convertiría en:

$$\Delta W = \lambda_p \Delta U + \lambda_l \Delta L + \lambda_g \Delta G + \Delta C + \lambda_a \Delta A \quad (1A)$$

El impacto sobre los usuarios no se pondera, porque se utiliza el consumo como numeración.

D. Metodología de Cálculo de los Efectos sobre el Bienestar

El primer componente de (1), ΔU , se mide por el cambio en las utilidades de la empresa. El segundo componente, ΔL , está relacionado con el cambio en el tamaño de la planta de personal y en el salario promedio pagado. Con respecto a los ingresos de los gobiernos, ΔG , estos incluyen los cambios tanto en los ingresos por impuestos directos como indirectos. Finalmente, para los usuarios del servicio, el cambio en el excedente del consumidor, ΔC , es la medida natural del efecto sobre el bienestar de estos, que resulta de los cambios en tarifas³.

Para estimar el cambio en el excedente del consumidor, hay que especificar una curva de demanda, partiendo del punto de la curva en el cual los consumidores se ubican en la actualidad.

³ El área ABCDE del Gráfico 1 puede corresponder también a la pérdida en el excedente del consumidor que se produce como consecuencia de un aumento en las tarifas de un servicio, de P_0 a P_1 .

Información sobre la elasticidad de la demanda, combinada con el supuesto de linealidad de esta, permiten trazar fácilmente la curva de demanda y estimar el cambio en el excedente del consumidor⁴. Si bien el supuesto de linealidad puede sesgar la medición del excedente, particularmente con respecto al área cercana al eje vertical, como lo que se calcula es la diferencia en excedentes del consumidor entre los escenarios, esta área se debe cancelar.

Como en el caso en estudio el precio de la energía al consumidor es regulado para una buena parte de los usuarios (la excepción son las empresas y usuarios que demandan hoy más de 100 kWh o 55000 kWh/mes), el precio y cantidad efectivamente observados no reflejan un punto sobre la curva de demanda. Se requiere en consecuencia estimar el exceso de demanda al precio regulado, para obtener un punto sobre la curva de demanda. Además, para justificar el cálculo del cambio en el excedente del consumidor, es necesario demostrar que los cambios en las tarifas son un efecto de la privatización y no un resultado de la aplicación de las normas regulatorias.

E. Desarrollo Matemático

Una venta de una empresa pública al sector privado involucra básicamente las siguientes variables (Jones et al, 1990):

- Tres valores: el valor social de la empresa si sigue siendo operada por el Gobierno (V_{sg}), el valor social de la empresa bajo operación privada (V_{sp}) y el valor privado bajo operación privada (V_{pp}). El valor privado hace referencia a las utilidades que son privadamente apropiables, mientras que los valores sociales están asociados con el bienestar de los agentes afectados por la privatización;
- Dos parámetros: el multiplicador sombra de los ingresos del gobierno (λ_g) y el multiplicador sombra de los ingresos privados (λ_p).
- Tres precios: Conjuntamente los cinco valores anteriores definen tres precios de venta alternativos, el

⁴ Con una curva de demanda lineal, el cambio en el excedente del consumidor se calcularía como $[(\Delta q)(P_0)]/2\epsilon$, donde Δq es el cambio en la cantidad consumida, P_0 es el precio de mercado y ϵ la elasticidad precio de la demanda.

precio mínimo de venta aceptable para el Gobierno (Z_g), el precio máximo de demanda aceptable para el comprador privado (Z_p); y el precio al cual se realiza la venta (Z).

El valor privado bajo operación privada (V_{pp}) no es otra cosa que lo que la compañía vale para un comprador privado. Generalmente es el valor presente del flujo de beneficios netos esperados por los nuevos propietarios. Este nos da el máximo precio de demanda (o máximo deseo de pagar por parte del comprador privado):

$$V_{pp} \equiv Z_p \quad (2)$$

V_{pp} debe conocerse para establecer el valor social bajo operación privada, lo que a su turno es una precondition para establecer el precio de oferta del Gobierno (Z_g). Las ganancias (o beneficios netos) de la empresa antes de impuestos, pueden escribirse como el producto de la cantidad producida, por la diferencia entre el precio y el costo promedio:

$$\pi = (P_p - C_p)q_p \quad (3)$$

El valor privado bajo operación privada se puede calcular en consecuencia como el valor presente de estas ganancias (π_p), netas de impuestos (X):

$$V_{pp} = \sum_{t=0}^{\infty} r^t (p_p(t) - X(t)) \quad (4)$$

donde ρ representa el factor de descuento.

El valor para la sociedad bajo operación privada (V_{sp}), es el valor presente de los beneficios netos esperados para la sociedad en su conjunto de la operación privada de la empresa. Incluye por lo tanto no sólo las ganancias para la empresa, sino también los beneficios que perciben otros agentes en la economía, como los consumidores, otras firmas, los propietarios de los factores de producción y el gobierno. V_{sp} difiere de V_{pp} en la inclusión de los impactos sobre el bienestar de agentes no considerados en V_{pp} .

La diferencia entre objetivos sociales y objetivos privados resulta además en una clasificación diferente de los flujos (algunos costos privados, como los impuestos, no son costos sociales y algunos beneficios privados, como los derivados de conductas no competitivas, no

constituyen beneficios sociales) y una valoración diferente de estos (los beneficios privados se valoran a precios de mercado y los beneficios para la sociedad a precios sombra o contables). En la fórmula que sigue y para simplificar la exposición matemática, tan sólo se consideran los beneficios para tres grupos de actores involucrados en la privatización: los inversionistas privados, los consumidores y el Gobierno.

El valor para la sociedad de la empresa es la suma de los excedentes del consumidor y del productor, más los ingresos del gobierno, ponderando estos dos últimos términos por λ_p y λ_g (escogiendo el consumo como numerario, es decir, $\lambda_s = 1$, de manera que λ_g sea, por ejemplo, el valor de un peso de ingresos del gobierno en términos de consumo equivalente)⁶:

$$V_{sp}(t) = S_p(t) + \lambda_p[\pi_p(t) - X(t)] + \lambda_g X(t) \quad (5)$$

El valor de la empresa para la sociedad es el valor presente descontado de este flujo:

$$V_{sp} = \sum_{t=0}^{\infty} \rho^t [S_p(t) + \lambda_p \pi_p(t) + (\lambda_g - \lambda_p) X(t)] \quad (6)$$

El valor de la empresa para la sociedad bajo operación gubernamental (V_{sg}), es el valor presente de los beneficios netos esperados que percibe la sociedad como resultado de mantener la operación de la empresa en manos públicas. Este valor es una versión simplificada y con modificaciones en los subíndices, de la ecuación (6):

$$V_{sg} = \sum_{t=0}^{\infty} \rho^t [S_g(t) + \lambda_g \pi_g(t)] \quad (7)$$

El cambio en bienestar social que resulta de la privatización puede expresarse entonces como:

$$\Delta W = V_{sp} - V_{sg} + (\lambda_g - \lambda_p) Z \quad (8)$$

La interpretación de la ecuación (8) es la siguiente: la diferencia ($V_{sp} - V_{sg}$) representa el cambio en bienestar de la operación de la empresa por diferentes propietarios (Gobierno vs. sector privado) y el último término representa el efecto sobre el bienestar generado exclusivamente por la transacción. Reemplazando (6) y (7) en (8) se obtiene:

⁶ En el desarrollo matemático se simboliza el excedente del consumidor con la letra "s", para no confundirlo con el costo de producción (c) de la ecuación (4).

$$\Delta W = \sum_{t=0}^{\infty} \rho^t [S_p(t) - S_g(t) + \lambda_g [\pi_p(t) - \pi_g(t)]] - (\lambda_g - \lambda_p) \left[\sum_{t=0}^{\infty} \rho^t [\pi_p(t) - X(t)] - Z \right] \quad (9)$$

Utilizando la ecuación (4) y con base en que $V_{pp} = Z_p$, se puede reescribir la (9) así:

$$\Delta W = \sum_{t=0}^{\infty} \rho^t [\Delta S(t) + \lambda_g \Delta \pi(t)] - (\lambda_g - \lambda_p) (Z_p - Z) \quad (10)$$

Para simplificar la expresión, se utilizan las siguientes abreviaciones:

$$\Delta S = \sum_{t=0}^{\infty} \rho^t \Delta S(t) \quad (11)$$

$$\Delta \pi = \sum_{t=0}^{\infty} \rho^t \Delta \pi(t) \quad (12)$$

Se obtiene así la expresión final:

$$\Delta W = \Delta S + \lambda_g \Delta \pi - (\lambda_g - \lambda_p) (Z_p - Z) \quad (13)$$

La ecuación (13) provee un estimativo de lo que puede ganar la sociedad por vender una empresa. Un caso especial de esta ecuación es aquel en que el gobierno recibe por la empresa un precio (Z) igual al máximo deseo de pagar del comprador Z_p . En estas circunstancias la ecuación (13) se convierte en:

$$\Delta W^* = \Delta S + \lambda_g \Delta \pi \quad (14)$$

La ecuación (14) indica que en este caso se obtiene el máximo valor para el cambio en el bienestar social. Si el gobierno extrae del comprador el máximo deseo de pagar, es como si el gobierno recibiera todo el aumento en ganancias antes de impuestos que se produce con la privatización, parte en la forma del precio de venta y parte en la forma de pagos futuros de impuestos.

F. Problemas de Aplicación de la Metodología

La aplicación rigurosa de la metodología descrita, enfrenta varios inconvenientes, que no son difíciles de resolver. El primero surge del hecho de que algunos beneficios son difíciles de cuantificar. Es el caso por ejemplo de los beneficios ambientales, de los beneficios por acumulación de capital humano (capacitación) y de los beneficios por mejoras en la calidad del servicio. Existen sin embargo algunas metodologías estándar recomendadas en la literatura para valorar estos beneficios.

Otro inconveniente relacionado con el análisis de beneficio/costo social surge del hecho de que la capitalización de la EEB se hizo hace algo más de dos años y no ha pasado el tiempo suficiente para valorar en forma completa todos los costos y beneficios que produjo. Una evaluación beneficio-costo social creíble debería realizarse en un horizonte más largo. Además, cuando se agregan flujos de largo plazo con ingresos o pagos que se realizan por una sola vez (como los relacionados con la capitalización y la reducción de capital), es esencial considerar horizontes de largo plazo. La forma de solucionar este problema consistió en realizar proyecciones de beneficios y costos para 6 años adicionales, de manera de poder cubrir 8 años de precapitalización y un período igual de postcapitalización. Para ser creíbles, las proyecciones deben estar basadas en proyecciones financieras rigurosas y en cifras muy realistas de las tarifas y de los planes de inversión de la empresa.

Al respecto cabe mencionar también que algunos beneficios de la capitalización se manifiestan en el muy largo

plazo (los cambios en cultura organizacional, etc) y por lo tanto no se observan en los datos disponibles del período post-capitalización, de manera que es necesario inferirlos. Por ello hay que ser muy cuidadosos con las proyecciones, para incluir tan sólo aquellos beneficios sobre los que hay una gran certeza que se van a producir.

Finalmente, hay dos aspectos claves de la discusión sobre la capitalización de la EEB que afectan obviamente los resultados de la evaluación beneficio/costo social y que en consecuencia deberían estar ampliamente considerados en la evaluación. Estos son: a) El método de selección del inversionista privado, que determina en parte si los beneficios económico-sociales de la capitalización son altos; y, b) La reducción posterior de capital, que modifica la distribución de algunos de los beneficios de la capitalización. Estos dos aspectos serán parte esencial de la evaluación que se realiza a continuación.

Anexo 2
RESULTADOS DE LOS TRES ESCENARIOS

Cuadro 1. RESULTADOS ESCENARIO POST-CAPITALIZACIÓN
(Millones de pesos)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Vlr. presente \$ mill 97**	Vlr. presente \$ mill 97***
Dividendos¹	216.013	20.035	190.316	106.728	46.602	86.623	116.899	144.591	160.898	500.704	702.327
Codensa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Emgesa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEB	216.013	20.035	190.316	106.728	46.602	86.623	116.899	144.591	160.898	500.704	702.327
Pago de Impuestos²	5.688	90.336	193.739	129.361	134.641	160.674	193.061	228.107	250.208	505.316	799.638
Codensa	0	46.732	77.916	41.090	44.701	48.039	51.919	55.664	57.184	169.929	256.960
Emgesa	0	26.955	75.650	70.136	82.362	109.147	136.989	167.310	184.393	278.852	466.318
EEB	5.688	16.649	40.173	18.135	7.578	3.488	4.153	5.133	8.631	56.535	76.360
Contribuciones ambientales³	4.164	16.775	16.771	27.228	29.661	32.839	35.039	40.641	42.286	88.299	140.673
Codensa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Emgesa	4.164	16.775	16.771	27.228	29.661	32.839	35.039	40.641	42.286	88.299	140.673
EEB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos de personal⁴	65.605	132.095	219.638	174.884	182.060	195.744	214.835	234.587	257.182	660.925	1.005.564
Codensa	6.977	33.346	124.307	92.352	90.892	98.411	108.576	119.279	131.391	298.437	469.445
Emgesa	23.786	15.262	39.156	28.208	31.411	34.130	36.376	38.832	41.668	117.995	176.143
EEB	34.842	83.487	56.176	54.324	59.757	63.203	69.883	76.475	84.123	244.493	359.976
Costo Social accident. laboral	(97)	(430)	(473)	(520)	(572)	(630)	(693)	(762)	(838)	(1.878)	(2.931)
Codensa	(45)	(200)	(220)	(242)	(266)	(293)	(322)	(354)	(390)	(873)	(1.363)
Emgesa	(29)	(130)	(143)	(157)	(173)	(190)	(209)	(230)	(255)	(568)	(886)
EEB	(23)	(100)	(110)	(121)	(133)	(146)	(161)	(177)	(195)	(437)	(682)
Efectos Sobre los usuarios	(450)	(140.724)	(155.764)	(194.576)	(214.033)	(235.437)	(258.980)	(284.878)	(313.366)	(646.201)	(1.031.124)
Calidad del servicio	(0)	(124.800)	(89.640)	(98.604)	(108.464)	(119.311)	(131.242)	(144.366)	(158.803)	(370.619)	(574.576)
Codensa	(0)	(124.800)	(89.640)	(98.604)	(108.464)	(119.311)	(131.242)	(144.366)	(158.803)	(370.619)	(574.576)
Emgesa	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EEB	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Legalización del servicio	(0)	(13.924)	(63.924)	(93.552)	(102.907)	(113.198)	(124.517)	(136.969)	(150.666)	(266.849)	(442.917)
Codensa	(0)	(13.924)	(63.924)	(93.552)	(102.907)	(113.198)	(124.517)	(136.969)	(150.666)	(266.849)	(442.917)
Accidentalidad usuarios	(450)	(2.000)	(2.200)	(2.420)	(2.662)	(2.928)	(3.221)	(3.543)	(3.897)	(8.733)	(13.632)
Codensa	(450)	(2.000)	(2.200)	(2.420)	(2.662)	(2.928)	(3.221)	(3.543)	(3.897)	(8.733)	(13.632)
Beneficio Neto										(1.107.165)	(1.614.147)

** Tasa de descuento del 20%

*** Tasa de descuento del 10%

¹ Incluye tan solo las utilidades distribuidas a los accionistas nacionales.

² Incluye impuestos pagados al Gobierno Nacional y a los municipios.

³ Ley 99/93. Incluye gastos ambientales que no constituyen una obligación legal.

⁴ Incluye la nómina, los pagos por concepto de programas de retiro voluntario y jubilación anticipada y los gastos de capacitación y pensionales. No incluye el costo de empleos indirectos.

Fuente: Codensa, Emgesa y EEB.

Cuadro 2. EEB: RESULTADOS ESCENARIO CONTRAFCTUAL OPTIMISTA
(Millones de pesos)

Variables	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Vlr. presente (mill \$1997)**	Vlr. presente (mill \$1997)***
Dividendos	(68.286)	(322.266)	32.811	(19.116)	35.445	70.451	59.800	93.818	75.722	(179.909)	(148.475)
Pagos de impuestos	-	2.000	24.257	2.420	26.489	50.288	43.421	66.611	54.800	82.311	142.961
Contribuciones ambientales	3.474	15.098	15.094	24.505	26.695	29.555	31.535	36.577	38.057	79.469	126.606
Gastos de personal	59.044	107.762	248.438	187.645	181.187	200.757	220.228	240.086	263.016	666.104	1.019.538
Costo social accident. laboral	(270)	(1.200)	(1.320)	(1.452)	(1.597)	(1.757)	(1.933)	(2.126)	(2.338)	(5.240)	(8.179)
Efectos sobre los usuarios	(25.245)	(112.200)	(123.420)	(135.762)	(149.338)	(164.272)	(180.699)	(198.769)	(218.646)	(489.912)	(764.768)
Calidad del servicio	(24.705)	(109.800)	(120.780)	(132.858)	(146.144)	(160.758)	(176.834)	(194.517)	(213.969)	(479.432)	(748.410)
Accidentalidad	(540)	(2.400)	(2.640)	(2.904)	(3.194)	(3.514)	(3.865)	(4.252)	(4.677)	(10.479)	(16.359)
Beneficio neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152.822	367.682

** Tasa de descuento del 20%.

*** Tasa de descuento del 10%.

Fuente: Codensa, Emgesa y EEB.

Cuadro 3. EEB: RESULTADOS ESCENARIO CONTRAFACTUAL MEDIO
(Millones de pesos)

VARIABLES	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Vlr. presente (mill \$1997)**	Vlr presente (mill \$1997)***
Dividendos	(75.779)	(436.415)	(86.759)	(199.567)	(134.959)	(88.121)	(131.521)	(87.555)	(147.940)	(682.153)	(935.673)
Pagos de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contribuciones ambientales	3.747	15.098	15.094	24.505	26.695	29.555	31.535	36.577	38.057	79.469	126.606
Gastos de personal	79.710	145.478	268.313	195.682	202.656	216.818	237.847	259.293	284.058	752.883	1.139.639
Costo social accidente laboral	(270)	(1.200)	(1.320)	(1.452)	(1.597)	(1.757)	(1.933)	(2.126)	(2.338)	(5.240)	(8.179)
Efectos sobre los usuarios	(30.186)	(134.160)	(147.576)	(162.334)	(178.567)	(196.424)	(216.066)	(237.673)	(261.440)	(585.798)	(914.450)
Calidad del servicio	(29.646)	(131.760)	(144.936)	(159.430)	(175.373)	(192.910)	(212.201)	(233.421)	(256.763)	(575.319)	(898.091)
Accidentalidad	(540)	(2.400)	(2.640)	(2.904)	(3.194)	(3.514)	(3.865)	(4.252)	(4.677)	(10.479)	(16.359)
Beneficio neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(440.840)	(592.057)

** Tasa de descuento del 20%.

*** Tasa de descuento del 10%.

Fuente: Codensa, Emgesa y EEB.

Cuadro 4. EEB: RESULTADOS ESCENARIO CONTRAFACTUAL PESIMISTA
(Millones de pesos)

VARIABLES	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Vlr. presente (mill \$1997)**	Vlr presente (mill \$1997)***
Dividendos	(106.147)	(635.264)	(309.492)	(460.336)	(492.428)	(417.379)	(499.058)	(492.968)	(592.428)	(1.611.814)	(2.4008.007)
Pagos de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contribuciones ambientales	3.747	15.098	15.094	24.505	26.695	29.555	31.535	36.577	38.057	79.469	126.606
Gastos de personal	82.662	150.866	278.251	202.929	210.162	224.848	246.656	268.897	294.578	780.767	1.181.848
Costo social accidente laboral	(270)	(1.200)	(1.320)	(1.452)	(1.597)	(1.757)	(1.933)	(2.126)	(2.338)	(5.240)	(8.179)
Efectos sobre los usuarios	(32.657)	(145.140)	(159.654)	(175.619)	(193.181)	(212.499)	(233.749)	(257.124)	(282.837)	(633.741)	(989.291)
Calidad del servicio	(32.117)	(142.740)	(157.014)	(172.715)	(189.987)	(208.986)	(229.884)	(229.873)	(278.160)	(623.262)	(972.932)
Accidentalidad	(540)	(2.400)	(2.660)	(2.904)	(3.194)	(3.514)	(3.865)	(4.252)	(4.677)	(10.479)	(16.359)
Beneficio neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.390.559)	(2.097.023)

** Tasa de descuento del 20%.

*** Tasa de descuento del 10%.

Fuente: Codensa, Emgesa y EEB.

Anexo 3
SUPUESTOS DE LAS PROYECCIONES Y RESULTADOS POR EMPRESA

Cuadro 1. SUPUESTOS MACROECONÓMICOS UTILIZADOS EN LAS PROYECCIONES DE LOS ESTADOS DE RESULTADOS DE CODENSA

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
IPC (%)	11.80	11.10	10.40	10.00	10.00	10.00
IPP (%)	10.80	10.10	9.40	9.00	9.00	9.00
Devaluación (%)	8.86	8.84	8.82	7.82	7.85	7.85
TRM (\$/USD)	2.126	2.314	2.518	2.715	2.928	3.158
PIB (%)	2.70	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50

Fuente: Codensa.

**Cuadro 2. CODENSA - PROYECCIONES DEL ESTADO DE RESULTADOS 2000-2005
(Millones de pesos)**

	1997**	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ingresos operacionales	145.834	894.259	821.448	853.774	968.925	1.089.902	1.189.848	1.328.040	1.468.442
Costo de ventas	(137.230)	(807.164)	(474.099)	(511.736)	(548.500)	(603.900)	(710.766)	(790.702)	(918.662)
Utilidad (pérdida) bruta	8.604	87.095	347.349	342.038	420.425	486.002	479.082	537.337	549.780
Otros ingresos operacionales	0	0	78.807	133.648	64.895	85.585	86.249	97.486	113.525
Gastos de administración	(16.742)	(67.117)	(201.606)	(200.058)	(192.723)	(199.931)	(209.274)	(216.004)	(225.279)
Utilidad (pérdida) operacional	(8.138)	19.978	224.550	255.628	292.597	371.655	356.057	418.820	438.026
Ingresos (gastos) no operacionales	7.196	79.520	(33.551)	(162.813)	(191.556)	(263.678)	(239.754)	(295.504)	(297.214)
Ingresos financieros*	56.343	349.111	172.274	29.621	78.989	42.607	80.483	71.112	102.720
Recuperación, costos y gastos	-	11.273	0	0	0	0	0	0	0
Otros ingresos	423	4.200	0	0	0	0	0	0	0
Gastos financieros	(40.138)	(127.404)	(48.715)	(21.886)	(60.005)	(71.712)	(55.796)	(83.458)	(80.530)
Gastos extraor., provis y amortiz.	-	(40.252)	(157.110)	(170.548)	(210.541)	(234.573)	(264.442)	(283.158)	(319.404)
Corrección monetaria	(9.432)	(117.408)	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad (pérdida) antes de imporenta	(942)	99.498	190.999	92.816	101.041	107.977	116.303	123.316	140.812
Impuesto de renta	0	34.184	66.084	32.486	35.364	37.792	40.706	43.161	54.917
Utilidad neta	(942)	65.314	124.915	60.330	65.676	70.185	75.597	80.155	85.895

* Desde 1999 incluye recuperación de costos y gastos y otros ingresos.

** Octubre 23 a diciembre 31.

Fuente: Codensa, Plan de Gestión y Resultado 1999-2003; cálculos propios.

Cuadro 3. EMGESA - PROYECCIONES DEL ESTADO DE RESULTADOS 2000-2005
(Millones de pesos)

	1997*	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ingresos operacionales	69.392	480.471	360.682	438.569	504.055	626.822	777.805	909.536	987.535
Ventas en bloque	-	319.022	-	178.451	192.777	260.067	323.420	410.635	454.970
Ventas en bolsa	-	161.449	-	41.316	63.875	93.034	156.144	194.451	204.592
Cargos por capacidad	-	0	-	200.320	231.321	254.649	276.128	295.941	318.851
Otros servicios	-	0	-	18.482	16.082	19.072	22.113	8.509	9.122
Costo de ventas	(71.782)	(264.371)	(232.680)	(13.784)	(31.059)	(60.345)	(125.016)	(155.392)	(174.362)
Utilidad (pérdida) bruta	(2.390)	216.100	128.002	424.785	472.996	566.477	652.789	554.144	813.173
Gastos de administración	(3.777)	(14.866)	(12.710)	(126.455)	(137.521)	(149.386)	(158.658)	(173.807)	(184.396)
Depreciación	-	-	-	(82.933)	(91.208)	(99.552)	(108.011)	(116.749)	(125.836)
Utilidad (pérdida) operacional	(6.167)	201.234	115.292	215.397	244.267	317.539	386.120	463.588	502.941
Ingresos (gastos) no operacionales	2.293	(46.551)	(74.862)	(77.409)	(70.135)	(66.403)	(52.229)	(37.253)	(23.576)
Ingresos financieros	56.022	97.933	108.841	3.667	3.178	4.287	16.720	30.509	34.845
Gastos financieros	(53.837)	(149.446)	(168.694)	(81.076)	(73.313)	(70.690)	(68.949)	(67.762)	(58.421)
Misceláneos (neto)	108	4.962	(15.008)	0	0	0	0	0	0
Aj. de Ej. antes y pérdidas en cambio	-	(1.852)	(1.468)	(14.824)	(9.942)	(6.320)	(4.533)	(5.379)	(3.692)
Utilidad (pérdida) no operacional	(3.873)	152.831	38.963	123.164	164.190	244.816	329.358	420.956	475.673
Ajustes por inflación	3.059	21.497	160.690	58.914	51.112	44.217	36.419	28.184	19.338
Utilidad antes del impuesto de renta	(814)	174.328	199.653	182.078	215.308	289.033	365.777	449.140	495.011
Impuesto de renta	0	21.030	69.626	63.727	75.325	101.161	128.023	157.199	173.254
Utilidad neta	(814)	153.298	130.027	118.351	139.977	187.872	237.754	291.941	321.757

* Octubre 23 a diciembre 31.

Fuente: Emgesa, Plan de Gestión y Resultado 1999-2003; cálculos propios.

Cuadro 4. EEB: PROYECCIONES DEL ESTADO DE RESULTADOS 2000-2005
(Millones de pesos)

	1997**	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ventas	166.024	36.933	33.767	46.293	50.880	46.979	51.677	56.844	65.529
Costo de producción	(57.612)	(17.880)	15.033	(20.005)	(22.727)	(15.925)	(16.746)	(17.703)	(18.747)
Utilidad (pérdida) bruta	108.412	19.053	48.800	26.288	28.153	31.054	34.931	39.141	43.782
Gastos de administración	(118.426)	(139.730)	(202.737)	0	0	0	0	0	0
Servicios personales*	-	(23.004)	(10.603)	-	-	-	-	-	-
Generales	-	(11.400)	0	-	-	-	-	-	-
Provisiones, deprec. y amortiz.	-	(48.498)	(72.431)	-	-	-	-	-	-
Pensiones de jubilación	-	(56.828)	(199.703)	0	-	-	-	-	-
Utilidad (pérdida) operacional	(10.014)	(120.677)	(153.937)	26.288	28.153	31.054	34.931	39.141	43.782
Otros ingresos (egresos), neto	287.776	133.084	429.509	125.092	37.604	80.577	115.163	146.504	165.721
Ingresos financieros	-	125.286	230.744	0	0	0	0	0	0
Diferencia en cambio	-	66.636	(22.252)	0	0	0	0	0	0
Ingresos varios	-	19.059	290.465	0	-	-	-	-	-
Gastos financieros	-	(7.172)	(5.011)	0	-	-	-	-	-
Gastos varios	-	(186)	(27.765)	0	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Corrección monetaria	-	(70.539)	(36.672)	(9.229)	39.670	40.068	40.460	41.974	43.671
Utilidad antes de ajustes Ej. Ant.	277.762	12.407	275.572	151.380	65.757	11.631	150.094	185.645	209.503
Ajustes ejercicios anteriores	(8.083)	27.255	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad antes impuesto de renta	269.679	39.662	275.572	151.380	65.757	11.631	150.094	185.645	209.503
Impuesto de renta	-	14.649	37.973	18.135	7.578	3.488	4.153	5.133	8.631
Utilidad neta	269.679	25.013	237.599	133.245	58.179	108.143	145.941	180.512	200.872

* Incluye en 1999 gastos generales y provisiones de pensiones y jubilación.

** Octubre 23 a diciembre 31.

Fuente: EEB, Plan de Gestión y Resultados 1999-2003; cálculos propios.

Cuadro 5. EEB - ESCENARIO CONTRAFCTUAL OPTIMISTA 1997-2005
(Millones de pesos)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ingresos Operacionales	343.124	1.270.497	1.094.308	1.204.772	1.371.474	1.587.332	1.817.397	2.064.978	2.266.655
Gastos Operacionales	(405.568)	(1.311.128)	(1.108.799)	(954.971)	(1.023.738)	(1.129.039)	(1.328.471)	(1.470.357)	(1.647.282)
Utilidad Operacional	(62.444)	(40.631)	(14.491)	249.801	347.736	458.293	488.926	594.620	619.374
Ingresos (gastos) No Operacional	(5.842)	(281.634)	77.511	(268.918)	(279.658)	(322.979)	(374.070)	(414.427)	(473.937)
Ingresos Financieros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Financieros	0	(114.240)	(137.088)	(148.055)	(159.899)	(172.691)	(186.507)	(201.427)	(217.541)
Otros Ingresos y Gastos (neto)	531	(944)	90	581	(170.548)	(234.573)	(264.442)	(283.158)	(319.404)
Corrección Monetaria	(6.373)	(166.450)	124.018	49.685	90.782	84.285	76.879	70.158	63.009
Utilidad No Operacional	(5.842)	(281.634)	77.511	(268.918)	(279.658)	(322.979)	(374.070)	(414.427)	(473.937)
Utilidad (pérdida) antes de Imporenta	(68.286)	(322.266)	63.020	(19.116)	68.078	135.314	114.856	180.193	145.437
Impuesto de Renta	0	0	22.057	0	23.827	47.360	40.200	63.068	50.903
Utilidad (pérdida) Neta	(68.286)	(322.266)	40.963	(19.116)	44.250	87.954	74.657	117.126	94.534

Supuestos:

- 1 Los gastos en servicios personales se estiman suponiendo que la planta de personal se mantiene idéntica a la de 1997.
- 2 No hay ingresos financieros, pues la empresa no genera excedentes.
- 3 Los gastos financieros se calcularon suponiendo que el saldo de la deuda se reestructura de tal forma que su servicio se reduce en 60%, la tasa de interés promedio de los créditos es del 12% en dólares y que la devaluación será del 8% a partir del año 2000. No suponer la refinanciación de los créditos implicaría insolvencia en 1999.
- 4 Los ingresos operacionales se estiman suponiendo un valor 10% menor que el resultante de la suma de las 3 empresas, bajo el supuesto de que la EEB no habría logrado los niveles de penetración y de legalización de usuarios que se han logrado después de la capitalización.

Fuente: Cálculos propios con base en información de los planes de gestión y resultados.

Cuadro 6. EMGESA - PROYECCIONES DEL ESTADO DE RESULTADOS 2000-2005
(Millones de pesos)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ingresos operacionales	335.499	1.242.263	1.069.990	1.178.000	1.340.996	1.552.058	1.777.010	2.019.089	2.216.285
Gastos operacionales	(405.568)	(1.311.128)	(1.108.799)	(954.971)	(1.023.738)	(1.129.039)	(1.328.471)	(1.470.357)	(1.647.282)
Utilidad operacional	(70.069)	(68.865)	(38.809)	223.029	317.258	423.019	448.539	548.732	569.004
Ingresos (gastos) no operacionales	(5.711)	(367.550)	(47.950)	(422.596)	(452.218)	(511.141)	(580.060)	(636.287)	(716.944)
Ingresos financieros	(1)	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos financieros	0	(199.920)	(239.904)	(259.096)	(279.824)	(302.210)	(326.387)	(352.498)	(380.697)
Otros ingresos y gastos (neto)	663	(1.180)	67.935	(213.185)	(263.176)	(293.216)	(330.552)	(353.947)	(399.255)
Corrección monetaria	(6.373)	(166.450)	124.018	49.685	90.782	84.285	76.869	70.158	63.009
Utilidad no operacional	(5.711)	(367.550)	(47.950)	(422.596)	(452.218)	(511.141)	(580.060)	(636.287)	(716.944)
Utilidad (pérdida) antes de inportenta	(75.779)	(436.415)	(86.759)	(199.567)	(134.959)	(88.121)	(131.521)	(87.555)	(147.940)
Impuesto de renta	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad (pérdida) neta	(75.779)	(436.415)	(86.759)	(199.567)	(134.959)	(88.121)	(131.521)	(87.555)	(147.940)

Supuestos:

- 1 Los gastos en servicios nacional se estiman sumiendo que la planta de personal se recorta de tal forma que los gastos son mayores en 25% a los que se observan con la planta actual.
- 2 No hay ingresos financieros, pues la empresa no genera excedentes.
- 3 Los gastos financieros se calcularon suponiendo que el saldo de la deuda se reestructura de tal forma que su servicio se reduce en 30%, la tasa de interés promedio de los créditos es del 12% en dólares y que la devaluación será del 8% a partir del año 2000. No suponer la refinanciación de los créditos implicará insolvencia en 1999.
- 4 Los ingresos operacionales se estiman suponiendo un valor 12% menor que el resultante de la suma de las tres empresas, bajo el supuesto de que la EEB no habría logrado los niveles de penetración y de legalización de usuarios que se han logrado después de la capitalización.

Fuente: Cálculos propios con base en información de los planes de Gestión y Resultados.

Cuadro 7. EEB - ESCENARIO CONTRAFCTUAL PESIMISTA
(Millones de pesos)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ingresos operacionales	304.999	1.129.330	972.718	1.070.909	1.219.088	1.410.962	1.615.464	1.835.536	2.014.805
Gastos operacionales	(405.568)	(1.311.128)	(1.108.799)	(954.971)	(1.023.738)	(1.129.039)	(1.328.471)	(1.470.357)	(1.647.282)
Utilidad operacional	(100.568)	(181.798)	(136.081)	115.938	195.350	281.923	286.993	365.179	367.523
Ingresos (gastos) no operacionales	(5.578)	(453.466)	(173.411)	(576.274)	(624.777)	(699.302)	(786.051)	(858.147)	(959.951)
Ingresos financieros	(1)	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos financieros	0	(285.600)	(342.720)	(370.138)	(399.749)	(431.728)	(466.276)	(503.568)	(543.854)
Otros ingresos y gastos (neto)	796	(1.416)	45.290	(255.822)	(315.811)	(351.859)	(396.663)	(424.737)	(479.106)
Corrección monetaria	(6.373)	(166.450)	124.018	40.686	90.782	84.285	76.879	70.158	63.009
Utilidad no operacional	(5.578)	(453.466)	(173.411)	(576.274)	(624.777)	(699.302)	(786.051)	(858.147)	(959.951)
Utilidad (pérd.) antes de imponenta	(106.147)	(635.264)	(309.492)	(460.336)	(429.428)	(417.379)	(499.058)	(492.968)	(592.428)
Impuesto de renta	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad (pérdida) neta	(106.147)	(635.264)	(309.492)	(460.336)	(429.428)	(417.379)	(499.058)	(492.968)	(592.428)

Supuestos:

- 1 Los gastos en servicios nacionales se estiman sumiendo que la planta de personal se recorta de tal forma que los gastos son mayores en 25% a los que se observan con la planta actual.
- 2 No hay ingresos financieros, pues la empresa no genera excedentes.
- 3 Los gastos financieros se calcularon suponiendo que el saldo de la deuda se reestructura de tal forma que su servicio se reduce en 30%, la tasa de interés promedio de los créditos es del 12% en dólares y que la devaluación será del 8% a partir del año 2000. No suponer la refinanciación de los créditos implicará insolvencia en 1999.
- 4 Los ingresos operacionales se estiman suponiendo un valor 12% menor que el resultante de la suma de las tres empresas, bajo el supuesto de que la EEB no habría logrado los niveles de penetración y de legalización de usuarios que se han logrado después de la capitalización.

Fuente: Cálculos propios con base en información de los planes de Gestión y Resultados.

Anexo 4
INFORMACIÓN GENERAL

Cuadro 1. EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ, BALANCE GENERAL 1990-1997
(Millones de pesos)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Activo corriente	107.087	127.019	207.512	251.722	300.862	328.756	353.014	1.606.748
C x C	54.488	69.565	122.482	143.915	136.736	130.953	112.404	1.044.165
Inventarios	36.874	39.948	58.561	65.975	74.569	92.851	86.133	4.341
Inversiones Temporales	12.891	11.012	11.921	26.328	64.098	67.407	105.062	527.429
Otros	2.834	6.494	14.548	15.504	25.459	37.545	49.415	30.813
Propiedades, planta y equipo	1.239.594	1.523.378	2.009.818	2.455.043	2.940.223	3.517.423	3.369.880	335.098
Valorizaciones	0	0	0	0	0	0	1.336.805	0
Inversiones	51.986	11.483	12.036	13.898	28.059	65.517	78.884	2.694.400
Otros activos	7.645	24.874	30.699	68.346	32.717	44.036	52.031	1.898
Cargo por correc. monet. difer.	495	11.350	1.895	897	67.592	95.130	121.138	540
Total activos	1.406.807	1.698.104	2.261.960	2.789.906	3.369.453	4.050.862	5.311.752	4.638.684
Pasivo corriente	345.318	266.044	393.579	331.439	440.933	553.430	383.526	531.328
Porción Corriente Deuda L.P.	94.568	91.707	158.320	238.735	334.210	391.354	294.510	423.203
C x P	243.038	164.522	220.229	74.778	83.029	135.238	55.120	82.216
Pasivos Laborales	7.712	9.815	15.030	17.926	23.694	26.838	33.896	25.909
Deuda de largo plazo	712.307	897.951	1.035.506	1.225.170	1.245.194	1.426.321	1.260.224	437.894
Pensiones de jubilación	34.019	47.785	71.905	91.894	137.314	166.945	217.397	176.400
Crédito por correc. monet. difer.	0	0	142.531	189.072	222.346	241.139	260.954	537
Fondo de inversión Guavio	112.423	162.350	195.595	208.816	213.184	258.967	371.608	0
Otros pasivos de largo plazo	1.012	3.103	4.680	3.927				
Total pasivo	1.205.079	1.377.233	1.843.796	2.050.318	2.258.971	2.646.802	2.493.709	1.146.159
Patrimonio	201.728	320.871	418.164	739.588	1.110.482	1.404.060	2.818.043	3.492.525
Total pasivo + patrimonio	1.406.807	1.698.104	2.261.960	2.789.906	3.369.453	4.050.862	5.311.752	4.638.684
Cuentas de orden	na	na	na	93.504	218.383	457.793	272.342	103.825

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá, Informes de Auditoría.

Cuadro 2. EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ, ESTADO DE RESULTADOS 1990-1997
(Millones de pesos)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Ingresos de operación	170.397	220.590	294.051	369.211	442.078	621.544	705.379	837.670
Ventas de Energía	159.290	208.011	277.223	332.787	420.253	581.960	672.666	800.778
Otros Ingresos	11.107	12.579	16.828	36.424	21.825	39.584	32.713	36.892
Gastos de operación	89.619	129.896	195.499	565.885	331.554	394.389	556.032	696.753
Costo de la Energía en Bolsa y Bloq	0	0	0	133.557	242.606	305.893	160.405	223.696
Otros costos y gastos	0	0	0	432.328	88.948	88.496	395.627	473.057
Utilidad (pérdida) operacional	80.778	90.694	98.552	(196.674)	110.524	227.155	149.347	140.917
Ingresos no operacionales	11.393	81.352	6.400	45.654	85.553	134.678	60.870	101.621
Ingresos Financieros	0	0	0	0	81.281	119.905	46.784	82.319
Ingresos Varios	11.393	81.352	6.400	0	4.272	14.773	14.086	19.302
Gastos no operacionales	52.641	42.611	46.337	412.879	353.322	595.937	261.453	191.282
Gastos Financieros	51.639	35.902	40.689	390.026	349.340	590.598	256.958	188.643
Gastos Varios	1.002	6.709	5.648	22.853	3.982	5.339	4.495	2.639
Utilidad (pérdida) no operacional	(41.248)	38.741	(39.937)	(367.225)	(267.769)	(461.259)	(200.583)	(89.661)
Diferencia en cambio	0	0	0	53.476	0	0	8.831	(272.095)
Corección monetaria	0	0	4.463	313.750	387.286	373.103	471.251	574.440
Ajustes años anteriores	0	0	0	0	17.037	(60.811)	(915.172)	(19.005)
Utilidad (pérdida) neta	39.530	129.435	63.078	(196.673)	247.078	78.188	(486.326)	334.596

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá, Informes de Auditoría.

Cuadro 3. EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ, ESTADO DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA 1990-1997 (Millones de pesos)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Capital de trabajo obtenido de:								
Utilidad Neta	40	129	63	197	247	78	(486)	335
Cargos que no representan desembolsos de efectivo								
Depreciaciones y Amortizaciones	8	8	22	63	89	113	109	106
Pensiones de Jubilación	16	21	36	36	44	30	50	75
Corrección Monetaria	143	67	(385)	(362)	(419)	(576)		
Diferencia en Cambio	196	116	129	120	107	275	(15)	42
Provisión Propiedades, Planta y Equipo	-	-	-	-	-	-	896	-
Provisión Otros Activos	-	-	-	-	-	-	-	37
Total fondos provistos por las operaciones	-	-	-	-	101	134	134	19
Incremento Fondo de Inversión Guavio	34	50	33	13	4	46	113	-
Superávit Donado	574	727	1	185	167	-	-	-
Disminución en Propiedades, Planta y Equipo	785	24	3	2	-	-	-	-
Disminución en otros Activos	0	26	47	-	-	-	-	13
Incremento en Préstamos a Largo Plazo	111	233	280	450	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	174	355
Total capital de trabajo provisto	407	625	765	1.084	106	180	421	4.125
Capital de trabajo utilizado en:								
Aumento neto de propiedades, planta y equipo	366	317	511	531	70	113	-	-
Amortización (neta) en Deuda DE Largo Plazo	70	166	205	338	87	93	151	865
Incremento en inversiones permanentes	25	3	6	4	11	3	310	1.667
Otras aplicaciones	-	-	-	-	-	-	-	488
Total capital de trabajo utilizado	524	525	812	978	166	264	227	3.435
Aumento (disminución) en el capital de trabajo	(117)	99	(47)	106	(60)	(85)	194	690

Fuente:

Cuadro 4. EMGESA: INDICES DE DESEMPEÑO

	1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003		2004	
	P	R	P	R	P	R	P	R	P	R	P	R	P	R	P	R
Disponibilidad promedio (%)																
Hidráulica	-	90.0	-	91.8	92.0	92.2	93.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Térmica	-	65.0	-	93.6	87.0	97.9	92.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro-térmica Emgesa	-	88.0	-	92.7	91.5	92.7	92.0	-	93.0	-	93.0	-	93.0	-	93.0	-
Betania	-	-	-	-	-	-	94.0	-	95.0	-	95.0	-	96.0	-	96.0	-
Total	-	-	-	-	-	-	92.2	-	93.4	-	93.4	-	93.5	-	93.5	-
Salidas forzadas causa interna (número)																
Hidráulicas	-	390	-	150	145	145	138	-	131	-	124	-	118	-	112	-
Térmicas	-	121	-	77	70	5	67	-	63	-	60	-	57	-	54	-
Bombas	-	N.E.	-	33	25	26	24	-	17	-	17	-	17	-	17	-
Sistema Emgesa	-	511	-	260	240	176	229	-	211	-	201	-	192	-	183	-
Betania	-	-	-	-	-	-	7	-	7	-	6	-	6	-	6	-
Total	-	-	-	-	-	-	236	-	218	-	207	-	198	-	189	-

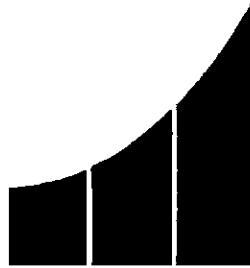
N.E.: No estimado.

Fuente: Emgesa.

Cuadro 5. ENERSIS: INVERSIONES NACIONALES E INTERNACIONALES
(Cifras a junio de 1999)

Compañías de generación	Capacidad instalada MW	Energía Generada GW	Tipo	País
Endesa Chile (SIC)	3.936	5.780	Hidro y Termo	Chile
Endesa Chile (SING)	174	478	Termo	Chile
Central Costanera	2.311	3.493	Termo	Argentina
El Chocón	1.320	648	Hidro	Argentina
Edegel	809	1.613	Hidro y Termo	Perú
Cachoeira Dourada	658	1.376	Hidro	Brasil
Betania	540	1.390	Hidro	Colombia
Emgesa	2.514	4.097	Hidro y Termo	Colombia
Total	12.262	18.875	-	-
Compañías de distribución	Ventas (GWh)	Pérdidas	Clientes (miles)	Empleados
Chilectra (Santiago)	4.100	5.6	1.226	1.600
Rio Maipo (Santiago)	521	5.9	272	215
Edesur (B. Aires)	5.903	9.3	2.090	2.867
Edelnor (Lima)	1.698	9.2	826	761
Cerj (Rio de Janeiro)	3.815	17.7	1.512	1.798
Codensa (Bogotá)	3.777	17.2	1.690	1.786
Coelce (Ceará)	2.698	12.1	1.580	1.892
Total	22.512	-	9.196	10.919
Empresas de agua potable	Ventas (MM m3)	Pérdidas	Clientes (miles)	Empleados
A. Cordillera	33.6	18.2	86.3	226
Esva	46.8	33.4	339.6	858
Total	80.0	-	425.9	1.084

Fuente: Enersis. Informe a los accionistas. 1999.



FEDESARROLLO

FUNDACION PARA LA EDUCACION SUPERIOR Y EL DESARROLLO

FEDESARROLLO es una entidad colombiana, sin ánimo de lucro dedicada a promover el adelanto científico y cultural y la educación superior, orientándolos hacia el desarrollo económico y social del país.

Para el cumplimiento de sus objetivos, adelantará directamente o con la colaboración de universidades y centros académicos, proyectos de investigación sobre problemas de interés nacional.

Entre los temas de investigación que han sido considerados de alta prioridad están la planeación económica y social, el diseño de una política industrial para Colombia, las implicaciones del crecimiento demográfico, el proceso de integración latinoamericana, el desarrollo urbano y la formulación de una política petrolera para el país.

FEDESARROLLO se propone además crear una conciencia dentro de la comunidad acerca de la necesidad de apoyar a las Universidades colombianas con el fin de elevar su nivel académico y permitirles desempeñar el papel que les corresponde en la modernización de nuestra sociedad.