

**Tipo de documento:** Tesis de maestría

*Programa de Posgrado en Economía y Políticas Públicas*

*Instituto Torcuato Di Tella*

*Banco Interamericano de Desarrollo*

*Maestría en Economía*

**La eficiencia técnica en el sector de  
distribución de energía eléctrica en  
Colombia y Argentina, un análisis de la  
privatización, reforma regulatoria, y sus  
efectos sobre la eficiencia.**

Autoría: *Jiménez Delgado, Adriana María*

Año de defensa de la tesis: 2000

¿Cómo citar este trabajo?

*Jiménez Delgado, A. (2000) "La eficiencia técnica en el sector de distribución de energía eléctrica en Colombia y Argentina, un análisis de la privatización, reforma regulatoria, y sus efectos sobre la eficiencia.". [Tesis de maestría. Instituto Torcuato Di Tella]. Repositorio Digital Universidad Torcuato Di Tella*

*<https://repositorio.utdt.edu/handle/20.500.13098/12083>*

El presente documento se encuentra alojado en el Repositorio Digital de la Universidad Torcuato Di Tella bajo una licencia Creative Commons Atribución-No Comercial-Compartir Igual 2.5 Argentina (CC BY-NC-SA 2.5 AR)

Dirección: <https://repositorio.utdt.edu>

## **INTRODUCCION**

El área de distribución de energía es de gran importancia dentro del sector eléctrico por ser el que recauda la mayor parte de los ingresos, sosteniendo financieramente las actividades de transmisión y generación, y por tener relación directa con los usuarios. Asimismo, este segmento de la cadena, se le considera como un monopolio territorial natural ya que dos o más empresas no pueden atender la misma región sin introducir factores de ineficiencia económicamente importantes; de allí, la importancia de su regulación y reestructuración para brindar al resto del mercado señales de precios correctas introduciendo medidas que simulen o implanten factores de competencia.

El objetivo del presente estudio es medir las ganancias en eficiencia técnica generadas con la vinculación de capital privado, así como analizar la regulación impuesta sobre las empresas distribuidoras, tras ocho años de inicio del proceso de privatización en el sector de distribución y comercialización en Argentina y 3 años en Colombia. Para ello, se tomaron como base de estudio los casos de Edenor y Edesur (Argentina) y Codensa y EPSA (Colombia).

El estudio está dividido en dos grandes partes: i) El análisis comparativo de los esquemas de privatización y los regímenes regulatorios usados en las empresas objeto de estudio y ii) la revisión de la teoría microeconómica relacionada con el concepto de eficiencia técnica y fronteras de producción, herramientas utilizadas para la medición de la eficiencia en las empresas objeto de estudio.

En el apartado dedicado a la vinculación privada se describe la política de privatizaciones en cada uno de los países, enfatizando el análisis en los esquemas utilizados y los logros de la privatización, para finalmente analizar los puntos de conflicto suscitados a raíz de dicha política. En el segundo capítulo de este bloque, se analiza la regulación en cada uno de los casos: el diseño

tarifario y los diferentes instrumentos utilizados para garantizar la competencia entre los agentes y evitar prácticas desleales o abusos de posición dominante en el mercado o frente a los usuarios, se presenta asimismo algunas de las principales fortalezas y debilidades de los mismos.

El segundo bloque del trabajo, es presentado en los capítulos 3 y 4; en el primero de ellos se realiza una revisión teórica sobre las funciones de frontera, el concepto de eficiencia y los principales métodos para su estimación. El siguiente y último apartado, mide las ganancias en eficiencia técnica generadas en conjunto tanto con la privatización como con el esquema regulatorio aplicado a las empresas objeto de estudio; para ello, se utiliza el Modelo de Mínimos Cuadrados para la estimación de la función de producción de la empresa y para hacer la estimación tanto de los parámetros de la función de la frontera de producción de la industria de distribución eléctrica, como del índice de eficiencia para cada una de las unidades de la muestra, el Método Estocástico de Frontera.

## **I. LA VINCULACION DE CAPITAL PRIVADO EN LAS EMPRESAS DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION.**

Las privatizaciones en el área de la distribución eléctrica en países como Colombia y Argentina se han constituido en una importante y positiva transformación con implicaciones de eficiencia asignativa: mejoras en el bienestar de la sociedad relacionadas con aumentos en las cantidades y en la calidad del servicio; así como de eficiencia al interior de la firma (productiva y técnica) dado que se optimizan el uso de los insumos y las inversiones asociadas, en conjunto con una reducción en los costos, lo cual incide directamente sobre la productividad del sector. No obstante, a pesar de las ventajas que esta herramienta de política supone, se han presentado dificultades, como la oposición de partidos políticos y sindicatos, la debilidad de las instituciones y marcos regulatorios y, en algunos casos, falta de transparencia en los procesos de adjudicación y controversias sobre el destino de los ingresos provenientes de la privatización. A continuación se presentan los elementos más importantes relacionados con el proceso de vinculación de capital privado.

### **1.1 EL ALCANCE DE LA PRIVATIZACION**

El alcance de las privatizaciones de la magnitud presentada tanto en Colombia como en Argentina en el área de la distribución, se debe, entre otros factores, a los siguientes: i) la organización institucional implantada para la promoción de vinculación de capital privado; y ii) el método de transferencia de propiedad, relacionado directamente con las características de cada empresa.

Frente al primer punto, Gibbon (1998), resalta dos características para asegurar el éxito de la operación de transferencia de las empresas: i) delegar la responsabilidad de la valoración así como la estructuración de los negocios a "Consejeros financieros", (Bancas de Inversión); y ii) contar con una fuerte organización interinstitucional para la supervisión del proceso.

Tanto en Argentina como en Colombia la organización del programa de privatizaciones adelantada en el sector eléctrico contó con los siguientes elementos: i) Apoyo y asesoría a los Gobiernos de Bancas de Inversión y firmas técnicas, para la valoración, promoción y venta de las empresas y ii) la conformación de un coordinado grupo institucional<sup>1</sup>.

En relación con el mecanismo de transferencia de propiedad, en las empresas objeto de estudio se utilizaron los siguientes<sup>2</sup>: i) concesión; ii) oferta pública de acciones; y iii) capitalización; y su selección se basó específicamente en las características de los negocios a privatizar y del esquema legal estructurado para tal propósito. A continuación se presenta una breve explicación de cada uno de los esquemas:

- ❖ Concesión: El estado otorga a un privado idóneo la operación y explotación de la empresa por un tiempo determinado; a cambio de ello, el concesionario debe cumplir con determinadas normas de calidad y se sujeta a tarifas impuestas por el concedente.
- ❖ Oferta de Venta Pública de Acciones: mediante este mecanismo, se enajenan total o parcialmente las acciones de la empresa pública a particulares; en la mayoría de los casos, se pretende que los privados calificados para conducir la empresa tengan el mayor porcentaje accionario.
- ❖ Capitalización: mecanismo mediante el cual se inyecta capital privado a la empresa para asegurar su posición financiera futura y cumplir con los requerimientos de efectivo para financiar los planes de inversión o eliminar el endeudamiento de la misma. No necesariamente se requiere que el aporte de capital sea por más del 50%<sup>3</sup>. Es importante anotar en relación con este esquema de privatización, que la sociedad que resulta es de economía mixta y tiene la virtud que puede combinar las ventajas de los dos modelos extremos de la propiedad: La presencia de los accionistas privados mayoritarios garantiza una gestión más eficiente de las empresas y la de los accionistas públicos mantiene las responsabilidades sociales del Estado en cuanto a la prestación del servicio.

Un aspecto relevante del diseño de estas prácticas en Argentina y en Colombia, fue la posibilidad de competencia entre los inversionistas estratégicos, cuyas características fijadas previo a la promoción de la venta para ofertar por la operación y control accionario de las mismas, fueron determinantes en el momento de la transferencia garantizando transparencia durante el proceso y el máximo precio de oferta. **(Ver anexo No.1)**. El mecanismo usado para seleccionar a los inversionistas estratégicos fue el de subasta pública<sup>4</sup>, donde además de factores como el precio (que es el principal elemento, dado que se concede a la compañía que ofrezca el más alto precio por la empresa o concesión), se consideraron otros elementos de evaluación tales como planes de inversión, calidad y cobertura. En los casos de Edenor, Edesur y Codensa, la venta de la porción mayoritaria al inversionista estratégico fue seguida por la oferta de acciones en una fecha posterior a la vinculación del privado. En la Tabla No.1 se muestra el tipo de vinculación privada por país y la forma de transferencia utilizadas en los procesos de las empresas objeto de análisis.

**Tabla No.1**

País	Empresa	Tipo de Vinculación	Ingresos		Transferencia	Accionistas
			Millones de USD	% del PIB		
Argentina  (SEGBA)	Edenor	Concesión  Plazo: 9.5 años (1)	427,9		Control del 51% de acciones (tipo A)  Retención del 39% acciones tipo B	a. EASA 51% (compuesto por: Endesa, EDF, Astra, Saur) b. Saur 4,87%, Particip Priv 10%, EDF 14,63%, Endesa 19,5%
	Edesur		511			a. Distrilec 56,35%; Perez Companc 48,5% y Endesa 51,5% b. Enersis (Endesa) 43,65%
Colombia	Codensa (2)	Capitalización	1,085		Venta del 48.48% de las acciones (4)	a. EEB 51.52%; b. El 48% lo forman: Endesa España (55%), Enersis Chile (25,7%) y Chilectra (19.3%)
	EPSA	Oferta de acciones	535		1. Hasta el 45% a entidades regionales. 2. 55% al sector solidario (3) 3. El remanente al público en general	a. Región 42,95% b. Solidarios 0,33% c. Privados 56,70%: Electricidad de Caracas 10,58% Houston industries 10,58%, Valle Energy Ventures 78,84%

Fuente: Departamento Nacional de Planeación - Colombia; Memorias y Balances Edenor y Edesur.

- (1) La concesión se divide en periodos de gestión, el primero es de 15 años y los siguientes de 10 años cada uno.
- (2) Empresa resultante del siguiente esquema de reestructuración: 1 empresa matriz (holding) EEB la cual tiene a cargo la transmisión y dos subsidiarias: distribución y comercialización (CODENSA) y generación (EMGESA).
- (3) Ver Nota de pie de página No.5
- (4) Adicionalmente, los privados poseen el 5,5% en la empresa matriz dedicada al negocio de la transmisión, con lo cual poseen con más del 50% de las acciones con derecho a voto.

La Privatización es en sí misma un proceso político que genera continuas controversias; los gobiernos a menudo encaran una fuerte oposición a la vinculación de privados como operadores de las empresas estatales. La oposición más representativa proviene de empleados públicos y sus uniones. "La experiencia en los Estados Unidos, ha demostrado que lograr el apoyo de los trabajadores es esencial para el éxito de estos procesos" Gibbon, (1998). En los procesos objeto de este estudio se vinculó a los trabajadores mediante la oferta pública de acciones: en una primera fase, como en el caso de EPSA, y en el caso de Edenor y Edesur después de la toma de posesión de la empresa por parte del privado<sup>6</sup>.

## **1.2 CONSIDERACIONES DE COMPETENCIA**

El diseño del método de privatización, en conjunto con un claro esquema regulatorio, exige en definitiva, fórmulas para evitar abusos de posición dominante:

- ❖ En el caso argentino, el sistema de concesión previó la posibilidad de competencia por comparación entre las dos empresas.
- ❖ En el caso colombiano: i) el reglamento de la capitalización impuso límites al control de los inversionistas estratégicos en temas como fusiones, escisiones, emisión de acciones, contratación de deuda, entre otros. En este sentido, el Gobierno Nacional, conservó el poder de veto en caso de presentarse dichas conductas; y ii) en el caso de la oferta de acciones, la ley 226 estableció que el ofrecimiento de acciones al sector solidario se haría a un precio fijo determinado exclusivamente por una valoración. Para controlar el abuso de este derecho preferente de los solidarios, se limitó la negociabilidad de las acciones adquiridas hasta por un período de dos años, y se establecieron sanciones por las violaciones a esas limitaciones<sup>7</sup>.

## **1.3 EL IMPACTO DE LAS PRIVATIZACIONES**

Diversos son los impactos que sobre las empresas causa la vinculación de capital privado y, aunque no es objeto de este trabajo analizar detalladamente los cambios en cada una de ellas, es importante analizar el comportamiento de ciertos indicadores para la evaluación del desempeño de

las empresas privatizadas, cuyo resultado no es más que el producto de la gestión hecha por las empresas en términos de los insumos que poseen y de su poder de negociación. La presente subsección pretende examinar rápidamente la evolución de los siguientes:

### **1.3.1 PERDIDAS DE ENERGIA**

Existen dos tipos de pérdidas: i) las técnicas, asociadas entre otros factores a la sobre carga de los circuitos y al mal estado de las redes; y ii) las "negras" producto de fallas en la medición, facturación, conexión y cobranza. De acuerdo con indicadores internacionales, una empresa es eficiente si tiene menos de dos dígitos de pérdidas.

Con la transferencia de propiedad es de esperar una fuerte reducción en las pérdidas tanto técnicas como no técnicas. Así por ejemplo las pérdidas para la Empresa de Energía de Bogotá en el año 1996 (21%) equivalían a USD 218 millones, y para SEGBA en el año 1991 (30%) ascendían aproximadamente a USD 316 millones.

El descenso en esta variable ha implicado ganancias aproximadas para las empresas Argentinas de USD 258 millones y Colombianas de USD 136 millones a lo largo de los años privatizados. Este resultado de la gestión de las empresas puede ser explicado por las mayores inversiones en remodelación de redes y aumento en la capacidad de transformación, programas intensivos de normalización de usuarios, instalación de medidores y mejores prácticas de facturación, así como fuertes incentivos regulatorios introducidos en el diseño tarifario para que las pérdidas vayan disminuyendo anualmente.

Una evolución de las pérdidas para cada uno de los casos analizados durante los periodos de pre-privatización y post-privatización, así como de los clientes normalizados, se encuentra en el **Anexo No.2**. La gestión de las empresas Argentinas en este aspecto ha sido considerable, pues lograron hacer descender las pérdidas de un 26% en 1992 a menos del 10% para 1999. En el caso



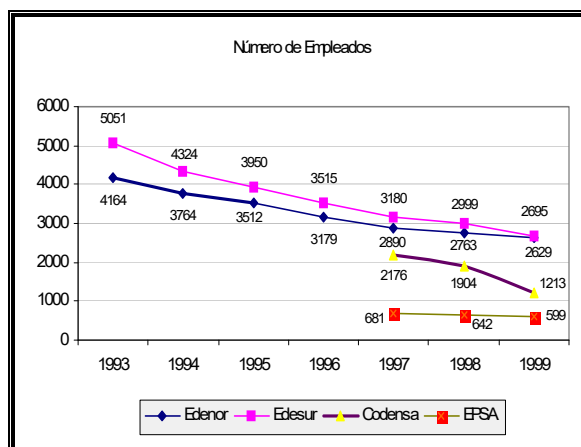
colombiano, éstas se han reducido en promedio en 3 puntos porcentuales anualmente, ubicándose en un 13% en 1999.

### 1.3.2 EMPLEO

El empleo es una de las variables más polémicas en términos de privatización. Se observa, como producto de estos procesos, una significativa reducción en la planta de personal, generalmente efectuada a través de planes de retiro voluntario y jubilaciones anticipadas, que son acompañadas de bonificaciones generosas para estimular la salida de los trabajadores de la empresa. De acuerdo con Hanke (1987), la privatización cambia la relación del gobierno y los políticos con la firma y despolitiza las decisiones económicas. Así, el recorte de la nómina aumenta la eficiencia de los trabajadores que permanecen en la empresa (usualmente favorecidos con una remuneración al desempeño) y permite que los retirados se empleen en otras firmas<sup>9</sup>.

**Cuadro No.1**

Para el caso de la planta de personal de las empresas de la muestra, en el Gráfico No.1 se observa que en el caso de Edenor, ha tenido una disminución del 37% desde 1992 hasta 1999, Edesur con el 47% y en los casos de Colombia Codensa con 44% y EPSA con 12%.



Fuente: Memorias y Balance de las Empresas Edenor -Edesur  
Revista Supercifras 1997 - 1999.

Frente a indicadores de densidad como GWh/Area atendida, Clientes/Area atendida; así como relaciones: clientes/km. línea; empleados/km. línea; empleados/clientes; GWh/empleados, consumo por usuario, su evolución podrá verse en el **Anexo No.3**. Los indicadores de densidad, han presentado una tendencia creciente, con excepción de las empresas colombianas para el año 1999,

donde la demanda cayó drásticamente debido a la fuerte desaceleración de la economía nacional. En cuanto al número de empleados por suscriptor, el indicador estándar internacional es de 3 trabajadores por 1000 usuarios y en los casos analizados dicha relación indica 2 trabajadores por cada 1000 usuarios, en promedio para las empresas.

### **1.3.3 CALIDAD**

En cuanto a los indicadores de calidad, en el **Anexo No.4** se presentan los más utilizados en comparaciones internacionales. En todos los casos, se observa un incremento en los mismos. El comportamiento pre-privatizador se referencia a datos de SEGBA (1991) y datos de las empresas colombianas en el año 1996.

## **1.4 CONFLICTOS**

El florecimiento de conflictos entre empresas privadas y el Estado Argentino/Colombiano, es el resultado de lo que en la literatura económica se conoce como problemas de captura, Vickers (1988). Este "oportunisto empresarial" se produce cuando en determinadas circunstancias, los empresarios privados logran condiciones más beneficiosas para sí mismos. Se ha recomendado contar con un adecuado marco regulatorio y de control<sup>10</sup> antes de involucrar la participación privada. La carencia del mismo, la inexistencia de organismos regulatorios independientes y la falta de experiencia del gobierno en introducir competencia, son entre otras, las causas más importantes para que las empresas se aprovechen del Estado en pro de sus propios intereses.

La experiencia Argentina y Colombiana en este aspecto ha consistido en el desarrollo regulatorio de forma simultánea con la transferencia de propiedad; Aunque más marcado en el caso colombiano, donde los diseños de las fórmulas tarifarias fueron establecidos después de la vinculación de los privados, originando la aparición de vacíos regulatorios que son aprovechados por las empresas para acomodar las normas a sus demandas. Esto se observa en el caso de las concesiones argentinas a través de las permanentes renegociaciones contractuales, explicado por la

rigidez que soportan los contratos de extensa duración frente a las cláusulas en temas de inversión como de calidad. Igualmente, elementos de riesgo introducidos durante el proceso de transición, donde los mercados no estaban totalmente formados, hizo que el Estado tuviera que entrar a garantizar - como en el caso de las concesiones - la demanda de energía a las centrales de Puerto Nuevo y Costanera, mediante los contratos cedidos a Edenor y Edesur por espacio de 9 años.

En el caso colombiano, el conflicto empresas - gobierno se evidencia con los continuos recursos de reposición interpuestos por las empresas distribuidoras, renegociando temas tarifarios principalmente.

Otro de los conflictos presentados, es el relacionado con la capitalización y específicamente con una sobrecapitalización<sup>11</sup> (que se obtiene cuando la diferencia entre el precio de la oferta es mayor que las obligaciones a cubrir), la cual puede generar en primer lugar un aumento en el poder accionario de los privados y como segundo, la posibilidad de una reducción en el capital.

Para evitar este tipo de comportamientos, en el primer caso, se debe controlar la propiedad accionaria en los negocios de la cadena eléctrica. En Colombia por ejemplo, una empresa dedicada al negocio de la distribución no puede ser propietaria de más del 25% del mercado regulado. Para el segundo problema, reducir la incertidumbre lo cual incrementa la eficiencia en la asignación y disminuye la probabilidad de captura<sup>12</sup>.

De otro lado, en Argentina, actualmente las empresas operadoras de ambos negocios están muy relacionadas, limitando la competencia por comparación, dado que están vinculadas a Endesa-España, tanto en forma directa, como a través de Enersis<sup>13</sup>. Lo anterior conlleva a como lo define la Ley 22.156 a que Endesa como concentración económica tenga una cuota del 46% del mercado relevante, infringiendo la Ley de Defensa de la Competencia que limita la participación de las empresas y las obliga a tener menos del 25% del mercado relevante.

## **II. ANALISIS REGULATORIO**

Las implicancias sobre la eficiencia dependen del grado de competencia y/o de la política regulatoria en el cual las firmas operan. Por ello, las normativas vigentes tanto en Argentina como en Colombia reglamentan los instrumentos para garantizar la competencia entre los agentes, evitar prácticas desleales o abusos de posición dominante en el mercado o frente a los usuarios. En cumplimiento con lo anterior, la industria fue desintegrada verticalmente en sus cuatro etapas: generación, transmisión, distribución y comercialización con estructuras claramente diferenciadas<sup>1</sup>; así como se crearon las condiciones para liberar el mercado hacia la libre competencia, donde ello es posible, o simularla en el caso de mercados monopólicos a través de la regulación.

En cuanto al funcionamiento de las empresas de distribución, la compra de energía por parte de los distribuidores se da a través de dos mecanismos de mercado: i) contratos de largo plazo usados para cubrir el riesgo de volatilidad en los precios, asegurar la oferta y calidad diferenciada de suministro; y ii) La Bolsa de Energía. En el caso argentino, es importante mencionar que dentro del contrato de la concesión se estipuló que las empresas debían continuar con los contratos a cargo SEGBA S.A. con las centrales de Puerto y Costanera, los cuales terminaron en abril del año 2000 y cuyos precios eran transferidos a los usuarios mediante el mecanismo de passthrough. En Colombia, las empresas deben suscribir contratos de energía de largo plazo para cubrir los siguientes porcentajes de demanda: 80% Julio/1995 - 30 Noviembre de 1996; 60% 1997-1998; 30% en 1999 y libre a partir del año 2000.

En aquellos mercados en los que la competencia todavía no es posible, como en el caso de la distribución, donde las características propias de las redes prescriben estructuras que pueden conducir a abusar de su posición dominante, la regulación está dirigida a permitir el acceso igualitario y la competencia efectiva a nuevos entrantes. En este sentido, las Leyes y Regulaciones de ambos países permiten simulan este espacio competitivo.<sup>2</sup> La competencia perfecta según (Urbiztondo, Auguste y Basañes, 1999) se dará cuando una red o redes cuente con el mayo

número de empresas conectadas y así un precio de acceso tendría que ser establecido en cada punto de la interconexión. Estos precios producto del libre mercado, permitirán compensar o cubrir el costo incremental de largo plazo del uso de la red para las firmas entrantes. A pesar que existen rigideces en el diseño de los marcos regulatorios y considerando las barreras tecnológicas intrínsecas del negocio, la normativa ha buscado acercarse a este mecanismo para asegurar que el dueño de la red la opere eficazmente y de otro lado que no se dupliquen los esfuerzos en inversión en infraestructura que generan mayores costos a los comercializadores y usuarios finales, así como se ponga en riesgo el suministro y la calidad del servicio<sup>3</sup>.

Existen tres puntos en común fundamentales en los marcos regulatorios de los países analizados: el primero de ellos, relacionado con la obligatoriedad de suministro y la existencia de requerimientos mínimos de calidad y regímenes de sanciones. El segundo, la búsqueda de eficiencia donde las normas establecidas incentivan a que las empresas optimicen su gestión a lo largo del periodo tarifario, minimizando los costos; y el tercero relacionado con la cobertura y expansión del servicio. La legislación reconoce que las inversiones en el sector son de larga maduración con lo cual la determinación de los cargos por uso de distribución considera desde el punto de vista de la teoría económica la inclusión de los componentes básicos de los costos del negocio: Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, depreciación del capital, y un retorno sobre el capital invertido asegurando la infraestructura necesaria para la prestación del servicio tanto de los actuales como potenciales usuarios. Otros puntos en común se relacionan a continuación: Prohibición de subsidios cruzados y de discriminación de precios; en la fijación de las tarifas se admiten subsidios explícitos para cubrir diferenciales de tarifas en algunos casos, el precio del servicio es exógeno a las empresas, los instrumentos que fijan las normativas, se basan en la fijación de una tarifa máxima y la determinación de una tasa de rentabilidad adecuada en el cálculo de las mismas.

## **2.1 ANALISIS COMPARATIVO SOBRE EL DISEÑO TARIFARIO**

### **2.1.1 LOS CARGOS POR DISTRIBUCION**

El término que representa la remuneración a la empresa por la actividad de distribución y comercialización de energía, definido por la regulación es el denominado **Valor Agregado de Distribución, - VAD** - Con este elemento la regulación busca que la tarifa refleje el costo de prestación del servicio, ya que contempla los costos de las inversiones necesarias para la expansión y reposición de redes, operación y mantenimiento de equipos e instalaciones dedicadas al servicio y atención comercial.

La metodología empleada para el cálculo de las tarifas de distribución en ambos países está dada vía control de precios, (Price Cap) cuyo uso tiene la ventaja de intenta prevenir que se cobre excesivamente a los usuarios por el servicio monopólico de la distribución, así como también permite incrementar los precios mediante el ajuste nominal de la tarifa (a través de un índice de precios), trasladar al usuario la mejora prevista de la productividad (vía disminución de precios y/o mejor calidad y servicio) puesto que da incentivos económicos a las distribuidoras para que se apropien del total de la disminución de los costos de distribución hasta el final de cada plazo tarifario. El Cuadro No.2 presenta un paralelo de los principales puntos para la fijación del Valor Agregado de Distribución.

### **2.1.2 TARIFAS A USUARIOS FINALES**

Las tarifas cobradas a los usuarios regulados en Colombia y Argentina tienen una vigencia de 5 años (recordar que para Argentina el primer periodo tarifario es de 10 años) y expresan el costo unitario (\$/kWh) de la energía vendida a un nivel de tensión determinado. En ambos casos las tarifas son el producto de los costos representativos de cada actividad dentro de la cadena y los cuales son trasladados a través del mecanismo de pass-through. El cuadro No. 3 presenta una comparación del diseño tarifario y el ajuste aplicado en los países analizados.

**Cuadro No.2**

<b>ARGENTINA</b>	<b>COLOMBIA</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>❖ Para su calculo se utilizó el método incremental promedio de las redes, a partir de un plan de expansión de inversiones de costo mínimo, necesario para satisfacer el crecimiento esperado de la demanda en un periodo de 10 años.</li> <li>❖ La remuneración de las distribuidoras se fija por nivel de tensión y usuario servido cada 5 años (aunque el primer periodo tarifario es de 10 años).</li> <li>❖ La fórmula de price cap contiene: <u>RPI-X+Y</u><ul style="list-style-type: none"><li>• <b>RPI</b> es una mezcla de precios mayoristas y minoristas de USA.<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>X</b> es el factor de eficiencia que se traslada a las tarifas.</li></ul></li><li>• <b>Y</b> es el costo de energía y potencia en el mercado mayorista más el costo de transporte hasta el nodo del distribuidor.</li></ul></li> <li>❖ Los activos valorados a precio de reposición, permiten una tasa de retorno entre el 13% y 17%.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>❖ El cálculo del costo, se basa en el inventario detallado de las redes y equipos asociados con estas actividades. Busca compensar a su propietario por el uso, la administración, operación y mantenimiento de los activos, desde la salida del Sistema de Transmisión Nacional hasta el punto de entrega al usuario.</li> <li>❖ Este cargo tiene una expresión monómica fijándose un precio máximo por Kwh en cada nivel de tensión, por un periodo de 5 años.</li> <li>❖ La fórmula de price cap contiene: <u>RPI-X</u><ul style="list-style-type: none"><li>• <b>RPI</b> fijado por el índice de precios al productor.</li><li>• <b>X</b> factor de eficiencia que se traslada a las tarifas, que introduce incrementos en la productividad de las empresas de 1% y disminución de las pérdidas de 1%.</li></ul></li> <li>❖ Los precios fijados en el año base son producto de una combinación de la regulación por tasa de retorno (los activos valorados a precios de reposición permiten una tasa de retorno de 9%) y la regulación por incentivos: límites y recuperación de las pérdidas y factores anuales para forzar la eficiencia productiva.</li></ul>

Fuente:  
ENRE, Contratos de Concesión, Resoluciones CREG.

**Cuadro No.3**

<b>ARGENTINA</b>	<b>COLOMBIA</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>❖ Los componentes generales de las tarifas son los siguientes:<ul style="list-style-type: none"><li>• Costos de compra de energía: Precios de potencia y Energía en el MEM (bolsa y contratos). Busca, fomentar el uso racional de energía y proteger a las distribuidoras de la volatilidad en los precios de la bolsa de energía</li><li>• Costos de distribución.</li></ul></li><li>❖ El diseño tarifario consiste en la combinación entre tarifas por dos partes (un componente fijo y otro variable), y tarifas en bloque (el precio se fija dependiendo del rango de consumo al cual pertenece). Ver Anexo 5 para mayor detalle.</li><li>❖ <b>El cargo fijo:</b> determinado por: i) el <u>precio de potencia</u> ponderado por coeficientes que reflejan la reducción de precios mayoristas y la incidencia del precio de potencia en el cargo fijo de los usuarios; y ii) el <u>Costo de distribución</u> por modalidad de consumo.</li><li>❖ <b>El cargo variable:</b> A) el precio de la energía en cada rango horario (horas de punta, valle y restante) ponderado por: la participación del consumo de los usuarios en cada franja horaria, un factor de reducción del precio mayorista al nivel de tensión y un coeficiente que refleja la incidencia en el cargo variable; y B) el costo de distribución.</li><li>❖ <b>El ajuste:</b> las tarifas se actualizan con las variaciones en los costos de compra, (precios de potencia y energía en el MEM), y transporte de alta tensión de la energía. Dichos precios se modifican trimestralmente con cada reprogramación estacional. Los costos de distribución se ajustan semestralmente por la variación en los Índices de precios mayoristas y minoristas de los Estados Unidos.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>❖ Las tarifas son la suma de cinco componentes de costos de cada una de las actividades de la cadena eléctrica: (solo contempla cargos variables).<ul style="list-style-type: none"><li>• Generación: compras de energía;</li><li>• Transmisión: costo promedio por uso del Sistema de Transmisión Nacional;</li><li>• Costos Adicionales: costo de los servicios de regulación y control realizados por la CREG y Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD-, pago de restricciones, remuneración del Centro Nacional de Despacho CND, y del administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - SIC);</li><li>• Distribución: VAD</li><li>• Comercialización: asociados a la atención de los usuarios regulados.</li></ul></li><li>❖ Los primeros tres componentes de costos son elementos "pass-through" y los dos últimos elementos permiten a los comercializadores/distribuidores cubrir sus costos y obtener un adecuado retorno económico a sus inversiones.</li><li>❖ El costo de las compras de energía se calcula como un promedio ponderado de las compras dirigidas a los usuarios regulados en los últimos doce meses y las compras totales en el MEM en el mismo período.</li><li>❖ Las pérdidas reconocidas dependen del nivel de tensión, y están definidas para 5 años.</li><li>❖ Los costos de comercialización, están basados en un esquema de regulación por comparación que incentiva la eficiencia de las empresas. Se establece sobre el Costo de Comercialización, un margen del 15% que cubre los riesgos de la actividad de Comercialización y el retorno del capital comprometido.</li></ul>

Fuente: ENRE y CREG.



## **2.3 SOBRE LA COMPETENCIA**

Dentro de los sistemas analizados un pilar fundamental de la reestructuración es el criterio de competencia como motor de desarrollo de la industria eléctrica, y prueba de ello, es el establecimiento de las siguientes disposiciones: i) desintegración vertical de las empresas; ii) la libertad de entrada de nuevos agentes en el negocio eléctrico; iii) el libre acceso a las redes de transmisión y distribución; iv) la libertad de las empresas comercializadoras (Colombia) y de los usuarios no regulados de escoger libremente el suministrador de la energía.

La competencia en el mercado mayorista se ha visto incrementada (con incidencia directa sobre las empresas distribuidoras-comercializadoras y los usuarios, debido a las disminuciones en los precios en el MEM) con las reglamentaciones que establecen los límites para que un usuario pueda contratar en el mercado mayorista. Estos límites han ido reduciéndose desde la expedición de las leyes que reglamentan al Mercado Mayorista de Energía. En el caso colombiano, estos se ubican en 0.5 MW de potencia o 250 Mwh de consumo de energía mensual. En el caso argentino, los grandes usuarios la legislación reconoce a tres tipos de grandes usuarios: Grandes Usuarios Mayores (GUMA) con potencia mayor de 1 MW; Grandes Usuarios Menores (GUME) consumo igual o mayor a 0,1 Mw pero menos que 2 MW; y Los GUPAS, Grandes Usuarios Particulares, con consumo son iguales o mayor a 50 Kw pero menos de 100 KW. De esta manera, se separa totalmente la etapa de la comercialización de la de distribución aunque las empresas Edenor y Edesur estén verticalmente integradas.

Igualmente, para promover los beneficios de la competencia en este segmento de la industria, es necesario el libre acceso de los agentes a las redes de transmisión<sup>4</sup>, como lo contemplan las regulaciones estipuladas por los entes reguladores de ambos países. En este sentido, el acceso a la red en Argentina está sujeto a la capacidad remanente del dueño de la línea, lo cual claramente puede acarrear problemas de abuso de posición dominante. En Colombia, el mercado de redes es desafiante, dado que no existe exclusividad en un área determinada, ni

obligatoriedad de cobertura geográfica. Lo cual conlleva a que las empresas compitan libremente (con un costo menor) por la extensión geográfica de la red.

Otro punto a destacar dentro de los esquemas regulatorios, en el ámbito de la competencia, son los límites a la propiedad accionaria, introducidos en la parte final del apartado de las Privatizaciones. En ambos países las empresas no podrán tener más del 25% del mercado relevante y para ello se tiene en cuenta el porcentaje de participación propio y la participación que tenga en la respectiva actividad en las sociedades que formen parte del mismo grupo empresarial.

## **2.4 FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LOS MARCOS REGULATORIOS.**

Esta última subsección, está dedicada a analizar las fortalezas y debilidades de los marcos regulatorios a la luz de lo analizado en páginas anteriores así como las expuestas en los análisis efectuados sobre especialistas en la materia. Ante todo, es importante reconocer los esfuerzos regulatorios realizados por las entidades competentes que han estado dirigidos a procurar la mayor transparencia de precios entre los diferentes segmentos de la cadena eléctrica, buscando que cada agente afronte el costo del recurso que utiliza y el servicio que recibe, libre acceso a las redes de transmisión y distribución a cambio de derechos de conexión y cargos por uso; y libertad de las empresas comercializadoras y de los usuarios no regulados de escoger en forma independiente el suministrador de la energía.

En el caso colombiano, en cuanto a los cargos por distribución, el reconocer un parámetro fijo para todas las distribuidoras en los costos de AOM para cada nivel de tensión, tiene la ventaja de reducir los riesgos de información asimétrica y de ser un fuerte incentivo para la reducción de costos. Igualmente, los regímenes de incentivos a la disminución de pérdidas como el 1% de ganancia en eficiencia, son una señal fuerte para el cambio de la gestión de las empresas.

Dentro de las desventajas del esquema regulatorio para la distribución se tienen: i) las expresiones monómicas inhiben la señal económica para optimizar el recurso de los bienes (CIER, 1999); ii) el periodo de concertación entre la CREG y las empresas para determinar los costos unitarios máximos las empresas, dadas las asimetrías de información existentes, puede ocasionar claros problemas de captura; iii) la adopción de un indicador de productividad general que no considera las diferencias entre empresas, y por lo tanto no premia a las más eficientes ni penaliza a las ineficientes; y iv) la ausencia de incentivos al uso racional y eficiente de energía.

Una de las principales críticas hechas al marco regulatorio argentino, se refiere al mecanismo con el cual se liquida las compras de energía que es el precio estacional el cual no brinda señales apropiadas para el consumidor FIEL, 1999. Además estas señales son trasladadas a través de la cadena, llegando a los usuarios que son los que soportan parte de los excesos en los costos. Otra de las críticas importantes, es la efectuada por algunos investigadores de FIEL (1999), quienes argumentan que dicho valor para las empresas de concesión en Argentina es bastante alto si se compara con otros países de Latinoamérica. A su vez, CIER (1999), afirma que en realidad no es tan alto y que son los otros marcos regulatorios, en este caso el colombiano, el que presenta problemas en su diseño, referidos a los valores fijos que toma para los gastos de AOM y la tasa de rentabilidad aprobada. La Tabla No.3. muestra los resultados encontrados por el CIER.

**Tabla No.3**  
**Gastos de AOM, - Valor Agregado Distribución y Tasa de Rentabilidad Aprobada**

<b>Nivel de Tensión</b>	<b>Colombia</b>	<b>Argentina</b>	<b>Concepto</b>	<b>Argentina</b>	<b>Colombia</b>
<b>IV</b>	1.6%	1.3 - 4.5 %	<b>VAD (USD/Mwh)</b>	33.6	27.3
<b>III</b>	1.6%	4.5 - 7 %	<b>Tasa Rentabilidad</b>	13,9 - 17,2%	9%
<b>II</b>	3.2%	3.8 - 7 %			
<b>I</b>	2.5%	8 - 12.9 %			

Fuente: CIER

### **III. EVIDENCIA EMPIRICA**

Este capítulo tiene como objetivo revisar el concepto de eficiencia técnica en el contexto de la teoría de la producción. Así mismo, se introduce la noción de frontera de producción a partir del cual las medidas de eficiencia son establecidas. Las principales medidas de eficiencia técnica son presentadas en la sección 4.3, haciendo énfasis en la técnica de frontera estocástica, metodología utilizada en este trabajo para la estimación de la eficiencia.

#### **3.1 LA FUNCION DE FRONTERA DE PRODUCCION**

Como la teoría económica indica, Varian (1994) una función de producción expresa el máximo producto a ser obtenido por una firma, dada una determinada combinación de factores, lo cual puede ser denotado como:  $Y = f(X)$ , donde  $Y$  es el producto y  $X$  es el vector de insumos. De igual forma dicha definición puede ser extendida a la industria<sup>1</sup> denominándose función o frontera de producción de la industria.

La tecnología de producción define el conjunto de posibilidades de producción como la relación entre insumos y productos (Färe, 1994). Es a través de la tecnología que los productores determinan la combinación de insumos que puede ser usada para obtener un cierto nivel de producto. Así dado un nivel de tecnología, una Función de Producción de Frontera define en tanto subconjuntos de posibilidades de producción conformándose una envolvente que las contiene. Así, uno que se encuentra sobre la frontera es considerado eficiente y aquellos por fuera de ella ineficientes.

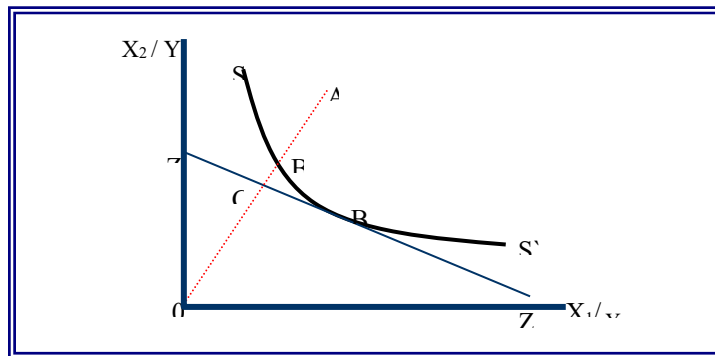
Para el caso de las estimaciones de frontera, como la que se aplica en el presente trabajo, la frontera de producción estimada, (Forsund y Hjalmarsson, 1980) representa la combinación de posibilidades de producción de aquellas unidades técnicamente eficientes en relación con otras observadas que no lo son, formando una envolvente compuesta por las unidades de la muestra.

### 3.2 EL CONCEPTO DE EFICIENCIA

Los diversos conceptos de eficiencia tienen en común la relación entre los insumos empleados y el (los) producto (s) obtenido. Así una conducta se considera eficiente técnicamente si alcanza el máximo producto con la misma cantidad de insumos, o, emplee la menor cantidad de insumos para obtener una cantidad de producto determinado.

La eficiencia técnica se ve de forma más clara en el Gráfico 2 bajo un enfoque de orientación de insumos. Partiendo del supuesto que una función de producción homogénea puede expresarse como  $1 = f[(K,L) / Y^*]$  y representarse como una isocuanta como  $Y^*$ , cuyos ejes representan a los insumos empleados, una firma que usa una combinación de insumos, definida por el punto A, para producir una unidad de producto, dicha empresa podría estar produciendo la misma cantidad de producto con una cantidad de factores (por unidad de producto) menor. El punto técnico de eficiencia de la firma se encuentra en el punto B – sobre la isocuanta  $SS'$  -, y así su ineficiencia técnica está dada por la distancia que existe entre el punto A y el B<sup>1</sup> y cuya medida específica de ineficiencia técnica está dada por:  $ET=OB/OA$  de tal forma que siempre estará en el intervalo  $[0,1]$ , donde 1 indica que la firma es eficiente. Este concepto está basado en el trabajo de Farrell 1957, quien es pionero en las técnicas de medición de la eficiencia.

**GRAFICO N°.2**



Existen varias razones por las cuales una firma (o varias firmas de una industria) no se encuentra sobre la frontera de eficiencia: 1) la existencia de shocks aleatorios en el proceso de producción<sup>3</sup>; 2) diferencias en el uso de los insumos, existen firmas que están en mejor posición para reemplazar viejos equipos, para diversificar la mano de obra y establecer estrategias de productividad laboral, lo que se ve reflejado en mejoras en eficiencia.

### **3.3 MÉTODOS PARA LA ESTIMACION DE EFICIENCIA**

Los métodos pueden dividirse en Métodos de No Frontera y Métodos de Frontera, estos últimos divididos en paramétricos y no paramétricos han sido foco de estudio permanente en las últimas 3 décadas. Las técnicas paramétricas, parten de la definición de una forma funcional, derivadas de las características tecnológicas del proceso de producción, y con base en ellas tratan de estimar sus parámetros a partir de una muestra. Frente a estas técnicas, las no paramétricas no requieren especificar una forma funcional determinada, sino que es suficiente con definir ciertas propiedades formales que deben satisfacer los puntos del conjunto de producción. En este caso, los datos son envueltos por una frontera determinada, pudiéndose determinar si cada punto observado pertenece o no a la frontera. Métodos que pertenecen a esta son el DEA (Data Envelopment Analysis), y el FDH (Free Disposal Hull)<sup>4</sup>.

En cuanto a las técnicas paramétricas estas pueden dividirse en determinísticas y estocásticas. Las primeras atribuyen a la ineficiencia cualquier desviación de la frontera cualquiera que sea su origen y las estocásticas, que tratan de distinguir entre los efectos de las perturbaciones aleatorias y los propios de ineficiencia.

#### **3.3.1 FRONTERAS ESTOCASTICAS**

La frontera estocástica de producción<sup>5</sup> se fundamenta en el posible doble origen de las desviaciones de la frontera de producción: ineficiencia y factores que están por fuera del control de las organizaciones y los cuales hacen parte del término de error.

La especificación original para la función de producción en un análisis de corte transversal, el modelo puede expresarse de la siguiente forma<sup>6</sup>:

$$Y_i = x_i\beta + (V_i - U_i) \quad ,i=1,\dots,N.$$

Donde  $Y_i$  es el producto (o el logaritmo del producto) para la firma  $i$ -ésima;  
 $X_i$  es un vector  $k \times 1$  de cantidades de insumos para la firma  $i$   
 $\beta$  son los parámetros a estimar;

Los  $V_i$  son variables aleatorias las cuales son asumidas a ser iid.  $N(0, \sigma^2)$ , e independientes de  $U_i$  las cuales son variables aleatorias no negativas las cuales se asumen que reflejan la ineficiencia técnica en la producción.

Considerando que en la mayoría de los casos se estima por máxima verosimilitud, es necesario hacer supuestos sobre la distribución del término de ineficiencia  $U_i$  las más utilizadas en los estudios empíricos incluyen desde la más general de las distribuciones que es la normal truncada, pasando por la media normal, exponencial o gamma. Igualmente, dentro de la literatura econométrica las formas funcionales más frecuentes para estimar la frontera y la eficiencia son la Cobb Douglas y la translogarítmica.

La metodología de frontera estocástica ha sido utilizada en un vasto número de aplicaciones empíricas y en caso de la distribución eléctrica se mencionan entre otros los trabajos de Neuberger 1977, Weyman -Jones, 1991, Scarsi 1999 y Rodríguez y Rossi, 2000.

En cuanto a la metodología, se empleó el programa Frontier (versión 4.1) el cual funciona con máxima verosimilitud. Con relación a la distribución de  $U_i$  se supuso media normal. Para testear lo anterior:  $H_0: \mu = 0$  y  $H_1: \mu > 0$  (se supone una normal truncada: Se trunca en cero una normal con media  $\mu$  y varianza  $\sigma^2$ ).

Para el término de ineficiencia (y su posterior verificación) se utilizó la parametrización formulada por Battese y Corra (1977) quienes reemplazan  $\sigma_v^2$  y  $\sigma_u^2$  por:  $\sigma^2 = \sigma_v^2 + \sigma_u^2$  quedando la parametrización:  $\gamma = \sigma_u^2 / (\sigma_v^2 + \sigma_u^2)$ . El parámetro,  $\gamma$ , se encuentra entre 0 y 1. Lo cual permite testear entonces:  $H_0: \gamma = 0$  y  $H_1: \gamma > 0$ . Si no se rechaza la hipótesis nula, indicaría que  $\sigma_u^2 = 0$  y por tanto que este parámetro puede ser removido del modelo y por tanto no existiría ineficiencia técnica.

Es relevante anotar que en cada uno de los casos de prueba de hipótesis, se utilizó el test de razón de verosimilitud, el modelo se corrió bajo la hipótesis nula (modelo restringido) y la alternativa (irrestringido).  $LR = -2 (LR - LU)$ . (Se distribuye chi-cuadrado).

La ventaja esencial de este tipo de técnicas es que si la forma funcional está bien definida, existen mayores garantías de que lo que se identifique como ineficiencia, realmente lo sea, y por lo tanto no se atribuya a ineficiencias, desviaciones derivadas de otro tipo de sesgos de carácter aleatorio.



## **IV. EVIDENCIA EMPIRICA**

Este capítulo muestra los resultados de las ganancias en eficiencia técnica generados con la privatización y los esquemas regulatorios que rigen a las empresas objeto de estudio. Para ello, se muestran los resultados derivados de la aplicación del Modelo de Mínimos Cuadrados (para las empresas Argentinas) y de Métodos de Frontera (para los casos Argentino y Colombiano) que permiten tener medidas individuales de eficiencia.

Para que las estimaciones se queden en el ámbito de lo productivo, sin entrar en consideraciones de precios de los factores o del producto, las variables a utilizar en el análisis están medidas en unidades físicas, con lo cual el estudio se centra en el lado de las cantidades y no de los precios.

Respecto a las características productivas del sector, existe un amplio consenso a cerca de cuáles son tanto el producto como los factores productivos más relevantes (Neuberg, Jones, Scarsi). Siguiendo esta línea de investigación, en este trabajo, se considera la energía facturada total (en Gwh) el producto, y las líneas de distribución (Nº de Kms de líneas de distribución), la capacidad de transformación (medida en megavoltamperios, mva) y el empleo (Nº de trabajadores) como los insumos imprescindibles. Adicionalmente, para tener en cuenta la naturaleza de las áreas servidas por las empresas se incorporaron variables de control como lo son: la densidad de los usuarios a través de la región atendida, la potencia (demanda máxima), que determina la capacidad total del sistema y el tipo de producción si es público o privado.

### **4.1 ESTIMACION DE LA FUNCION DE PRODUCCION INDIVIDUAL**

Considerando que para la estimación por mínimos cuadrados es necesario contar con una muestra lo suficientemente grande para no perder grados de libertad y poder hacer inferencia estadística sobre los datos, la estimación se hará solamente para Edenor y Edesur, antes Segba, contando con una serie anual de 36 observaciones (1963 - 1999).

Para la estimación se empleó una función Cobb-Douglas expresada de la siguiente forma:

$$\ln(\text{Gwh}_t) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Emp}_t) + \beta_2 \ln(\text{Mva}_t) + \beta_3 \ln(\text{Kms}_t) + \beta_4 \ln(\text{Pot}_t) + \text{DPrivat} + e_t$$

**Gwh:** Total de Energía facturada

**Emp:** No. De empleados

**Insumos de capital:**

**MVA:** Capacidad de transformación

**Kms:** Kilómetros de líneas de distribución

**Variables de control:**

**Pot:** Potencia medida en Mega-Vatios

**Dpriv:** Dummy de Privatización (1 a partir de 1992).

Para garantizar que el error se distribuye como ruido blanco se utilizó la metodología de lo general a lo particular llegando a la siguiente especificación:

$$\ln(\text{Gwh}_t) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{GwhC}_1) + \beta_2 \ln(\text{Emp}_t) + \beta_3 \ln(\text{Kms}_t) + \beta_4 \ln(\text{Pot}_t) + \text{DPrivat} + \text{Dum89} + e_t$$

Los resultados de la regresión se muestran a continuación:

**Tabla No. 5**

Variable	Coefficiente	Std. Error	T-Value
Constante	0.18982	0.066447	2.857
LGwh_1	0.37944	0.13225	2.869
Lemp	-0.14904	0.062392	-2.389
LKms	0.26331	0.093064	2.829
Lpot	0.19494	0.056357	3.459
Dpriv	0.0058018	0.0013715	4.230
Dum89	-0.0061057	0.0019404	-3.147
R <sup>2</sup> = 0.984326			
DW = 1.77			

Como se puede observar todos los coeficientes son significativos, con t-estadísticos mayores que dos. Para ver la salida completa de la regresión Ver **Anexo No. 6**. Igualmente, la bondad del ajuste (R<sup>2</sup>) es bastante alta, con lo cual el 98% de la variable dependiente está siendo explicada por las independientes. Al analizar el efecto individual se tiene que:

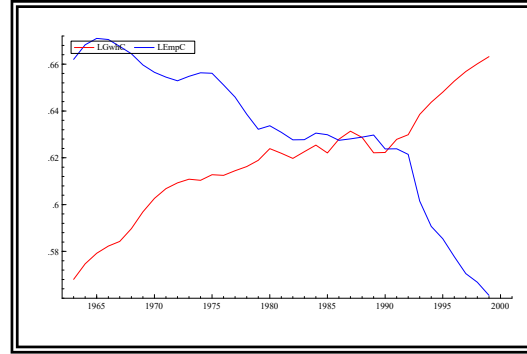
El coeficiente de la constante resultó siendo significativo lo cual implica que hubo un cambio tecnológico positivo y significativo. Es importante mencionar que se probó este modelo incluyendo una variable de tendencia la cual no fue significativa.

De igual forma, la elasticidad de la energía facturada en el periodo anterior es positiva e igual a 0.37, es decir que un aumento del 1% en la energía del periodo anterior tiene un efecto positivo sobre las ventas actuales de 0.37%. Esto indica que existen rezagos en el ajuste de esta variable, explicado por: el tiempo de facturación, la factura es emitida cada dos meses, con lo cual dentro de 1 año se está facturando lo producido durante 10 meses. Adicionalmente, rezagos en el pago de los usuarios en el periodo  $t-1$  y la estrategia de recuperación por parte de la empresa en el periodo  $t$  inciden sobre dicha variable.

En relación con el empleo, se observa que la elasticidad de esta variable es negativa. A pesar que aunque en una primera instancia se espera que esta fuera positiva, la justificación para este comportamiento radica en que el efecto del sobre-empleo previo a la privatización fue tan grande que ha hecho que las empresas privatizadas aún se estén ajustando para lograr la relación capital-trabajo óptima. Es importante mencionar que para estudiar el comportamiento de dicha variable antes de la privatización (1963-1991) y posterior a ella (1992 - 1999), y ante la imposibilidad de partir la regresión en estos dos grupos, se analizó si el coeficiente del empleo variaba en la medida que se introdujeran los datos de la variable año por año a partir del momento de la transferencia de propiedad. Los resultados corroboran el ajuste efectuado por los privados para modificar la relación capital-trabajo existente antes de la transferencia. Se observa, aunque siempre negativo, una disminución en el coeficiente de este insumo año por año lo cual es un indicador de mejoramiento de la incidencia del trabajo en el producto. El resultado de la estimación, como la gráfica del comportamiento de esta variable con relación a la energía facturada se puede ver en el cuadro No.4.

**Cuadro No.4**

Año	Valor coeficiente
1991	<b>-0.2035</b>
1992	<b>-0.2030</b>
1993	<b>-0.1781</b>
1994	<b>-0.1684</b>
1995	<b>-0.17986</b>
1996	<b>-0.1752</b>
1997	<b>-0.1645</b>
1998	<b>-0.1543</b>
1999	<b>-0.1490</b>



~~1. Frente al coeficiente de los kilómetros de líneas de distribución, su resultado es el esperado~~

pues dio positivo y significativo. El contar con amplia capacidad de transporte de distribución, le permite a la empresa llevar energía a los usuarios con mayor confiabilidad y atender a un porcentaje creciente de clientes. Un aumento del 10% en los kilómetros de redes que posea la empresa tiene un efecto del 29% sobre el producto. La capacidad total del sistema (Potencia), igualmente es positiva y significativa; un aumento en esta variable del 10% tiene una incidencia del 19% sobre el producto.

Del mismo modo, fue incluida una variable dummy mediante la cual se pretendía ver si la transferencia de propiedad tiene alguna incidencia sobre el producto, ceros en los años previos a 1992 y unos en los años posteriores a este. La variable resultó positiva y altamente significativa, comprobando que el cambio en la propiedad de las empresas tuvo alta incidencia sobre el nivel de producto.

La variable Dummy 1989 fue introducida posterior a la formulación inicial del modelo dado que se encontró un outlier en este año y el cual resultó ser significativo y negativo. Dicha variable recoge el efecto macroeconómico de la hiperinflación que causó efectos negativos sobre la economía Argentina en general.

## **4.2 FRONTERAS ESTOCASTICAS**

Como se dijo en el capítulo anterior, el objetivo de utilizar esta metodología es tener un indicador de eficiencia técnica para las empresas objeto de estudio y para ello, se estima una frontera de producción para la industria de distribución que no solamente permite obtener una medida de eficiencia para Edenor, Edesur, Codensa y Epsa, sino que permite compararlas con los niveles de eficiencia técnica alcanzados por las otras empresas del sector en cada uno de los países, teniendo en cuenta el contexto regulatorio en el cual ellas operan y el cambio en la propiedad.

#### **4.2.1 LOS DATOS**

La función de producción de Frontera para el sector de distribución eléctrica se estima para cada uno de los países considerando que ambos países poseen diferente régimen regulatorio, las estructuras técnicas empresariales entre los países son disímiles como se presentó en los primeros capítulos.

El análisis para el sector de distribución argentino se realiza con 23 empresas<sup>1</sup> para los años 1997 y 1999 (datos en corte transversal). Para el caso colombiano, la estimación se realiza con 20 empresas para los años 1996 y 1999. En ambos casos la forma funcional planteada es una Cobb-Douglas. En el anexo No.11 se presentan los datos para las empresas.

#### **4.2.2 SECTOR DE DISTRIBUCION ARGENTINO**

El modelo inicial a estimar para la función de frontera de producción para las empresas de distribución argentinas es el siguiente:

$$(1) \ln(Gwh_i) = \beta_0 + \beta_1 \ln(Empleo_i) + \beta_2 \ln(MVa_i) + \beta_3 \ln(Km_i) + \beta_4 \ln(Pot_i) + \beta_5 \ln(Area_i) + \beta_6 DumPriv + (V_i - U_i), i=1,..23$$

Antes de describir la forma como se realizó la estimación, es importante mencionar que la variable Area no fue significativa en ninguno de los dos casos. En el caso de la variable dummy de

privatización, esta fue significativa para el año de 1999, no siendo así para el año 1997. De esta manera, las variables para estimar la frontera de producción en 1997 el empleo, la capacidad de transformación (Mva), los kilómetros de línea de distribución (Km), y la capacidad del sistema (Pot), para 1999 son estas mismas variables, incluyendo la dummy.

Como primer paso para la estimación, se procedió a probar la distribución de la ineficiencia, el valor estimado de los  $\mu$  para 1997 fue de  $=0.006$  y en el año de 1999 fue de  $0.01$ . Así, mismo el Loglikelihood del modelo no restringido ( $H_1: \mu > 0$ ) no es significativamente diferente al del modelo restringido, con lo cual no se rechaza la hipótesis nula y el modelo se estima suponiendo una distribución media normal, es decir  $\mu = 0$ .

Para testear la hipótesis nula que no existen efectos de ineficiencia ( $H_0: \gamma = 0$ ), el test dio más grande que el valor crítico, con lo cual se rechaza la hipótesis nula. Adicionalmente, el valor de  $\gamma$  por máxima verosimilitud es de  $0.99$  en el año 1997 con un error estándar de  $0.006$  y  $0.95$  en el año 1999, con un error estándar de  $0.00304$ . Los resultados de la función de frontera estimada para 1997 son los siguientes:

**Tabla No. 6**

<b>VARIABLE</b>	<b>Coefficiente</b>	<b>Std-Err.</b>	<b>t-stat</b>
Constante	1.298	0.972	1.336
Lempleo	0.09	0.090	1.977
LKms	0.559	0.214	2.607
LMVA	0.357	0.159	2.241
Lpot	0.702	0.155	4.513
Log likelihood:	87.7		

Las estimaciones sobre los coeficientes indican que las inversiones en Kilómetros de líneas de distribución tienen una alta incidencia dentro del producto, seguido por la capacidad de transformación y finalmente por el trabajo.

En cuanto a los retornos de escala (RE), estos son usualmente calculados a partir de la suma de los coeficientes de insumos así: **RE =  $\beta_1 + \beta_2 + \beta_3 = 1,006$** . Con lo cual se prueba que el

supuesto sobre la forma funcional de la frontera fue el correcto. Los resultados de la función de frontera de producción estimada para 1999 son los siguientes:

**Tabla No. 7**

<b>Variable</b>	<b>Coefficiente</b>	<b>Std. Err</b>	<b>T-Stat</b>
Constante	2.574	0.081	3.142
Lempleo	0.2248	0.07113	3.161
Lmva	0.3137	0.1120	2.801
LKmsMB	0.3125	0.1621	1.928
Lpot	0.6836	0.09190	4.439
Dummy priv	0.1830	0.1002	1.826
Log likelihood:	94.2		

Para el año de 1999, las estimaciones por ML (máxima verosimilitud), arrojaron coeficientes de elasticidad positivos y significativos. Se destaca el cambio en la incidencia de los insumos sobre el producto. Esto se presenta especialmente para la variable trabajo (la cual es la más sensible de los factores utilizados para la estimación) mientras que para el año 1997 un aumento del 10% incrementaba el producto en 9%, en 1999 un aumento en el mismo porcentaje eleva el producto en 22%. Esta situación es producto de la reducción en el número de empleados de la mayor parte de las empresas de distribución, indicando que existía una situación de sobre-empleo, de manera que con el número actual de trabajadores por un lado hay incrementos en la productividad y de otro se acerca al nivel de eficiencia.

Así mismo, las variables de control incluidas: la dummy y la potencia, igualmente son significativas. De especial atención es la variable dummy de privatización, la cual muestra que el cambio en la propiedad tiene un efecto positivo sobre el producto. De otro lado, la constante (que refleja el cambio tecnológico) es significativa y de alta incidencia sobre el producto. Esta situación es verificada con el hecho que gran parte de las unidades han disminuido el número de trabajadores y como contra peso han incrementado las inversiones en capital. Esta sustitución en la relación capital trabajo es producto de la reforma regulatoria que rige a las empresas del sector.

Para corroborar lo anterior, se presentan en el **Anexo No.7** gráficas que muestran comparativamente la evolución de las variables empleo y kilómetros de líneas. De las 23 empresas utilizadas para la estimación de la frontera 2 de ellas, EDET y DPEC presentan disminuciones en la relación capital-trabajo (para los dos insumos de capital: Kms. de líneas, y capacidad de transformación, comparando los años 1997 y 1999) y 4 de ellas presentan reducción en esta misma relación con solo 1 de los insumos, estas son: Edelap, Edelar, Edea y Edeersa.

Los resultados obtenidos de la medición de la eficiencia se presentan en la Tabla No 8. En dicha figura, las compañías son organizadas en orden a su valor de eficiencia, con el fin de ver si existen cambios en la posición durante el periodo de estudio.

**Tabla No.8**

<b>Empresa</b>	<b>1997</b>	<b>1999</b>
E D E N O R	0,96	0,97
E d e s a l	0,95	0,9
E D E S U R	0,92	0,94
E P E S F (p)	0,9	0,92
E d e m s a (p)	0,88	0,89
A p e l p (p)	0,85	0,86
E d e r s a (p)	0,84	0,87
E d e s a	0,81	0,83
E d e s e	0,76	0,74
S e c h e e p	0,76	0,70
E D E L A P	0,75	0,8
E D E A	0,75	0,72
E J E S A	0,75	0,85
E d e t	0,73	0,7
E d e l a r	0,72	0,73
E S J S . A	0,72	0,82
E P E C (p)	0,69	0,7
E d e e r s a	0,63	0,65
E d e c a t	0,62	0,52
D P E C	0,62	0,63
E M S A (p)	0,65	0,59
E p e n (p)	0,54	0,6
E D E F O R	0,53	0,68
E f i c M e d i a	0,75	0,76

**(p) Público**

#### **4.2.3 SECTOR DE DISTRIBUCION COLOMBIANO**



El modelo inicial a estimar para la función de frontera de producción para las empresas de distribución colombianas es el siguiente:

$$(2) \ln(\text{Gwh}_i) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Empleo}_i) + \beta_2 \ln(\text{Mva}_i) + \beta_3 \ln(\text{Km}_i) + \beta_4 \ln(\text{Pot}_i) + \beta_5 \ln(\text{densidad}_i) + \beta_6 \text{DumPriv} + (V_i - U_i), i=1, \dots, 23$$

Antes de describir la forma como se realizó la estimación, es importante mencionar que la variable densidad fue significativa tan solamente para el año 1996. En el caso de la variable dummy de privatización, esta fue significativa para el año de 1999, no siendo así para el año 1996. Las variables empleadas para estimar la frontera de producción en 1997 son: El empleo, la capacidad de transformación (Mva), los kilómetros de línea de distribución (Km), la capacidad del sistema (Pot), y la densidad, para 1999 son estas mismas variables, incluyendo la dummy y no incorporando la densidad.

El procedimiento frente a la inferencia estadística es igual al descrito en el caso argentino, procediendo entonces a comentar los resultados encontrados con su aplicación. Tanto para 1996 como para 1999, el modelo es estimado suponiendo una distribución normal truncada: el valor estimado de los  $\mu$  para 1996 fue 0.19 y en el año de 1999 fue 0.40. Para testear la hipótesis nula que no existen efectos de ineficiencia ( $H_0: \gamma = 0$ ), el valor de  $\gamma$  por máxima verosimilitud es de 0.98 en los modelos estimados para los periodos 1996 y 1997; así mismo el test dio más grande que el valor crítico, con lo cual se rechaza la hipótesis nula. Los resultados de la función de frontera estimada para 1996 se presentan en la Tabla No.9.

En contraposición a la industria eléctrica argentina, el insumo trabajo, es el que mayor incidencia tiene sobre el producto, y en condiciones similares se encuentran los de capital. En relación con la variable densidad, se obtuvo el resultado esperado, así, aumentos en un 1% del número de clientes en el área atendida, incrementa el producto en 49%.

**Tabla No. 9**

Variable	Coefficiente	Std. Err	T-Stat
Constante	0.54	1.86	2.884
Lempleo	0.47	0.18	2.628
LKms	0.17	0.12	1.582
LMVA	0.19	0.105	1.837
Lpot	0.74	0.72	4.327
Ldensidad	0.49	0.20	2.403
Log likelihood:	34.59		

En cuanto a los retornos de escala (RE), estos son usualmente calculados a partir de la suma de los coeficientes de insumos así:  $RE = \beta_1 + \beta_2 + \beta_3 = 0.86$ . un valor muy cercano a uno, permitiéndose asegurar sobre el supuesto de la forma funcional de la frontera mediante una cobb-Douglas. Los resultados de la función de frontera de producción estimada para 1999 son los siguientes:

**Tabla No. 10**

Variable	Coefficiente	Std. Err	T-Stat
Constante	0.961	0.782	1.229
Lempleo	0.535	0.207	2.575
Lmva	0.173	0.995	1.743
LKmsMB	0.278	0.1066	2.610
Lpot	0.338	0.553	2.116
Dummy priv	0.280	0.186	1.703
Log likelihood:	83.3		

Para el año de 1999, las estimaciones por ML (máxima verosimilitud), arrojaron coeficientes de elasticidad positivos y significativos. El empleo continúa siendo dentro de los insumos la variable más relevante. Para el año 1996 un aumento del 10% incrementaba el producto en 47%, en 1999 un aumento en el mismo porcentaje eleva el producto en 53%. Estos resultados son el efecto principalmente de la regulación que rige al sector, que reconoce al interior de las tarifas aumentos en productividad, disminución de pérdidas de energía, técnicas y no técnicas, e igualmente el hecho que el sector esté pasando de una posición donde existía empleo excesivo a una situación de eficiencia. En el caso colombiano, el 90% de las empresas de la muestra presentan reducción en la planta de personal.

En cuanto a la dummy de privatización, se observa que el cambio en la propiedad tiene un efecto positivo sobre el producto. De otro lado, la constante (que refleja el cambio tecnológico) para el año 1996 es significativa, mientras que para 1999 esta no la es. Esto puede ser explicado, por la recesión que vivió el país en ese año, unido al hecho que la infraestructura en el país ha sido blanco de atentados violentos con lo cual la inversión en capital, no presentó gran dinamismo en ese año.

Con relación a la planta de personal se verifica que tan solo 5 empresas aumentaron el número de empleados. Las empresas objeto de estudio (EPSA y CODENSA) en este periodo presenta una reducción del 17% y 52% respectivamente. En relación con el capital las empresas presentan un incremento tanto en Kilómetros de línea de distribución como en la capacidad de transformación con un promedio de 12% y 13% respectivamente. En el caso de EPSA y CODENSA el incremento en estas variables fue bastante significativo, si se compara con las empresas que aún siguen siendo públicas. Esta situación lleva a revisar la relación capital-trabajo, se verifica la sustitución de trabajo por capital en la mayor parte de las unidades. Los resultados obtenidos de la medición de la eficiencia se presentan en la Tabla No 9:

**Tabla No.11**

<b>Em p r e s a</b>	<b>1996</b>	<b>1999</b>
CODENSA	0,76	0,95
EPSA	0,54	0,68
EBSA	0,4	0,55
EADE	0,72	0,89
Cundinamarca	0,58	0,78
CHEC	0,4	0,72
CENS	0,69	0,78
Cedenar	0,48	0,47
Cedelca	0,64	0,71
Tolima	0,77	0,85
Santander	0,79	0,81
Quindio	0,65	0,72
Pereira	0,81	0,79
Huila	0,47	0,66
Enelar	0,66	0,4
Emsa	0,86	0,77
Emcali	0,9	0,94
Electrocosta	0,78	0,8
Electrocaribe	0,75	0,82
EPM	0,78	0,95
<b>Efic Media</b>	0,6715	0,752

### **4.3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS**

Durante los periodos de estudio en el caso de la industria del sector de distribución eléctrica en Argentina (1997 y 1999) el promedio aritmético de la industria es del 75% y 76% respectivamente. Esto indica que, en la media, podría conseguirse un importante ahorro en insumos (25% aproximadamente) para conseguir el mismo objetivo en términos de producto.

A partir de la Tabla No.6 se advierte que no hay un crecimiento sustancial en el indicador de eficiencia para las diferentes empresas en el periodo 96-99, (exceptuando a algunas unidades cuyo indicador disminuyó muy poco), debido a que el tiempo de observación es muy corto y en el caso de estas empresas este factor es importante, pues la maduración de las inversiones (puesta en funcionamiento) son de largo plazo, las estimaciones en este caso, solo tendrían en cuenta la entrada en operación de algunos tramos de líneas o unidades de transformación lo cual es usual dado que este sistema facilita las pruebas de operación y las adecuaciones de acuerdo al crecimiento de la demanda. Si bien, las características de las inversiones inciden paulatinamente en las ganancias en eficiencia, el uso del factor trabajo tiene un impacto sobre la eficiencia mucho más contundente y de allí que una de las primeras estrategias de los privados (además del motivo reducción de costos) sea la reducción de la planta de personal, acercándose a la relación capital-trabajo óptima, lo cual lo hacen gradualmente para evitar conflictos con las asociaciones de trabajadores.

Se aprecia también que ninguna de las unidades aparece como eficiente. Cuatro (4) de las 23 empresas están cercanas al índice 1, con un promedio de 0.93 en ambos periodos: 3 de ellas privadas: Edenor, Edesur y Edesal (Empresa distribuidora de energía de Salta) y una pública EPESF (Empresas públicas de energía de Santa Fe); mientras que para 1997 y 1999 las empresas por debajo del promedio de eficiencia son diez (10) y doce (12) respectivamente. Ahora bien, a través de estos resultados se puede inferir que no solo el hecho de la vinculación de capital privado conduce a la eficiencia de las unidades productoras (dado su objetivo de maximizar beneficios que lo lleva a este estadio) sino que también influye el régimen regulatorio aplicado.

En el caso argentino el 74% del mercado de la distribución está en manos del sector privado y de acuerdo a los resultados, 4 de las empresas privadas están por debajo de la eficiencia media. Esta diferencia entre empresas puede deberse a los siguientes factores:

A la lentitud con la que ejecutan el plan de ajuste. Comparando con Edenor y Edesur que están más cerca del índice de eficiencia, la disminución de empleados fue del 9% y 12% respectivamente, mientras que las que están en el promedio del nivel de eficiencia el ajuste fue del 3% y las que se ubican por debajo del nivel de eficiencia por el contrario aumentaron el nivel de empleados.

El tipo de mercado que atienden y las políticas de normalización y recaudo. Edenor y Edesur en conjunto poseen el 52% del mercado (volumen de Gwh facturados), ejecutan planes para optimizar el sistema comercial y atender al volumen creciente de usuarios en todos los niveles de usuarios los cuales se encuentran concentrados geográficamente, facilitando las labores de renovación y regularización de redes así como de interconexión. A diferencia de ellas, muchas de las empresas estudiadas no poseen dichas características, además incide la poca presencia de usuarios industriales, y baja densidad (usuario/área), factores que no estimulan la inversión en estos bienes de uso de capital.

Como tercer factor posible, las diferencias en los marcos regulatorios. En el caso argentino cada empresa está sujeta a la regulación impuesta por el ente regulador de la zona que atiende y aunque la base es la Ley Eléctrica Nacional cada provincia ajusta dicha Ley a sus necesidades. Esto limita la competencia por comparación y que las empresas puedan verse beneficiadas por las ganancias en eficiencia al nivel de la industria.

Otro de las probables causas de esta diferencia es el mecanismo de transferencia. En el caso de los contratos de concesión las empresas están obligadas a cumplir con un plan de inversiones por ella fijados, mientras, como ha ocurrido en alguno de los casos donde se ha usado el mecanismo de venta, los operadores no están obligados a seguir un plan de inversiones.

De otro lado, para el caso de Edenor y Edesur los resultados aquí presentados, corroboran lo expresado en el análisis de las estimaciones mediante mínimos cuadrados ordinarios donde se afirmaba que estas empresas aún están ajustando sus insumos para lograr la relación capital-trabajo óptima (y por ello, el resultado del coeficiente de la variable insumo negativa).

Aunque el comportamiento de las variables relevantes estudiadas en el presente trabajo para Edenor y Edesur son muy similares al observar relaciones tales como energía facturada/empleado y Energía facturada/Kms de líneas de distribución se observa que Edenor ha sido superior en promedio a Edesur: i) 3.4 Gwh/empleado y 3.47 Gwh/Kms de líneas de distribución para Edenor y ii) 3 Gwh/empleado y 2.95 Gwh/Kms de líneas para Edesur. Lo que llevaría a inferir que el ajuste en Edenor ha conducido a una mayor productividad de los insumos empleados.

En el caso de las empresas colombianas, su indicador de eficiencia medio comparado con las argentinas es inferior, debido a que el inicio del proceso de reestructuración en el sector de distribución fue posterior al argentino (Argentina inició este en 1992 y en Colombia en 1997).

En cuanto a la variación en el indicador de eficiencia en el periodo de análisis, es mucho mayor para el caso colombiano, lo cual podría deberse a que existe un único marco regulatorio que rige al sector de distribución en Colombia, lo que unido a que la introducción de un componente que incentiva la productividad sectorial en las fórmulas tarifarias (como se analizó en el capítulo dedicado al régimen regulatorio) permite mucho más estabilidad, señales claras de precios y conductas competitivas que resulten en mayores ganancias en eficiencia técnica sectorial.

El promedio aritmético es del 67% para el año 1996 y 75% para el año 1999. Esto indica que, a nivel promedio para 1999, podría conseguirse un importante ahorro en insumos (25% aproximadamente) para conseguir el mismo objetivo en términos de producto.

Si bien ninguna de las unidades aparece como eficiente es de destacar los indicadores de Codensa (privada), Emcali y EPM (empresas públicas de propiedad municipal), con puntajes superiores a 0.9. Dicho resultado se puede explicar si se observa por ejemplo la productividad del

trabajo esta es de 4 Gwh/empleado mientras que el resto de las empresas este indicador está en 1.32 Gwh/empleado. En términos de bienes de capital estas empresas efectúan mayores inversiones lo cual se comprueba con el aumento de las mismas por encima del promedio.

Se destaca, que las empresas privadas: Codensa, EPSA, Electrocosta y Electrocaribe (estas dos transferidas en 1998) a 1999 poseen en promedio una eficiencia de 0.81. De otro lado, los resultados reflejan que en promedio la gestión local es más eficiente que la gestión de orden nacional, las empresas regionales: Emcali, EPM, Pereira y EADE poseen un indicador promedio de 0.79 mientras que las empresas públicas de orden nacional su indicador es 0.70.

Frente a las empresas objeto de estudio se encuentra que existe una gran diferencia en el indicador de eficiencia lo cual puede deberse a los siguientes motivos: el mecanismo de transferencia, en el caso de los contratos de la capitalización los operadores se comprometieron a cumplir con un plan de inversión el cual se ha ido ejecutando en gran escala. A diferencia del caso de EPSA, que fue vendida mediante una oferta pública de acciones, la ejecución de las inversiones está a discreción del nuevo operador.

Por último, un punto adicional que explica las diferencias entre los países es la frecuencia con la que se revisan las tarifas. Esto tiene implicancias para los costos de administración del sistema, dando lugar a comportamientos estratégicos de corto y largo plazo de la empresa que pueden afectar de forma importante la eficiencia. Un periodo tarifario largo supone un mayor incentivo a la eficiencia técnica y a la minimización de costos y es por ello que en Argentina, las empresas analizadas cuyo periodo tarifario dura 10 años, están cerca del índice de eficiencia. Esto no indica que el periodo tarifario de 5 años sea inadecuado, pero si se resalta el hecho que en una primera fase la regulación para las empresas Edenor y Edesur incentivó a una mayor eficiencia.

## **V. CONCLUSIONES**

En este trabajo se ha presentado un análisis del proceso de privatización de las empresas más importantes dentro del sector de distribución eléctrica tanto en Colombia como en Argentina, así como una presentación del régimen regulatorio vigente en cada uno de los casos, ventajas y desventajas de los mismos, sobre la base que dichas acciones tienen efectos sobre la eficiencia técnica de las empresas.

La segunda parte de esta trabajo, mostró un método para evaluar la eficiencia técnica de una muestra representativa de empresas para ambos países. Los resultados obtenidos, demuestran que hay cambios sustanciales en el uso de los insumos a raíz de la transferencia de propiedad, pero sobre todo por efecto de la regulación existente.

El análisis efectuado sobre la función de producción mediante mínimos cuadrados ordinarios para las empresas Argentinas, que aunque con su uso no se puede obtener un indicador de eficiencia, los resultados arrojaron un coeficiente negativo para el empleo indicando que las empresas a pesar de la reducción en el factor trabajo, como el incremento en los insumos de capital aún estaban ajustando la relación capital - trabajo, estos resultados fueron corroborados cuando se aplicó la metodología de la estimación estocástica mostrando que EDENOR y EDESUR estaban por debajo del nivel de eficiencia, pero muy cercana a ella.

Así mismo, el análisis de la función de frontera para la industria de la distribución eléctrica que el cambio técnico (captado por el coeficiente de la constante) es significativo en la mayoría de los casos, lo que implica que las empresas están mejorando su relación capital - trabajo, es decir, hay un ahorro en los insumos.



Si bien los mecanismos regulatorios, y de transferencia de propiedad en Colombia y Argentina son diferentes, los resultados muestran que ambos han contribuido a que se hayan generado significativas ganancias en eficiencia para el desarrollo del sector.

Igualmente se observa que la brecha existente entre las empresas más y menos eficientes (explicado por la heterogeneidad entre las empresas con respecto a la adopción de la tecnología y el uso de la fuerza laboral y el capital), en el sector tiende a cerrarse durante el periodo observado.

Para un futuro desarrollo sobre el tema, se indica la importancia de estudiar si se han dado ganancias en eficiencia asignativa producido a raíz de las reformas y ver si esta mejor elección en el nivel de sus insumos ha conducido a ahorros en los costos, y mejorado el bienestar de los usuarios.

## NOTAS DE PIE DE PAGINA

### Capítulo I. LAS PRIVATIZACIONES

1. En el caso colombiano se optó por la creación de un Comité de Participación Privada conformado por el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y el Director del Departamento Nacional de Planeación, encargados de aprobar los esquemas y estrategias de venta y de tomar las decisiones requeridas para su cumplimiento. En Argentina se creó una unidad especial de dedicación exclusiva en el Ministerio de Economía encabezada por la Subsecretaría de Privatizaciones y se contó con un Gerente para cada proceso.
2. Para apoyar los esquemas de privatización se cuentan con las siguientes leyes: Argentina: Ley de Privatizaciones No. 19.550; Colombia: Ley de Privatizaciones No.226
3. En el caso de la nueva compañía Codensa, se utilizó este esquema, para evitar la venta al sector solidario y eliminar el endeudamiento de la EEB. Es importante mencionar que como fue diseñado el esquema, el privado mantiene la operación de la misma.
4. El mecanismo escogido en Colombia para el proceso de la asignación era el de oferta sellada, primero se subasta el precio y se compara con un valor de reserva (base) desconocido por los licitantes. Este es fijado el mismo día de la operación y de conocimiento público en el momento de revelar los valores de las ofertas. El objetivo de este precio base es garantizar que la operación genere recursos suficientes para que la empresa pudiera ser viable.
5. En el caso Argentino, Edenor y Edesur deben proceder a la venta de las acciones clase A representativas del 51% del capital de EASA (Edenor) y Edesur. Si éstas últimas realizan la mayor oferta, continuarán en poder de las acciones, en caso contrario los oferentes ganadores deberán pagar a las sociedades el importe de su oferta. Acciones clase B En el caso de Codensa, se permite la emisión de dos tipos de acciones: preferenciales y ordinarias. Las primeras reciben un dividendo más alto, pero no tienen derecho a voto. Las segundas tienen menor dividendo pero tienen derecho a voto.
6. En el caso de EPSA (Venta pública de acciones), se ofreció al sector solidario el 55% de las acciones, no obstante compraron el 0.33%. A pesar, de la creación de una línea de crédito para financiar la compra de la misma por parte de los trabajadores. Edenor y Edesur (Concesión), la vinculación de empleados fue dispuesta por el Programa de Participación Privada mediante la emisión de las acciones Clase C, cuyo fideicomiso es manejado por el Banco Nación y corresponde al 10% de la totalidad de las acciones. En el caso de Codensa, no se obliga a la democratización de la propiedad. No obstante, se estableció que el 1% del holding sería puesto en venta a los trabajadores con un precio especial.
7. La ley 226 estableció que el sector solidario incluye entre otros a: i) los trabajadores activos y pensionados de la entidad objeto de la privatización; ii) los ex-trabajadores de la entidad objeto de privatización; iii) las asociaciones de empleados o ex-empleados de la entidad que se privatiza; iv) sindicatos de trabajadores; v) federaciones de sindicatos de trabajadores y confederaciones de sindicatos de trabajadores; vi) los fondos de empleados; vii) los fondos mutuos de inversión; viii) los fondos de cesantías y pensiones; y ix) las entidades cooperativas definidas por la legislación cooperativa.
8. Como bien es sabido, la planta de personal de las empresas públicas están generalmente sobredimensionadas como resultado de la interferencia política.
9. Infrastructure Regulation: Issues & Option. Paper for the East Asia & Pacific Vicepresidency, Banco Mundial, Octubre 1994.
10. El valor base para Codensa fue de USD 290 Millones y el ofertado por los privados fue de 1,086 millones y 141 millones para la casa Matriz.
11. Cuatro meses después de realizada la capitalización los nuevos accionistas acordaron reducir el capital cerca de US\$938 millones. La cual se materializó en 1999 que permitió el reparto de los excedentes de liquidez entre los socios, incluidos los consorcios extranjeros y el Distrito Capital que contó así con recursos cuantiosos para financiar su Plan de Inversiones.
12. Benavidez (1999), recomienda realizar una subasta abierta en la cual el precio de reserva es conocido antes de la misma, lo cual puede minimizar la ocurrencia de sobrecapitalización. No obstante, si se quiere alcanzar el objetivo de maximizar el valor de la venta, una oferta sellada hace que los precios ofertados muy seguramente estén por encima del valor base de referencia. Es decir, existe una clara contraposición de los objetivos de política y dependerá del peso que se otorgue el que se declare o no los precios de reserva.

13. En abril de 1999, Endesa-España, a través de una oferta pública de adquisición de acciones, compró el 32% adicional del capital de Enersis, convirtiéndose en la principal accionista y controlador del Holding, con el 64% de las acciones.

## **Capítulo II. ANALISIS REGULATORIO**

1. En Argentina, el sector de comercialización fue introducido posterior a la expedición de las Leyes que reglamentan la transformación del sector.
2. Creado en Argentina en 1992 y en Colombia en 1995. es el lugar en el cual se transa energía horaria y a la cual pueden ingresar todos los generadores, distribuidores-comercializadores y grandes usuarios.
3. Los activos inventariados se valoran a precios de reposición a nuevo y con esta información, se calcula el costo anual equivalente que permita una tasa de retorno de 9% anual real, antes de impuestos. Así mismo, se adiciona un cargo que compensa los costos de administración, operación y mantenimiento (estimados en un 2% del valor de los activos eléctricos de los niveles III y IV y 4% para los niveles I y II; para los activos expuestos a contaminación salina, se reconoce un 0.5% adicional). (Res. 099/97).
4. Si el acceso a las líneas no es garantizado, las transmisoras podrían usar su posición dominante en el mercado extrayendo las cuasi-renta del generador y cuya reacción por este comportamiento resultará menor competencia y por ende precios más altos.

## **Capítulo III. EVIDENCIA EMPIRICA**

1. La industria es entendida como aquella formada por diferentes empresas dentro de un sector.
2. No obstante, en el punto B la firma estaría produciendo con una combinación de factores asignativamente inadecuada. Esto se debe a que en el punto B la productividad marginal del factor X2 es menor que su costo marginal (el cual está dado implícitamente en la isocosto representada por la línea que une los puntos ZZ'). De esta manera es posible diferenciar dos medidas adicionales primera es la ineficiencia puramente asignativa que corresponde a la distancia entre los puntos B y C, la cual representa la reducción en los costos que debería ocurrir para que la firma se ubicara en el punto de producción B'. Por último, la ineficiencia económica total que incluye tanto la ineficiencia técnica como la asignativa, se puede medir por la distancia entre los puntos A y C. Esta distancia también puede interpretarse en términos de una reducción de costos.
3. En el caso de la distribución eléctrica puede explicarse a través de restricciones en el sistema de transmisión, daños inesperados en las subestaciones o redes que ocasionan interrupciones no programadas en el servicio de energía.
4. Para ver un detallado tratamiento sobre las técnicas paramétricas y no paramétricas ver Lovell y Schmidt, 1988; Broek, Forsund, Hjalmarsson, Meussen 1980, Tulkens 1990. Aigner, Lovell y Schmidt, 1977; Batesse y Corra 1977; Broek, Forsund, Hjalmarsson, Meussen 1980; Coelli 1994.
5. Propuesta por Aigner Lovell, and Schmidt (1977), y Meeusen and van den Broeck (1977).
6. Por ejemplo si Y es el logaritmo del producto y X contiene los logaritmos de las cantidades de los insumos, luego se obtiene una función de producción Cobb-Douglas. Schmidt (1986), Bauer (1990) y Greene (1993).

## **Capítulo IV. ESTIMACION**

1. Información suministrada por ADEERA
2. Este test se distribuye como una chi-cuadrado con grados de libertad igual al número de restricciones involucradas.  $LR = -2 (LR_{\text{Restringido}} - LR_{\text{Irrestringido}})$

## BIBLIOGRAFIA

- Aigner, D.J., C.A.K. Lovell, and P.J. Schmidt (1977). Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models. *Journal of Econometrics* 6: 21-37.
- Armstrong, M. and J. Vickers (Marzo 1998): "The Access Pricing Problem With Deregulation: A Note", *Journal of Industrial Economics*, Vol.96, No.1.
- Asociación de Distribuidores Eléctricos ADEERA, (1999): *Principales indicadores de las Empresas de Distribución Eléctrica en Argentina*. Documento de Trabajo. Argentina.
- Battese, G.E., and T.J. Coelli (1995). A Model for Technical Inefficiency Effects in a Stochastic Frontier Production Function for Panel Data. *Empirical Economics* 20: 325-332.
- Benavidez Juan, Fanboim Israel (1999) Private Participation in Infrastructure in Colombia: Renegotiations and Disputes. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Broek, Forsund, Hjalmarsson, Meeusen (1980): On the estimation of deterministic and stochastic frontier production Functions, *Journal econometrics* 13, 117-138.
- Burns, P.J, and T. Weyman-Jones (1994a). *Cost Drivers and Cost Efficiency in Electricity Distribution: a Stochastic Frontier Approach*. Centre for the Study of Regulated Industries (CRI).
- Burns, P.J., and T. Weyman-Jones (1994b). *Regulatory Incentives, Privatisation, and Productivity Growth in UK Electricity Distribution*. Centre for the Study of Regulated Industries (CRI).
- Caballero Rafael (1999), *Balance de la Reforma del Sector Eléctrico, el caso colombiano y la experiencia internacional*. Colombia.
- COCIER (2000), *"Perspectivas del Negocio de Distribución en Colombia"*. Proyecto COCIER – CIER.
- Codensa: *Memorias y Balances (1997 - 1999)*, Colombia.
- Coelli, T. J., D. S. Prasada Rao and G. E. Battese (1998), *Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 271pp.
- Coelli, T.J. (1996a). *A Guide to Frontier Version 4.1: a Computer Program for Stochastic Frontier Production and Cost Function Estimation*. Discussion Paper 96/07, Department of Econometrics, University of New England, Armidale, Australia.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG - (1995 - 2000): *Resoluciones para la Distribución y Comercialización de energía eléctrica*. Colombia.
- Departamento Nacional de Planeación (1997): *Serie de Infraestructura y Energía 1970 -1995*, Colombia.
- Edenor- Edesur: *Memorias y Balances de Edenor y Edesur (1992 - 1999)*, Argentina.
- Ente regulador de Energía - ENRE- Documento de Trabajo (1999): Tarifas para el sector de Distribución: Edenor y Edesur ; 1999 - Año de la exportación, Argentina.

- EPSA: Memorias y Balances de EPSA (1996 - 1999), Colombia.
- FIEL (1999): *La Regulación de la Competencia y de los Servicios Públicos: Teoría y Experiencia Argentina Reciente*, FIEL, Argentina.
- Fainboim Yaker Israel (2000): *Efectos sobre el bienestar social de la reestructuración y capitalización de la EEB*, Fedesarrollo, Colombia.
- Fare, R., S. Grosskopf, and C.A.K. Lovell (1985). *The Measurement of the Efficiency of Production*. Boston (MA): Kluwer Academic Publishers.
- Farrell, M.J. (1957). The Measurement of Productive Efficiency. *Journal of the Royal Statistical Society, Series A*, 120: 253-281.
- Forsund, F.R., C.A.K. Lovell, and P. Schmidt (1980). A Survey of Frontier Production Functions and of their Relationship to Efficiency Measurement. *Journal of Econometrics* 13: 5-25.
- Gibbon Henry (1999): Guide for divesting government - owned enterprises, *Privatization International Report*. Public Policy institute.
- Hanke, Steve (1987), *Privatization The new palgrave*.
- Jondrow, J., C.A.K. Lovell, I.S. Materov, and P. Schmidt (1982). On the Estimation of Technical Inefficiency in the Stochastic Frontier Production Function Model. *Journal of Econometrics* 19: 233-238.
- Neuberg, L.G. (1977). Two Issues in the Municipal Ownership of Electric Power Distribution Systems. *Bell Journal of Economics* 8: 303-323.
- Rodriguez, M. Rossi M. Ruzzier C (1999): *Fronteras de Eficiencia en el sector de distribución de Energía eléctrica: La experiencia sudamericana*. CEER, Argentina
- SEGBA, *Memorias y Balances de SEGBA (1963 - 1992)*: suministrado por Archivo General de la Nación. Ministerio de Economía Secretaria de Patrimonio.
- Scarsi Gian Carlo (1999): *Local Electricity Distribution in Italy: Comparative Efficiency Analysis and Methodological Cross-Checking*, London Economics Draft: 12.1.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Revista Supercifras Sector Eléctrico (1996 - 1999), Colombia.
- Secretaría de Energía de la República de Argentina (1998): "Informe de Perspectiva".
- Schmidt, P., and C.A.K. Lovell (1979). Estimating Technical and Allocative Inefficiency Relative to Stochastic Production and Cost Frontiers. *Journal of Econometrics* 9: 343-366.
- Urbiztondo, S. Sebastián Auguste y Federico Basañes (1999): Electricity, Natural Gas and Telecommunications. *FIRST DRAFT – BID*.