

Ineficiencia en la distribución de energía eléctrica: Una aplicación de las funciones de distancia estocástica

Ligia Melo B.
Néstor Espinosa *

Diciembre de 2004

Resumen

Este documento evalúa el desempeño de las empresas distribuidoras de energía durante el periodo 1999-2003, utilizando la metodología de funciones de distancia estocástica, la cual a través de la estimación de las desviaciones de una función ideal de producción, permite medir los niveles de eficiencia técnica de las diferentes empresas. Los resultados indican que existen diferencias significativas en el desempeño de las empresas, sugiriendo que se podrían obtener importantes ganancias en términos de eficiencia técnica si las empresas operaran o se acercaran a los niveles de operación de las más eficientes. Estas ganancias se podrían expresar en el ahorro de recursos, la calidad del servicio y/o en menores niveles de tarifas a los usuarios finales. También se encontró que el desempeño de las empresas distribuidoras de energía puede verse afectado por factores fuera del control de las firmas, tales como las condiciones geográficas, el número de usuarios atendidos y la densidad poblacional. En particular, se encuentra que empresas con un entorno más favorable en términos de densidad poblacional y/o de los niveles de consumo de los usuarios se ven favorecidas cuando dichas variables afectan directamente la tecnología de producción. Por otra parte, se observa que las empresas públicas registran un mejor desempeño cuando las variables ambientales afectan directamente la eficiencia y no la función de producción. Estos resultados sugieren que las empresas privadas se podrían estar beneficiando de condiciones de entorno más favorables, teniendo en cuenta que estas, en promedio atienden áreas de más alta densidad poblacional y usuarios de consumos más altos.

* Los autores agradecen los comentarios de Hernando Vargas, Munir Jalil y Jorge Ramos. Los errores y omisiones son de nuestra exclusiva responsabilidad.

1. Introducción

En la actualidad existe un interés creciente en medir la eficiencia del sector público en la provisión de bienes y servicios. Una mayor eficiencia en la prestación de dichos bienes y servicios permitiría, por una parte, alcanzar con la misma cantidad de recursos un mejor desempeño y un aumento en la calidad y/o, por otra parte, dados los estándares de servicios públicos que se ofrecen, generar ahorros en el gasto público. Dentro de este contexto, un estudio sobre el desempeño de las empresas del sector eléctrico resulta interesante no solo por los costos fiscales asociados a los problemas de ineficiencia¹, sino por el beneficio social, en términos de menores tarifas y mejor calidad en la prestación del servicio, que se podría obtener si las empresas operaran al nivel de la más eficiente.

Teniendo en cuenta que el servicio de energía eléctrica, y en particular la actividad de distribución, sobre la cual se concentra este estudio, tiene características de monopolio natural. Las empresas que suministran este servicio pueden explotar dicho poder y fijar precios por encima de los costos mínimos o apropiarse de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas a la competencia. Para contrarrestar la explotación del poder monopólico, el suministro de este servicio tradicionalmente se ha hecho a través del sector público y más recientemente se ha permitido la participación del sector privado, con la regulación por parte del Estado, estableciendo incentivos para mejorar la eficiencia y la determinación de los precios (Carrington, Coelli y Groom, 2002).

En el caso particular de Colombia, las reformas introducidas en el sector en la primera mitad de la década de los noventa permitieron que en el negocio de la distribución de energía participaran empresas públicas, privadas y mixtas. La estimación y análisis de los niveles de eficiencia a los cuales están operando estas empresas permite establecer si las tarifas que se cobran a los usuarios finales son el resultado de una estructura de costos y producción eficiente o por el contrario involucran prácticas ineficientes. Si existen grandes diferencias en los niveles de eficiencia de las empresas, este análisis podría contribuir a

¹ Los costos fiscales del sector eléctrico provienen de varias fuentes entre las cuales se destacan: i) los llamados PPA's, (acuerdos de compra energía garantizados), ii) el sistema de subsidios establecido por la Ley eléctrica, que ha generado importantes transferencias del gobierno nacional al sector; y iii) la dependencia de algunas empresas de los recursos del presupuesto nacional.

identificar los factores que causan dichas diferencias, dando indicaciones sobre las políticas requeridas para mejorar la operación de las empresas.

Como se mencionó, este estudio se concentra en el análisis de la actividad de distribución, que corresponde al transporte de la energía desde el Sistema de Transmisión Nacional (STN) hasta el usuario final, utilizando los Sistemas de Transmisión Regional (STRs) y de Distribución Local (SDLs). Dentro de la estructura de costos de la prestación del servicio de energía eléctrica, la participación de la actividad de distribución puede alcanzar hasta el 50%, por lo que los niveles de eficiencia o ineficiencia de las empresas que intervienen en ella, se reflejan en forma importante en las tarifas que paga el usuario final. Así mismo, un manejo eficiente de esta actividad es fundamental si se tiene en cuenta que las ganancias en eficiencia que se puedan lograr en generación y comercialización, podrían verse afectadas si las actividades de distribución y transmisión son manejadas en forma ineficiente (Crampes y Laffont, 2001).

El análisis empírico se realiza mediante técnicas de frontera estocástica, las cuales, a través de la estimación de las desviaciones de una función ideal de producción o de costos, son utilizadas para medir los niveles de eficiencia de diferentes unidades productivas. En particular se utilizan las funciones de distancia estocástica, las cuales se recomiendan en el análisis de las empresas distribuidoras de energía debido a que aceptan la presencia de múltiples productos. Una de las ventajas de utilizar análisis de frontera con respecto a las técnicas econométricas tradicionales es que provee medidas específicas de ineficiencia, las cuales no siempre son el resultado del comportamiento de la empresa. Así, las desviaciones pueden estar originadas en eventos que se encuentran bajo o fuera del control de las empresas. En el presente estudio, estas técnicas son utilizadas para estimar los niveles de eficiencia técnica de las empresas distribuidoras de energía. Dado el debate que existe al interior del país sobre la importancia de un uso eficiente de los recursos públicos, este análisis podría identificar ineficiencias en el manejo de las empresas que distribuyen energía, cuyos correctivos podrían generar ahorros en el gasto público teniendo en cuenta que varias de las empresas distribuidoras de energía son de carácter público, y que menores costos de producción se podrían traducir en menores transferencias del presupuesto nacional para el cubrimiento de los subsidios al sector.

El documento consta de cinco secciones siendo esta la primera. En la siguiente sección se esbozan los aspectos legislativos más relevantes adelantados en el sector energético durante la última década y se exponen las principales características del negocio de distribución de energía. En la sección tres se exponen las técnicas econométricas de las estimaciones de frontera estocástica y de las medidas de ineficiencia, haciendo énfasis en la las funciones de distancia estocástica y su relevancia para el caso de las estimaciones de eficiencia en empresas del sector eléctrico. Así mismo, se realiza una revisión de la literatura relacionada con la aplicación de estas técnicas en el caso del sector eléctrico. La sección cuatro describe la especificación de la función de distancia y se analizan los resultados de las estimaciones. Finalmente, en la sección cinco se presentan algunas conclusiones y comentarios finales.

2. Aspectos relevantes del sector

2.1. Principales cambios legislativos durante la última década

Hasta mediados de la década de los noventa, el servicio de energía eléctrica en Colombia era prestado por empresas estatales del orden municipal, regional y nacional. En este contexto no existía una clara separación de las funciones del Estado como empresario, fijador de políticas y regulador, lo cual como lo sostienen Ayala y Millán (2002), proveía incentivos perversos a los administradores, afectaba el manejo eficiente de las empresas y fomentaba la politización de las decisiones. Estas circunstancias, de acuerdo con diferentes diagnósticos sobre el sector, fueron la causa principal de la crisis financiera y de funcionamiento registradas a comienzos de la década de los noventa².

Como resultado de estas crisis, agravadas por el racionamiento de energía que sufrió el país en 1992, se expidieron varias normas tendientes a reestructurar el sector, las cuales estuvieron enmarcadas por las reformas Constitucional y del Estado realizadas a comienzos de la década de los noventa. Dentro de estas normas se destacan el Decreto 700 de 1992, la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994) y la Ley de Servicios Públicos (Ley 142 de 1994), las cuales crearon las bases para la transformación del sector eléctrico, al poner límites a la integración vertical y dar paso a la separación de las actividades de generación,

² Ver Ayala y Millán (2002), Boletines del observatorio Colombiano de Energía Nos. 1 y 5, DANE (2002)

transmisión, distribución y comercialización, con una amplia participación del sector privado, en un contexto de libre competencia. Como resultado de éstas medidas la participación del sector privado dentro del sector eléctrico, ha aumentado en forma significativa, dando origen a nuevos desafíos en términos de las finanzas públicas y en materia de regulación.

2.2. Los negocios del sector y su marco regulatorio

Con respecto al tema de la regulación, en 1992, además del Decreto 700, el gobierno expidió un Decreto que creó la Comisión de Regulación Energética - CRE y cerró la Junta Nacional de Tarifas y la Comisión Nacional de Energía. En 1994, la Ley eléctrica transformó la CRE en la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, la cual desde entonces ha sido la encargada de diseñar, reglamentar e implementar el marco institucional y regulatorio del sector eléctrico. Dentro de este marco, el suministro de electricidad a los usuarios finales se realiza a través de las siguientes etapas:

Generación: Corresponde a la actividad de producción de electricidad, la cual puede ser transada en Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios. El mayor agente generador es EMGESA, que posee el 20% del total de la capacidad de generación del país, seguido por las Empresas Públicas de Medellín, e ISAGEN con el 16% y el 13%, respectivamente.

Transmisión: Hace referencia al transporte de la energía a través del Sistema de Transmisión Nacional – STN. La transmisión emplea activos energizados a 220 kv o más, que son remunerados independientemente de su uso, de acuerdo con una fórmula tarifaria definida por la CREG.

Distribución: Corresponde al transporte de la energía desde el STN hasta el usuario final, el cual se realiza a través de los Sistemas de Transmisión Regional (STRs) y de los Sistemas de Distribución local (SDLs). El pago de la distribución se realiza a través de cargos por uso diferenciados por nivel de tensión. En la actualidad, existen 33 agentes responsables de la actividad de distribución.

Comercialización: Esta relacionado con las actividades propias de la comercialización de la energía al usuario final, incluyendo el servicio de facturación. Los comercializadores pueden vender energía a precios libres y/o a precios regulados, dependiendo del tipo de usuarios que atiendan.

Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades del sector, el marco regulatorio se fundamenta en la creación de reglas que permitan la libre competencia en los negocios de *Generación y Comercialización*. Entre tanto, para las actividades de *Transmisión y Distribución*, consideradas como monopolios, dicha reglamentación promueve condiciones de competencia hasta donde sea posible. En relación con la separación de actividades y la integración vertical entre negocios, se establece que las empresas constituidas con anterioridad a la vigencia de las Leyes, pueden continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, pero manejando contabilidades separadas por tipo de negocio. Las empresas constituidas con posterioridad a la expedición de las normas mencionadas solo pueden desarrollar simultáneamente actividades consideradas como complementarias: Generación-Comercialización o Distribución-Comercialización. Se consideran excluyentes las actividades de Generación-Transmisión, Generación-Distribución, Transmisión-Distribución y Transmisión-Comercialización³. La razón de ésta separación de las actividades del sector, tienen origen, como lo explican Crampes y Laffont (2001), en el hecho de que cuando la infraestructura del transporte de energía es propiedad de una empresa que es a su vez generadora y/o comercializadora, los otros generadores y comercializadores contarían con un proveedor de insumos que es simultáneamente su competidor.

El marco regulatorio establece, por otra parte, la separación de los usuarios en regulados y no regulados, los cuales se diferencian por la demanda máxima y por el consumo de energía. De acuerdo con la Resolución CREG-131 de 1998, a partir del año 2000, los límites establecidos para la diferenciación de usuarios son 0.1 MV de demanda máxima y 55 MWH de consumo mensual mínimo. Los usuarios regulados están sujetos a

³ Ninguna empresa podrá tener más del 25% de la capacidad instalada efectiva de generación, comercialización o distribución. De acuerdo con la Ley, estos porcentajes deberían alcanzarse el 1º de enero del 2002.

un contrato de condiciones uniformes y sus tarifas son establecidas por la CREG mediante una fórmula tarifaria. Los no regulados establecen un contrato bilateral con el comercializador y pueden negociar libremente el precio final. Los comercializadores pueden atender exclusivamente el mercado regulado, el no regulado o una combinación de los dos mercados.

Como se mencionó anteriormente, la etapa de distribución esta asociada al transporte de la energía a través de los STRs y de los SDLs. Por el carácter monopólico de esta actividad y por la entrada de la participación del sector privado, el costo que deben cobrar las empresas que prestan este servicio se define a través de una formula establecida por la CREG, la cual hace parte del cálculo para determinar el costo unitario por prestación del servicio que corresponde a la formula que deben aplicar las empresas con el fin de establecer las tarifas que pueden cobrar a los usuarios finales del servicio. Dichas formulas tienen una vigencia de cinco años, salvo que antes exista un acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión, para modificarlas o prorrogarlas por un período igual. Para el período 1998-2002, la formula tarifaria establecida por la CREG, mediante la Resolución CREG-031 de 1997, para determinar el costo trasladado a los usuarios finales, se definió como:

$$(1) \quad CU = \frac{G + T}{(1 - PR)} + D + O + C$$

CU: Costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh)

G: Costos de compra de energía (\$/kWh).

T: Costo promedio por uso del STN (\$/kWh)

D: Costo de distribución (\$/kWh)

C: Costo de comercialización (\$/kWh)

O: Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh),

PR: Pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión *n*

En el caso particular del componente de distribución, la formula tarifaria se define como:

$$(2) \text{ Costo de Distribución} = \frac{\text{Inversión} + \text{Administración, Operación y Mantenimiento}}{\text{Demanda}}$$

La revisión de la fórmula tarifaria del componente de distribución para el siguiente período tarifario (2003 -2007) implicaba incrementos importantes en el costo unitario de prestación del servicio. Por esta razón, fue necesario el establecimiento de un período de transición para la aplicación de la nueva fórmula, la cual se había puesto en consideración de los agentes a través de la Resolución CREG-080 del 2000. Los incrementos originados en el cambio de fórmula, provienen especialmente del aumento en la tasa de retorno del capital de la actividad de distribución, la cual en términos reales se incrementó del 9.0% al 16.06%⁴. Adicionalmente, el incremento en la cantidad de activos del sector (aumento en la inversión), acompañados de una disminución en la demanda de energía, implicó un mayor costo unitario (ver ecuación 2).

Dados los incrementos esperados en el componente de distribución y teniendo en cuenta su participación en el costo unitario de prestación del servicio, el gobierno nacional, mediante el Decreto 1407 de 2002, determinó que la CREG debía establecer una etapa de transición entre los dos períodos tarifarios (1998-2002 y 2003-2007), con el fin de evitar un incremento súbito en las tarifas. Para dar cumplimiento con este Decreto, se expide la Resolución CREG-063 de 2002, que divide la transición en dos etapas. La primera etapa comprendida entre el inicio de la transición y la entrada en vigencia de los nuevos cargos para el siguiente período tarifario se adelantó durante 6 meses y significó incrementos mensuales promedio de 2.4%. Durante esta etapa los operadores de red debían generar mayores ingresos a los previstos, los cuales deberían ser compensados durante la segunda etapa. Una vez definida la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR y SDL para el nuevo período tarifario (Resolución CREG-082 de 2002), para la segunda etapa se determinó que cuando los cargos por uso aprobados implicaran aumentos reales superiores al 15%, las diferentes empresas tendrían una transición gradual para alcanzar dicho cargo, la cual podría durar entre 12 y 24 meses. La CREG estableció que al finalizar la transición, el valor presente neto de los mayores ingresos de la primera etapa y los menores ingresos de la segunda debería ser cero.

⁴ Ver Resolución CREG-013 de 2002

Para la transición de la segunda etapa, cada una de las empresas debía estimar un valor que sustituyera el cargo máximo aprobado por la nueva metodología del componente distribución. Con este fin, la CREG definió un valor para el primer mes de aplicación y propuso un incremento mensual real para cada operador. Estos incrementos debían permitir alcanzar el cargo máximo aprobado para cada operador de red (en el Cuadro No. 1 se observan los incrementos propuestos por empresa).

Cuadro No. 1: Parámetros para la Gradualidad del Componente *D*

Empresa	Cargo de transición. Mes 1 (\$ dic-01 / kWh)	Incremento mensual (%)	Plazo (meses)
Quindio	25.7579	16.8%	24
Cartago	30.1624	0.8%	12
EPM	16.5738	6.5%	18
Pereira	24.9753	2.4%	18
Tolima	49.3281	2.8%	18
EADE	43.6356	11.8%	24
Arauca	46.2366	9.4%	24
Boyacá	48.0057	5.0%	24
Cundinamarca	41.5559	11.4%	24
EPSA	43.4919	4.5%	24
ESSA	49.2647	2.1%	18
Caquetá	46.9485	5.0%	24
Meta	31.8971	4.0%	24
CHEC	46.1601	4.5%	24
Cedelca	42.9042	9.8%	24
Cedenar	45.7116	0.4%	12
Tulúa	30.0502	6.7%	18
Sibundoy	44.0204	12.7%	24
Emcali	18.0900	3.8%	12
CENS	38.4623	0.0%	12
E.M. de Energía	45.5915	11.5%	24
Electrocosta	23.0959	4.7%	18
Electricaribe	20.6187	3.2%	12
Putumayo	49.2487	2.8%	24
Huila	46.6191	4.7%	24
Dispac	19.9423	0.0%	12

Fuente: Resolución CREG-030 de junio 2003

2.3. La tecnología y estructura de costos de la distribución de energía

A diferencia de otras actividades, como la generación de energía donde la definición de insumos y productos es simple, la tecnología de la distribución de la energía hace que dicha tarea no sea fácil. En efecto, en la distribución de energía, existen diferentes variables que son importantes en el desarrollo de actividad. Al respecto, existe un consenso con el artículo de Neuberg (1977) de que los cuatro principales factores que afectan la distribución de energía son: El consumo de energía, el número de consumidores, la longitud de redes y el área que cubre la oferta de energía⁵. Sin embargo, como lo sostiene Hattori (2002) es difícil distinguir entre los insumos y las variables exógenas que afectan la distribución del servicio. Por ejemplo la longitud de las redes de distribución o el número de transformadores pueden ser considerados como insumos. No obstante, éstas variables dependen a su vez de la localización de los usuarios, variable que no está bajo el control de las empresas.

Así mismo, aunque dos empresas distribuyan la misma cantidad de energía, la eficiencia de producción y costos puede ser diferente dependiendo del número de usuarios que se atienden y/o de la densidad de localización de los mismos. Por estas razones, no existe un claro consenso en la literatura internacional sobre la definición del “producto” que ofrecen las empresas distribuidoras de energía. Los productos que más han sido utilizados son la cantidad de energía distribuida y el número de usuarios atendidos. En algunos casos también se emplean como productos la energía distribuida a diferentes tipos de usuarios tales como los usuarios residenciales, industriales y comerciales, los cuales se distribuyen a diferentes niveles de tensión y por lo tanto afectan los costos y función de producción de la empresa.

Dependiendo del tipo de análisis, algunos trabajos escogen una sola variable y la más utilizada ha sido la cantidad de energía distribuida a los usuarios finales, teniendo en cuenta, como lo sostienen Estache et. al, (2002) que esta variable no es completamente exógena, dado que la empresa no escoge la cantidad de energía distribuida a los precios dados. Una ventaja de las funciones de distancia es que permiten la incorporación de

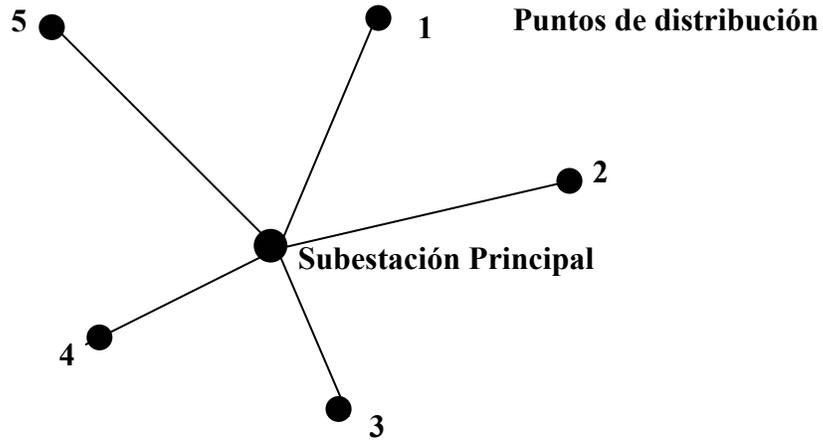
⁵ Ver por ejemplo los artículos de Hattori (2001), Burns and Weyman-Jones (1996), quienes adelantan la definición de los modelos con base en Neuberg (1977)

múltiple productos en las estimaciones de eficiencia técnica de las firmas. Esta técnica permite medir econométricamente la eficiencia cuando las firmas pueden ser catalogadas como multi-productos, como en el caso de las empresas distribuidoras de energía.

Así mismo, para la definición de las variables que afectan la función de costos, es necesario tener claridad sobre el funcionamiento y características de los sistemas de distribución de la energía. Al respecto, Burns y Weyman-Jones (1996) sostienen que para analizar dichas características se deben tener en cuenta la influencia de los aspectos espaciales y geográficos, los cuales se reflejan en el área atendida y en la densidad de los usuarios atendidos. Además, se ha encontrado que la ubicación de los generadores y las redes de distribución tienen gran importancia para la determinación de los costos de las empresas, por los efectos que pueden tener en las pérdidas de energía del sistema.

De acuerdo con Burns y Weyman-Jones (1996), el sistema de distribución más sencillo es el llamado *Radial*, que consiste en un simple nodo de oferta, el cual es conectado a diferentes nodos de distribución donde la electricidad es demandada (ver Gráfico 1). Bajo este esquema, es fácil identificar los costos de ofrecer la energía en cada nodo. En este sistema de distribución si la capacidad de una línea falla, la oferta de los otros nodos no se afectará.

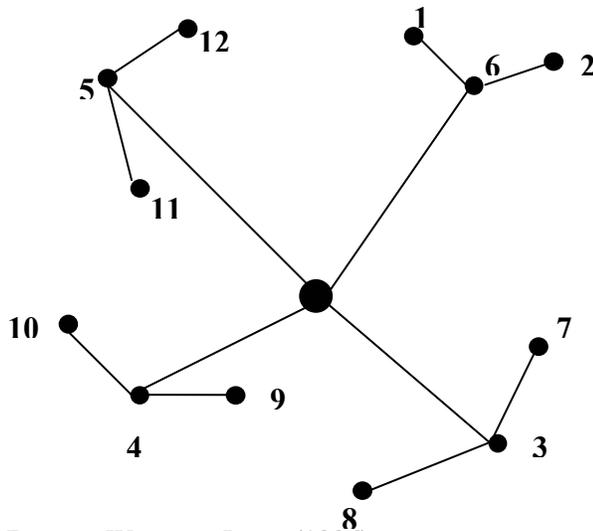
Gráfico 1: Sistema Radial



Fuente: Burns y Weyman-Jones (1996)

El siguiente sistema conocido como *Sistema de Distribución Radial* se presenta cuando surgen nuevas áreas de demanda en puntos tales como los comprendidos entre el 6 y 12, en los cuales la distancia entre ellos y el nodo principal de oferta es mayor que la distancia entre estos puntos y algún otro nodo (ver Gráfico 2) En este caso será más económico unir estos puntos con una nueva línea de servicio al nodo más cercano.

Gráfico 2 Sistema de Distribución Radial



Fuente: Burns y Weyman-Jones (1996)

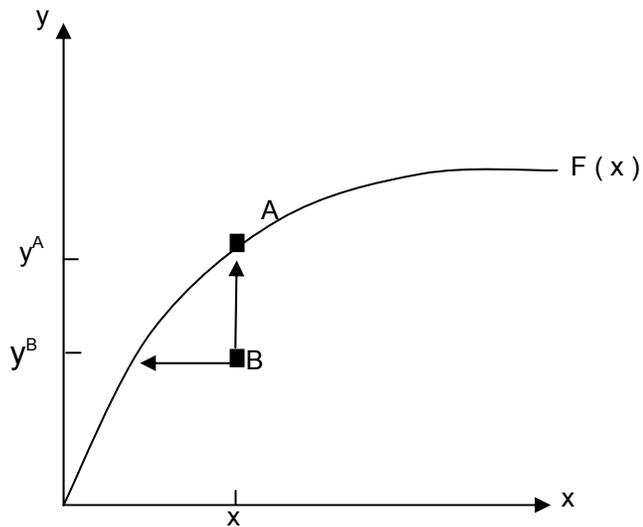
3. Medidas de Eficiencia y Enfoque Econométrico

3.1. Medidas de Eficiencia

En la teoría microeconómica se reconocen dos tipos de eficiencia: la técnica y la de asignación. La eficiencia técnica se define como la habilidad de obtener el máximo producto dado unos niveles de insumos y una tecnología: Dicho de otra manera, la eficiencia técnica mide la habilidad de usar la menor cantidad de insumos para producir una cantidad de producto dada. Por su parte, la eficiencia de asignación se define como la habilidad de combinar de manera óptima insumos y productos, para el nivel de precios existente. Por lo general se supone que las diferencias en la eficiencia técnica se deben a factores bajo el control de los productores, mientras que las variaciones en la eficiencia de asignación pueden estar originados en factores fuera del control de los productores, tales como la diferencia entre los precios observados y proyectados o sub o sobre valoración de precios (Lovell, 1993).

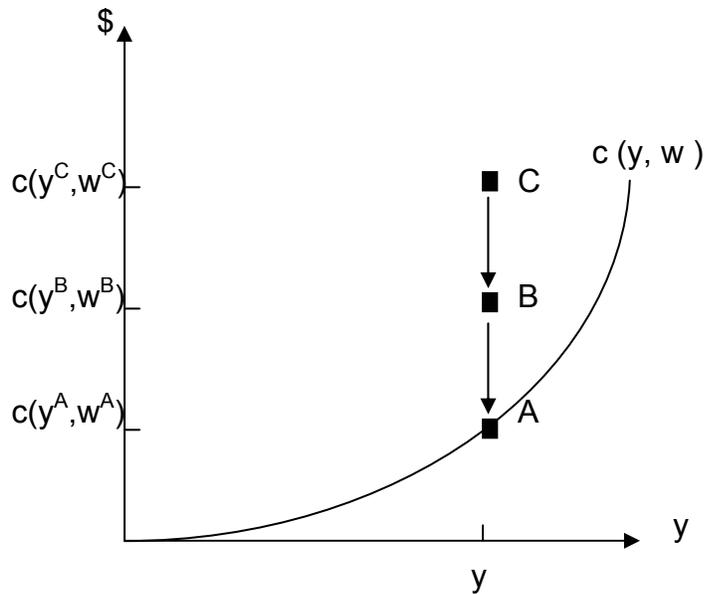
La eficiencia puede medirse utilizando las técnicas de frontera, como la distancia que existe entre una observación y el valor que predice un modelo teórico. Los modelos de frontera más utilizados son las fronteras de producción y costos. Los primeros permiten estimar la eficiencia técnica, como la distancia entre la producción observada y la frontera que representa el producto máximo que puede obtenerse dado un vector de insumos. Así, las unidades de producción localizadas en la frontera, en el Gráfico 5A, son eficientes, mientras que una unidad de producción localizada en el punto *B* podría potencialmente incrementar su producción. Las fronteras de Costos, por su parte, permiten estimar la eficiencia económica, la cual se mide como la diferencia entre los costos observados y el costo mínimo óptimo. En el Gráfico 5B, las unidades productoras localizadas en la frontera son económicamente eficientes, mientras las localizadas en los puntos *B* y *C* no lo son. Las fronteras de producción y de costos miden diferentes tipos de eficiencia. Sobre este tema, Barrow (1988) sostiene que las funciones de producción miden la eficiencia técnica “puesto que las cantidades de insumos están dadas, las cuales pueden estar asignadas de forma no óptima”. Las funciones de costos, por su parte, miden la suma de la ineficiencia técnica y la de asignación. Así, como lo sugiere Greene (1993), un productor puede operar bajo condiciones de eficiencia técnica, pero puede ser ineficiente bajo el enfoque de costos.

Gráfico 5A: Medidas de la eficiencia técnica en una frontera de producción



Fuente: Kumbhakar y Lovell (2000)

Gráfico 5B: Medidas de eficiencia económica en una frontera de Costos



Fuente: Kumbhakar y Lovell (2000)

Según Kalirajan y Shand (1999) las mediciones de eficiencia técnica y de asignación “son centrales para la obtención de altos niveles de desempeño económico”. De acuerdo con estos autores, las mediciones de eficiencia son importantes por las siguientes razones: i)

indican la eficiencia relativa de diferentes unidades productivas; ii) cuando hay grandes diferencias en la eficiencia de las unidades de producción, un análisis adicional podría contribuir a identificar los factores que causan dichas diferencias; y iii) el análisis puede dar indicaciones sobre las políticas requeridas para mejorar los niveles de eficiencia.

En la literatura existen dos métodos alternativos para construir fronteras y medir los niveles de eficiencia: análisis envolvente de datos (conocido como DEA), el cual utiliza programación matemática, y un enfoque econométrico. La principal diferencia entre estos dos métodos es que el segundo permite separar los efectos del ruido estadístico de la ineficiencia, mientras que el primero al ser no estocástico, no lo permite, atribuyendo a la ineficiencia de las empresas factores que no están bajo su control, lo cual como lo sostiene Battese, et. al (2004), lo hace sensible a la presencia de “outliers”. Una ventaja del DEA es que acepta múltiples insumos y productos simultáneamente, pero puede ser muy sensible a la selección de variables (Lovell, 1993).

3.2. Modelo Econométrico

3.2.1. Generalidades de las técnicas de frontera estocástica

El análisis empírico se realiza utilizando la técnica de análisis de frontera estocástica, la cual plantea un nuevo enfoque para la estimación de los niveles de eficiencia. En efecto, las técnicas estocásticas de análisis de frontera, son extensiones del modelo de regresión tradicional, basadas en la premisa microeconómica de que las funciones de producción y de costos representan un ideal: el máximo producto o el mínimo costo que se puede obtener con un conjunto de insumos dado. Esta interpretación como lo señala Green (1993: 68) “recae naturalmente bajo un análisis econométrico, en el cual la ineficiencia se identifica con los errores del modelo de regresión”. Sin embargo, los estimadores que se obtienen de las regresiones tradicionales estiman el “promedio” antes que “la mejor práctica”.

Las técnicas de frontera estocástica a diferencia del análisis de regresión tradicional, se basa en la especificación de un término de error separable en dos componentes. El primero, asociado a la ineficiencia y por ende bajo el control de la firma y el segundo, conformado por choques aleatorios constituidos por todos aquellos elementos estocásticos que pueden contaminar el modelo y que se encuentran por fuera del control de la firma. La

introducción de éstas técnicas permite estimar las medidas de eficiencia, teniendo en cuenta el hecho de que los choques aleatorios fuera del control de las firmas pueden afectar los niveles de producción. Así, la principal diferencia entre las regresiones tradicionales y los modelos de frontera estocástica, se basa en el hecho, de que el error en los modelos de frontera es separable en dos componentes: el término de error y la ineficiencia. La estructura básica de los modelos estocásticos de frontera esta dada por la siguiente ecuación:

$$(3) \quad y = \alpha + \beta'x + v - u$$

Donde se supone que el término de perturbación tiene dos componentes, v y u ($v - u$ para las funciones de producción y $v + u$ para las funciones de costos), donde v es una variable distribuida normalmente que captura el ruido estadístico, con la idea de que las desviaciones de la frontera no se encuentran completamente bajo el control del productor. El término u es la variable que mide la ineficiencia, por lo que sólo puede tomar valores no negativos. De esta manera, si alguna unidad productora fuera completamente eficiente, u sería igual a cero y las desviaciones con respecto a la frontera serían completamente aleatorias. Es importante señalar que en los modelos de frontera se supone que el error ajustado tiene un sesgo negativo en las funciones de costos y positivo en las funciones de producción. Si el error estuviera simétricamente distribuido, no existirían unidades productivas ineficientes.

Las estimaciones econométricas se realizan con base en datos de panel, lo cual, de acuerdo con Schmidt y Sickles (1984), permite evitar tres problemas estadísticos que se registran cuando se utilizan solamente datos de corte transversal: En primer lugar, la ineficiencia se puede estimar consistentemente cuando $T \rightarrow \infty$. En segundo lugar, la ineficiencia se puede estimar sin los requerimientos sobre la distribución de dicho término. Finalmente, los parámetros estimados y la ineficiencia se pueden obtener suponiendo no correlación entre la ineficiencia y los regresores. Con la estructura de datos de panel se pueden utilizar los enfoques de efectos fijos y de efectos aleatorios. Los estimadores que se obtienen a partir de estos modelos aplican diferentes supuestos sobre la necesidad de suponer correlación entre u y los regresores y sobre la necesidad de realizar supuestos de

distribución en el término de ineficiencia (u) con el fin de separarlo del término de perturbación, y poder, por ende, estimar los niveles de eficiencia para cada unidad productora⁶. En el Anexo 1 se presenta mayores detalles sobre estos modelos.

En la literatura, diferentes trabajos han encontrado que las medidas de eficiencia obtenidas con diferentes técnicas de estimación y con diferentes supuestos sobre la distribución del término u , muestran variaciones importantes⁷. Sin embargo, es menos claro si la clasificación de las unidades de producción por su medida individual de eficiencia es sensible a las técnicas de estimación y a los supuestos sobre la distribución. La evidencia empírica muestra que la clasificación de las unidades de producción por los niveles de eficiencia son similares, especialmente en la parte superior e inferior de la ordenación, donde usualmente se concentra el interés del análisis (Kumbhakar y Lovell, 2000).

3.2.2. *Funciones de Distancia*

Cuando se estiman funciones de producción se pueden encontrar situaciones en que las firmas producen diferentes productos, los cuales en la práctica no son lo suficientemente homogéneos como para ser integrados en un solo producto. En estos casos los insumos son compartidos y conjuntamente determinan el proceso de producción. Una herramienta que permite medir econométricamente la eficiencia técnica, cuando las firmas usan múltiples insumos para producir múltiples productos son las funciones de distancia. Estas funciones pueden estar orientadas a los insumos o a los productos. Una función de distancia que adopte una aproximación de conservación de los insumos para medir la distancia a la frontera de posibilidades de producción, provee la cantidad máxima en la que un vector de insumos puede ser “radialmente” contraído sin que se afecte el vector de productos de la firma. Por su parte, una función de distancia que considere la aproximación de expansión del producto provee la cantidad mínima en la que un vector de productos puede ser contraído y aún ser producible con un vector dado de insumos⁸.

⁶ Las distribuciones más utilizadas son: la media-normal truncada en cero, la media-normal truncada en un punto diferente de cero y la exponencial (Ver Greene, 1993; Jondrow, 1982; Battese y Coelli, 1988).

⁷ Sobre este tema ver Albert (1998), Barrow (1988), Bauer y Hancock (1993), Grosskopf (1997), Ruggiero y Vitaliano (1999).

⁸ Para una ampliación de este tema ver Kumbhakar y Lovell, (2000).

Teniendo en cuenta que los resultados en términos de eficiencia son similares bajo las dos aproximaciones, en lo que sigue nos concentraremos en las funciones de distancia orientadas al producto⁹. Para obtener estas funciones, siguiendo a Coelli y Perelman (2000) y Kumbhakar y Lovell, (2000) partimos de la definición de la tecnología de producción de la firma $P(x)$, la cual representa el conjunto de todos los vectores de productos, $y \in R_+^M$ el cual puede ser producido usando el vector de insumos $x \in R_+^K$, Así:

$$(4) \quad P(x) = \{y \in R_+^M : x \text{ puede producir } y\}$$

La función de distancia de producción, introducida por Shephard, se define en el conjunto de productos, $P(x)$ como:

$$(5) \quad D_0(x, y) = \min\{\theta : (y/\theta) \in P(x)\}$$

La función $D_0(x, y)$ es no decreciente, lineal homogénea positiva, convexa en y y decreciente en x . Esta función toma valores menores o iguales a uno, si el vector de productos, y , es un elemento del conjunto de producción posible. Esto es, $D_0(x, y) \leq 1$ si $y \in P(x)$. La función tomará un valor igual a la unidad si el vector de productos, y , está localizado en la superficie de la frontera de posibilidades de producción. Esto es, usando la notación de Coelli y Perelman (2000), $D_0(x, y) = 1$ si $y \in Isoq P(x) = \{y : y \in P(x), \omega y \notin P(x), \omega > 1\}$,

Para obtener la superficie de la frontera (la transformación de la función) en términos estocásticos, la función de distancia puede ser reescrita como:

$$(6) \quad 1 = D_0(x_i, y_i; \beta) \cdot \exp\{u_i - v_i\}$$

Dado que el término de error v_i se distribuye simétricamente alrededor de cero, $D_0(x_i, y_i; \beta) \leq 1$, $\exp\{u_i - v_i\} \geq 1$, y $E(u_i | u_i - v_i) \geq 0$, provee una medida reciproca de la

⁹ Las funciones orientadas a los insumos se obtienen de forma análoga.

eficiencia técnica. Con el fin de convertir la ecuación (6) en una regresión estimable, se utiliza la siguiente propiedad de las funciones de distancias de producción:

$$(7) \quad D_0(x_i, \lambda y_i; \beta) = \lambda D_0(x_i, y_i; \beta), \lambda > 0,$$

y usando las transformaciones realizadas por Kumbhakar y Lovell, (2000: pp 94) podemos obtener el siguiente modelo de regresión de error compuesto:

$$(8) \quad |y_i|^{-1} = D_0\left(x_i, \frac{y_i}{|y_i|}; \beta\right) \cdot \exp\{u_i - v_i\}$$

La variable dependiente en esta regresión es el recíproco del vector de productos estándar, los regresores son los insumos (iguales a los de un modelo de frontera de producción de un solo producto) y los productos normalizados. El componente de error simétrico v_i captura los efectos del ruido aleatorio y u_i provee las bases para una medida recíproca de la eficiencia técnica.

Teniendo en cuenta, como se analizara en la siguiente sección, que las empresas de distribución de energía eléctrica no producen un solo producto homogéneo, las funciones de distancia constituyen una buena alternativa para la estimación de la eficiencia técnica de este sector de producción.

3.2.3. Variación Intertemporal de los niveles de eficiencia

Los primeros desarrollos de las técnicas de frontera utilizando datos de panel, suponían que aunque los niveles de eficiencia variaban a través de las firmas, eran constantes a través del tiempo. Bajo estas condiciones una función de producción Cobb-Douglas, se puede representar por la siguiente ecuación:

$$(9) \quad \ln y_{it} = \beta_0 + \sum_n \beta_n \ln x_{nit} + v_{it} - u_i$$

Donde v_{it} representa el ruido estocástico aleatorio y $u_i > 0$ representa la ineficiencia técnica. Aquí, la estructura de producción técnica se supone constante a través del tiempo, y no se permite la posibilidad de cambio técnico. Este supuesto puede ser fuerte, especialmente si las firmas bajo análisis operan en un mercado competitivo y la información de tiempo en el panel es amplia. Teniendo en cuenta estas dificultades, en la década de los noventa, se desarrollaron varias metodologías que introducen la posibilidad de variación de los niveles de eficiencia a través del tiempo. Al respecto, uno de los desarrollos más conocidos y aceptados es el de Battese y Coelli (1992), que transforma la ecuación 9, en:

$$(10) \quad \begin{aligned} \ln y_{it} &= \beta_{0t} + \sum_n \beta_n \ln x_{nit} + v_{it} - u_{it} \\ &= \beta_{it} + \sum_n \beta_n \ln x_{nit} + v_{it} \end{aligned}$$

Donde β_{0t} es el intercepto de la frontera de producción común para todos los productores en el periodo t , $\beta_{it} = \beta_{0t} - u_{it}$ es el intercepto del productor i en el periodo t . Esta ecuación permite obtener tanto los estimadores de los parámetros que describen la estructura de producción y los estimadores de la eficiencia para cada productor. El término de eficiencia es igual a $u_{it} = \beta(t) \cdot u_t$, donde $\beta(t) = \exp\{-\gamma(t-T)\}$. γ , es un parámetro adicional que debe ser estimado. La función $\beta(t)$ satisface las siguientes propiedades i) $\beta(t) \geq 0$ y ii) $\beta(t)$ disminuye a una tasa creciente si $\gamma > 0$, aumenta a una tasa creciente si $\gamma < 0$ o permanece constante si $\gamma = 0$. Posteriormente, Battese y Coelli realizan supuestos de distribución (normal para v_{it} y normal truncada para u_{it}) y usan máxima verosimilitud para obtener todos los parámetros del modelo. En los análisis empíricos se estimarán tanto los niveles de eficiencia que permanecen constante en el tiempo, como los que varían a través del tiempo, con el fin de obtener información sobre los posibles efectos de cambio técnico registrados en la industria durante el período de análisis.

3.2.4. Efectos de las variables ambientales

Como lo sostienen Coelli Perelman y Romano (1999), uno de los principales supuestos de los análisis de frontera y de las medidas de eficiencia técnica es que “todas las firmas en una industria comparten la misma tecnología de producción y enfrentan condiciones ambientales similares”. Sin embargo, este no es el caso en muchas industrias y en el caso particular de las empresas de distribución de energía, factores como las condiciones geográficas, número de usuarios y densidad de localización de los mismos pueden afectar el desempeño de las empresas.

En la literatura sobre la medición de técnicas de eficiencia, se han propuesto dos enfoques alternativos para tratar este problema. El primero, supone que los factores ambientales afectan la tecnología de producción y por lo tanto dichos factores se deben incluir directamente en la función de producción como regresores. Para la estimación de la eficiencia técnica usando este enfoque y suponiendo M factores ambientales, se agrega el

término $\sum_{j=1}^M \theta_j \ln z_{jn}$. El segundo enfoque supone que los factores ambientales afectan la

eficiencia técnica y por lo tanto deben ser incluidos de tal forma que afecten el término de eficiencia (Coelli, Perelman y Romano, 1999; Kumbhakar y Lovell, 2000). Para la estimación de este enfoque se utiliza el modelo propuesto por Battese y Coelli (1995), en el cual el término de ineficiencia es una función explícita de un vector de características ambientales z_{jn} . Así, $u_{ni} \approx N^+(z_{ni}'\lambda, \sigma_u^2)$. Bajo esta aproximación el parámetro λ debe ser estimado, junto con el resto de parámetros usando métodos de máxima verosimilitud¹⁰.

Dada la tecnología de la actividad de distribución de energía, parecería razonable suponer que los factores ambientales tienen una influencia directa en el desempeño de las empresas y por lo tanto en la forma de la tecnología de producción. Sin embargo, como una forma de estimar el impacto de las condiciones ambientales en el desempeño de las diferentes empresas, la estimación de los niveles de eficiencia se realizará utilizando los dos enfoques alternativos.

¹⁰ Para una ampliación de la estimación de este modelo ver Coelli, Perelman y Romano (1999) y Kumbhakar y Lovell, (2000).

3.3. Medición de la eficiencia en el sector eléctrico

Como se mencionó anteriormente, las técnicas de frontera estocástica han sido ampliamente utilizadas para medir los niveles de eficiencia a través de diferentes unidades de producción. Con relación al sector de servicios públicos y en particular al sector eléctrico se han adelantado varios estudios que evalúan los niveles de eficiencia de las empresas en diferentes etapas de producción. Específicamente, dentro de los estudios que han analizado el tema para las empresas encargadas de la distribución de energía, vale la pena destacar el trabajo de Estache et. al. (2002), quienes analizan el desempeño de 39 empresas distribuidoras de energía de Sur América para el período 1994-2000. En este documento, los autores realizan comparaciones internacionales utilizando métodos econométricos y la metodología de análisis envolvente de datos (DEA). En las conclusiones de este trabajo se resalta la importancia de organizar la competencia de las empresas del sector eléctrico alrededor de las medidas de eficiencia técnica. Igualmente, se destaca la necesidad de reducir la información asimétrica entre el ente regulador y las empresas, con el fin de hacer efectivo el traslado de las ganancias por mejores niveles de eficiencia a los usuarios finales. Otro estudio que analiza el desempeño de empresas distribuidoras de energía, es el adelantado por Hattori (2002), en el cual se evalúa el desempeño relativo de las empresas de distribución de energía de Estados Unidos y Japón en el período 1982-1997. El autor utiliza las técnicas de frontera estocástica y para representar la tecnología de las empresas distribuidoras emplea funciones de distancia. Con base en los resultados, el autor encuentra evidencia empírica de que en promedio las empresas japonesas son más eficientes que las de Estados Unidos. Otros estudios que vale la pena resaltar son los de Burns y Weyman-Jones (1996) y Kumbhakar y Hjalmarrsson. (1998), quienes estiman, respectivamente, una frontera de costos para las empresas de distribución de electricidad de Inglaterra y Gales; y una función de producción para las empresas municipales de Suecia. En los dos casos, los autores encuentran evidencia de la existencia de economías de escala en las empresas.

Para el caso Colombiano, se han hecho varios esfuerzos para tratar de medir la eficiencia del sector eléctrico colombiano bajo diversas metodologías. Por ejemplo, Pombo y Ramirez (2001) evalúan las posibles ganancias o pérdidas en el sector eléctrico colombiano del proceso de privatización y de los cambios en materia de regulación durante la década de los noventa. En este estudio se utiliza la metodología de análisis envolvente

de datos y los resultados muestran que existe un efecto positivo en las plantas de energía, con ganancias en eficiencia productiva. Por su parte, la entidad que regula a las empresas del sector eléctrico (CREG) ha utilizado la metodología DEA para evaluar el desempeño de las empresas del sector en los últimos años. En particular, esta metodología fue utilizada para corroborar el valor de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) que venía siendo reconocido a las diferentes empresas. A pesar de estos esfuerzos, para el caso Colombiano no se han adelantado estudios de eficiencia de las empresas del sector eléctrico utilizando técnicas de frontera estocástica, las cuales como se indicó anteriormente tienen varias ventajas con respecto a la metodología DEA.

4. Estimación empírica usando funciones de distancia estocástica

Las técnicas de frontera han sido ampliamente utilizadas para medir los niveles de eficiencia de empresas encargadas de la distribución de la energía eléctrica. Algunos de estos trabajos utilizan fronteras de producción, otros fronteras de costos y más recientemente las fronteras de distancia. Estos métodos estiman una frontera de desempeño eficiente de la mejor “práctica” para una muestra de empresas. En este trabajo con el fin de identificar el desempeño de las empresas distribuidoras de energía se utilizarán las funciones de distancia, las cuales como se explicó anteriormente, permiten la estimación de fronteras estocásticas de producción sin sacrificar la habilidad para evaluar múltiples productos¹¹. Las estimaciones se realizan utilizando diferentes supuestos de distribución acerca del término de error y diferentes parametrizaciones con respecto al manejo intertemporal de la eficiencia y de las variables ambientales. Los modelos se estiman usando datos de panel, los cuales cuando se utilizan técnicas de frontera estocástica, tienen ventajas estadísticas sobre el uso de los análisis de corte transversal. Con base en la disponibilidad de información, el estudio se realiza para el período 1999-2003 para una muestra de 20 empresas de distribución de energía en Colombia¹².

¹¹ Las funciones de costos también aceptan diferentes productos. Sin embargo, por disponibilidad de información nos concentraremos en el análisis de las funciones de distancia.

¹² En el Anexo 2 se presenta la lista de las diferentes empresas distribuidoras de energía, la ciudad donde opera y la fecha de inicio de operaciones. Es importante anotar que las empresas distribuidoras también pueden ser comercializadoras. En lo posible la información de las diferentes variables se concentra exclusivamente en la actividad de distribución.

4.1. Especificación del modelo

Para la estimación de la función de distancia se utiliza una función translog, la cual es flexible y permite la imposición de homogeneidad¹³. Con base en la argumentación presentada en la sección 3.2.2 sobre estas funciones y siguiendo a Coelli y Perelman (2000), la función translog de distancia del producto para el caso de M productos y K insumos se especifica de la siguiente manera:

$$(11) \quad \ln D_n = \alpha_o + \sum_{m=1}^M \alpha_m \ln y_{mn} + 0.5 \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^M \alpha_{mi} \ln y_{mn} \ln y_{in} + \sum \beta_k \ln x_{kn} \\ + 0.5 \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^K \beta_{kj} \ln x_{kn} \ln x_{jn} + \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \delta_{km} \ln x_{kn} \ln y_{mn}$$

Donde n representa la empresa n_{th} , y_{mn} la cantidad de producto m_{th} de la empresa n , x_{kn} el insumo k_{th} de la empresa n y D_n la función de distancia. Con el fin de obtener la superficie de la frontera igualamos D_n a 1, lo cual implica que el lado izquierdo de la ecuación (11) es igual a cero. Una propiedad necesaria de las funciones de distancia es la homogeneidad de grado +1 en los productos y en los insumos, así:

$$\sum_{m=1}^M \alpha_m = 1; \quad \sum_{n=1}^M \alpha_{mi} = 0, \quad m = 1, 2, \dots, M; \quad \sum_{m=1}^M \delta_{km} = 0, \quad k = 1, 2, \dots, K$$

Adicionalmente, se requiere de las siguientes condiciones de simetría y separabilidad entre insumos y productos:

$$\alpha_{mi} = \alpha_{im} \quad m, i = 1, 2, \dots, M; \quad \beta_{kj} = \beta_{jk} \quad k, j = 1, 2, \dots, K$$

$$\delta_{km} = 0 \quad k = 1, 2, \dots, K, \quad m = 1, 2, \dots, M$$

¹³ La función translog fue comparada con especificaciones alternativas Cobb-Douglas usando la prueba de razón de verosimilitud y en todos los casos la tecnología Cobb-Douglas fue rechazada.

Haciendo uso de la propiedad de las funciones de producción de distancia, definida en la ecuación (7), se escoge uno de los productos arbitrariamente (producto m_{th}) y se define $\lambda = 1/y_M$, por los que obtenemos:

$$(12) \quad D_n(x, y / y_M; \alpha, \beta, \delta) = D_n(x, y; \alpha, \beta, \delta) / y_M$$

En términos de la función translog, imponiendo las diferentes restricciones de homogeneidad, simetría y separabilidad, tendremos:

$$(13) \quad \ln(D_n / y_{Mn}) = \alpha_o + \sum_{m=1}^{M-1} \alpha_m \ln(y_{mn} / y_{Mn}) + 0.5 \sum_{m=1}^{M-1} \sum_{i=1}^{M-1} \alpha_{mi} \ln(y_{mn} / y_{Mn}) \ln(y_{in} / y_{Mn}) \\ + \sum \beta_k \ln x_{kn} + 0.5 \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^K \beta_{kj} \ln x_{kn} \ln x_{jn} + \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \delta_{km} \ln x_{kn} \ln(y_{mn} / y_{Mn})$$

Con el fin de convertir la ecuación anterior, en una regresión estimable, reescribimos (13) como:

$$(14) \quad \ln(D_n / y_{Mi}) = TL(x_n, y_n / y_{Mn}; \alpha, \beta, \delta) \quad n = 1, 2, \dots, N, \text{ ó}$$

$$(15) \quad \ln(D_n) - \ln(y_{Mn}) = TL(x_n, y_n / y_{Mn}; \alpha, \beta, \delta) \quad n = 1, 2, \dots, N$$

Por lo tanto,

$$(16) \quad -\ln(y_{Mn}) = TL(x_n, y_n / y_{Mn}, \alpha, \beta, \delta) - \ln(D_n) \quad n= 1, 2, \dots, N$$

El término $-\ln(D_n)$ se puede interpretar como el error que explica la diferencia entre los puntos de los datos observados y aquellos puntos que predice la función translog de distancia estimada. Así, el término de distancia en logaritmos $-d_n$ puede ser reemplazado por el término de error compuesto $v_n - u_n$ y de esta manera la función se puede estimar con las técnicas tradicionales de frontera estocástica.

4.2. Datos

La estimación de la función de distancia se realiza utilizando un panel de 20 empresas distribuidoras de energía, para el período 1999-2003. La información de las variables utilizadas en los modelos se recolectó a partir de diferentes fuentes de información, entre las cuales se destacan la Superintendencia de Servicios Públicos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el Departamento Nacional de Estadística. En el Anexo 3, se presentan las definiciones de las diferentes variables utilizadas en la estimación de los modelos, con las respectivas fuentes de información.

Con respecto a los productos, se utilizaron las ventas en Gwh realizadas por las empresas a diferentes tipos de usuarios: residencial, comercial e industrial y otros sectores, cuyos voltajes de distribución y cantidades de consumos por usuario difieren, afectando la tecnología de producción¹⁴. Teniendo en cuenta que la función de distancia se estimará con orientación a los productos, se requiere de la selección de uno de ellos para la normalización de los productos que se utilizarán como regresores¹⁵. En nuestro caso se seleccionó la variable de ventas al sector residencial y como regresores se utilizaron las ventas normalizadas al sector comercial e industrial y las ventas normalizadas a otros sectores. Adicionalmente, en la estimación de las funciones distancia se incluyen como regresores la cantidad de los insumos de trabajo y capital utilizados por las empresas. Con respecto al trabajo, vale la pena mencionar que este se podría dividir en varias categorías, tales como: trabajadores calificados, no calificados, directivos, etc. Sin embargo, debido a las limitaciones de grados de libertad y a la disponibilidad de información homogénea a través de todas las empresas, esta variable se incluye en forma agregada, suponiendo una distribución uniforme del grado de calificación de los empleados de todas las empresas. Este supuesto, de acuerdo con Coelli, et. al. (2003) es razonable cuando el análisis se realiza para un solo país, como en nuestro caso, pero tendría inconvenientes en comparaciones internacionales.

¹⁴ Inicialmente se considero el número total de usuarios como otro producto de las empresas distribuidoras de energía. Sin embargo, como lo sostiene Hattori (2002), la estimación de las funciones de distancia estocástica en términos de esta variable viola la condición de monotonicidad, sugiriendo que esta variable no debe ser tratada como un producto cuando se utilizan esta clase de funciones.

¹⁵ Para más detalles sobre la forma de realizar la normalización ver secciones 3.2.2 y 5.1.

Con base en lo descrito en la sección 4.2, se puede inferir que en la distribución de energía los principales insumos de capital son la longitud de las líneas de distribución y el número de transformadores. Esta última variable, sin embargo, puede presentar problemas de homogeneidad, teniendo en cuenta que los transformadores pueden ser de diferentes clases y tamaños. Por ésta razón, junto con la longitud de las redes de distribución, se utilizará la capacidad total de los transformadores de cada empresa, medidos en MVA, la cual es una medida homogénea para las diferentes empresas.

Finalmente, las principales variables de entorno, incluidas en el modelo son: i) la densidad de población en el área atendida por la empresa, la cual puede dar indicios de la extensión y configuración del sistema de distribución, así como de las características geográficas de la zona atendida. En particular, valores de densidad altos podrían permitir a una firma distribuir más producto por unidad de insumo (ver Estache, et. al., 2002). ii) La cantidad de energía consumida por usuario, la cual puede afectar el desempeño de la empresa teniendo en cuenta que usuarios con altos consumos podrían requerir menor cantidad de insumos por producto distribuido. iii) La proporción de la capacidad urbana y rural de cada empresa, la cual se incluye teniendo en cuenta que estudios de la CREG han demostrado que existe diferencia entre mercados urbanos y rurales, lo cual tiene incidencia en los costos que enfrentan las empresas (inversión y pérdidas técnicas que conlleva el transporte de electricidad), debido a la dispersión geográfica de ubicación de los usuarios.

4.3. Resultados

Teniendo en cuenta que existe un amplio número de modelos que pueden ser considerados en la estimación de las funciones de distancia, los cuales pueden diferir por la distribución del término de eficiencia (media normal, truncada, exponencial), el supuesto con respecto a la dinámica de la eficiencia (no variante o variante en el tiempo) o del tratamiento de las variables ambientales (afectan o no la tecnología o afectan la eficiencia) se estiman varios modelos alternativos y para la selección del modelo más adecuado se utiliza la prueba de la

razón de verosimilitud”¹⁶. En particular, se estimarán cinco funciones de distancia, las cuales consideran diferentes parametrizaciones con respecto a la dinámica del término de ineficiencia y del manejo de las variables ambientales. Con el fin de adelantar comparaciones de los resultados, se supone una distribución normal truncada para separar el término de error del término de eficiencia, considerando que los modelos usados para permitir la variación del término de eficiencia en el tiempo (Battese y Coelli, 1992) y para representar el término de eficiencia como una función explícita de las variables ambientales (Battese y Coelli, 1995) utilizan dicha distribución. Los modelos a estimar son los siguientes:

Modelo 1: Supone que la tecnología de producción es constante a través del tiempo, y las variables ambientales no se incluyen en la estimación.

Modelo 2: Considera la parametrización de Battese y Coelli (1992), la cual supone que los niveles de eficiencia pueden variar a través del tiempo y no incluye las variables ambientales en la estimación.

Modelo 3: Supone que la tecnología de producción es constante a través del tiempo, y que las variables ambientales afectan directamente la tecnología de producción.

Modelo 4: Considera la parametrización de Battese y Coelli (1992), la cual supone que los niveles de eficiencia pueden variar a través del tiempo y considera que las variables ambientales afectan directamente la tecnología de producción.

Modelo 5: Considera que las variables ambientales afectan la eficiencia técnica de las empresas y no la tecnología de producción. Para la estimación de modelo se utiliza la parametrización de Battese y Coelli (1995). Este supone que los niveles de eficiencia pueden variar en el tiempo.

¹⁶ La razón de verosimilitud es una prueba estadística de bondad entre dos modelos. Un modelo relativamente más complejo se compara con uno más simple para evaluar si este se ajusta significativamente mejor a una base de datos particular. La prueba es válida cuando el modelo más complejo difiere del modelo simple solo por la adición de uno o más parámetros. Asintóticamente, la prueba tiene una distribución chi-cuadrado, con grados de libertad igual al número adicional de parámetros en el modelo más complejo.

Los parámetros estimados de los diferentes modelos y las pruebas t se presentan en el Cuadro No. 2¹⁷. En todos los casos el parámetro μ es positivo y significativo indicando que la distribución normal-trucada, donde u se distribuye $N(\mu, \sigma_u^2)$, es una mejor aproximación que la media normal donde u se distribuye $N(0, \sigma_u^2)$. Los resultados de los coeficientes de los insumos de primer orden, los cuales corresponden a las elasticidades parciales promedio, teniendo en cuenta que todas las variables fueron normalizadas con respecto a su media, indican que se podrían estar presentando rendimientos decrecientes a escala. En efecto de acuerdo con estos coeficientes existe una relación negativa y significativa entre los insumos utilizados y las ventas al sector residencial. Estos resultados sugieren que no necesariamente un aumento en los insumos se ha visto reflejado, en promedio, en mayores niveles de distribución de energía, o pueden ser el resultado de aumentos en productividad, indicando que una mayor distribución de energía ha estado acompañada de una disminución en la cantidad de insumos utilizados¹⁸. En la mayoría de los casos los coeficientes de segundo orden y los términos cruzados en la mayoría de los casos tienen los signos esperados, facilitando que la curva de transformación tenga una forma cóncava y no la forma convexa de la función Cobb-Douglas.

Los coeficientes estimados de las variables ambientales en los modelos 3 y 4 tienen signos negativos, indicando que dichas variables podrían afectar la producción de las empresas. En este caso, empresas con un entorno más favorable en términos de densidad poblacional del área atendida y/o de los niveles de consumo de los usuarios, se podrían desempeñar mejor cuando dichas variables se incluyen afectando la tecnología de producción. Por su parte, los resultados del modelo 5, indican que hay un efecto positivo entre las variables de entorno y los niveles de eficiencia, cuando dichas variables se incluyen afectando el término u y no la tecnología. Finalmente, vale la pena anotar que la relación σ_u / σ_e es positiva y significativa, indicando que un porcentaje significativo del término de error se debe a factores que pueden ser controlados por las empresas.

¹⁷ Las estimaciones se realizaron utilizando FRONTIER versión 4.1 y Stata versión 8.

¹⁸ La variable longitud de red fue excluida de las diferentes estimaciones teniendo en cuenta que los términos de primero y segundo orden y los términos cruzados con esta variable fueron todos no significativos, por lo tanto su impacto en términos de eficiencia era mínimo. El hecho de mantener la variable reducía los grados de libertad del modelo.

Cuadro No. 2: Parámetros estimados de la función de producción de distancia*

Parámetros		Modelo 1		Modelo 2		Modelo3	
α_0	Constante	0.13166	(0.69)	0.10999	(0.44)	0.38301	(3.78)
α_1	$\ln y_1$ (<i>ventas_CI</i>)	-0.12112	(-1.76)	-0.16058	(-1.29)	-0.04447	(-0.67)
α_2	$\ln y_2$ (<i>ventas_OS</i>)	-0.00984	(-0.11)	-0.02539	(-0.12)	0.09436	(1.29)
α_{11}	$(\ln y_1)^2$	0.28974	(1.61)	0.35445	(0.64)	0.18890	(1.31)
α_{22}	$(\ln y_2)^2$	-0.78417	(-2.79)	-0.44320	(-1.10)	-0.31607	(-1.49)
α_{12}	$\ln y_1 \cdot \ln y_2$	-0.18698	(-1.29)	-0.28777	(-0.59)	-0.07677	(-0.65)
β_1	$\ln x_1$ (<i>empleo</i>)	-0.68636	(-7.49)	-0.67549	(-1.52)	-0.41674	(-4.65)
β_2	$\ln x_2$ (<i>capital_CA</i>)	-0.32285	(-5.17)	-0.29226	(-1.55)	-0.18355	(-3.49)
β_{11}	$(\ln x_1)^2$	-0.25887	(-1.44)	-0.34178	(-1.08)	0.10797	(0.77)
β_{22}	$(\ln x_2)^2$	-0.29906	(-4.55)	-0.31609	(-2.17)	-0.17955	(-3.32)
β_{12}	$\ln x_1 \cdot \ln x_2$	0.26835	(3.44)	0.30429	(1.45)	0.16301	(2.53)
δ_{11}	$\ln y_1 \cdot \ln x_1$	-0.20476	(-1.41)	-0.26482	(-0.53)	-0.10711	(-0.93)
δ_{12}	$\ln y_1 \cdot \ln x_2$	0.01230	(1.21)	0.05934	(0.24)	0.03498	(0.44)
δ_{21}	$\ln y_2 \cdot \ln x_1$	0.29584	(2.40)	0.34276	(1.07)	-0.09753	(-0.92)
δ_{22}	$\ln y_2 \cdot \ln x_2$	-0.31115	(-3.14)	-0.37556	(-2.52)	-0.11916	(-1.41)
θ_1	$\ln z_1$ (<i>densidad</i>)					-0.30273	(-10.11)
θ_2	$\ln z_2$ (<i>cons/usuario</i>)					-0.19022	(-1.49)
θ_3	$\ln z_3$ (<i>cap. urbana</i>)					-0.18754	(-1.21)
λ_0	Constante						
θ_1	$\ln z_1$ (<i>densidad</i>)						
θ_2	$\ln z_2$ (<i>cons/usuario</i>)						
θ_3	$\ln z_3$ (<i>cap. urbana</i>)						
σ_u^2		0.18890	(4.43)	0.13889	(3.43)	-0.07585	(-8.22)
σ_u / σ_e		0.93360	(29.25)	0.91463	(21.55)	0.90917	(29.05)
γ (eta)				-0.00696	(-0.14)		
μ (mu)		0.83991	(3.53)	0.71284	(2.59)	0.52521	(5.67)

*El estadístico t aparece entre paréntesis

Cuadro No. 2: Parámetros estimados de la función de producción de distancia* (cont.)

Parámetros		Modelo 4		Modelo 5	
α_0	Constante	0.31410	(3.01)	0.63635	(3.51)
α_1	$\ln y_1$ (<i>ventas_CI</i>)	-0.01602	(-0.23)	-0.13730	(-0.17)
α_2	$\ln y_2$ (<i>ventas_OS</i>)	-0.04515	(-0.56)	-0.00866	(-0.04)
α_{11}	$(\ln y_1)^2$	0.20386	(1.33)	0.69018	(0.90)
α_{22}	$(\ln y_2)^2$	-0.27876	(-1.23)	0.52494	(1.80)
α_{12}	$\ln y_1 \cdot \ln y_2$	-0.12800	(-1.02)	-0.62848	(-0.72)
β_1	$\ln x_1$ (<i>empleo</i>)	-0.52381	(-6.24)	-0.55765	(-1.53)
β_2	$\ln x_2$ (<i>capital_CA</i>)	-0.15897	(-2.82)	-0.23137	(-0.64)
β_{11}	$(\ln x_1)^2$	0.02794	(0.20)	-0.16798	(-0.21)
β_{22}	$(\ln x_2)^2$	-0.21482	(-4.09)	-0.21110	(-7.28)
β_{12}	$\ln x_1 \cdot \ln x_2$	0.19542	(3.18)	0.22869	(1.58)
δ_{11}	$\ln y_1 \cdot \ln x_1$	-0.15255	(-1.34)	0.06653	(0.39)
δ_{12}	$\ln y_1 \cdot \ln x_2$	-0.09845	(-1.24)	-0.03399	(-0.22)
δ_{21}	$\ln y_2 \cdot \ln x_1$	-0.09166	(-0.85)	0.05389	(0.13)
δ_{22}	$\ln y_2 \cdot \ln x_2$	-0.14262	(-1.68)	-0.11156	(-0.20)
θ_1	$\ln z_1$ (<i>densidad</i>)	-0.29882	(-8.78)		
θ_2	$\ln z_2$ (<i>cons/usuario</i>)	-0.17874	(-1.47)		
θ_3	$\ln z_3$ (<i>cap. urbana</i>)	-0.14822	(-0.91)		
λ_0	Constante			0.91074	(4.05)
θ_1	$\ln z_1$ (<i>densidad</i>)			0.19605	(0.91)
θ_2	$\ln z_2$ (<i>cons/usuario</i>)			0.33420	(1.37)
θ_3	$\ln z_3$ (<i>cap. urbana</i>)			0.45286	(3.07)
σ_u^2		0.0673	(6.97)	0.04326	(0.61)
σ_u / σ_e		0.8806	(20.63)	0.06689	(0.37)
γ (eta)		-0.0364	(-1.10)		
μ (mu)		0.4870	(4.63)		

*El estadístico t aparece entre paréntesis

Utilizando los resultados de las funciones de distancia, se calcularon los niveles de ineficiencia técnica para las diferentes empresas. Los resultados de estas estimaciones muestran que los niveles promedio de eficiencia varían entre los diferentes modelos y que existe una gran dispersión entre las diferentes empresas distribuidoras de energía, teniendo en cuenta que las desviaciones estándar varían entre 17% en el modelo 4 y 25% en el modelo 5 y que los valores de eficiencia varían entre 14% y 99% (ver Cuadro No. 3). Estos resultados sugieren que ganancias potenciales importantes en términos de eficiencia se pueden obtener por parte de las empresas distribuidoras de energía.

Cuadro No. 3: Eficiencia técnica por tipo de modelo

Modelo	Promedio	Des. Stand.	Valor mínimo	Valor Máximo
Modelo 1	0.3786	0.1900	0.1420	0.9619
Modelo 2	0.4461	0.1961	0.1558	0.9683
Modelo 3	0.5362	0.1738	0.3127	0.9507
Modelo 4	0.5778	0.1654	0.3285	0.9526
Modelo 5	0.6344	0.2471	0.1906	0.9933

Como se mencionó, la selección del modelo más adecuado se realiza con base en la prueba de la razón de verosimilitud, la cual se calcula para comparar las siguientes especificaciones: i) el modelo que supone una tecnología de producción constante a través del tiempo con el modelo de Battese y Coelli (2002), el cual considera que la eficiencia puede variar en el tiempo. La prueba se estima sin incluir las variables ambientales y considerando que dichas variables afectan la tecnología de producción; ii) el modelo que no incluye las variables ambientales con el que considera que dichas variables afectan la tecnología de producción¹⁹. iii) el modelo de la función de distancia translog con la función de distancia Cobb-Douglas. La prueba se calcula suponiendo que la eficiencia es invariante en el tiempo y que puede variar en el tiempo (ver Cuadro No. 4).

¹⁹ La prueba de razón de verosimilitud no se pudo aplicar con el modelo 5, debido a que la parametrización particular del modelo incluye las variables ambientales en el término de eficiencia. Por lo tanto, el requisito de que uno de los modelos involucre el otro no se cumple.

Cuadro No. 4: Prueba de la razón de verosimilitud

Modelos alternativos	Hipótesis nula	Chi² prob>chi²
<i>u</i> no variante en el tiempo vs. modelo Battese y Coelli (1992) ^{1/}		
1. Sin var. ambientales	Ho: $\gamma = 0$	2.41 (0.1206)
2. Con var. ambientales		3.46 (0.0628)
<i>z</i> no afecta la producción ni <i>u</i> vs. <i>z</i> afecta producción ^{1/}		
1. Con <i>u</i> invariante en el tiempo	Ho: $\theta_j = 0$	29.68 (0.000)**
2. Con <i>u</i> variante en el tiempo		30.73 (0.000)**
Cobb-Douglas vs. Translog ^{2/}		
1. Con <i>u</i> invariante en el tiempo	Ho: $\alpha_{mi} = \beta_{kj} = \delta_{km} = 0$	16.37 (0.0894)*
2. Con <i>u</i> variante en el tiempo		15.63 (0.1008)**

^{1/} En todos los casos se considera la función translog

^{2/} En los dos casos se mantienen las variables ambientales

En relación con el tipo de forma funcional, las pruebas apoyan el uso de la función translog, la cual para la estimación de las funciones de distancia tiene las ventajas de ser flexible y permitir la imposición de homogeneidad. Con respecto a la dinámica del término de eficiencia, tanto en el caso en que se consideran las variables ambientales como en el que no se consideran, la prueba de hipótesis indica que el modelo de Battese y Coelli (1992) se puede rechazar en favor del modelo en el cual la eficiencia no varía en el tiempo. El resultado de esta prueba es consistente con el hecho de que el parámetro γ (η), incluido en la parametrización de Battese y Coelli, no significativo en los modelos 2 4 y 5. Estos resultados sugieren que durante el período de análisis (1999-2003) no se registró en promedio un cambio significativo en los niveles de eficiencia de las empresas²⁰.

²⁰ El cambio en la eficiencia técnica (CET) ocurrido durante el periodo 1999 y 2003, calculado anualmente para los modelos que utilizan la parametrización de Battese y Coelli (1992) con base en la formula: $CET = \ln(ETt2/ETt1) * 100$, indican que la eficiencia técnica mejoro en promedio menos del 1%.

En la prueba de la razón de verosimilitud que compara el modelo que no incluye variables ambientales con el modelo que supone que dichas variables afectan la tecnología de producción, la prueba de hipótesis $H_0: \theta_j = 0$ es rechazada por los datos, sugiriendo que las variables ambientales no pueden ser omitidas de la función de producción. Al comparar los modelos 1 y 2 con los modelos 3 y 4, cuya diferencia es el tratamiento de las variables ambientales, se encuentra que en promedio los niveles de eficiencia técnica son más altos cuando se incluyen las variables ambientales, pasando en promedio de 38% a 54%, cuando la eficiencia no varía en el tiempo y de 45% a 58%, cuando se usa la parametrización de Battese y Coelli (ver Cuadro No. 3).

Cuando se comparan los niveles de eficiencia por empresas, los resultados difieren sustancialmente. Como era de esperarse las empresas que atienden áreas de baja densidad poblacional y bajos consumos por usuario se comportan mejor cuando las variables ambientales no se incluyen en el modelo afectando la tecnología de producción. En efecto, como se observa en el Cuadro No. 5, cuando el modelo se estima sin variables ambientales (modelos 1 y 2), los niveles de eficiencia técnica promedio disminuyen a medida que la densidad del área poblacional y el consumo por usuario de la empresa aumentan. Cuando en el modelo se incluyen las variables ambientales afectando la función de producción esta relación es menos clara (modelos 3 y 4). Estos resultados indican que el desempeño relativo de las empresas que atienden áreas de baja densidad y atienden usuarios de bajo consumo se ve favorecido cuando las variables ambientales no se tienen en cuenta en las estimaciones.

Por otra parte, cuando se comparan los resultados de los modelos 3 y 4, que suponen que los factores ambientales afectan la forma de la tecnología y por lo tanto se incluyen directamente como regresores en la función de producción, con el modelo 5 que supone que dichos factores afectan el grado de la eficiencia técnica y no la tecnología de producción, se encuentra que en promedio los niveles de eficiencia son más altos en el modelo 5 y registran una mayor dispersión de los resultados. Adicionalmente, frente a los modelos 3 y 4, se observa que los niveles de eficiencia del modelo 5 disminuyen a medida que la densidad del área poblacional y el consumo por usuario de la empresa aumentan. Estos resultados sugieren que el tratamiento de las variables ambientales es importante en los análisis de eficiencia de las empresas distribuidoras del sector eléctrico.

En efecto, mientras en los modelos 3 y 4, donde las medidas de eficiencia son netas de las influencia del entorno y por lo tanto pueden ser interpretadas como una medida del desempeño administrativo, que permitiría predecir como se comportarían las empresas si operaran bajo condiciones de entorno equivalentes, la dispersión es menor y los valores de eficiencia no tienen un patrón particular con el comportamiento de los factores de entorno. Mientras que en el modelo 5, donde las medidas de eficiencia incorporan la influencia de las variables de ambientales, las empresas muestran un comportamiento más heterogéneo.

Cuadro 5: Eficiencia técnica promedio

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5
Rangos densidad poblacional	Por densidad poblacional				
< 50	0.5498	0.6248	0.5484	0.5747	0.9067
50 -500	0.3755	0.4535	0.5493	0.5967	0.6412
>500	0.1732	0.2024	0.4849	0.5300	0.2752
Rangos consumo por usuario	Por consumo por usuario				
< 2000	0.5140	0.6012	0.4858	0.5462	0.8834
2000 -3000	0.4024	0.4727	0.5603	0.5926	0.6788
>3000	0.2301	0.2770	0.5420	0.5822	0.3602

Al evaluar los resultados teniendo en cuenta el tipo de propiedad de la empresa, se encuentra que el tratamiento de las variables ambientales tiene un impacto significativo en el desempeño relativo de las empresas. En efecto, como se puede observar en el cuadro No. 6, cuando las variables ambientales se incluyen como regresores de la función de distancia, los niveles promedio de la eficiencia técnica son similares para las empresas públicas y las empresas privadas (54% y 53% en el modelo 3 y 57% y 58% en el modelo 4). Por su parte, se observa un mejor desempeño de las empresas públicas cuando las variables ambientales afectan la eficiencia y no la tecnología (modelo5), dado que en promedio, dichas empresas tienen menores niveles de ineficiencia y una menor dispersión. Estos resultados sugieren que las empresas privadas se podrían estar beneficiando de condiciones de entorno más

favorables, teniendo en cuenta que estas, en promedio atienden áreas de más alta densidad poblacional y usuarios de más consumos altos.

Cuadro 6: Eficiencia técnica por tipo de propiedad de la empresa

	Empresas públicas		Resto de empresas	
	Promedio	Desv. Stand.	Promedio	Desv. Stand.
Modelo 1	0.4222	0.1964	0.2477	0.0884
Modelo 2	0.4944	0.1959	0.3012	0.1151
Modelo 3	0.5392	0.1862	0.5272	0.1484
Modelo 4	0.5795	0.1793	0.5730	0.1318
Modelo 5	0.7145	0.2237	0.3941	0.2369
Densidad promedio	437.5		1486.2	
Consumo promedio	2463.0		3897.4	

5. Comentarios finales

En este documento se evalúa el desempeño de las empresas distribuidoras de energía para el periodo 1999-2003, utilizando técnicas de frontera estocástica, las cuales a través de la estimación de las desviaciones de una función ideal de producción o de costos, permiten medir los niveles de eficiencia de las diferentes empresas. Específicamente se utiliza la metodología de funciones de distancia estocástica, que permite la estimación de las medidas de eficiencia técnica en industrias que usan múltiples insumos para obtener múltiples productos. En el caso de la distribución de energía, esta metodología resulta apropiada, por la complejidad de la tecnología de las empresas que desarrollan esta actividad y por la variedad de productos que ellas pueden generar.

Se estimaron varios modelos alternativos, los cuales consideran diferentes parametrizaciones con respecto a la dinámica del término de eficiencia y del manejo de las variables ambientales o de entorno. En particular, con el fin de verificar si ha existido un cambio técnico significativo en el sector, se estimaron dos modelos con respecto al comportamiento de la dinámica del término de eficiencia. El primero, supone que los niveles de eficiencia varían a través de las firmas, pero no a través del tiempo y el segundo

introduce la posibilidad de cambio técnico y por tanto la posibilidad de variaciones en los niveles de eficiencia a lo largo del tiempo. De acuerdo con los resultados no se encontraron, en promedio, cambios significativos en la eficiencia técnica de las empresas durante el periodo considerado.

Por otra parte, teniendo en cuenta que factores fuera del control de las firmas como las condiciones geográficas, el número de usuarios y la densidad de su localización pueden afectar el desempeño de las empresas distribuidoras de energía, se consideraron tres enfoques alternativos sobre el manejo de dichas variables. El primero, supone que estas variables no afectan el desempeño de las empresas (modelos 1 y 2 en el texto). El segundo, supone que los factores ambientales afectan la tecnología de producción y por lo tanto se incluyen directamente en la función de producción como regresores (modelos 3 y 4 del texto). El tercero, supone que dichas variables afectan directamente la eficiencia técnica de las empresas (modelo 5 del texto).

Los resultados de estos modelos indican que el tratamiento de las variables de entorno tienen un impacto importante en el desempeño de las empresas. En particular, se encuentra que empresas con un entorno más favorable en términos de densidad poblacional del área atendida y/o de los niveles de consumo de los usuarios se ven favorecidas cuando dichas variables se incluyen afectando la tecnología de producción de las empresas. En efecto, bajo esta metodología, que permite predecir como se comportarían las empresas si operaran bajo condiciones de entorno equivalentes, la dispersión de la eficiencia de las empresas es menor y no se observan en promedio grandes diferencias en el desempeño de las empresas que atienden poblaciones de alta y baja densidad y/o usuarios con altos y bajos consumos. Por otra parte, cuando las empresas se clasifican por tipo de propiedad, se observa que las empresas públicas registran un mejor desempeño cuando las variables ambientales afectan directamente la eficiencia y no la función de producción. Estos resultados sugieren que las empresas privadas se podrían estar beneficiando de condiciones de entorno más favorables, teniendo en cuenta que estas, en promedio atienden áreas de más alta densidad poblacional y usuarios de consumos más altos.

En general, los resultados de las estimaciones muestran que existen diferencias significativas en el desempeño de las empresas distribuidoras de energía, lo cual indica que con la utilización de cantidades similares de insumos, el producto de muchas de las

empresas esta por debajo de su potencial. En efecto, de acuerdo con las estimaciones de los diferentes modelos, las medidas de eficiencia varían entre 31% y 95% cuando se supone que las variables ambientales afectan la tecnología de producción y entre 19% y 99%, cuando dichas variables afectan directamente la eficiencia de las empresas. Estos resultados sugieren que si las diferentes empresas operaran o se acercan a los niveles de operación de las más eficientes, importantes ganancias en términos de eficiencia técnica se podrían obtener por parte de las empresas distribuidoras de energía. Estas ganancias se podrían expresar en el ahorro de recursos, la calidad del servicio y /o en menores niveles de tarifas a los usuarios finales.

Finalmente, vale la pena mencionar que para lograr un mejoramiento permanente en el desempeño de las empresas se requiere que se garantice un flujo de información amplio y de calidad entre las empresas distribuidoras y el ente regulador, con el fin de que se puedan mejorar las decisiones en materia tarifaria y se pueda garantizar el traslado de las ganancias en eficiencia a los usuarios finales. En efecto, la información de buena calidad es importante para garantizar resultados adecuados en la aplicación de las diferentes metodologías que adopte el ente regulador para comparar el desempeño de las empresas y fijar la política tarifaria²¹.

²¹ Sobre este tema ver Jamasb y pollitt (2002)

Referencias

- Albert, M.G. (1998). "Regional technical efficiency: a stochastic frontier approach". *Applied Economics Letters* 5: 723-726.
- Ayala, U. y Millán, J. (2002). "La sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico en América Latina – Las reformas en Colombia". Banco Interamericano de Desarrollo, Mayo.
- Barrow, M. (1988). "Measuring local education authority performance: a frontier approach". *Economic Discussion Paper*. 88/02.
- Battese, G. y Coelli, T. (1988). "Prediction of firm-level technical efficiencies with a generalized production function and panel data". *Journal of Econometrics*, 38: 387-399.
- Battese, G. y Coelli, T. (1992). "Frontier production functions, technical efficiency and panel data: Whit application to paddy farmers in India". *Journal of Productivity Analysis*, 38 (June): 153-169.
- Battese, G. and Coelli, T. (1995). "A model for technical inefficiency effects in a stochastic frontier production function for panel data". *Empirical Economics*, 20: 325-332.
- Battese, G. et, al (2004). "Metafrontier functions for the study of Inter.-regional productivity differences". Conferencia presentada en APPC2004. Disponible <http://www.uq.edu.au/economics/appc2004/Papers/cs4C1.pdf>
- Bauer, P. y Hancock, D. (1993). "The efficiency of Federal Reserve in providing check processing services". *Journal of Banking and Finance*, 17: 287-311.

- Burns, P y Weyman-Jones Thomas G. (1996). "Cost functions and cost efficiency in electricity distribution: A Stochastic Frontier Approach", *Bulletin of Economic Research*.
- Carrington, R., Coelli, T., y Groom, E. (2002). "International Benchmarking for monopoly price regulation: the case of Australian Gas distribution". *Journal of Regulatory Economics*. 21 (2): 191-216.
- Crampes, C. y Laffont, J. (2001). "Transport pricing in the electricity industry". *Oxford Review of Economic Policy*. 17(3): 313-328.
- Coelli, T. et. al (2003). "A primer on efficiency measurement for utilities and transport regulators". World Bank Institute Development Studies.
- Coelli, T. y Perelman, S. (2000) "Technical efficiency of European railways: a distance function approach". *Applied Economics*, 32(15): 1967-76.
- Coelli, T. Perelman, S. y Romano E. (1999) "Accounting for environmental influences in stochastic frontier models: With application to international airlines". *Journal of Productivity Analysis*, 11: 251-273.
- Comisión de Energía y Gas (CREG). Diferentes Resoluciones. Disponibles en <http://www.creg.gov.co>
- DANE, (2002). "Caracterización sectorial sector minas y energía". Dirección de coordinación y regulación del sistema nacional de información estadística, SNIE, Bogotá, Mayo.
- Estache, A. et. al. (2002). "The Case for International Coordination of Electricity Regulation: Evidence from the Measurement of Efficiency in South America". Policy research working paper 2907. The World Bank Institute Governance,

Regulation, and Finance Division and Latin America and the Caribbean Region Finance, Private Sector, and Infrastructure Unit.

Greene, W. (1993). The econometric approach to efficiency analysis, in Lovell K. and Schmidt S. (Eds.). *The Measurement of Productive Efficiency: Techniques and Applications*. Oxford University Press, Oxford, 68-119.

Grosskopf, S. et al. (1997). “Budget-constrained frontier measures of fiscal equality and efficiency in schooling” *The review of Economics and Statistics* 79(1): 116-124.

Hattori, T. (2002). “Relative Performance of U.S. and Japanese Electricity Distribution: An Application of Stochastic Frontier Analysis”. *Journal of Productivity Analysis*. 18: 269-282.

Jamasb, T. y Pollitt, M. (2000). “Benchmarking and regulation of electricity transmission and distribution utilities: Lessons from international experience”. University of Cambridge, Department of Applied Economics, Cambridge, UK.

Jondrow, J. et al. (1982). “On the estimation of technical inefficiency in the stochastic in the stochastic frontier production function model”. *Journal of Econometrics* 19: 233-238.

Kalirajan, K. y Shand, R. (1999). “Frontier production functions and technical efficiency measures”. *Journal of Economic surveys*, 13(2): 149- 172.

Kumbhakar, S. y Hjalmarsson, L. (1998). “Relative performance of public and private ownership under yardstick competition: electricity retail distribution”. *European Economic Review*. 42: 97-122.

Kumbhakar, S. y Lovell K. (2000). *Stochastic Frontier Analysis*. Cambridge University Press

- Lovell, K. (1993). "Production frontiers and productive efficiency". in Lovell K. and Schmidt S. (Eds.) *The Measurement of Productive Efficiency: Techniques and Applications*, Oxford University Press, Oxford: 3-67.
- Neuberg, L. (1977). "Two issues in the municipal ownership of electric distribution systems". *Bell Journal of Economics*. 8, 3003-323
- Observatorio Colombiano de Energía. Boletines del Observatorio Colombiano de Energía, Nos. 1 y 5. Centro de Investigaciones para el Desarrollo. Universidad Nacional.
- Pombo C., and Ramirez Manuel (2001). "Privatization in Colombia: A plant performance analysis".
- Ruggiero, J. y Vitaliano, D. F. (1999). "Assessing the efficiency of public schools using data envelopment analysis and frontier regression". *Contemporary Economy Policy*: 321-331.
- Schmidt, P. y Sickles, R. (1984). "Production frontier and panel data". *Journal of Business and Economic Statistics* 4: 367-374.

Anexo No. 1 Metodología Econométrica

Con la estructura de datos de panel se pueden utilizar los enfoques de efectos fijos y efectos aleatorios, los cuales tienen diferentes supuestos sobre la distribución del término de eficiencia y sobre la necesidad de considerar correlación entre u y los regresores. En el modelo de efectos fijos la consistencia no depende de la correlación entre u y los regresores o de los supuestos de distribución de u . Sin embargo, a pesar de que el intercepto de cada unidad productiva puede estimarse consistentemente, no existe una manera para separar el intercepto de la ineficiencia. Este modelo puede ser estimado utilizando el estimador de *within-groups* (WG) y se recomienda cuando T es grande y N es pequeño. Su principal desventaja es que no permite regresores que sean fijos en el tiempo.

De otro lado, el modelo de efectos aleatorios, puede ser estimado utilizando mínimos cuadrados generalizados (MCG) o el estimador de máxima verosimilitud (MV). El primero se recomienda si N es grande y T pequeño. Este estimador no requiere supuestos sobre la distribución de u , pero para obtener estimadores consistentes e insesgados de los parámetros, el término de ineficiencia no debe estar correlacionado con los regresores. La principal ventaja de este estimador con respecto al WG, es su flexibilidad para incluir atributos específicos de cada firma que sean invariantes en el tiempo. En el estimador de MV, por su parte, se supone que los componentes de la perturbación son independientes, por lo que este modelo presenta ventajas en términos de la eficiencia del estimador. Sin embargo, éste estimador requiere de una distribución para u , con el fin de separarla del término de perturbación. Las distribuciones más utilizadas son: la media-normal truncada en cero, la media-normal truncada en un punto diferente de cero y la exponencial (Greene, 1993; Jondrow, 1982; Battese y Coelli, 1988). Estas distribuciones permiten separar los dos componentes del error, con el fin de estimar el nivel de ineficiencia para cada unidad de producción. En particular, este término se estima mediante una distribución condicional de u dado $\varepsilon = v - u$ en el caso de las funciones de producción, y $\varepsilon = v + u$ para las funciones de costos. Kumbhakar y Lovell (2000) sostienen que en el caso de la función de producción “si $\varepsilon_i > 0$, es muy probable que u_i no sea grande [dado que $E(v_i) = 0$], lo cual sugiere que este productor es relativamente eficiente; mientras que si $\varepsilon_i < 0$, es probable que u_i sea grande, lo que implicaría que el productor es relativamente ineficiente”.

En el modelo de la media-normal se supone que u es una variable aleatoria que se distribuye de acuerdo con el valor absoluto de una variable normal $N(0, \sigma_u^2)$, donde la media de la distribución condicional viene dada por:

$$(4) \quad E[u | \varepsilon] = \frac{\sigma \lambda}{1 + \lambda^2} \left[\frac{\phi(\varepsilon \lambda / \sigma)}{1 - \Phi(-\varepsilon \lambda / \sigma)} - \frac{\varepsilon \lambda}{\sigma} \right].$$

En este caso ϕ y Φ son las funciones de densidad y de distribución de la normal estándar, y $\lambda = \sigma_u / \sigma_v$ y σ es la desviación estándar del término del error compuesto ($\varepsilon = v + u$ o $\varepsilon = v - u$). En el modelo de la normal-truncada u se distribuye como el valor absoluto de una normal, pero con media diferente de cero: $N(\mu, \sigma_u^2)$. Por lo tanto, esta distribución contiene un parámetro adicional μ que debe ser estimado. Para obtener la media de la distribución condicional de éste modelo, En la ecuación (4), la expresión $\varepsilon \lambda / \sigma$ se cambia por $\mu^* = \varepsilon \lambda / \sigma + \mu / (\sigma \lambda)$. Por su parte, en el modelo exponencial la media de la distribución condicional esta dada por la siguiente expresión:

$$(5) \quad E[u | \varepsilon] = \left(\varepsilon_{it} - \theta \sigma_v^2 \right) + \frac{\sigma_v \phi \left(\varepsilon_{it} - \theta \sigma_v^2 \right) / \sigma_v}{\Phi \left[\left(\varepsilon_{it} - \theta \sigma_v^2 \right) / \sigma_v \right]}.$$

Anexo No. 2
Empresas distribuidoras de energía

Nombre	Sigla	Ciudad	Inicio operaciones
Central Hidroeléctrica de Caldas	CHEC	Manizales	01/01/1997
Centrales Eléctricas de Nariño	CEDENAR	Pasto	01/01/1997
Centrales Eléctricas del Cauca	CEDELCA	Popayán	01/01/1997
Centrales Eléct. del Norte de Sant.	CENS	Cúcuta	01/01/1997
Codensa	CODENSA	Bogotá	23/10/1997
Compañía de Electricidad de Tulúa	CETSA	Tulúa	01/01/1997
Compañía Energética del Tolima	ENERTOLIMA	Ibagué	13/08/2003
Distribuidora del Pacifico	DISPAC	Quibdo	01/08/2002
Electrificadora de la Costa Atlántica	ELECTROCOSTA	Bogota	22/08/1998
Electrificadora de Santander	ESSA	B/Manga	01/01/1997
Electrificadora del Caquetá	ELECTROCAQUETA	Florencia	01/01/1997
Electrificadora del Caribe	ELECTRICARIBE	Bogotá	22/08/1998
Electrificadora del Huila	ELECTROHUILA	Neiva	01/01/1997
Electrificadora del Meta	EMSA	Villavicencio	01/01/1997
Empresa Antioqueña de Energía	EADE	Medellín	01/01/1997
Empresa de Energía de Arauca	ENELAR	Arauca	01/01/1996
Empresa de Energía de Boyacá	EBSA	Tunja	01/01/1997
Empresa de Energía de Cund.		Bogotá	01/01/1997
Empresa de Energía de Pereira	EPP	Pereira	01/01/1997
Empresa de Ener.del Bajo Putumayo	BAJO PUTUMAYO	Puerto Asís	15/06/1999
Empresa de Energía del Pacifico	EPSA	Cali	01/01/1997
Empresa de Energía del Putumayo	EEPSAESP	Mocoa	06/07/1997
Empresa de Energía del Quindio	EDEQ	Armenia	01/01/1998
Emp. de Ener. del Valle de Sibundoy	EMEVASI	Sibundoy	01/02/1997
Emp. de Ener. Eléctrica del Guaviare	ENERGUAVIARE	San José del Guav	30/08/2001
Empresas Municipales de Cali Eice		Cali	01/01/1996
Empresas Municipales de Cartago	EMCARTAGO	Cartago	01/01/1996
Empresas Mun. de Energía Eléctrica		Popayán	01/01/1997
Empresas Publicas de Medellín	EEPPM	Medellín	01/01/1996
Empresas Publicas de Yarumal	EE.PP.Y.	Yarumal	01/01/1997
Municipio de Campamento (Ant.)		Campamento	01/01/1997
Perla del Manacacias (Meta)		Puerto Gaitan	01/06/1997
Ruitoque (Santander)	RUITOQUE	Floridablanca	01/01/1997

Fuente: CREG

Anexo No. 3

Definición de variables y fuentes de información

Las variables y fuentes de información utilizadas son:

- Ventas de energía al sector residencial (*ventas_RE*): Corresponde a las ventas de energía al sector residencial en Gwh. La fuente de esta variables la CREG, con base en la información reportada por las empresas a través de la aplicación del instructivo para la recolección de información de energía eléctrica.
- Ventas de energía a los sectores comercial e industrial (*ventas_CI*): Corresponde a las ventas de energía a los sectores comercial e industrial en Gwh. La fuente de esta variable es la CREG, con base en la información reportada por las empresas a través de la aplicación del instructivo para la recolección de información de energía eléctrica.
- Ventas de energía a otros sectores (*ventas_OS*): Corresponde a las ventas de energía a sectores diferentes al residencial, comercial e industrial en Gwh. La fuente de esta variable es la CREG, con base en la información reportada por las empresas a través de la aplicación del instructivo para la recolección de información de energía eléctrica.
- Longitud de redes (*capital_LR*): Corresponde a la longitud en kilómetros de la red primaria por operador de Red. La fuente de información de esta variable es la superintendencia de servicios públicos, con base en la información reportada por las empresas mediante el aplicativo de indicadores de calidad.
- Longitud de redes (*capital_CA*): Corresponde a la longitud en kilómetros de la red primaria por operador de Red. La fuente de información de esta variable es la superintendencia de servicios públicos, con base en la información reportada por las empresas mediante el aplicativo de indicadores de calidad.

- Capacidad MVA (*capital_CA*): Corresponde a la longitud en kilómetros de la red primaria por operador de Red. La fuente de información de esta variable es la superintendencia de servicios públicos.
- Número de empleados (*empleo*): Corresponde al número de empleados tanto de planta como los contratados por prestación de servicios, vinculados a la actividad de distribución. La fuente de información de esta variable es la superintendencia de servicios públicos.

En cuanto a las variables ambientales o de entorno, se consideraron: *densidad*, *cons/usuari* y *cap. urbana*.

- Densidad de la población del área atendida (*densidad*): Corresponde al número de habitantes por km² en el área que atiende la empresa. Para construirla se utilizó la información de población del DANE y las áreas en km², con base en la información del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
- Consumo por usuario (*cons/usuari*): Corresponde a las ventas totales en Gwh dividido en el número total de usuarios atendidos por cada operador de red. La fuente de estas variables es la CREG, con base en la información reportada por las empresas a través de la aplicación del instructivo para la recolección de información de energía eléctrica.
- Capacidad de transformación urbana (*cap. urbana*): Corresponde a la participación porcentual de la capacidad de transformación urbana de cada operador de red. La fuente de información esta variables es la CREG.