

Medición de la Eficiencia y la Productividad en la Distribución de Electricidad en Perú: 1996-2014



Raúl Pérez-Reyes Espejo

Tesis Doctoral

Departamento de Análisis Económico Aplicado

Universidad de las Palmas de Gran Canaria



UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
Departamento de Análisis Económico Aplicado

DOCTORADO EN ECONOMÍA

Programa de doctorado en Economía: aplicación a las finanzas y seguros, a la economía sectorial, al medio ambiente y a las infraestructuras

**MEDICIÓN DE LA EFICIENCIA Y LA PRODUCTIVIDAD EN
LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN PERÚ: 1996-2014**

Tesis Doctoral presentada por **D. Raúl Pérez-Reyes Espejo**

Dirigida por la Dra. **D^a. Beatriz Tovar de la Fé**

La Directora,

El Doctorando,

Dra. D^a. Beatriz Tovar de la Fé

D. Raúl Pérez-Reyes Espejo

Las Palmas de Gran Canaria, a 15 de noviembre de 2015

Esta tesis la dedico a mi esposa Gisella y a mis dos hijas: María Gracia y María Paula, su amor y comprensión, son el principal balance de mi vida y me sirven de aliciente para buscar siempre ser mejor persona y profesional. Esto es por y para ustedes.

A mis padres: Raúl y Luz[†], quienes siempre me dieron amor y encaminaron mi ruta cuando yo no tenía claro el puerto de destino.

AGRADECIMIENTOS

A mi Directora de tesis, D^a Beatriz Tovar de la Fé, cuyo tesón y resistencia a mis silencios prolongados han permitido que persista en la presentación de este trabajo de investigación.

A la Ministra de Energía y Minas de mi país, D^a Rosa María Ortiz Ríos, sin cuyo apoyo y comprensión por las horas y reuniones perdidas, para trabajar la tesis, no habría sido posible terminarla.

A OSINERGMIN, el organismo regulador de energía de mi país, donde laboré por más de 8 años y que me apoyó con los datos y el conocimiento técnico de la función de producción y la función de costos de la distribución de electricidad.

A la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria y a los miembros del Departamento de Análisis Económico Aplicado, cuya hospitalidad y conocimiento permitieron nutrirme de conocimientos y experiencia fundamentales para el desarrollo de esta investigación

A mis padres les agradezco el haberme inculcado el aprecio por el conocimiento y el haberme ejercitado desde muy pequeño en el dialogo y debate intenso, casi siempre educado, de las ideas.

Quisiera agradecer de forma muy especial a mi esposa Gisella y a mis hijas María Gracia y María Paula por el amor y apoyo incondicional en todos mis emprendimientos personales y profesionales, durante los últimos 23 años.

Finalmente, quiero agradecer a una desconocida madre de origen andino, que en una tarde de mi juventud, en la ciudad de Chiclayo, me hizo ver con el llanto frente a su pequeño hijo lo desesperante que puede ser la pobreza y lo imprescindible que es trabajar por reducir la pobreza y la desigualdad en el mundo, para dignificarnos como seres humanos e hijos de Dios. Esto marco mi decisión de estudiar economía a los 17 años, de seguir con la Maestría en Economía en el CIDE de Ciudad de México, de ejercer la función pública en mi país por ya casi 20 años y de seguir el Doctorado en Economía en la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE CUADROS.....	ix
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	xi
DEFINICION DE ABREVIATURAS.....	xiii

Capítulo 1.

Introducción.....	15
--------------------------	-----------

Capítulo 2. La distribución de electricidad y las reformas de 1993 en el Perú.....

2.1 El Funcionamiento de la Industria eléctrica en su conjunto.....	25
2.2 El proceso de reformas y el diseño institucional del sector eléctrico en el Perú.....	33
2.2.1. Antecedentes.....	33
2.2.2. El proceso de reforma de 1993.....	35
2.2.3. La reforma de 1993: Marco regulatorio actual.....	37
2.3. Evolución de la industria eléctrica en el Perú: 1995-2014.....	40
2.4. Referencias.....	49

Capítulo 3. Medición de la Eficiencia y la Productividad en la Distribución de Electricidad.....

3.1 Definiciones y medidas de eficiencia económica.....	51
3.2. Definición de Productividad Total de los Factores (TFP).....	60
3.3 Metodologías para la medición de fronteras.....	66
3.3.1. El Análisis Envolvente de Datos (DEA).....	68
3.3.2. Análisis de Fronteras Estocásticas.....	81
3.4. Revisión de la Literatura.....	89
3.5. Referencias.....	106

Capítulo 4. Medición de la eficiencia y la productividad de las empresas distribuidoras de electricidad en Perú después de las reformas: 1996-2014. Enfoque no paramétrico	113
4.1. Introducción.....	113
4.2. Datos y modelos.....	114
4.3. Medición no paramétrica de la eficiencia técnica.....	116
4.4. Medición no paramétrica del cambio en la productividad.....	120
4.5. Determinantes de la eficiencia técnica: Análisis de segunda etapa.....	125
4.5.1 Revisión de los modelos disponibles en la literatura.....	125
4.5.2. Estimación y resultados de los modelos de segunda etapa.....	130
4.6. Conclusiones.....	139
4.7. Referencias.....	141
Capítulo 5. Medición de la eficiencia y la productividad de las empresas distribuidoras de electricidad en Perú después de las reformas: 1996-2014. Enfoque paramétrico	147
5.1. Introducción.....	147
5.2. Datos.....	149
5.3. Determinantes de la ineficiencia: modelo paramétrico.....	151
5.4. Medición paramétrica de la eficiencia técnica.....	156
5.5. Medición paramétrica del cambio en la productividad.....	162
5.6. Conclusiones.....	172
5.7. Referencias.....	175
Capítulo 6. Conclusiones Generales	177

INDICE DE CUADROS

2.1. Indicadores del Sector Eléctrico Peruano: 1995-2014.....	41
2.2. Indicadores del Sector de Distribución Eléctrica Peruano: 1993-2014.....	43
2.3. Variación porcentual de las principales variables de las Empresas de Distribución de Electricidad del Perú: 1996-2014.....	46
2.4. Indicadores parciales de las Distribuidoras de Electricidad del Perú: 1996-2014.....	47
3.1. Revisión de la literatura sobre eficiencia y productividad en distribución de electricidad.....	90
4.1. Estadística descriptiva de las variables utilizadas en el Modelo 1.....	115
4.2. Estadística descriptiva de las variables utilizadas en el Modelo 2.....	116
4.3. Eficiencia Promedio de las Empresas de Distribución: 1996-2012. Modelo 1 y 2.....	119
4.4. Índice de Malmquist: Promedios Anuales.....	122
4.5. Índice de Malmquist: Resultados anuales por Empresa.....	124
4.6. Estadísticos descriptivos de las variables del modelo de segunda etapa.....	132
4.7. Matriz de correlaciones simples de variables utilizadas en el modelo.....	134
4.8. Modelos de segunda etapa estimados I.....	135
4.9. Modelos de segunda etapa estimados II.....	136
5.1. Resumen Estadístico de la Muestra.....	149
5.2. Prueba de Razón de Verosimilitud de otras especificaciones.....	155
5.3. Estimación de función distancia.....	157
5.4. Eficiencia Técnica promedio por empresa. 1996-2014.....	160
5.5. Estimación de economías de escala por empresa.....	162
5.6. Estimación del Cambio en la Productividad Total de los factores por empresa. Periodo 1996-2014.....	168
5.7. Estimación del Cambio en la Productividad Total de los factores anual.....	169
5.8. Estimación del Cambio Tecnológico y su descomposición por empresa.....	170
5.9. Estimación del Cambio Tecnológico y su descomposición anual.....	171

INDICE DE GRAFICOS

2.1. Esquema general de funcionamiento de la industria eléctrica.....	26
2.2. Representación esquemática del suministro de electricidad.....	27
2.3. Concesiones de distribución vigentes.....	38
2.4. Sistemas y subsistemas eléctricos de distribución.....	39
2.5. Inversión en Distribución Eléctrica en Perú: 1990-2014.....	42
2.6. Evolución de las Pérdidas de la Distribución de Electricidad: 1995-2014.....	45
3.1. Función de producción cuando $p=2$ y $q=1$	56
3.2. Eficiencia Técnica y Función Distancia cuando $p=1$ y $q=1$	57
3.3. Medidas de Eficiencia Técnica orientadas al input.....	58
3.4. Medidas de Eficiencia Técnica orientadas al output.....	59
3.5. Diferencia entre Productividad y Eficiencia Técnica.....	62
3.6. Productividad, cambio tecnológico, rendimientos a escala y eficiencia técnica.....	63
3.7. Cambio en la eficiencia Técnica y Cambio Tecnológico.....	66
3.8. Retornos a escala y descomposición de la eficiencia técnica.....	74
3.9. Frontera estocástica y descomposición de error.....	84
4.1. Funciones de densidad acumulada utilizadas en FRM.....	129
4.2. Evolución cronológica de la literatura de segunda etapa con DEA.....	130
5.1. Eficiencia Técnica promedio. Evolución anual (1994-2014).....	159
5.2. Eficiencia Técnica por empresa: 1996 vs 2014.....	161
5.3. Cambio Técnico neutral y sesgado.....	165

DEFINICIÓN DE ABREVIATURAS

CPP: Conjunto de posibilidades de producción

CRS: Rendimientos o retornos constante a escala

DEA: Data envelopment analysis

FdP: Función de producción

FP: Frontera de producción

IM: Índice de Malmquist

LCE: Ley de concesiones eléctricas de 1993

PTF: Productividad total de los factores

SF: Frontera estocástica

TE: Eficiencia técnica

SFA: Stochastic frontier analysis

VAD: Valor agregado de distribución

VRS: Rendimientos o retornos variable a escala

Capítulo I

Introducción

Gradualmente, desde que se desarrolló comercialmente la electricidad, la humanidad ha podido tener acceso no sólo a la iluminación de las calles y domicilios, sino que un importante número de actividades productivas han podido experimentar mejoras sustanciales en la productividad de sus tradicionales factores productivos: mano de obra y capital y otro número importante de actividades han podido surgir gracias al despliegue de las redes eléctricas. Esto hizo que, desde muy temprano del despliegue comercial de redes y provisión de servicios, la provisión de electricidad fuese considerada un servicio público, el cual para inicios del siglo XX ya estaba sujeto a una serie de regulaciones, e incluso en algunos países estaba sujeto a regulación de tarifas. La provisión de los servicios públicos se caracteriza: (1) por la presencia de economías de escala y alcance, lo que explica el perfil de monopolio natural de estas industrias; (2) por ser servicios de consumo masivo y, por tanto, estar sujetos a evaluación política y de los medios de comunicación; y (3) porque un elevado porcentaje de sus activos son específicos y por tanto tienen elevados costos hundidos. Es por ello que se observa que, desde el punto de vista normativo y positivo, hay sustento para justificar la actuación regulatoria del Estado. (Guasch y Spiller 1999).

En América Latina, hasta fines de la década de 1980, la intervención regulatoria dominante fue mediante la empresa pública. Eso cambió a inicios de los 90, cuando la mayor parte de países de la región, con excepción de Chile que se anticipó casi una década, emprendió procesos de privatización de sus empresas estatales, en especial las de servicios públicos.

Sin embargo, este proceso privatizador no fue homogéneo, ni dentro de las industrias ni dentro de las distintas zonas de los países. Es así que, en el Perú, el proceso privatizador fue agresivo en telecomunicaciones, parcial en electricidad, nulo en saneamiento y tardío en infraestructura de transporte. La explicación de esto, en el Perú, fue el desgaste político de las primeras privatizaciones asociado a un proceso de ajuste tarifario importante en telecomunicaciones y electricidad.

Las reformas estructurales emprendidas en el sector eléctrico a inicios de los 90, partían de una situación compleja de sequía que afectó seriamente la producción de las centrales hidroeléctricas del

país y de un déficit de cobertura eléctrica elevado. A inicios de los 90, menos del 50% de las familias tenían electricidad en sus casas y, si se analizaba a nivel geográfico era patente que aunque la ciudad de Lima tenía una cobertura elevada en el resto del país la baja cobertura eléctrica (necesidad de energía) estaba extendida y era más que notable.

La opinión mayoritaria en el país era que el Estado no había jugado un rol adecuado en el proceso de universalización de la energía, en el aseguramiento energético y en la confiabilidad del sistema eléctrico. Con la finalidad de superar estos problemas del sector electricidad, en 1993, mediante la promulgación de una LCE, se implementó: (i) un proceso de separación vertical de la industria de forma que las actividades de generación, transmisión, despacho y distribución estuvieran a cargo de distintos agentes económicos; (ii) la privatización de los principales activos de generación y distribución de electricidad, lo que comenzó con la ventas de los activos de generación y distribución de las empresas encargadas del suministro de electricidad de la ciudad de Lima; y, (iii) un mecanismo de fijación de tarifas reguladas de distribución, basado en el reconocimiento de los costos medios de una empresa modelo eficiente, y de fijación de precios y despacho basado en costos marginales auditados en la generación.

El proceso de privatización comenzó en agosto de 1994, pero a mediados de 1997 era claro que había una resistencia ciudadana en el sur y el oriente del país en contra del proceso de privatización, lo que hizo que el sector quedara con un grupo de empresas privatizadas y otro grupo en propiedad del Estado.

La generación de electricidad a inicios de la reforma, estaba muy concentrada en la producción de la central de Mantaro, la principal central hidroeléctrica del país construida en los años 70, lo que suponía un elevado riesgo asociado a la sequía. Esta finalmente se materializó en 1992, provocando un importante racionamiento de electricidad a nivel nacional. Este hecho junto a las pérdidas de las empresas estatales de electricidad en la década de los ochenta impulsó un conjunto de reformas en el sector, una de ellas fue el intento de privatización de todas las empresas estatales de electricidad (generación, transmisión y distribución).

El proceso de privatización y la fijación de la regla marginalista de despacho y precios ha traído consigo un crecimiento sostenido de la potencia instalada del país que pasó de 4,462 MW en 1995 a más de

11,200 MW en el 2014. Este crecimiento a una tasa anual del 5%, similar a la tasa de crecimiento del PIB en el mismo periodo, representa un aumento de casi el doble del parque generador.

El desarrollo de una mayor oferta de generación demandaba una mayor cobertura y confiabilidad de la red de transmisión. Si bien había dos empresas estatales encargadas del sistema de transmisión: una atendía el sistema centro-norte y la otra el sistema sur; el sistema requería de importantes inversiones y de su interconexión, y fue por ello que el Estado comenzó a subastar la construcción, operación y mantenimiento de los principales proyectos de expansión de la transmisión, en la lógica de las asociaciones público-privadas (APP). A inicios del 2002, el Estado logró dar en concesión ambos sistemas de transmisión (ya interconectados) a una empresa privada por 30 años. De esta forma, la transmisión de electricidad en el Perú ha pasado de tener 9,132 km de tendido en 1995 a 21,589 km en el 2014, lo que representa más del doble y una tasa anual de crecimiento compuesta de 4.6% en todo el periodo analizado.

En relación con la distribución de electricidad, la LCE estableció que las empresas a cargo de esta actividad también desarrollaran la actividad de comercialización minorista, de forma exclusiva en un ámbito geográfico determinado, por tanto, se estableció de forma legal lo que de hecho ocurría: el funcionamiento de la distribución eléctrica en régimen de monopolio natural.

Como parte del proceso de reformas, no sólo se separó verticalmente a la industria. En el caso de la distribución además se produjo la separación horizontal. Se respetó, en la mayoría de los casos, la existencia de empresas regionales de distribución, pero se crearon empresas distribuidoras de alcance regional.¹

El proceso de privatización, a través de concesiones, de estas empresas de distribución exigía la regulación de sus tarifas con el doble propósito de permitir a las empresas recuperar sus costos y a los usuarios enfrentar unos precios alineados con estos costos. Es por ello que la ola de privatizaciones

¹ El Perú es un país extenso, con una orografía compleja y una baja densidad de población, aunque con algunas zonas concretas densamente pobladas. Estos factores pueden tener su incidencia en la industria de distribución eléctrica. A continuación, se ofrecen algunas cifras que son reflejo de la realidad del país con respecto a esos factores. Para tener una idea de la dimensión del área geográfica del Perú, esta equivale a la superficie conjunta de Portugal, España, Francia y una parte de Alemania. De todo el territorio, el 59% es selva amazónica (oriente), el 33% corresponde a los andes (sierra) y sólo el 8% corresponde a la costa (incluida Lima). De un total de 31 millones de habitantes en todo el país, en la ciudad de Lima viven 9 millones.

fue acompañada de la aparición de la regulación por incentivos que tiene como objetivo, entre otros, promover la eficiencia entre los operadores.

En ese sentido, un elemento fundamental en el nuevo diseño del mercado eléctrico que resulta de la LCE de 1993, que es el pilar legal de las reformas del sector, es que las tarifas de distribución utilizarán el concepto de empresa modelo eficiente a efectos de determinar los costos estándar que le serán reconocidos a las empresas distribuidoras. En la medida que hay un problema de heterogeneidad, el mecanismo de fijación tarifaria basada en la empresa modelo eficiente se implementó no por empresa sino por subsistema eléctrico, de forma tal que cada subsistema eléctrico era comparado con uno similar, el cual era definido por el regulador. Al principio la definición del subsistema eficiente se basaba en el cumplimiento de ciertos parámetros, especialmente pérdidas técnicas y comerciales, pero con el paso de los años la definición del subsistema eficiente se fue modificando, llegándose a utilizar, en los últimos procesos tarifarios, técnicas no paramétricas para determinarlo.

En la reciente modificación mayor del marco regulatorio de distribución, el Decreto Legislativo N° 1207, de septiembre de 2015, se ha eliminado el concepto de regulación por subsistema eléctrico y se ha pasado a regular a la empresa distribuidora como un todo bajo el concepto de empresa modelo eficiente. Sin embargo, a efectos de los subsistemas eléctricos definidos como rurales se ha establecido que el reconocimiento de costos de operación y mantenimiento se basa en los costos reales auditados y no el de la empresa modelo eficiente, en el entendido que esos últimos no reconocen adecuadamente los costos de operación y mantenimiento de las empresas distribuidoras en las zonas rurales. La misma norma establece que habrá un valor máximo a este reconocimiento, el cual será determinado por el regulador sobre la base de mediciones de eficiencia relativa entre los distintos sistemas eléctrico rurales (SER).

El D.L. 1027, publicado el 23 de septiembre de 2015, en el diario oficial El Peruano, en su artículo 14° dice:

“14.2 El VAD (VAD) para los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) se fija conforme a lo establecido en la LCE y su reglamento, considerando los siguientes criterios:

a) El VAD de los SER incluye todos los costos de la conexión eléctrica y considera un fondo de reposición de las instalaciones del SER.

b) Los costos de operación, mantenimiento y de gestión comercial del VAD de los SER son los costos reales auditados, sujetos a un valor máximo que establece Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). El valor máximo que establece OSINERGMIN para el reconocimiento de los costos de operación, mantenimiento y de gestión comercial reales auditados se define sobre la base de mediciones de eficiencia relativa (el subrayado es nuestro) entre los SER de las empresas distribuidoras, agrupadas según corresponda. El Reglamento establece la metodología, criterios y procesos regulatorios correspondientes.”

Esto refleja que las mediciones de eficiencia relativa no sólo han sido necesarias en los pasados procesos regulatorios de fijación de tarifas de distribución (denominadas VAD) sino que en el futuro se necesitarán hacer mediciones de eficiencia para definir los topes tarifarios, sólo en el caso de los costos de operación y mantenimiento de las zonas rurales.

Un resultado importante asociado a las reformas es el crecimiento del número de clientes, que ha pasado de 2.1 millones en 1993 a 6.4 millones en el 2014 lo que se traduce en un crecimiento importante de la cobertura eléctrica que ha pasado de cerca del 50% a inicios de los 90 hasta el 92% registrado en el año 2014, y que se espera aumente al 96% a finales del año 2016. El crecimiento del número de clientes se ha producido principalmente fuera de Lima, en especial en las ciudades alto andinas con más de 30,000 habitantes.

El crecimiento de la cobertura eléctrica, ha coincidido con el desarrollo de un agresivo programa carretero y una rápida expansión de la telefonía móvil prepago, lo que permite dinamizar las economías de las regiones donde se ha mejorado la cobertura. Sin duda, los desarrollos de estos servicios públicos son complementarios al servicio de electricidad y potencian las bondades de cada una de las regiones, de cara a mejorar la productividad de las pequeñas empresas agroindustriales, en especial las alto andinas. Todo ello, junto a otros programas sociales, ha logrado reducir la pobreza y pobreza extrema a menos de 22.7% a nivel nacional, con un 4.7% de familias en pobreza extrema.

En ese mismo sentido, el consumo per-cápita de energía ha pasado de 489 Kwh en 1993 a casi 1,300 Kwh en el 2014, reflejando la mejora en las condiciones de vida y la adquisición de electrodomésticos. Este crecimiento de la demanda individual de electricidad, acompañado de la mejora en la cobertura se ha dado en un escenario de precios crecientes. De hecho, las tarifas residenciales han aumentado a una tasa anual promedio de 3.6% cuando la tasa de inflación anual ha estado por debajo de 2% en el periodo.

Todo esto asociado a una dinámica de inversiones, tanto privadas como estatales, que han hecho que se pase de una inversión acumulada de 583 millones de dólares en 1995 a más de 6,000 millones de dólares en el 2014. Estas inversiones no sólo han acompañado a la mayor cobertura y al mayor consumo por familia, sino que han permitido reducir las pérdidas de la distribución, bajando la mismas de casi 22% en 1993 hasta lograr un 7.3% en el 2014, lo que redonda en menores tarifas para los consumidores.

Finalmente, la industria de distribución de electricidad facturaba casi 780 millones de dólares en 1995, cifra que ha cerrado en el 2014 en un valor de casi 3,000 millones de dólares, consistente con el aumento de la energía vendida de 8,674 Gwh en 1995 hasta 22,780 Gwh en el 2014, lo que representa un crecimiento anual promedio de 5.2%.

Han pasado más de 22 años desde el inicio de las reformas en la distribución de electricidad y es conveniente realizar un trabajo de investigación que analice lo que ocurrió en términos de eficiencia y productividad en el periodo posterior a la privatización.

Además, el hecho de que el proceso de reforma se viera frustrado en algunas zonas del país y que algunas empresas privatizadas volvieran al Estado proporciona un caso de estudio interesante dado que en la industria han convivido, como consecuencia de ello, tres tipos de empresas en función de la gestión: privatizadas, públicas y aquellas que fueron privatizadas y posteriormente revirtieron al Estado. Este hecho permite la comparación del desempeño de empresas que han experimentado el proceso de reforma en diferentes niveles.

Este es el propósito del presente trabajo de investigación. En concreto, los objetivos del trabajo son: 1) cuantificar la TE y la PTF del sector de distribución eléctrica en el Perú; 2) analizar el impacto de

las reformas emprendidas a partir de 1993 en el sector; 3) analizar el impacto de otras variables determinantes (drivers) de la eficiencia; 4) determinar si la situación geográfica, o el tipo de clientes que atienden las empresas condicionan que unas empresas operen en condiciones más favorables que otras.

En el segundo capítulo, se revisan las características técnicas y económicas de la distribución de electricidad, en el entendido que es una actividad monopólica natural, por tanto, no tendría sentido la duplicidad de dichas inversiones con el propósito de la búsqueda de un mercado en competencia ex post. Además, se revisan las principales características del proceso de privatización, tanto desde una perspectiva de evolución histórica como de la evolución de los indicadores de la industria de distribución entre 1996 y 2014, ampliando lo desarrollado por Pérez-Reyes y Távora (2008).

En el tercer capítulo se revisan los principales conceptos teóricos relacionados con la medición de la eficiencia y de la productividad que serán utilizados a lo largo del trabajo de investigación. Para ello se desarrollan los principios y definiciones que se utilizan de forma común en todas las metodologías, lo que Kumbhakar y Lovell (2003) denominan fundamentos analíticos. Por tanto, en este capítulo se presentan las principales características y conceptos de las dos principales metodologías de estimación de la frontera: no paramétrica y paramétrica. La primera representada por el análisis envolvente de datos (DEA, por sus siglas en inglés) y la segunda por el análisis de SF (SFA, por sus siglas en inglés). Además, en este capítulo también se presenta una revisión general de la literatura que ha aplicado estas técnicas de evaluación al sector de distribución eléctrica.

En el cuarto capítulo se desarrolla la medición no paramétrica de la eficiencia, mediante DEA, en dos modelos. El primero se basa en información provista sólo en los procesos regulatorios, esto es, cada cuatro años (1996, 2000, 2004, 2008 y 2012). Por su parte, el segundo modelo utiliza información anual desde 1996 hasta el 2014. A continuación, y utilizando las estimaciones del modelo 2, se implementa un análisis de segunda etapa, con la finalidad de determinar las variables que explican los niveles de eficiencia estimadas por empresa. Adicionalmente a la estimación de las eficiencias técnicas por empresa, considerando la información de base anual, se estima el IM no paramétrico, con la finalidad de medir el cambio en la PTF.

Al final del cuarto capítulo se implementa una estimación de segunda etapa que permite analizar cuáles son los determinantes de la TE estimada mediante DEA, en la primera etapa. En este trabajo de

investigación, esto se relaciona con la principal hipótesis de investigación: ¿fueron las reformas implementadas con la LCE en 1993 las que generaron las mejoras en las ET que se observan en el periodo posterior a la implementación de las mismas? Como hipótesis secundaria se considera que las variables de carácter geográfico, caracterizan la heterogeneidad de las mediciones de TEs entre las distintas empresas distribuidoras de electricidad.

En el capítulo quinto se vuelve a estimar la eficiencia y la productividad, tal como en el capítulo anterior, pero utilizando para ello un enfoque paramétrico. La utilización de ambas técnicas permitirá comprobar la robustez de los resultados encontrados, dando mayor solidez a las conclusiones extraídas cuando ambas técnicas apunten en la misma dirección; al tiempo que también señalaran aquellos aspectos, si los hubiere, donde los resultados no son robustos al empleo de ambas técnicas y que, por tanto, requerirían de un análisis posterior que podría ser objeto de líneas futuras de investigación.

Por tanto, el capítulo quinto desarrolla la estimación de la TE, mediante SFA, medida a través de una función distancia orientada al input, cuyos parámetros permitirán, posteriormente, calcular el cambio en la PTF. Además, y siguiendo la propuesta de Orea (2002) se realiza una mayor descomposición del cambio en la PTF que la realizada en el capítulo anterior, ya que no sólo se descompone el término del cambio en la TE sino que se da un paso más al descomponer también el término que recoge el cambio técnico.

El modelo paramétrico estimado en este capítulo se basa en la propuesta original de Battese y Coelli (1995), aunque con algunas variaciones. El modelo de Battese y Coelli (1995) permite estimar en una sola etapa la TE y sus determinantes, a diferencia del enfoque no paramétrico, que como se mencionó requiere de dos etapas. Al igual que en el capítulo 4 se ha buscado validar mediante este enfoque alternativo la hipótesis de relación directa entre mejoras en la TE y la realización de reformas.

Finalmente, en el capítulo sexto se resumen las principales conclusiones del trabajo de investigación, asociadas a la verificación de la hipótesis antes mencionada y con otros hechos que se aprecian de los resultados obtenidos mediante las dos metodologías empíricas implementadas: DEA y SFA entre 1996 y 2014.

Referencias

- Battese, G.E., Coelli, T.J., 1995. A Model for Technical Inefficiency Effects in a Stochastic Frontier Production for Panel Data. *Empirical Economics*, 20, 325-33.
- Guasch, J.L., Spiller, P., 1999. Managing the regulatory process: design, concepts, issues, and the Latin America and Caribbean story. *World Bank Latin American and Caribbean Studies*.
- Kumbhakar, S., C.A.K. Lovell, 2003. *Stochastic frontier analysis*, Cambridge University Press.
- Orea, L., 2002. Parametric Decomposition of a Generalized Malmquist Productivity Index, *Journal of Productivity Analysis* 18, 5-22.
- Pérez-Reyes, R., Távara, J., 2008. Regulación de los servicios públicos, Capítulo 9. En: *La investigación económica y social en el Perú: 2004-2007. Balance y prioridades para el futuro*, Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES).

Capítulo II

La distribución de electricidad y las reformas de 1993 en el Perú

2.1 El Funcionamiento de la Industria eléctrica en su conjunto.

La electricidad se caracteriza por: (i) no ser almacenable a bajos costos; (ii) tener una demanda con elevada variabilidad asociada a la estacionalidad a lo largo del día y del año; (iii) que existe una mayor sustituibilidad en los consumidores de muy bajos ingresos (pobres extremos) y en los de altos ingresos en comparación con las familias de ingresos medios; (iv) una oferta condicionada a la provisión de suministro de insumos (derivados de petróleo, agua turbinable, gas natural, velocidad del viento, entre otros) con un componente fuertemente aleatorio, por tanto, impredecible en plazos largos de anticipación; (v) la necesidad de asegurar que la demanda y la oferta sean iguales de forma instantánea y permanente, lo que lleva a un despacho coordinado de la generación para asegurar el equilibrio instantáneo del mercado; y (vi) la necesidad de construir redes de transmisión y distribución para transportar la energía desde donde se genera hacia donde se consume, (Armstrong, Cowan y Vickers, 1994).

Debido a las características antes señaladas, la provisión del servicio de electricidad se puede separar en cinco actividades verticalmente relacionadas: generación, despacho, transmisión, distribución y comercialización minorista.

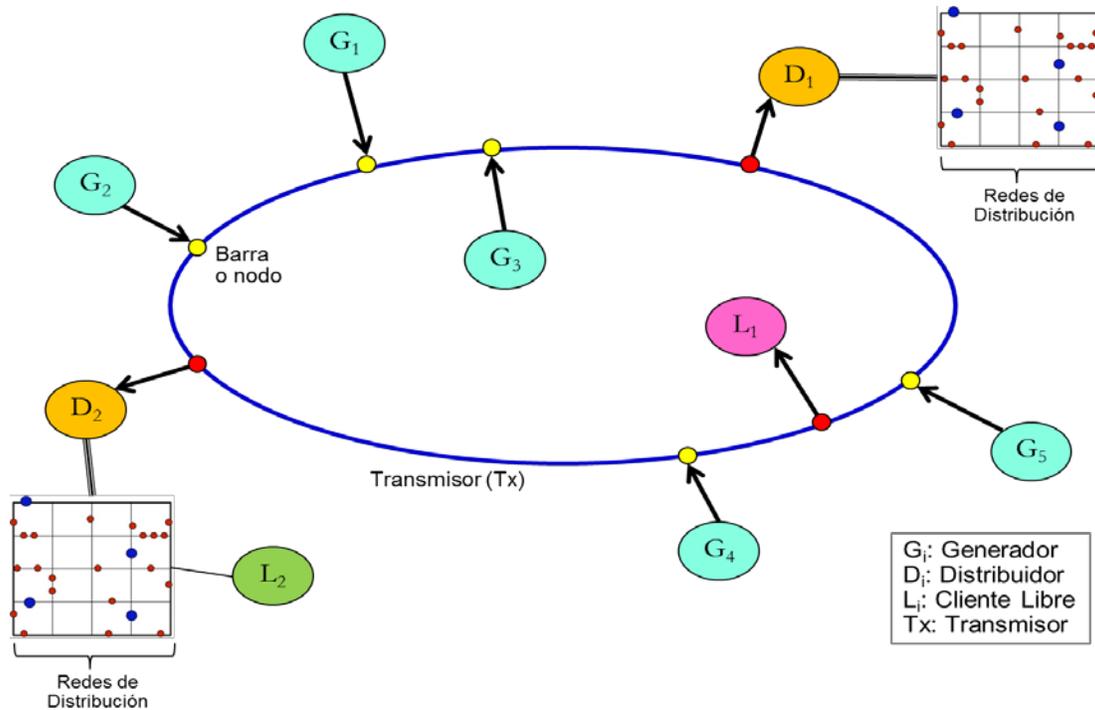
Los generadores (G_i) inyectan electricidad al sistema eléctrico, los distribuidores (D_i)² y los grandes clientes (L_i)³ retiran electricidad para atender los usos industriales y residenciales y la empresa transmisora (Tx) se encarga de transportar la electricidad entre los distintos nodos de la red, es decir, transportan la electricidad entre los nodos donde ha sido entregada por los generadores (puntos amarillos asociados a cada generador [G_i] en el gráfico 2.1) y los nodos por donde es retirada (bien por los distribuidores -puntos rojos asociados a: cada distribuidor - [D_i] en el gráfico 2.1- o a cada cliente

² En el caso del Perú, los distribuidores también realizan las actividades de comercialización minorista.

³ A los grandes clientes se les denomina Clientes libres, en la legislación peruana (véase Sección 2).

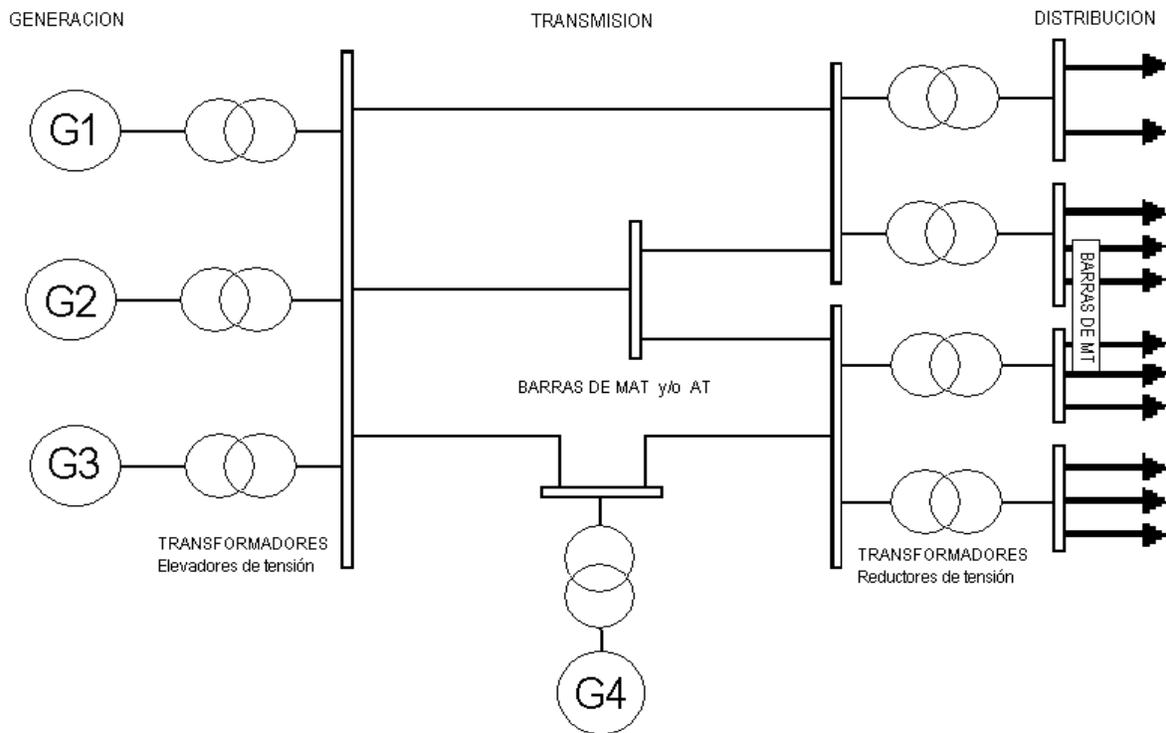
libre $-[L_i]$ en el gráfico 2.1-). En paralelo, hay un agente a cargo del despacho, tanto técnico como económico, que permite asegurar el balance instantáneo del sistema eléctrico (equilibrio instantáneo).

Gráfico 2. 1. Esquema general de funcionamiento de la industria eléctrica



Es bastante frecuente encontrar sistemas eléctricos en los que la función de transmisión y despacho es realizada por un mismo agente. Sin embargo, en los sistemas eléctricos en los que se ha introducido la competencia en generación, es también bastante frecuente observar que se ha separado la función de transmisión y de despacho en dos agentes distintos, e incluso algunos sistemas separan la función de despacho en aspectos técnicos a cargo de un agente y la de despacho económico a cargo de otro. Esto último se relaciona con el hecho que en un mercado de generación competitivo el despacho de las plantas, en cuanto a su turno de entrada y duración de despacho diaria, es parte del mecanismo de formación de precios diario, ya sea por subastas del día previo o por sistemas bajo auditoria de costos marginales.

Gráfico 2. 2. Representación esquemática del suministro de electricidad



Fuente: Dammert et al. (2008)

Las empresas distribuidoras de electricidad reciben la energía eléctrica producida por los generadores en uno o varios puntos (nodos) de entrada a su propia red. Para ello la empresa distribuidora debe tener contratos de suministro con los generadores. En el caso del Perú, la LCE establece que las distribuidoras deben de tener contratada su demanda futura cuando menos con 24 meses de anticipación, de lo contrario el Estado puede declarar la caducidad de la concesión de distribución.

La energía entregada por los generadores (a través del sistema de transmisión de electricidad) se transporta a muy alto voltaje⁴, de forma que lo primero que tienen que hacer los distribuidores es transformar esa energía eléctrica a un menor voltaje (tensión): media o baja tensión.

⁴ Se transporta a muy alto voltaje con la finalidad de reducir las pérdidas de energía asociadas a la segunda ley de la termodinámica (Ley de Kirchoff). Esta ley establece que en la medida que aumenta la distancia entre dos puntos, la energía

Una vez que se baja el voltaje a media tensión, la energía es distribuida a una red de media tensión mediante postes aéreos, ductos subterráneos, transformadores y subestaciones de media tensión. Esta parte de la red le permite a la distribuidora ofrecer energía a los clientes industriales y transportar, de forma más económica y con menos pérdidas, la energía que luego se entregará a los clientes residenciales a baja tensión.

Hecho el mallado de la red de media tensión, se requiere reducir el voltaje para poder entregarla a las residencias a 220 voltios. Ello implica que la empresa distribuidora tiene que invertir en subestaciones que transformen el voltaje de media a baja tensión, para luego llevar la energía a las residencias mediante cables aéreos en postes y por ductos subterráneos.

En el caso específico de la distribución de electricidad, la construcción, operación y mantenimiento de las redes de media y baja tensión es intensiva en capital, tiene economías de escala, de ámbito (scope) y de densidad; presenta costos hundidos derivados tanto de especificidades asociadas a la ubicación concreta de sus activos cerca de la demanda como a la naturaleza misma de los activos requeridos para prestar el servicio (zanjas, ductos, postes); además se trata de un producto de consumo masivo de escasa sustituibilidad. (Gómez et. al, 2011).

En relación con lo anterior Joskow y Schmalensee (1983) señalan:

“Investment in distribution capacity are almost entirely sunk costs and almost entirely specific to transactions within small areas. Once the investments in transformers and distributions lines are made, the associated plant and equipment cannot easily be moved, and the operating costs of a distribution system are small compared to the capital costs. There are also important economies of density and some economies of scale in distribution.”, (p. 124)

Es por ello que la distribución de electricidad es considerada como un monopolio natural y por tanto, está sujeta a regulación administrativa de su precio y calidad de servicio, Guasch y Spiller (1999).

Tradicionalmente, la industria eléctrica operó bajo un régimen de monopolio verticalmente integrado (public utility) en las cinco actividades antes identificadas. La innovación tecnológica lograda hasta los

transportada sufrirá mayores pérdidas. Una forma de reducir dichas pérdidas es aumentando el voltaje (tensión). Para ello se requiere utilizar transformadores, tanto para subir la tensión como para bajarla cuando se acerca al lugar de destino.

años 70, se reflejó en menores tamaños de escala mínima eficiente en la generación de electricidad y en menores costos de mercadeo, facturación y recaudación asociados a la comercialización minorista de electricidad.⁵ Estas mejoras tecnológicas fueron el centro de la justificación de la desregulación de la generación y de la comercialización minorista.

Desde inicios de los años 80, debido a la reforma en Chile e Inglaterra, como señalan Pérez-Reyes y Távora (2008): “se considera que la actividad de generación tiene una configuración industrial competitiva y, por tanto, debe desagregarse (separarse verticalmente) del resto y desregular sus tarifas”. Por el contrario, las actividades de transmisión y distribución de electricidad se siguen considerando monopolios naturales y, por tanto, deben mantenerse sujetas a regulación de sus tarifas, Hunt (2002) y Rothwell y Gomez (2003).

Como indican Gómez et al. (2011):

“La actividad de distribución de electricidad, al igual que el transporte, presenta características de monopolio natural debido a economías de escala crecientes, donde los costes fijos de inversión y mantenimiento predominan sobre los costes variables relacionados con el transporte de la energía. Resulta también ineficiente hacer competir a dos empresas en el mismo territorio desarrollando la infraestructura de red, pues al final se duplicarían instalaciones de forma innecesaria. Por tanto, la actividad de distribución debe regularse como un monopolio natural otorgando licencias, normalmente asociadas a un territorio, para el desarrollo de la actividad [Viscusi et al. 1995].” (pag. 2)

En relación con la distribución de electricidad, como señala Joskow (2005), la agenda de investigación tanto teórica como de evaluación de políticas en la industria eléctrica ha estado muy concentrada en los distintos diseños de mercado de generación y en la formación de precios de transmisión. La distribución de electricidad como tal, ha recibido menor importancia en la agenda académica, en

⁵ La evidencia empírica plantea que las economías de escala en distribución se agotan cerca de los 20,000 clientes, Salvanes y Tjøtta (1994) y Yatchew (2000).

comparación con lo analizado en generación y transmisión. Sin embargo, dado su carácter de servicio público, su problemática ha estado más relacionada con la agenda de políticas públicas.⁶

Los temas de la agenda de políticas públicas en distribución de electricidad han estado relacionados con: (i) la separación vertical de la industria con obligación de acceso neutral a la red (transmisión y distribución); (ii) la transferencia de la propiedad de activos de capital y las mejoras en la gestión interna de las empresas distribuidoras de electricidad estatal; (iii) la venta de activos de empresas separadas verticalmente en aplicación de neutralidad de red en los casos que se promueve la comercialización minorista de forma competitiva; y, (iv) la implementación de mecanismos de fijación tarifaria basados en incentivos: precios tope (price cap), competencia por comparación (yardstick competition) o competencia referencial (bottom-up). Un tema adicional, relacionado con los países en vías de desarrollo y los países pobres, es el financiamiento del acceso universal a la electricidad en el marco de la discusión de los temas antes mencionados.

La separación vertical de la industria eléctrica con obligación de acceso neutral a las redes de transporte (transmisión o distribución)⁷ se debe a la preocupación que se tiene respecto del posible comportamiento anti competitivo que podría tener una empresa verticalmente integrada (generación-distribución o generación-transmisión-distribución) al denegar el acceso a sus redes de transporte, o encarecerlo de forma encubierta⁸, a un tercer generador que compite aguas arriba con su empresa de generación por atender clientes libres, que se encuentran en la zona de concesión del agente verticalmente integrado.

La razón para preservar el nivel de integración vertical a pesar del riesgo de conductas anticompetitivas, está relacionado con las ganancias de eficiencia o internalización de externalidades asociadas a la integración vertical que se asumen son mayores que los costos de una regulación de acceso neutral. En estos casos, la obligación de acceso neutral permite tratar la negativa como un acto presunto de discriminación, pero es necesario considerar que puede haber una justificación técnica o económica

⁶ Esta es una agenda compartida con otras industrias de servicios públicos: telecomunicaciones, puertos, aeropuertos y ferrocarriles, principalmente. Una revisión de la investigación académica aplicada a los servicios públicos en el Perú se encuentra en Pérez-Reyes y Távora (2008).

⁷ Ambas redes transportan electricidad sólo que a diferentes voltajes. Los transmisores a muy alta o alta tensión y los distribuidores a media y baja tensión.

⁸ Estas negativas al acceso encubierta (no basadas en precios) se relacionan con: dilaciones innecesarias al acceso que retrasan la posibilidad de competir por el cliente libre o con argumentación de imposibilidad técnica: la subestación cercana al cliente libre está saturada o requiere de mayores inversiones por parte del entrante.

para la denegatoria, para lo cual los medios probatorios y la razonabilidad (regla de la razón) de las conductas son filtros importantes. (Beato y Laffont, 2002)

Respecto de los procesos de privatización, el segundo tema de la agenda de políticas públicas, en la mayor parte de los países (con la excepción de los anglosajones y algunos europeos) que han privatizado sus distribuidoras de electricidad no había una historia previa y larga de fijación de tarifas, de forma que las tarifas cubrieran los costos más un margen de ganancia razonable.

Esto último implicó que, muy cerca al momento de la privatización, e incluso en algunos casos luego de la misma, a fines de los 80 e inicios de los 90 según los países, se estableciera un mecanismo de fijación tarifaria, que resultó en aumentos importantes de las tarifas en el corto plazo, con la finalidad de permitir la recuperación de los costos de inversión, operación y mantenimiento. A este proceso se le denomina rebalanceo tarifario. El rebalanceo tarifario generó serios cuestionamientos políticos al proceso privatizador, lo que ha hecho que el mismo dejara de ser considerado como una opción viable para reformar la industria, discutiéndose formas alternativas de introducir gestión privada: contratos de explotación (concesiones), contratos de servicio, concesiones delegadas, entre otros diseños organizacionales que buscan mejorar la gestión de las empresas estatales de servicios públicos. (Vickers y Yarrow, 1991)

Como ya se comentó, el primer tema de la agenda está relacionado con la obligación de acceso neutral por parte de empresas que tienen algún nivel de integración vertical y que, como tal, son propietarias o gestionan una empresa de distribución de electricidad. Como se mencionó, el objetivo en ese caso es evitar el trato discriminatorio con efectos anticompetitivos (foreclosure). Sin embargo, parte de la discusión de política pública está relacionada con los costos de transacción en los que incurren los entrantes al mercado⁹, y en qué medida la regulación es capaz de eliminarlos o reducirlos.

En ese sentido, este tercer tema de agenda, discute la necesidad de imponer separación vertical estricta (divestiture) orientada a asegurar la existencia de la neutralidad de las empresas distribuidoras, algo

⁹ En este caso, un generador que desea entrar al mercado de clientes libres atendidos en zonas de concesión de distribuidores.

similar a lo que ocurrió en el caso de la separación estructural de AT&T en los EE.UU. de Norteamérica a inicios de los 80 (Laffont y Tirole, 2000).

El cuarto tema de la agenda, como señalan Pérez-Reyes y Távora (2008), se relaciona con el mecanismo regulatorio utilizado para la fijación o actualización de tarifas en aquellas actividades que se mantienen como monopolios naturales y que, por tanto, tienen que ser reguladas. Durante varias décadas la regulación de tarifas tuvo como referente la recuperación de los costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a obligaciones de cobertura y calidad del servicio de distribución. Como parte de la crisis macroeconómica asociada al shock petrolero de inicios de los 70, la fijación de tarifas de servicios públicos debió ajustarse a un entorno de mayor inflación y recesión, con lo que las tarifas subían por indexación y por reducción de las escalas de producción.

La crítica, asociada al efecto Averch-Johnson, es que las empresas reguladas por costos del servicio sobre invertían, por tanto, los ciudadanos pagaban tarifas más altas al tener que amortizar activos que no eran necesarios (el problema de los activos dorados). La solución a esto fue el diseño en el Reino Unido, principalmente, de mecanismos tarifarios que buscaban promover una mayor eficiencia en las empresas distribuidoras de forma que tuvieran menos costos totales y por tanto menores tarifas.

Un tema clave en este tema, es que los países desarrollados ya habían resuelto, en su gran mayoría, para inicios de los 80, el problema de cobertura universal, de forma que tenían espacio para pensar en mejoras en la eficiencia. En los países en vías de desarrollo, fruto de la ola de reformas estructurales promovidas por los organismos multilaterales a inicios de los 90, se implementaron rebalances tarifarios conjuntamente con la implementación de mecanismos de fijación de tarifas basados en incentivos buscando que las empresas se comporten de manera eficiente. Estos mecanismos no tenían como propósito el aumento de la cobertura universal del servicio de electricidad.

En ese sentido, el cuarto tema ha consistido en la forma de adaptación de mecanismos tarifarios basados en incentivos a la problemática de la cobertura universal del servicio de un lado, y del otro, a la mejora en la calidad del servicio; pues también en los países desarrollados quedó claro que el régimen de incentivos tiende a ajustar los costos sacrificando la calidad del servicio. Por tanto, a mayores incentivos a ser eficiente menor calidad del servicio eléctrico provisto. Esto último ha reforzado

soluciones de comando y control asociadas a la supervisión de la calidad de los servicios públicos, más que a un régimen de incentivos, lo que genera más de una inconsistencia en los procesos regulatorios.¹⁰

Estos temas de agenda han formado parte del proceso regulatorio peruano, en distribución de electricidad, y se reflejan en los indicadores de rentabilidad, calidad del servicio y cobertura eléctrica de la industria. En ese sentido, las recientes modificaciones normativas de septiembre de 2015 se orientan a consolidar los resultados obtenidos en términos de eficiencia, cobertura y calidad del servicio.

2.2 El proceso de reformas y el diseño institucional del sector eléctrico en el Perú

2.2.1 Antecedentes

En el caso del Perú, hasta 1993 el sistema eléctrico se administró de forma centralizada por un conjunto de empresas estatales, algunas de las cuales estaban verticalmente integradas: Electro Perú y Electro Lima. Desde inicios de los años 70, pero en especial entre 1986 y 1990, el sistema eléctrico peruano sufrió una importante crisis, que tuvo dos causas centrales. La primera, de origen macroeconómico, fue la hiperinflación que redujo el empleo y los ingresos de las familias al extremo que en 1989 el 80% de la población de Lima Metropolitana estaba desempleada o subempleada (Pascó-Font y Saavedra, 2001) y, por tanto, redujo el gasto de las mismas en bienes y servicios que requerían energía eléctrica, lo cual se reflejaba en volúmenes de ventas de energía decrecientes.

La segunda, relacionada con la primera, tenía que ver con el mecanismo de fijación de las tarifas eléctricas que, con la finalidad de mitigar la hiperinflación, era utilizado como elemento de control, de forma que las mismas eran fijadas sobre la base de criterios políticos sin considerar que las empresas debían de cubrir sus costos de producción, lo que generó importantes pérdidas para las empresas del sector.

En ese sentido, Kasic (1999) planteó;

¹⁰ La más frecuente es una fijación de tarifas con estándares de servicio que son menos estrictos que los exigidos por el Estado en el marco de la supervisión y fiscalización de la calidad a los usuarios.

“A partir de los años setenta, la participación del sector público en la producción nacional se incrementó considerablemente, generándose gradualmente graves problemas de ineficiencia operativa e insuficiencia de inversión en muchas empresas controladas por el Estado. Este fenómeno se explica principalmente por la interferencia política (que priorizaba los objetivos políticos sobre los empresariales) en decisiones sobre políticas tarifarias (que no permitían cubrir los costos), calidad del capital humano, excesivo nivel de personal (que originó la burocratización), planes de inversión, entre otros.” (p. 79)

En 1989, la tarifa de electricidad representó el 39,3% del costo promedio, lo que se reflejó en pérdidas totales de las empresas eléctricas por un valor de US\$ 456 millones en dicho año (Torero y Pascó-Font, 2000). El déficit cuasi fiscal, en 1990, originado en el manejo político anti inflacionario de las tarifas de servicios públicos (electricidad, telefonía y agua) representó casi el 5% del PBI del país (Paliza, 1999).

Todo ello dificultó el funcionamiento operativo de las empresas y explica por qué no hubo importantes proyectos de inversión para incrementar la universalización del servicio de electricidad, considerando que sólo el 49% de la población tenía electricidad en sus hogares, en especial, en Lima Metropolitana.

Como señala Ruiz (2002), la situación distaba mucho de ser buena: el déficit de energía alcanzó el 26% en 1990, más de la mitad de la población del país no tenía electricidad de forma continua, los cortes en el servicio eran continuos y hubo severos racionamientos, las pérdidas de las empresas de distribución se habían incrementado y finalmente, en 1990 el coeficiente de electrificación era solo de 47%, uno de los más bajos de América Latina, probablemente como resultado de las pérdidas de las dos principales empresas estatales: Electro Perú y Electro Lima¹¹.

Con la finalidad de resolver esta situación, el gobierno tomó varias medidas. De un lado, se permitió un aumento de las tarifas de electricidad (rebalanceo tarifario) en agosto de 1990, lo que posibilitó la reestructuración de Electro Perú y Electro Lima¹². De otro lado, a través de la LCE de 1993 el gobierno separó verticalmente la industria en tres actividades: generación, transmisión y distribución. Desde 1994 varias empresas estatales fueron privatizadas. Ello ha supuesto un proceso de liberalización

¹¹ Estas empresas tuvieron pérdidas de 477 y 169 millones de US\$ entre 1989 y 1990, razón por la que su capacidad de inversión fue casi nula (Ruiz, 2002)

¹² En aquel momento la gestión del sistema eléctrico estaba reservada al Estado, a través de empresas estatales.

parcial en el sector, con un incremento importante de inversiones y la mejora sustancial de diversos indicadores asociados a la capacidad de generación de energía, cobertura y eficiencia del servicio público de electricidad (Dammert et al., 2008).

2.2.2 El proceso de reforma de 1993

En el escenario antes mencionado, la reforma de 1993 materializada en la nueva LCE, se estableció un cambio sustancial en la forma en que se organizaba la industria de distribución de electricidad en Perú.

Se comenzó con la separación de las actividades de generación y distribución de Electro Lima¹³. Una vez desintegrada verticalmente se procedió a privatizar tanto las generadoras como la empresa distribuidora resultante.¹⁴ Con la finalidad de promover competencia ex-ante, y siguiendo la experiencia argentina, se dividió la empresa distribuidora del departamento de Lima en cuatro concesiones. La zona metropolitana de la ciudad de Lima se dividió en dos zonas: Lima Sur (Edelsur) y Lima Norte (Edelnor). El resto del departamento de Lima también se dividió en dos concesiones: EdeChancay (al norte) y EdeCañete (al sur).

A continuación, se procedió a privatizar las cuatro concesiones: Edelnor y EdeChancay¹⁵ que cubrían la zona norte del departamento y Luz del Sur y Edecañete¹⁶ que hacían lo propio con la zona sur. Además, se privatizó Electro Sur Medio en el Departamento de Ica (ciudad costera a 400 km de Lima) a la empresa HICA Inversiones de Argentina, en marzo de 1997.¹⁷

¹³ Electro Lima abastecía de electricidad al departamento de Lima, cuya capital es la principal ciudad del país tanto en población como en producción industrial: a la fecha (2015) en Lima viven 10 de los 30 millones de habitantes del país y da cabida a cerca del 70% del parque industrial del Perú.

¹⁴ Electro Lima fue separada en dos empresas generadoras: Etevensa (centrales térmicas) y Edegel (centrales hidroeléctricas); cuatro empresas distribuidoras: Edelsur, Edelnor, EdeChancay y EdeCañete; y sus activos de transmisión fueron transferidos a la empresa estatal de transmisión del sistema interconectado centro norte: Etecen. En 1996, Edelnor absorbió a EdeChancay.

¹⁵ Edelnor fue adquirida en agosto de 1994 y Edechancay en diciembre de 1995 por Endesa de España y, a inicios de 1996 ambas empresas fueron fusionadas en Edelnor. En la actualidad, el propietario de Edelnor es ENEL de Italia.

¹⁶ Luz del Sur (antes Edelsur) fue adquirida en agosto de 1994 y Edecañete en julio de 1996 por Ontario Quinta de Canadá. En la actualidad ambas empresas son propiedad mayoritaria de SEMPRA de EE.UU.

¹⁷ En el 2002 la empresa, como consecuencia de problemas económicos, tuvo que constituir un fideicomiso a favor de un banco local. En febrero de 2005 fue sometida a un procedimiento concursal por sus acreedores, que gestionaron la empresa hasta junio de 2009. Luego de la venta de acciones de HICA Inversiones y el saneamiento de sus deudas impagadas, la empresa pasó a ser gestionada por Blue Water Worldwide de EE.UU. Desde marzo de 2010, la empresa cambió su denominación a Electro Dunas.

Debido al incremento de tarifas asociado al rebalanceo tarifario de agosto de 1990 y a los ajustes de las tarifas al alza (sobre la base de sus costos medios desde 1993), el proceso de privatización fue cuestionado políticamente entre 1996 y 1998. A pesar de ello, en diciembre de 1998, el gobierno de Fujimori privatizó parte importante del accionariado de cuatro empresas distribuidoras adicionales (Electro Norte, Electro Centro, Electro Noroeste e Hidrandina) a un grupo empresarial local (JORBSA). Estas empresas dan cobertura a importantes ciudades de la costa norte y de los andes centrales. En agosto de 2001, las cuatro empresas concesionadas al grupo privado local antes mencionado fueron devueltas al Estado Peruano debido a la imposibilidad de hacer frente a la magnitud de las inversiones requeridas en el futuro cercano.¹⁸

Los habitantes del sur y oriente del país resistieron políticamente el proceso de privatización. Es por ello que sus empresas distribuidoras no fueron privatizadas y, por tanto, no pudieron aprovecharse de una institucionalidad orientada a las mejoras en la eficiencia, en tanto ésta mejora la rentabilidad de las inversiones realizadas. Las empresas que no fueron privatizadas en el sur fueron: SEAL, Electro Sur Este, Electro Puno y Electro Sur; y, en el oriente: Electro Oriente y Electro Ucayali.

La reforma de 1993 implicó la creación de un marco regulatorio para la fijación de las tarifas de la actividad de distribución¹⁹. La regulación de las tarifas de las empresas distribuidoras difiere en función del tipo de cliente. La legislación contempla dos tipos de clientes: regulados y libres. Los clientes libres son aquellos cuya demanda de potencia contratada es superior a 2.5 MW²⁰, siendo el resto los clientes regulados²¹. Los clientes libres negocian la tarifa con distribuidores o generadores, en un marco de competencia, mientras que para los clientes regulados la tarifa es la establecida por el organismo regulador OSINERGMIN.

¹⁸ Informe de Comisión investigadora del Congreso sobre la relación entre el gobierno de Fujimori y el grupo Rodríguez Banda, propietarios de JORBSA.

<http://www4.congreso.gob.pe/comisiones/2002/CIDEF/oscuga/informejorbsa.pdf>

¹⁹ La actividad de comercialización minorista de electricidad en el Perú (medición, facturación, cobranzas, etc.) no está separada verticalmente de la distribución.

²⁰ Al inicio de la reforma este umbral fue de 1 MW, la reforma de la generación de 2006 aumentó este umbral a 2.5 MW pero estableció que un cliente regulado con una potencia contratada superior a 200 KW puede optar por ser cliente libre si lo desea.

²¹ Como referencia, una residencia promedio en un barrio de ingresos medios tiene una potencia contratada de 10 Kw, esto es, la vigésima parte del umbral (200 Kw) que se requiere superar para optar a ser cliente libre y la (1/250) parte de aquellos que obligatoriamente (no pueden optar) son clientes libres, 2.5 Mw.

2.2.3 La reforma de 1993: Marco regulatorio actual

Como señalan Bonifaz (2001) y Pérez-Reyes y Távora (2008), el mecanismo regulatorio utilizado en la fijación de tarifas de distribución es una mezcla del enfoque de la empresa modelo eficiente (red de referencia) con la competencia por comparación (*yardstick competition*). Este proceso regulatorio se realiza cada cuatro años, lo que significa que hasta el momento actual (2015) se han realizado cinco revisiones tarifarias: 1993, 1997, 2001, 2005, 2009 y 2013.

Al definir la red de referencia, Gómez et al. (2011) señalan:

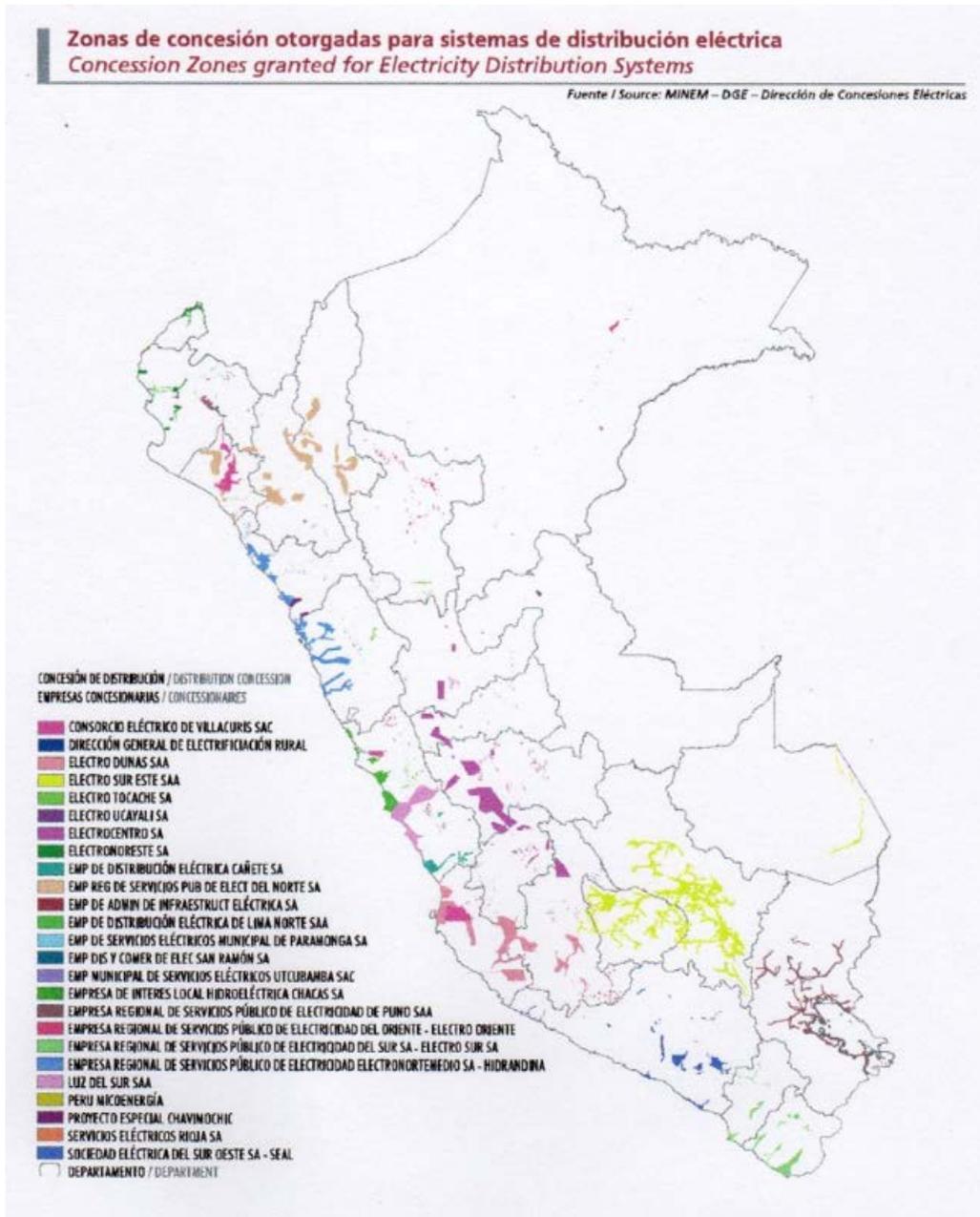
“El Modelo de Red de Referencia es un modelo de planificación de redes de distribución eléctrica en zonas de gran tamaño, provincias con cientos de miles de consumidores, que optimiza el diseño de las ampliaciones y refuerzos de red para abastecer nuevos suministros o conectar nuevas plantas de generación. Este modelo dimensiona la nueva red minimizando los costes de inversión y operación y mantenimiento en instalaciones, siguiendo los criterios técnicos de planificación establecidos por el regulador, y respetando las restricciones geográficas impuestas por el terreno en el tendido de la red, tanto dentro de los núcleos de población como en las zonas rurales y espacios naturales [Mateo et al. 2011].” (pág. 3)

De acuerdo con la legislación peruana, cada empresa distribuidora tiene a su cargo un espacio geográfico, como se aprecia en el gráfico 2.3. El polígono de cobertura geográfica de cada empresa distribuidora varía en el tiempo y depende de las decisiones de inversión de cada empresa distribuidora al momento de dar servicio de distribución a nuevas poblaciones.

La concesión de distribución de electricidad es otorgada por el Ministerio de Energía y Minas del Perú, considerando para ello un ámbito geográfico determinado. Con el transcurso del tiempo y ante la expansión urbana de las ciudades que corresponden al área de concesión, las empresas distribuidoras solicitan ampliaciones de sus áreas de concesión. Dentro del área de concesión de la empresa distribuidora, las redes de baja tensión atienden la demanda de electricidad de las familias y pequeñas empresas, mientras que las redes de media tensión atienden la demanda de las empresas medianas o grandes, en especial industriales, que estén en su zona de concesión.²²

²² En el caso que un cliente industrial, considerado como cliente libre, debido a su demanda de potencia superior a 2.5 MW, se encuentre dentro de la concesión de la empresa distribuidora, ésta última cobra un peaje de distribución en el caso que

Gráfico 2. 3 Concesiones de distribución vigentes

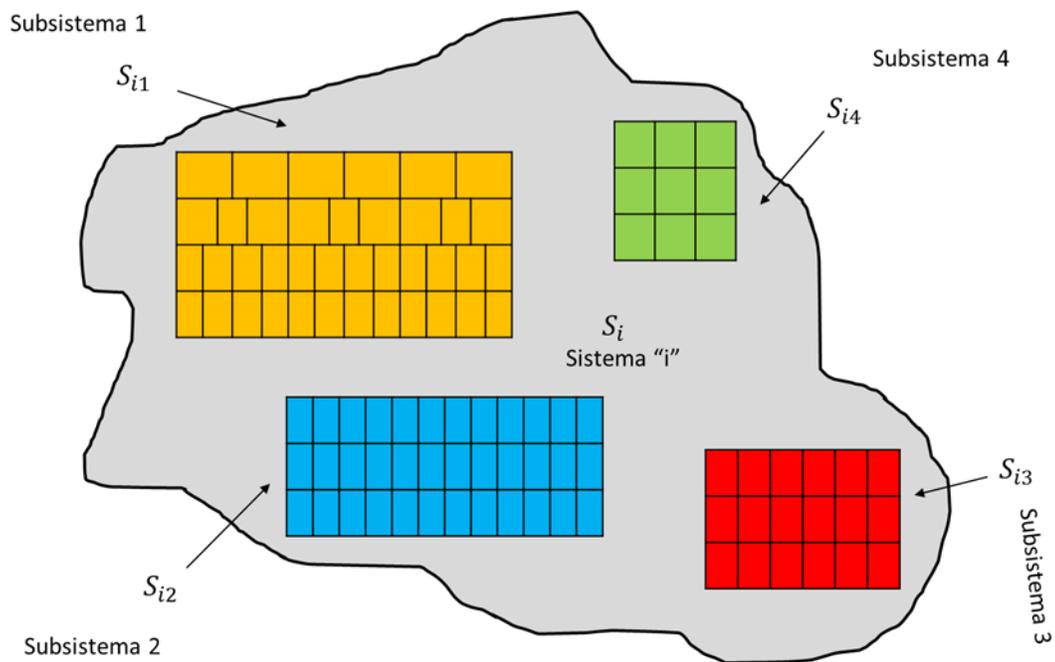


Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2014.

dicho cliente libre sea atendido por otra empresa. Como ya se comentó, los clientes libres negocian sus tarifas y las condiciones comerciales, a diferencia de los clientes regulados.

Las distintas densidades poblacionales establecen la existencia de subsistemas eléctricos, como se señala en el gráfico 2.4. Con el propósito de tratar el problema de heterogeneidad de los distintos subsistemas eléctricos asociado a la necesidad de realizar comparaciones entre ellos, en el marco de la regulación de tarifas basadas en una empresa modelo eficiente (red de referencia), es que se ha clasificado a cada subsistema eléctrico según su densidad, lo que se le denomina Sector Típico. Siendo el Sector Típico 1 el de mayor densidad urbana y el sector típico 4 el de menor densidad y rural, pasando por sistemas eléctricos urbanos de mediana y baja densidad. La definición de sector típico puede variar en cada proceso regulatorio, de hecho, así ha sido, básicamente para incorporar mayor desagregación a los sectores rurales de baja densidad, lo que ha llevado a definir siete sectores típicos en el último proceso regulatorio (2012).

Gráfico 2. 4 Sistemas y subsistemas eléctricos de distribución



El marco regulatorio vigente establece que la regulación de las tarifas de distribución (denominadas valor agregado de la distribución) se realiza cada cuatro años, con un costo de capital fijo del 12% anual, de acuerdo con la ley peruana.

La LCE de 1993 estableció que el VAD se basa en los costos de una empresa modelo eficiente (modelo de red de referencia) para cada subsistema eléctrico. El regulador elige en cada proceso regulatorio, para cada subsistema, una empresa eficiente, luego toma los principales parámetros de la red de dicho subsistema elegido como eficiente y los utiliza para construir un modelo de costos bottom-up (ideal) para los mismos tipos de subsistema del resto de empresas que tengan ese subsistema. Luego calcula el costo total de la empresa regulada sumando los costos totales de cada uno de sus subsistemas, ver Bonifaz (2001) para el caso del Perú o Gómez et al. (2011) para el caso español.

En los últimos procesos regulatorios han elegido al subsistema eficiente sobre la base de una medición de eficiencia no paramétrica asociado a una función de costos variables.

Complementario al diseño del mecanismo regulatorio, orientado a mejorar la eficiencia de las empresas distribuidoras con la consiguiente reducción de tarifas asociadas, la reforma también redujo el nivel de intervención del gobierno en la fijación de tarifas, al establecer un órgano regulador independiente y fijar el procedimiento de establecimiento de tarifas en la LCE: periodos de revisión tarifaria, criterios metodológicos, costo de capital y mecanismo de revisión tarifario. La reforma se tradujo, inicialmente, en un proceso de ajuste al alza de las tarifas de distribución que buscó corregir las distorsiones previas a las reformas. Desde entonces, el proceso de revisión tarifaria se ha comportado según los parámetros de costos de una empresa eficiente, tal como lo establece el marco regulatorio.

2.3 Evolución de la industria eléctrica en el Perú: 1995-2014

Como consecuencia de un conjunto de reformas estructurales emprendidas a inicios de los 90, el PIB de la economía peruana creció 4.7% anual promedio entre 1995 y 2014. Ello se ha visto reflejado en el crecimiento de la demanda de una serie de bienes y servicios. Uno de ellos, sin duda, es la demanda eléctrica. Como se aprecia en el cuadro 2.1, para el periodo 1995-2014, las ventas de energía y la facturación de las empresas eléctricas (generadoras, transmisoras y distribuidoras) han tenido tasa de crecimiento promedio anual de 7.3% y 8.7%, respectivamente, lo que implica que en el periodo de análisis la industria eléctrica multiplicó sus ventas por cerca de 3.8 veces mientras que la facturación lo hizo en 4.9 veces.

Asociado a lo anterior, tanto la potencia instalada de generación como las líneas de transmisión han tenido un importante crecimiento que ha acompañado el aumento de la demanda antes mencionado. Ello explica por qué el parque generador ha crecido en 5% y las líneas de transmisión en 4.6% anual promedio para el periodo analizado.

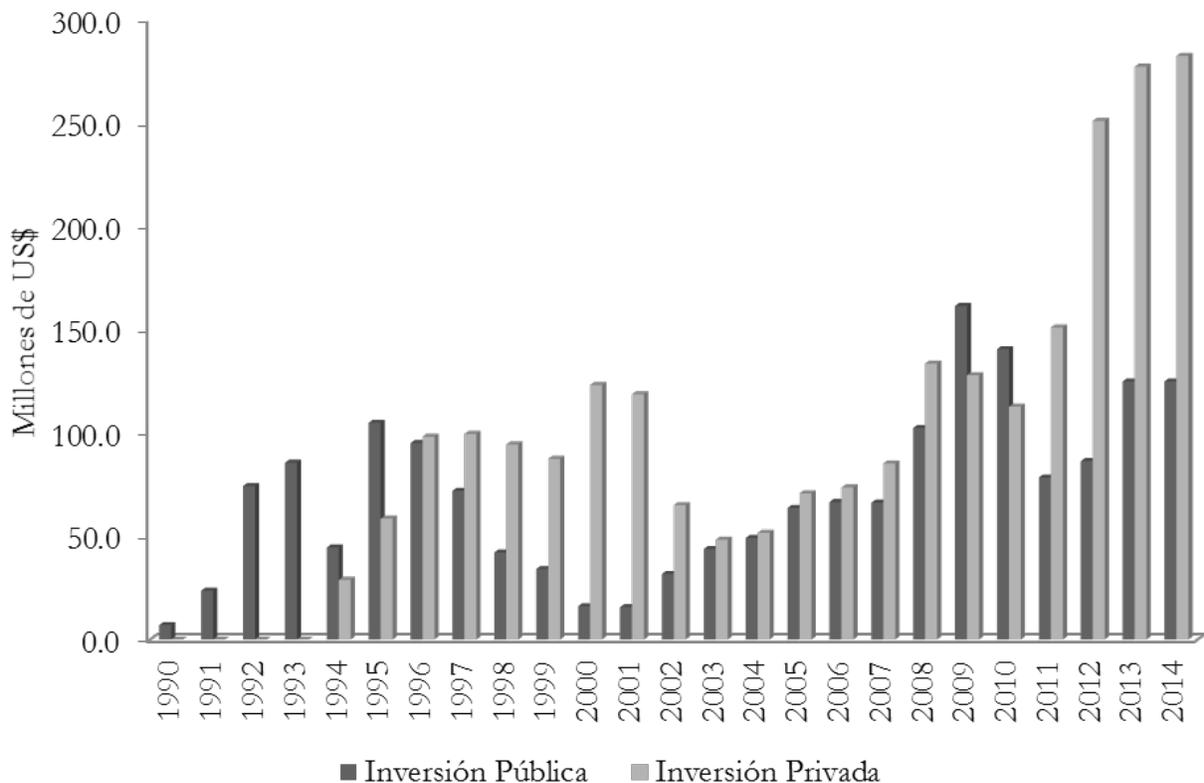
Cuadro 2. 1. Indicadores del Sector Eléctrico Peruano: 1995-2014

Indicador	Unidad de Medida	1995	2000	2005	2010	2014	Δ % Anual
Potencia Instalada	MW	4,462	6,066	6,201	8,613	11,203	5.0
Potencia Hidráulica	MW	2,479	2,857	3,207	3,438	3,662	
Máxima Demanda	MW		2,597	3,305	4,461	5,737	
Ventas de Energía	GWh	9,849	15,546	20,701	29,436	37,326	7.3
Industrial	% de Ventas	40	54	55	56	56	
Comercial	% de Ventas	23	17	17	18	18	
Residencial	% de Ventas	32	25	24	24	24	
Alumbrado Público	% de Ventas	5	3	3	2	2	
Facturación	Millones US\$	827	1,113	1,579	2,449	4,025	8.7
Inv. Privada acum. Total	Millones US\$	126	1,969	2,790	5,894	12,172	27.2
Líneas de Transmisión	Kilometros	9,132	13,656	15,272	17,065	21,589	4.6
Cobertura Eléctrica	% de Familias	64.9	73.5	78.1	82.0	92.0	1.9

Como se aprecia en el cuadro 2.1, el crecimiento del PIB se ha reflejado en un incremento tanto de la demanda industrial de electricidad como de la demanda residencial. El desglose de las ventas por sector permite constatar que la demanda de energía ha estado dominada durante todo el periodo por el sector industrial, sobre todo a partir del 2000 en adelante en que representa más de la mitad de la demanda de electricidad del país; habiendo quedado la demanda residencial en un cuarto de la producción total. Este desarrollo de la producción y ventas de energía, asociadas al ciclo económico favorable, ha permitido incrementar el nivel de cobertura eléctrica de forma considerable, pasando de una cobertura del 65% de los hogares en 1995 a cerca de un 92% en 2014, estando previsto cerrar el 2016 con una cobertura de 96% de los hogares. Ello se explica, como se puede apreciar en el cuadro 2.2, por el importante volumen de inversiones en electrificación rural realizado con recursos públicos, provenientes, principalmente de mayores regalías mineras obtenidas tanto por el gobierno nacional como por los gobiernos regionales y locales.

La importante inversión realizada por los agentes privados, tanto en generación, transmisión y distribución, asociada a las reformas de 1993, ha permitido lograr los indicadores de desempeño sectorial que se presentan en el cuadro 2.1 para el sector eléctrico en conjunto y en el cuadro 2.2 para la distribución de electricidad en específico. Estos indicadores señalan que las reformas en el sector eléctrico han sido favorables al lograr un importante aumento de la cobertura eléctrica del país; acompañado, tanto de inversiones en generación y transmisión que han ayudado a mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico, como de inversiones en distribución que han reducido de forma importante las pérdidas de energía y han permitido el aumento de cobertura eléctrica en las zonas rurales. Uno de los objetivos de las reformas era atraer capital privado para financiar la expansión de la cobertura eléctrica y, como se observa en el gráfico 2.5, el objetivo se logró. El crecimiento de la inversión privada fue, en promedio, del 19.2% anual entre 1995 y el 2014. Esta tasa de crecimiento pudo ser mayor, de no ser porque un importante grupo de empresas privatizadas regresó en el 2002 a la propiedad del Estado.

Gráfico 2. 5. Inversión en Distribución Eléctrica en Perú: 1990-2014



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Perú. Elaboración propia.

Cuadro 2. 2. Indicadores del Sector de Distribución Eléctrica Peruano: 1993-2014

Indicador	Unidad de Medida	1993	1995	2000	2005	2010	2014	Δ % Anual
Número de Clientes	Miles	2,105	2,492	3,352	3,977	5,166	6,415	5.7
Ventas de Energía Total	GWh		8,674	10,763	12,914	18,195	22,780	5.2 (*)
Venta al Mdo. Regulado	GWh		6,431	8,407	11,150	16,431	20,762	6.4 (*)
Facturación	Millones US\$		777	866	1,148	1,841	2,974	7.3 (*)
Inv. Priv.Acum.Distrib.	Millones US\$	0	87	590	944	1,477	2,442	19.2 (*)
Inv. Estatal Acum. Distrib	Millones US\$ (**)	190	340	599	803	1,340	1,765	11.2
Inv. Estatal Acum. Rural	Millones US\$ (***)	7	156	498	688	1,320	1,861	30.2
Inv. Estatal Distrib. Acum.	Millones US\$	197	496	1,097	1,491	2,660	3,626	14.9
Consumo per-cápita	KWh por habitante	489	584	680	823	999	1,296	5.0
Pérdidas en Distribución	% de Ventas	21.9	19.7	10.3	8.4	7.9	7.3	-5.3
Tarifa Regulada	US ctvs por MWh	6.4	10.1	8.8	9.4	10.5	13.4	3.6
Tarifa Clientes Libres	US ctvs por MWh		5.5	5.2	5.5	5.4	7.2	1.4 (*)
Gasto mensual familiar (****)	US\$ al mes		22.5	19.6	21.8	25.7	28.9	1.3 (*)

(*) La variación anual comprende el periodo 1995-2014

(**) La cifra acumulada a 1993, corresponde al periodo 1990-1993. No existen datos previos.

(***) El programa de electrificación rural comenzó en 1993, a cargo del Ministerio de Energía y Minas

Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú, Anuarios Estadísticos.

El gráfico 2.5 muestra, que los primeros años de los noventa estuvieron marcados por la inexistencia de inversión privada. Esta hace su aparición a partir de 1995, de la mano del proceso de reforma del sector. En el periodo 1995-2000, la inversión en distribución de electricidad fue de forma importante explicada por la inversión realizada por las empresas privatizadas (se llegó a privatizar 8 de las 14 empresas distribuidoras). A partir de 2001, con el retorno de Hidrandina, Electro Norte, Electro Centro y Electro Noroeste al Estado, la inversión pública ha tomado, de nuevo, una senda creciente en la medida que el 62% de los clientes son atendidos por empresas estatales,²³ resaltando que la inversión privada tuvo un mayor dinamismo desde 2011.

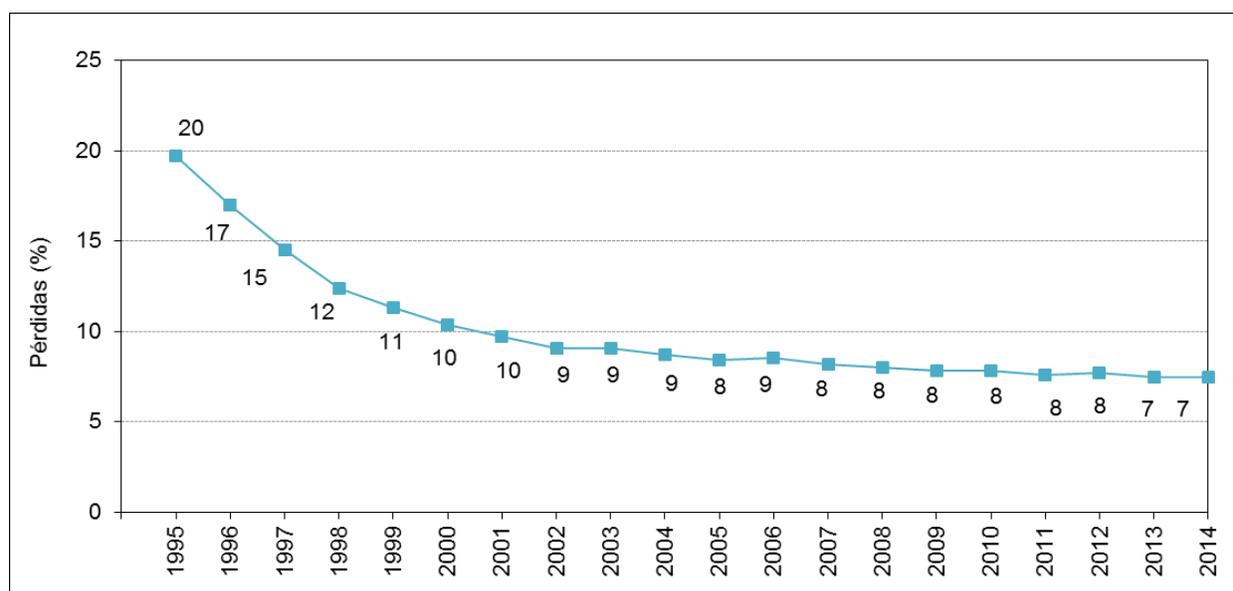
Como también se aprecia en el cuadro 2.2, presentado anteriormente, entre 1995 y 2014 aumentó el consumo anual promedio por habitante, de un nivel anual de 489 KWh a 1.296 KWh, lo que supone una tasa de crecimiento anual de 5%.

Además, como parte del mecanismo de regulación tarifario (regulación por incentivos) y de los compromisos contraídos por las empresas privatizadas, se establecieron metas anuales de reducción de pérdidas de energía²⁴, que se han traducido en una reducción de pérdidas del 22% en 1993 al 7% de la actualidad, como se aprecia en el gráfico 2.6., lo que representa un nivel acorde con las redes de distribución de los países desarrollados y que permite establecer tarifas no sólo asociadas a sus costos sino también con criterios de eficiencia operacional.

²³ El aumento de la inversión pública se explica también por las mayores regalías mineras obtenidas por los gobiernos regionales que en parte han sido destinadas a aumentar la cobertura eléctrica, en especial en zonas rurales.

²⁴ Estas pérdidas eran principalmente comerciales: hurto de electricidad, elevada morosidad, mal sistema de facturación, entre otros.

Gráfico 2. 6. Evolución de las Pérdidas de la Distribución de Electricidad: 1995-2014



El cuadro 2.3 muestra la variación temporal en el periodo 1996-2014 de las variables que permiten caracterizar a las empresas distribuidoras objeto de estudio. Estas empresas representan casi la totalidad del sector de distribución eléctrica en el Perú. Tal es así que, para el año 2014 en conjunto, representan el 97,5% de las ventas, el 99,2% de los clientes y 96,3% del empleo. El resto de empresas que no se incluyen en esta investigación son empresas municipales de naturaleza totalmente rural, y con sólo algunos cientos de familias de cobertura en cada caso. Más que empresas distribuidoras, son subsistemas eléctricos construidos por los municipios, a través de una empresa municipal, en respuesta a la ineficacia de las empresas distribuidoras del Estado por desarrollar esas redes de forma oportuna.

En el cuadro 2.3 se observa que durante el periodo se ha producido una disminución del número de trabajadores en casi todas las empresas. Ello es debido a que la mayoría de las empresas ha tercerizado (outsourcing) una parte importante de sus actividades de operación y mantenimiento de redes. De otro lado, las ventas de energía son mayoritariamente hacia clientes de baja tensión (cerca del 60% de las ventas), y esto se ha mantenido durante todo el periodo. También se aprecia que las distribuidoras en las que el número de clientes y ventas en media tensión han crecido por encima del promedio son las relacionadas con la agroexportación. Por último, aquellos departamentos en los que el número de clientes en baja tensión creció de forma importante son aquellos en los que las empresas fueron privatizadas en 1998 y luego regresaron al Estado en el 2002, y que también son los departamentos donde ha crecido con mayor rapidez el ingreso por habitante.

Cuadro 2. 3. Variación porcentual de las principales variables de las Empresas de Distribución de Electricidad del Perú: 1996-2014

Empresa	Clientes en Baja Tensión (BT)	Clientes en Media Tensión (MT)	Ventas BT (MWh)	Ventas MT (MWh)	Red de Distribución (Km)	Trabajadores	Activo Fijo (miles de soles de 1994)	Sector Típico	Propiedad Estatal(E) o Privada (P)		
	1996-2014	1996-2014	1996-2014	1996-2014	1996-2012	1996-2014	1996-2014	2012	1996	2000	2014
Edecañete	3.5	9.1	5.5	3.9	2.0	0.8	6.6	2 y 4	P	P	P
Edelnor	2.8	6.3	4.8	5.1	3.2	-1.1	4.6	1, 3, 4 y 5	P	P	P
Electro Oriente	9.8	10.7	7.9	9.2	7.1	2.0	0.3	2, 3 y 4	E	E	E
Electro Puno	6.7	8.0	16.5	16.4	8.0	4.8	3.0	2, 3, 4, 5 y 6	E	E	E
Electro Sur Este	5.3	8.3	4.1	3.6	10.3	0.8	3.0	2, 3, 4, 5 y 6	E	E	E
Electro Sur Medio	5.2	5.6	5.7	6.7	6.4	-0.1	2.7	2, 3, 4, 5 y 6	P	P	P
Electro Ucayali	7.2	8.8	9.2	8.5	7.5	5.3	-0.7	2 y 3	E	E	E
Electrocentro	6.7	7.5	6.1	5.4	7.7	-2.8	2.6	2, 3, 4, 5 y 6	E	P	E
Electronoroeste	6.3	11.7	6.4	12.0	5.7	-1.2	5.0	2, 3, 4, 5 y 6	E	P	E
Electronorte	5.1	11.1	6.0	12.1	11.9	-0.9	4.6	2, 3, 4, 5 y 6	E	P	E
Electrosur	4.7	5.4	5.0	5.7	4.5	0.0	1.7	2, 3, 4 y 5	E	E	E
Hidrandina	5.9	6.5	6.1	6.5	7.3	-0.4	2.6	2, 3, 4, 5 y 6	E	P	E
Luz del Sur	2.8	7.9	4.4	8.7	2.0	0.6	7.1	1	P	P	P
Seal	4.3	10.5	5.5	8.3	4.2	-1.7	4.1	2, 3, 4, 5 y 6	E	E	E
Promedio	5.4	8.4	6.7	8.0	6.3	0.4	3.4				

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú, OSINERGMIN. Anuarios Estadísticos. Elaboración propia.

Nota. Los sectores típicos se caracterizan por:

- 1: Demanda Urbana de Alta Densidad
- 2: Demanda Urbana de Media Densidad
- 3: Demanda Urbana de Baja Densidad

- 4: Demanda Urbana-Rural (capital de distrito aislado y alejado)
- 5: Demanda Rural de Media Densidad
- 6: Demanda Rural de Baja Densidad

Por último, conviene señalar que la empresa Electro Puno formó parte de Electro Sureste, la cual abastecía de electricidad al departamento de Cuzco y Puno, hasta finales de 1999 en que el Gobierno decidió escindir de Electro Sureste el sistema eléctrico del departamento de Puno. De este modo, Electro Sureste siguió abasteciendo al departamento de Cuzco, pero el abastecimiento del Departamento de Puno se encargó a una nueva empresa, Electro Puno, que comenzó a funcionar en noviembre de 1999²⁵. La empresa Electro Puno tuvo que enfrentar varias dificultades. Por una parte, tuvo problemas con la administración de las ventas en media tensión (clientes industriales) hasta el año 2000, cuando estos clientes le son transferidos. Por otra parte, recibió un sistema eléctrico que había tenido poca inversión en mantenimiento de redes, de forma que tenía pérdidas técnicas y comerciales mayores que las del resto de redes que conservó Electro Sureste.

Cuadro 2. 4. Indicadores parciales de las Distribuidoras de Electricidad del Perú: 1996-2014

Empresa	Ventas/Cliente			Ventas/trabajador			Pérdidas/Cliente		
	(MWh)			(MWh)			(MWh)		
	1996	2014	Var. %	1996	2014	Var. %	1996	2014	Var. %
Edecañete	1.86	2.34	1.3	1,469	2,988	4.0	0.41	0.30	-1.7
Edelnor	3.50	5.06	2.1	3,625	10,562	6.1	0.58	0.42	-1.8
Electro Oriente	1.90	1.47	-1.4	1,043	3,058	6.2	0.75	0.16	-8.1
Electro Puno	0.24	1.17	9.2	276	1,863	11.2	0.02	0.15	12.0
Electro Sur Este	1.45	1.17	-1.2	842	2,178	5.4	0.28	0.16	-3.1
Electro Sur Medio	3.08	3.72	1.0	1,145	3,488	6.4	0.75	0.34	-4.4
Electro Ucayali	2.57	3.41	1.6	2,229	4,090	3.4	1.51	0.50	-5.9
Electro Centro ⁽¹⁾	1.16	1.03	-0.7	424	2,018	9.1	0.31	0.10	-6.0
Electro Noroeste ⁽¹⁾	1.82	2.84	2.5	925	5,347	10.2	0.68	0.31	-4.3
Electro Norte ⁽¹⁾	1.51	2.38	2.6	692	3,119	8.7	0.53	0.24	-4.3
Electro Sur	2.05	2.25	0.5	830	2,069	5.2	0.36	0.23	-2.4
Hidrandina ⁽¹⁾	2.06	2.21	0.4	953	3,097	6.8	0.80	0.22	-6.9
Luz del Sur	4.30	7.25	2.9	3,699	9,130	5.1	0.63	0.41	-2.4
Seal	1.81	2.55	1.9	1,283	5,281	8.2	0.54	0.23	-4.7

⁽¹⁾ Estas empresas fueron privatizadas de forma agrupada en 1998 y devueltas al Estado Peruano en el 2002.

²⁵ Con la finalidad de obtener una serie de tiempo completa para Electro Puno, se han imputado las variables utilizadas: ventas, empleo, activos fijos netos, pérdidas, entre otros, considerando la estructura de red, trabajadores e ingresos reportada en 1999 como parte del proceso regulatorio del 2000.

En el cuadro 2.4, se presentan algunos indicadores parciales de productividad de las empresas distribuidoras de electricidad en el Perú en el periodo 1996-2014. Se aprecia que la mayor parte de las empresas distribuidoras privadas muestran mejoras en los indicadores de productividad parcial. De forma similar ocurre con aquellas empresas que fueron privatizadas y luego fueron devueltas al Estado (Electro Centro, Electro Noroeste, Electro Norte e Hidrandina). Sin embargo en las empresas de propiedad estatal no se observa, de forma mayoritaria, mejoras en estos indicadores lo que parece sugerir que las reformas pueden ser una fuente de explicación de las mejoras de productividad comentadas.

La utilización de indicadores parciales para evaluar el desenvolvimiento de la eficiencia de las empresas de distribución de electricidad ofrece sólo una visión parcial de cómo es que se desenvuelven las empresas en el sector, ya que no se puede a través de estos indicadores inferir el origen de los cambios en la productividad de las empresas. Además, estos indicadores pueden verse afectados por factores tales como la tecnología subyacente a los sistemas de distribución (sustitución capital por mano de obra) y la densidad del área de concesión de las empresas de distribución. Por ello es mejor utilizar una medición de la PTF.

Teniendo en cuenta las limitaciones de evaluar el desempeño del sector en base a indicadores parciales, es necesario hacer uso de medidas alternativas de medición de la productividad que permitan, responder a las siguientes interrogantes:

- ¿Las reformas emprendidas el sector y el marco regulatorio existente han contribuido a la mejora de la productividad y la eficiencia en la actividad de distribución de electricidad?
- ¿Son las empresas distribuidoras de propiedad privada más eficientes que las empresas distribuidoras públicas?

Como ya se comentó, la presente investigación tiene como objetivos: (i) cuantificar la TE y la PTF del sector de distribución eléctrica en el Perú; (ii) analizar el impacto de las reformas emprendidas a partir de 1993 en la distribución de electricidad; (iii) analizar el impacto de otras variables de entorno sobre la eficiencia; y, (iv) determinar si la situación geográfica, o el tipo de clientes que atienden las empresas condicionan que unas empresas operen en condiciones más favorables que otras.

Con dicha finalidad se analiza la evolución de la PTF de las empresas distribuidoras de electricidad en el Perú. Se propone utilizar para ello un IM. Además, se descompone el cambio en la productividad, en cambio técnico y cambio en la TE, distinguiendo en esta última entre el cambio en la TE pura y el cambio en la TE de escala. Por otra parte, también se contrasta si los niveles de eficiencia estimados y su variación en la distribución de electricidad guardan relación con determinadas características de las empresas distribuidoras entre las que se encuentra el régimen de propiedad, habida cuenta que en el Perú existe una mixtura de empresas como consecuencia del proceso regulatorio descrito.

La distribución de electricidad es una industria de red en la cual las empresas usan varios insumos para producir varios productos, por lo que la estimación de una función distancia permite no sólo representar su naturaleza multiproductiva sino también la descomposición del cambio en la productividad en sus diferentes componentes. Es necesario escoger una técnica de estimación para estimar la frontera con respecto a la cual se mide el desempeño de las empresas. De entre las técnicas disponibles: paramétricas y no paramétricas, en este trabajo se utilizan tanto el Análisis Envoltente de Datos (DEA) como el Análisis de SF (SFA).

2.4 Referencias

- Armstrong, M., Cowan, S., Vickers, J., 1994. *Regulatory reform: Economic Analysis and British experience*, MIT Press.
- Beato, P., Laffont, J.J., 2002. *Competition in Public Utilities in Developing Countries*. Inter-American Developing Bank, Sustainable Developing Department Technical Papers Series.
- Bonifaz, J.L., 2001. *Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia*. Consorcio de Investigación Económica y Social – Universidad del Pacífico.
- Dammert, A., García, R., Molinelli, F., 2008. *Regulación y Supervisión del sector eléctrico*. Fondo Editorial Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Gómez, T., Mateo, C., Sanchez, A., Reneses, J., Rivier, M., 2011. *La retribución de la distribución de electricidad en España y el Modelo de Red de Referencia*. *Estudios de Economía Aplicada*, 29, 1-24.
- Guasch, J.L., Spiller, P., 1999. *Managing the regulatory process: design, concepts, issues, and the Latin America and Caribbean story*. World Bank Latin American and Caribbean Studies.
- Hunt, S., 2002. *Making competition work in electricity*. John Wiley & Sons, Inc.

- Joskow, P., Schmalensee, R., 1983. Market for power. An analysis of electrical utility deregulation, MIT Press.
- Joskow, P., 2005. Regulation and Deregulation after 25 years: Lessons learned for research in Industrial Organization, *Review of Industrial Organization*, 26, 169-193.
- Kisic, D., 1999. Privatizaciones, inversiones y sostenibilidad de la economía peruana. En: Crabtree, J., Thomas, J. (Eds.), Universidad del Pacífico e Instituto de Estudios Peruanos.
- Laffont, J.J., Tirole, J., 2000. Competition in Telecommunications, MIT Press.
- Paliza, R., 1999. Impacto de las privatizaciones en el Perú. Banco Central de Reserva del Perú, *Revista Estudios Económicos*, 4, 9-37.
- Pascó-Font, A., Saavedra, J., 2001. Reformas estructurales y bienestar. Una mirada al Perú de los noventa. GRADE.
- Pérez-Reyes, R., Távara, J., 2008. Regulación de los servicios públicos, Capítulo 9. En: La investigación económica y social en el Perú: 2004-2007. Balance y prioridades para el futuro, Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES).
- Rothwell, G., Gómez, T., 2003. Electricity economics. Regulation and deregulation, John Wiley & Sons.
- Ruiz, A., 2002. El proceso de privatizaciones en el Perú durante el periodo 1991-2002. CEPAL, *Serie Gestión Pública* 22.
- Salvanes, K., Tjøtta, S., 1998. Productivity differences in multiple output industries. *Journal of Productivity Analysis*, 13, 23-43.
- Torero, M., Pascó-Font, A., 2000. El impacto social de la privatización y de la regulación de los servicios públicos en el Perú. GRADE, Documento de Trabajo 35.
- Urrunaga, R., Jara, O., 2013. Fronteras de eficiencia y cambio tecnológico en las empresas proveedoras de agua en Perú. *Revista Atlántica de Economía*, 2(1), 1-38.
- Vickers, J., Yarrow, G., 1991. Un Análisis Económico de la Privatización. Fondo de Cultura Económica.
- Yatchew, A., 2000. Scale economies in electricity distribution: a semiparametric analysis. *Journal of Applied Econometrics*, 15, 187-210.

Capítulo III

Medición de la Eficiencia y la Productividad en la Distribución de Electricidad

3.1 Definiciones y medidas de eficiencia económica

Como señala Alvarez (2001), la maximización de beneficios por parte de una empresa requiere: (i) elegir el nivel (escala) de producción (outputs) que maximice el beneficio, esto se logra cuando el ingreso marginal es igual al costo marginal; (ii) elegir (asignar) la cantidad de factores productivos (inputs) que minimizan los costos de producción, esto se obtiene igualando el valor del producto marginal ($P \cdot PM_{g_i}$) de cada input a su precio; y, (iii) utilizar la menor cantidad de inputs para poder producir el nivel de outputs elegidos, de forma que la empresa opere sobre la FdP.

En ese sentido, la maximización de beneficios por parte de una empresa está asociada al logro de tres eficiencias: (i) escala; (ii) asignativa; y, (iii) técnica. El modelo neoclásico convencional asume que una empresa sobrevive en el mercado debido a que es eficaz en lograr estas tres eficiencias.

Al respecto Friedman (1958) escribió lo siguiente:

“La confianza en la hipótesis de la maximización de los beneficios está justificada por una evidencia de bien distinto género... porque a menos que la conducta del empresario se ajuste en un cierto sentido a la maximización de los beneficios, parece improbable que su empresa permanezca en la industria por largo tiempo.” (p. 375).

Utilizando los argumentos planteados por Romer (2006) para el caso del fútbol profesional norteamericano, la hipótesis de maximización de beneficios se debería validar en la medida que el mercado laboral funciona de forma competitiva, tanto el de altos ejecutivos como el del resto de trabajadores, y que dado el conocimiento común, a través de la imitación se consiguen implementar estrategias y tácticas empresariales que conducen a maximizar los beneficios. Desde esta perspectiva, el alejamiento de la maximización de los beneficios será un evento aleatorio cuya media es cero.

Los problemas de acción e información oculta (riesgo moral y selección adversa) asociados al problema de agencia, la ausencia de condiciones competitivas en el mercado de bienes, el entorno institucional bajo el que operan las empresas privadas y estatales, su régimen de propiedad e incentivos asociados, además de los problemas de racionalidad limitada y de economía del comportamiento pueden explicar el por qué las empresas se alejan del paradigma maximizador. Todo ello se refleja en alguna o varias de las ineficiencias antes señaladas.

La TE consiste en producir más con los mismos factores productivos o en utilizar menos factores productivos para producir lo mismo mientras que la eficiencia asignativa consiste en combinar de forma adecuada los factores productivos de forma que se maximicen los beneficios o se minimicen los costos. La eficiencia de escala se asocia con la elección del tamaño óptimo y la existencia de VRS.

Siguiendo a Kumbhakar y Lovell (2003), considérese un proceso productivo en el cual las unidades de producción emplean un vector de factores productivos o inputs $x = (x_1, x_2, \dots, x_p) \in R_+^p$ con el fin de obtener un conjunto de outputs $y = (y_1, y_2, \dots, y_q) \in R_+^q$.

El conjunto de posibilidades de producción, T, también denominado tecnología de producción se representa como:

$$(3.1) \quad T = \{(x, y) \in R_+^p \times R_+^q \mid x \text{ puede producir } y\}$$

el cual está compuesto por todos los procesos productivos que permiten producir y con al menos x o a lo más y con la utilización de x .

Se define al conjunto de inputs factibles para cada vector de output y como:

$$(3.2) \quad L(y) = \{x \in R_+^p \mid (x, y) \in T\}$$

La tecnología de producción no es observable por lo que el investigador, como señaló Farrell (1957), tiene que estimar empíricamente una FP a partir de los datos y de una serie de supuestos que se detallan a continuación:

- a) La producción de cualquier nivel de output no nulo requiere el uso de una cantidad positiva de inputs: $0 \notin L(y)$ si $y \geq 0$

Esto indica que no es posible producir sin que existan insumos, Serra (2003).

- b) Axioma de disponibilidad débil de inputs. Si se incrementa la cantidad de factores productivos empleados, el output no puede disminuir:

$$x \in L(y) \Rightarrow \lambda x \in L(y) \text{ para } \lambda \geq 1$$

- c) Axioma de disponibilidad débil de outputs. Si se reduce la cantidad de outputs obtenidos, los inputs no pueden incrementarse: $L(\lambda y) \subseteq L(y)$ para $\lambda \geq 1$

- d) $L(y)$ es un conjunto cerrado. Con este supuesto se garantiza la existencia de un subconjunto de puntos eficientes.

- e) x es finito si y solo si $x \notin L(y)$ si y es infinito.

Tomando en cuenta la orientación a la reducción del input, el conjunto de posibilidades de producción se define como el conjunto de inputs factibles, definido en (3.2), esto es:

$$L(y) = \{x \in R_+^p | (x, y) \in T\}$$

En ese sentido, la frontera del conjunto de posibilidades de producción representa el conjunto de vectores de inputs (x) que permite producir un determinado nivel del vector de outputs (y), que al ser contraído radialmente no permite que se pueda producir dicho vector de outputs, tal como lo definen Kumbhakar y Lovell (2003), pag. 23.

$$(3.3) \quad Isoq L(y) = \{x | x \in L(y), \lambda x \notin L(y), \lambda < 1\}$$

La medida de eficiencia se establece con respecto a un subconjunto de la tecnología de referencia denominado subconjunto eficiente definido como:

$$(3.4) \quad \text{Eff } L(y) = \{x | x \in L(y), x' \leq x \Rightarrow x' \notin L(y)\}$$

Se puede observar que todo vector de insumos que pertenece al conjunto eficiente forma parte también de la isocuanta $E(y) \subseteq I(y)$, pero ello no implica lo contrario, si $x \in I(y)$ no implica que $x \in E(y)$.

De manera más general tenemos que:

$$(3.5) \quad E(y) \subseteq I(y) \subseteq L(y)$$

De esta forma se define la medida de eficiencia orientada al input como:

$$(3.6) \quad TE_I(x, y) = \min\{\theta | \theta x \in L(y)\}$$

donde $TE_I(x, y)$ representa la máxima contracción (reducción) radial del vector de input observado, θx , que se puede realizar pero que a la vez pertenezca al conjunto de inputs factibles, $L(y)$. La TE orientada al input, θ , se ubica en el intervalo $\langle 0, 1 \rangle$.

La función de distancia, planteada por Shephard (1953), es útil para describir tecnologías multiproductivas debido a las múltiples ventajas que presenta frente a otras alternativas como por ejemplo la función de costos (no es necesario conocer los precios de los factores ni suponer un comportamiento optimizador). La función de distancia puede representar la naturaleza multiproductiva del proceso productivo, siguiendo diferentes orientaciones (input, output, hiperbólica).

En ese sentido, la función de distancia orientada al input, siguiendo a Kumbhakar y Lovell (2003), pag. 28, se define como:

$$(3.7) \quad D_I(x, y) = \max \left\{ \lambda \mid \left(\frac{x}{\lambda} \right) \in L(y), \lambda \geq 1 \right\}$$

donde $\left(\frac{x}{\lambda} \right)$ mide la contracción que se requiere para que el vector input observado alcance (catch-up) la FP. La función distancia orientada al input, λ , toma valores en el intervalo $[1, +\infty)$.

Existe una relación inversa entre la medida de TE, definida anteriormente (véase ecuación 2.6) y la función de distancia:

$$(3.8) \quad TE_I(x, y) = \frac{1}{D_I(x, y)}$$

Un concepto utilizado al momento de definir la FP es el de FdP, como señala Serra (2003):

“La FdP $f(\cdot)$ asocia a cada vector x la mayor producción que es posible obtener a partir del vector de insumos x , es decir: $f(x) = \text{Max}\{y | (x, y) \in T\}$. La FdP corresponde a la frontera “superior” del conjunto de tecnologías posibles T .

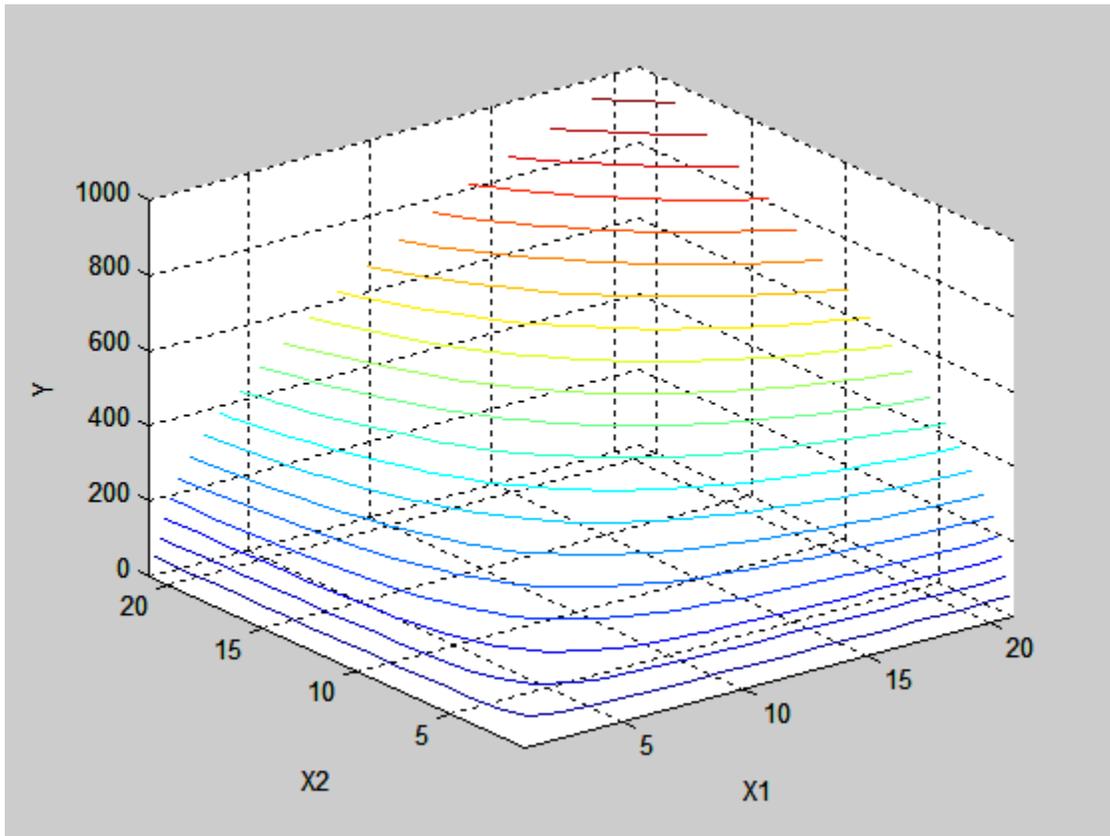
Si la tecnología cumple los axiomas de inacción, disponibilidad sin costo, acotamiento y que T sea un conjunto cerrado, entonces la función f está bien definida.” (pag. 4)

Adicionalmente, siguiendo a Serra (2003), en la medida que la FdP esté definida en un conjunto convexo, se puede afirmar que dicha función es cóncava, lo que indica que en ese caso no habría retornos crecientes a escala. (pag. 5)

El axioma de inacción se refiere a la imposibilidad de producir sin insumos. El axioma de disponibilidad o eliminación sin costo se refiere al hecho que es posible utilizar más insumos sin necesidad de aumentar la producción, de forma que al eliminar ese exceso de inputs no se afecta negativamente a la empresa en sus costos. El axioma de acotamiento se refiere al hecho que la productividad marginal de cualquier insumo es finita, al margen de que sea marginalmente decreciente o no. Finalmente, el axioma de cerradura del conjunto T se refiere a cualquier combinación de insumos y producto muy cercana a una combinación que pertenece a T , también pertenece a T , Serra (2003).

Si se utiliza la tecnología Cobb-Douglas, una FdP para el caso de 2 insumos y 1 producto se puede graficar en 3 dimensiones. Ello se aprecia en el Gráfico 3.1.

Gráfico 3. 1. Función de Producción cuando p=2 y q=1



Se ha graficado la función $y = 100 * x_1^{0.5} * x_2^{0.5}$

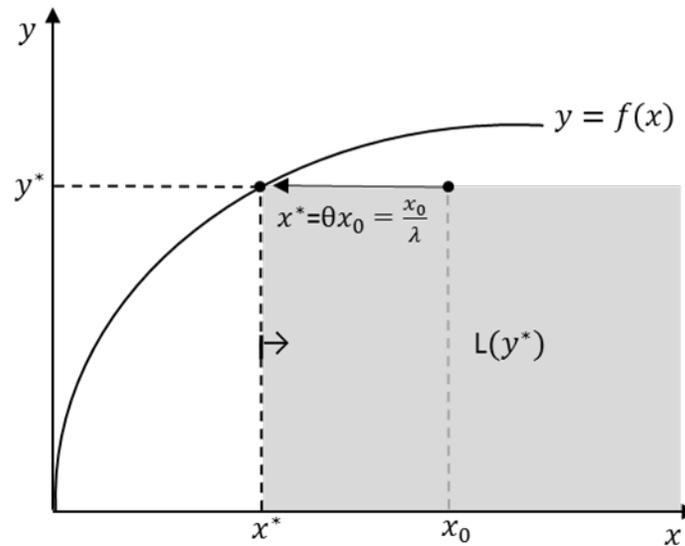
Como se aprecia, la función es cóncava y muestra las distintas curvas de isocuanta entre ambos insumos, dado un nivel de producto. Las curvas isocuantas tienen pendiente negativa como reflejo de la sustitución de ambos insumos.

En el gráfico 3.2, para caso simple de 1 output y 1 input, se puede apreciar tanto el concepto de TE como el de función de distancia, orientado al input.

En el gráfico 3.2 se aprecia que la medición de eficiencia orientada al input, consiste en determinar el mayor valor de la contracción, esto es el mínimo valor de θ , del input “x” que permite producir la misma cantidad de producto, y^* . En términos de la función distancia, esta contracción se representa

como el mayor valor de λ que permite que se contraiga la utilización al máximo del input “x” pero que pueda producir y^* .

Gráfico 3. 2. TE y Función Distancia cuando $p=1$ y $q=1$



Fuente: Kumbhakar y Lovell (2003)

En el caso que se utilice un enfoque orientado al output, las definiciones antes señaladas se presentan, de modo alternativo, de la siguiente forma:

Conjunto de posibilidades de producción: $P(x) = \{y \in R_+^q | (x, y) \in T\}$

Isocuanta: $Isoq P(x) = \{y | y \in P(x), \lambda y \notin P(x), \lambda > 1\}$

Subconjunto eficiente: $Eff P(x) = \{y | y \in P(x), y' \geq y \Rightarrow y' \notin P(x)\}$

TE: $TE_o(x, y) = \max\{\phi | \phi x \in P(x)\}$

Función de Distancia: $D_o(x, y) = \min\left\{\delta \mid \left(\frac{x}{\delta}\right) \in P(x)\right\}$

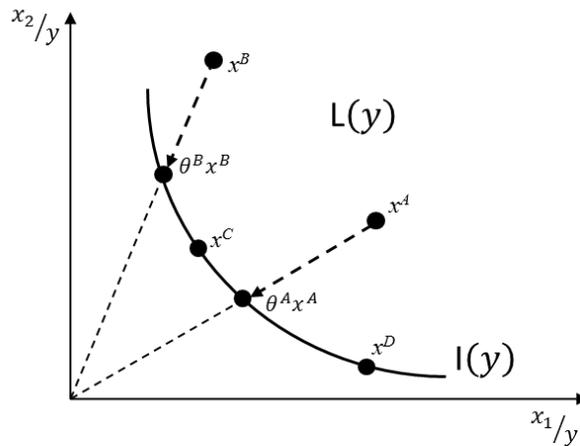
donde: $TE_o(x, y) = [D_o(x, y)]^{-1}$

En el gráfico 3.3 se presentan las medidas de eficiencia orientadas al input para 4 agentes económicos: A,B,C y D, considerando la existencia de 1 output y 2 inputs.

Gráfico 3.3. Medidas de TE orientadas al input

Fuente: Fried, Lovell y Schmidt (2008)

Los agentes C y D son eficientes, en la medida que están sobre la isocuanta, mientras que los agentes A y B con ineficientes, pues es posible “y” con una cantidad menor de ambos insumos que las combinaciones de ellos que ambos agentes utilizan.



Por tanto, las medidas de TE orientada al input en este caso son:

$$TE_I(x^C, y) = 1, \quad TE_I(x^D, y) = 1, \quad TE_I(x^A, y) = \theta^A, \quad TE_I(x^B, y) = \theta^B$$

En el caso del agente A, la magnitud de la ineficiencia se puede medir a través de la definición de TE (TE), que gráficamente se define como la distancia de x^A a $\theta^A x^A$, la cual se mide de la siguiente forma:

$$(3.9) \quad TE_I(x^A, y) = \frac{\|\theta^A x^A\|}{\|x^A\|} = \theta^A$$

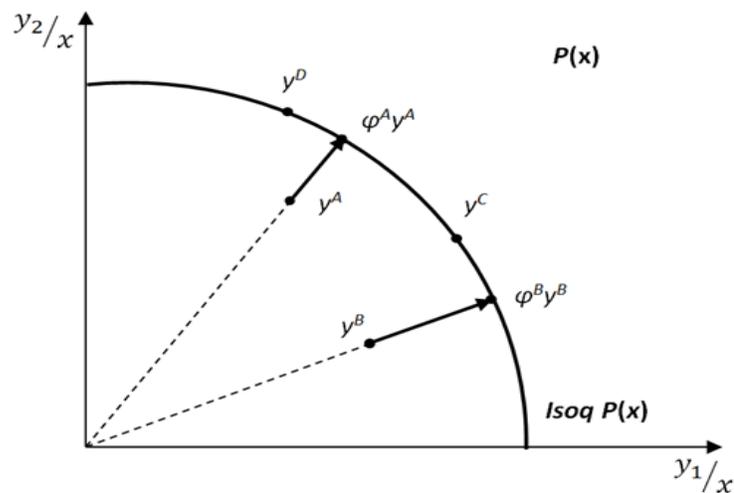
La misma definición aplica al agente B, tal que $TE_I(x^B, y) = \theta^B$.

Si se define la TE orientada al output, para el caso de 2 outputs y 1 input, como se observa en el gráfico 3.4, los agentes C y D operan de forma eficiente pues están en la FP, mientras que los agentes A y B operan de forma ineficiente, al estar debajo de la FP, pues es posible aumentar el volumen de producción con la misma utilización de insumos, para ambos agentes, de forma que se utilicen los mismos recursos y que también aumente la productividad.

En este caso, las mediciones de TE son:

$$TE_o(x, y^C) = 1, \quad TE_o(x, y^D) = 1, \quad TE_o(x, y^A) = \phi^A, \quad TE_o(x, y^B) = \phi^B$$

Gráfico 3. 4. Medidas de TE orientadas al output



Fuente: Fried, Lovell y Schmidt (2008)

En relación con las medidas de TE Kumbhakar y Lovell (2003), pag. 44, señalan las siguientes propiedades:

- i. $0 < TE_I(x, y) < 1$
- ii. $TE_I(x, y) = 1 \Leftrightarrow x \in Isoq L(y)$
- iii. $TE_I(x, y)$ es homogénea de grado -1 en inputs
- iv. $TE_I(x, y)$ es decreciente en sus inputs, “ x ”
- v. $TE_I(x, y)$ es invariante con respecto a los cambios en las unidades de medida de “ x ” e “ y ”

Asociadas a estas propiedades, la función distancia orientada al input, Kumbhakar, Wang y Horncastle (2015) señalan las siguientes propiedades:

- i. $D_I(x, y) \geq 1$
- ii. $D_I(tx, y) = tD_I(x, y)$, la función distancia es homogénea de grado uno en los inputs
- iii. $D_I(x, y)$ es decreciente en cada output
- iv. $D_I(x, y)$ es creciente en cada input
- v. $D_I(x, y)$ es cóncava en sus inputs

3.2 Definición de Productividad Total de los Factores (PTF)

Es frecuente la confusión entre el concepto de eficiencia y el de productividad, siendo éstos utilizados, en muchas ocasiones, indistintamente. Ambos conceptos están relacionados, pero son diferentes.

El concepto de productividad relaciona la producción con los factores utilizados para obtenerla. Así, la productividad se mide mediante el ratio de la producción de outputs respecto de las cantidades utilizadas de inputs. En el caso de un solo output y un solo input, la PTF queda definida por el ratio $\left(\frac{y}{x}\right)$ que representa la productividad media del único factor de producción (Orea, 2001). En este caso, gráficamente la PTF se mide como la pendiente de la recta que une cada combinación de input-output con el origen.

Sin embargo, en el caso más general de un output y varios inputs, el concepto de productividad media de cada input pierde sentido como definición de productividad media total, pues los valores de las productividades parciales asumen que los otros inputs se mantienen constantes, ignorando no sólo el papel jugado por el resto de los factores productivos que no están siendo considerados sino también las posibilidades de sustitución entre inputs. Es por ello que en el caso general en que la empresa puede obtener “q” outputs utilizando “p” inputs, la PTF representa el cociente entre una definición agregada (αy) de los outputs y una definición agregada (βx) de los inputs²⁶:

²⁶ La elección de estas ponderaciones dará lugar a diferentes números índices: Laspeyres, Paasche, Tornqvist, Fisher, Malmquist.

$$(3.10) \quad PTF = \frac{\alpha y}{\beta x} = \frac{\sum_{i=1}^q \alpha_i y_i}{\sum_{j=1}^p \beta_j x_j}$$

Como indican Coelli et al. (2005), al margen de la forma de agregación de ambos conceptos y por tanto del tipo de número índice utilizado para su medición, la definición de PTF debe de cumplir, entre otras, con una importante propiedad, esta es:

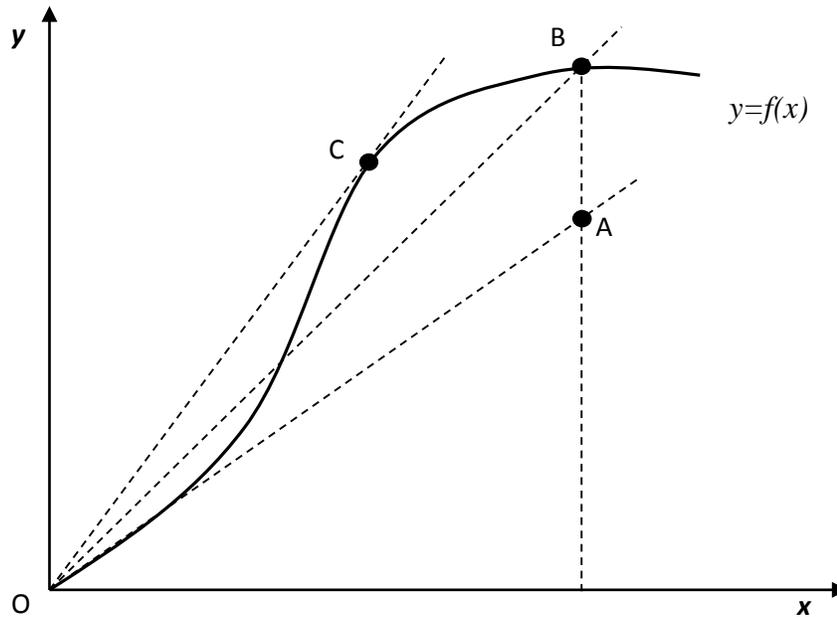
$$(3.11) \quad PTF(x_t, y_t, x_{t+1}, y_{t+1}) = PTF(x_t, y_t, \delta x_t, \mu y_t) = \frac{\mu}{\delta}$$

que indica que si solo aumenta la producción (y no los insumos) de un año a otro en $(\mu - 1)\%$, la medición de PTF debe de aumentar en dicho porcentaje. Lo inverso ocurre si solo aumenta la utilización de insumos y no la producción, en este caso, el valor de la PTF disminuye en $\left(\frac{1-\delta}{\delta}\right)\%$. En el caso que aumente tanto la producción como la utilización de insumos, la PTF debe de cambiar en $\left(\frac{\mu-\delta}{\delta}\right)\%$.

De otro lado, la TE consiste en la medición relativa de la utilización de outputs e inputs por parte de una unidad productiva en relación a la utilización óptima de outputs e inputs de otros agentes. Donde los valores óptimos se estiman con los datos de otras unidades productivas comparables, que permiten estimar una frontera productiva eficiente.

En el gráfico 3.5 se muestra la diferencia entre la TE y la productividad, para el caso de un output y un input. Los agentes B y C se encuentran sobre la frontera por lo que son eficientes mientras que al agente A es ineficiente al encontrarse debajo de la FP. Sin embargo, a pesar de que los agentes B y C tienen un comportamiento eficiente, divergen en cuanto a la productividad: el agente C tiene una mayor productividad que el agente B, debido a que se encuentra ubicado en el tamaño de planta óptimo (mínimo del costo variable unitario). Por su parte, el agente A requiere mejorar tanto la eficiencia como la productividad.

Gráfico 3. 5. Diferencia entre Productividad y TE



Fuente: Coelli et al. (2005)

En ese sentido, Coelli et al. (2005) señalan:

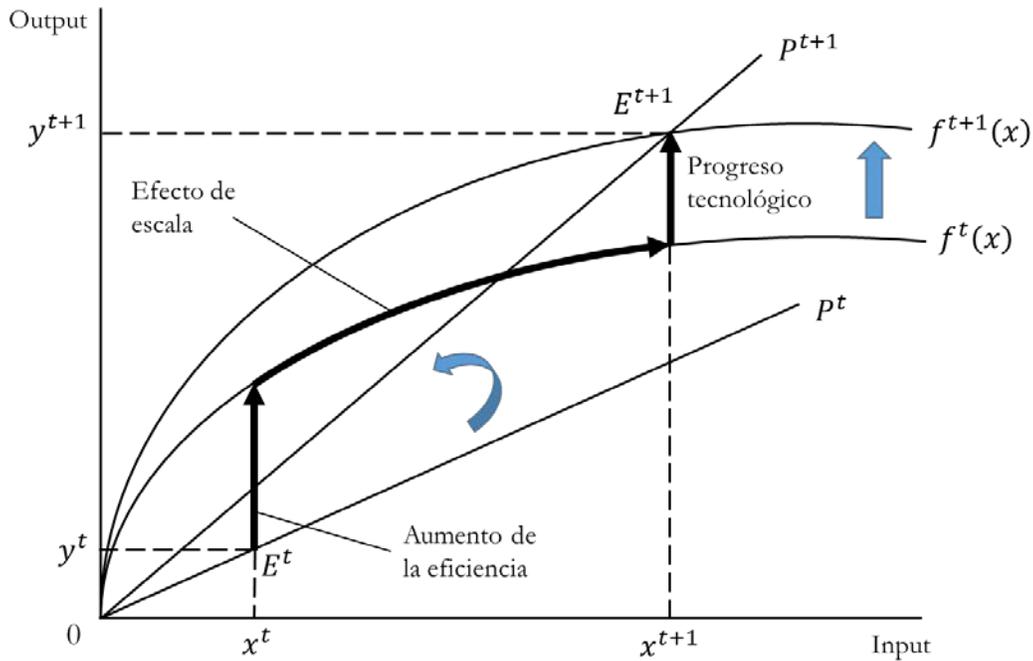
“... concluimos que una empresa puede ser técnicamente eficiente pero aún puede mejorar su productividad mediante la explotación de las economías de escala.” (pag. 4)

En relación con los números índice utilizados para medir la PTF, Pérez-Reyes y Tovar (2008) señalan:²⁷

“Entre los índices más utilizados en la medición de los cambios en la productividad se encuentran el índice de Fisher (1922), el índice de Tornqvist (1936) y el IM (1953). Frente a los dos primeros este último tiene la ventaja de no requerir de supuestos de conducta ni precios de los insumos. Estas dos características lo hacen muy indicado para el análisis de los cambios en la productividad del sector público o de sectores regulados.” (pag. 11)

²⁷ En este trabajo se utiliza la orientación input, que se considera más apropiada en las industrias reguladas donde las cantidades de factores son endógenas y las cantidades de productos son exógenas, normalmente. Kumbhakar et. al (2014).

Gráfico 3.6. Productividad, cambio tecnológico, rendimientos a escala y TE



Fuente: Orea (2001)

El cálculo de la PTF es simple y puede realizarse con sólo dos observaciones referidas a diferentes periodos de tiempo. Sin embargo, es necesario destacar que la simplicidad del cálculo de los números índice y su implementación con pocos datos, se enfrenta con la limitación de que la medida que ofrecen del cambio en la PTF está relacionada con una medición del cambio técnico, en el sentido del residuo de Solow. Sin embargo, como señala Orea (2001) y se observa en el gráfico 3.6, la PTF puede también estar influenciada por otros factores como son la existencia de rendimientos no constantes a escala y la existencia de comportamientos ineficientes.

Con la finalidad de descomponer el cambio en la productividad total en cada uno de estos componentes se requiere, como paso previo, de la estimación de las fronteras tecnológicas (en los dos periodos) que permitan calcular los cambios en cada uno de los componentes definidos.

Renombrando la TE orientada al input definida en la ecuación 2.6 esta se puede expresar como:²⁸

$$(3.12) \quad TE_i^{t+k}(x_t, y_t) = \min\{\theta | \theta x_t \in L(y_{t+k})\}$$

El IM mide el cambio en la productividad de una empresa, tomando la distancia de la misma en dos periodos de tiempo “t” y “t+1” (Coll y Blasco, 2006). Respecto a la frontera tecnológica existente en “t” un índice de productividad se define como:

$$(3.13) \quad IP_i^t = \frac{D_i^t(x_t, y_t)}{D_i^t(x_{t+1}, y_{t+1})} = \frac{TE_i^t(x_{t+1}, y_{t+1})}{TE_i^t(x_t, y_t)}$$

En el caso que se considere el periodo “t+1” esta se representa como:

$$(3.14) \quad IP_i^{t+1} = \frac{D_i^{t+1}(x_t, y_t)}{D_i^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})} = \frac{TE_i^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})}{TE_i^{t+1}(x_t, y_t)}$$

Ambos índices tienen el problema de la elección del periodo de referencia, para resolver este problema Färe et al. (1994) proponen utilizar la media geométrica, tal que:

$$(3.15) \quad M_i^{t+1}(x_t, y_t, x_{t+1}, y_{t+1}) = \left[\frac{D_i^t(x_t, y_t)}{D_i^t(x_{t+1}, y_{t+1})} * \frac{D_i^{t+1}(x_t, y_t)}{D_i^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})} \right]^{1/2}$$

Mediante manipulación algebraica, se puede descomponerlo de la siguiente forma:

$$(3.16) \quad M_i^{t+1}(x_t, y_t, x_{t+1}, y_{t+1}) = \underbrace{\left[\frac{D_i^t(x_t, y_t)}{D_i^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})} \right]}_{E_i^{t+1}} \underbrace{\left[\frac{D_i^{t+1}(x_t, y_t)}{D_i^t(x_t, y_t)} * \frac{D_i^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_i^t(x_{t+1}, y_{t+1})} \right]}_{T_i^{t+1}}^{1/2}$$

donde E_i^{t+1} , estima el cambio en la TE (catching-up) y T_i^{t+1} estima el cambio técnico. En el Gráfico 3.7 se indican los conceptos que se acaban de definir para el caso de un único producto (y) y dos factores productivos $x = (x_1, x_2)$. Para ello se representan las dos isocuantas, $I^t(y_t)$ y $I^{t+1}(y_{t+1})$

²⁸ De acuerdo con la ecuación 3.8, la función distancia orientada al input es la inversa de la TE definida en la ecuación 3.6. Una versión previa de lo redactado hasta el final de este numeral ha sido desarrollada por el autor en Pérez-Reyes y Tovar (2008).

correspondientes a los dos periodos de tiempo “t” y “t+1” entre los que se compara la productividad. Se asume que $y_t = y_{t+1}$.

En el Gráfico 3.7, como señalan Pérez-Reyes y Tovar (2008):

“... se recoge la situación de una empresa que utiliza la combinación de factores x_t en el momento t (se encuentra en el punto D) y la combinación x_{t+1} en el momento t+1 (se encuentra en el C). En términos de las distancias allí señaladas el IM viene dado por:

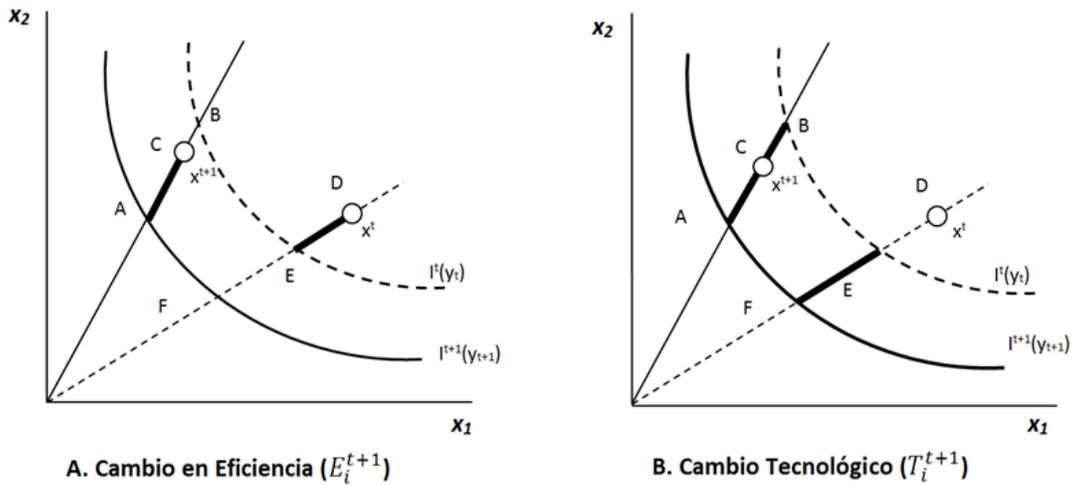
$$(3.17) \quad M_i^{t+1}(x_t, y_t, x_{t+1}, y_{t+1}) = \left[\frac{OE/OD}{OA/OC} \right] \left[\frac{OA/OC}{OC/OB} * \frac{OF/OD}{OE/OD} \right]^{1/2}$$

$$(3.18) \quad M_i^{t+1}(x_t, y_t, x_{t+1}, y_{t+1}) = \underbrace{\left[\frac{OE/OD}{OA/OC} \right]}_{E_i^{t+1}} \underbrace{\left[\frac{OA}{OB} * \frac{OF}{OE} \right]^{1/2}}_{T_i^{t+1}} = E_i^{t+1} * T_i^{t+1}$$

En el caso que una empresa se ubique en la frontera en ambos periodos, como señalan Maudos et al. (1998):

“el primer término será igual a 1 y el cambio productivo experimentado entre los dos períodos vendrá explicado únicamente por el movimiento de la frontera. Por el contrario, si el segundo término es 1 (la frontera no se ha desplazado), los cambios de productividad estimados vendrán explicados únicamente por los cambios en la eficiencia de la empresa en ambos períodos (catching-up). En los demás casos, los cambios productivos reflejados en M_i^{t+1} serán una combinación de cambios en la eficiencia y desplazamientos de la frontera.” (pag. 35)

Gráfico 3. 7. Cambio en la TE y Cambio Tecnológico.



Fuente: Pérez-Reyes y Tovar (2009)

Estos índices utilizan el concepto de función distancia, por lo que su estimación requiere la estimación de la frontera eficiente, la que se puede hacer utilizando tanto métodos paramétricos y como no paramétricos²⁹. Ambas técnicas permiten derivar ratios de eficiencia relativa dentro de un conjunto de unidades analizadas, de modo que se puede comparar la eficiencia de las unidades productivas.

3.3 Metodologías para la medición de fronteras

El análisis microeconómico de la teoría de la empresa considera que el comportamiento optimizador de ésta se refleja en la maximización de la producción dada una restricción de costos (gastos asociados a la compra de factores productivos), la minimización de costos totales sujeto a un volumen de producción objetivo o la maximización de beneficios en un mercado competitivo. En los tres casos, el criterio de optimalidad (como supuesto de comportamiento) está relacionado con la forma funcional de la FdP, la función de costos o la función de beneficios.

²⁹ Para una discusión comparativa de las ventajas e inconvenientes de ambos tipos de técnicas véase Lovell (1993) y Chang y Carbajal (2012).

En los tres supuestos de comportamiento antes mencionados, la optimalidad mencionada está asociada a que cada empresa opera sobre la FdP, costos o de beneficios, según sea el caso; y se entiende que cualquier desviación de esa situación es un problema de gestión que se resolverá de forma rápida, en el entendido que los accionistas tomarán las medidas que así lo requieran. Por tanto, alejarse de estos valores óptimos es un reflejo de ineficiencia.

La medición de la eficiencia requiere, como paso previo, de la estimación de una frontera contra la cual medir el desempeño de las empresas. La frontera estimada tendrá naturaleza determinística o estocástica, en función de su capacidad para incorporar sólo un conjunto finito de variables explicativas o de agregar a estas la posibilidad de eventos de la naturaleza (aleatorios) que permitan caracterizar el comportamiento de la empresa.

Como señala Álvarez (2001):

“El cálculo de los índices de eficiencia necesita que se estime previamente la frontera de referencia. Existen dos grandes aproximaciones al cálculo empírico de las fronteras: la paramétrica y la no paramétrica.” (p.30)

En ese sentido, la técnica paramétrica principalmente utilizada es el Análisis de SF (SFA, por sus siglas en inglés) mientras que la técnica no paramétrica mayoritariamente utilizada es el Análisis de Envolverte de Datos (DEA, por sus siglas en inglés).

El Análisis de SF (SFA), requiere que el investigador establezca una forma funcional específica a la FdP de forma que se pueda separar que componente del error aleatorio corresponde a la naturaleza propiamente aleatoria del proceso de producción (buena o mala “suerte”), comúnmente llamado ruido, y cual corresponde a la TE de la empresa analizada. Esto último requiere que se defina la función de distribución de probabilidad de cada uno de los componentes del error compuesto (ruido y TE).

En lo que se refiere al Análisis de envolverte de datos (DEA), esta técnica no requiere que se especifique una forma funcional para caracterizar la tecnología de producción.

Como señala García Prieto (2002):

“Por otro lado, la estimación de SFA distingue entre las dos fuentes posibles de desviaciones respecto a la frontera: la ineficiencia y el error aleatorio. El DEA, sin embargo, proporciona

una frontera determinista, ya que toda la desviación de la frontera se atribuye a la ineficiencia, y en ningún caso a un error aleatorio. Precisamente por esta razón, el análisis de DEA resulta muy sensible a la presencia de outliers dentro de la muestra, que pueden influir en los índices de eficiencia finalmente encontrados.

La estimación de SFA presenta un inconveniente que consiste en la sensibilidad que ofrecen los resultados a la especificación de distintas distribuciones estadísticas para el término de ineficiencia. Sin embargo, los estudios comparativos realizados resultan parecidos en cierta medida, ya que los rankings de eficiencia obtenidos con diferentes especificaciones y distintos métodos de estimación, suelen presentar un alto grado de correlación estadística.

En resumen, no existen argumentos concluyentes en favor de un método u otro y finalmente, la elección entre ambos suele quedar al criterio y las preferencias del investigador ...

En cualquier caso, independientemente del método empleado, la eficiencia estimada es de carácter relativo, ya que la inclusión de una nueva observación, aunque no puede elevar los índices de eficiencia encontrados previamente, sí puede empeorarlos ...” (pag. 54)

3.3.1 El Análisis Envolvente de Datos (DEA)

Como señalan Coelli et. al. (2005):

“El DEA implica la utilización de métodos de programación lineal para construir una superficie o frontera resultante de los datos disponibles. Entonces, las mediciones de eficiencia son calculadas relativas a esta superficie o frontera”. (p. 162).

Luego de la propuesta hecha por Farrell en 1957, hubo algunas propuestas de programación matemática que intentaron implementarla, pero es recién con Charnes, Cooper y Rodes (1978) que se presenta un informe analítico que desarrolla dicha propuesta, bajo el supuesto de CRS y orientado al input. Estos autores fueron los que utilizaron por primera vez el término DEA. (Coelli et. al (2005).

Una definición bastante intuitiva del DEA es la que plantean Coll y Blasco (2006):

“En DEA, la TE (relativa) de cada una de las Unidades se define... como el cociente entre la suma ponderada de los Outputs y la suma ponderada de los Inputs.

...

También es frecuente encontrar la eficiencia definida como el cociente entre el Output virtual (Output ponderado) y el Input virtual (input ponderado)” (p. 27 ambas).

Para el caso de la orientación input, el modelo DEA, en su versión primal, con CRS (CRS), considerando “ q ” outputs representados por la variable “ y ”, “ p ” inputs representados por la variable “ x ” y “ N ” agentes analizados (DMU), de acuerdo con Coll y Blasco (2006) el problema queda expresado de la siguiente manera:

$$(3.19) \quad \text{Max}_{\{u,v\}} h_i = \frac{\sum_{r=1}^q u_r y_{ri}}{\sum_{k=1}^p v_k x_{ki}}$$

sujeto a:

$$(3.20) \quad \frac{\sum_{r=1}^q u_r y_{rj}}{\sum_{k=1}^p v_k x_{kj}} \leq 1 \quad j = 1, 2, \dots, N$$

$$u_r, v_k \geq \varepsilon$$

donde ε es un número positivo, pequeño. El valor óptimo h_i^* , donde $0 \leq h_i^* \leq 1$, resulta de maximizar respecto de u_r y v_k y representa la medición de eficiencia relativa de la DMU i -ésima. Ambas variables representan ponderadores, tanto del output agregado como del input agregado. Un valor de $h_i^* = 1$ indica que el agente “ i ” es eficiente: está en la FP. Un valor menor a 1 denota que la empresa es ineficiente en la magnitud $1 - h_i^*$.

Este problema de programación matemática puede ser representado de forma lineal, considerando lo desarrollado por Charnes y Cooper (1962), tal como presentan Coll y Blasco (2006):

$$(3.21) \quad \mu_r = t * u_r$$

$$(3.22) \quad \delta_k = t * v_k$$

$$(3.23) \quad t = \frac{1}{\sum_{k=1}^p v_k x_{ki}}$$

De forma que se tiene el problema primal en forma lineal, recíproco al fraccional, representado de la siguiente forma:

$$(3.24) \quad \text{Max}_{\{\mu, \delta\}} w_i = \sum_{r=1}^q \mu_r y_{ri}$$

sujeto a:

$$(3.25) \quad \sum_{r=1}^q \mu_r y_{rj} \leq \sum_{k=1}^p \delta_k x_{kj} \quad j = 1, 2, \dots, N$$

$$(3.26) \quad \sum_{k=1}^p \delta_k x_{ki} = 1$$

$$\mu_r, \delta_k \geq \varepsilon$$

Tal que como plantean Coll y Blasco (2006):

“... el input virtual ha sido normalizado a la unidad ... esta se conoce como la restricción de normalización.” (pag. 32)

El programa matemático anterior se puede expresar de forma matricial (Coll y Blasco, 2006) de la siguiente forma:

$$(3.27) \quad \text{Max}_{\{\mu, \delta\}} w_i = \mu' y_i$$

Sujeto a:

$$(3.28) \quad \mu'Y \leq \delta X; \quad \delta'x_i = 1 \quad \wedge \quad \mu, \delta \geq I * \epsilon$$

Es bastante frecuente en la literatura aplicada la utilización del DEA en su forma dual. Para ello se construye la matriz de equivalencia primal-dual, Roncalli (2001) y Winston (2005), como se indica a continuación:

		Max							
		$\mu_1 \geq \epsilon$...	$\mu_q \geq \epsilon$	$\delta_1 \geq \epsilon$...	$\delta_p \geq \epsilon$		
		μ_1	...	μ_q	δ_1	...	δ_p		
Min	$\lambda_1 \geq 0$	λ_1	y_{11}	...	y_{q1}	$-x_{11}$...	$-x_{p1}$	≤ 0
	$\lambda_2 \geq 0$	λ_2	y_{12}	...	y_{q2}	$-x_{12}$...	$-x_{p2}$	≤ 0
	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	
	$\lambda_N \geq 0$	λ_N	y_{1N}	...	y_{qN}	$-x_{1N}$...	$-x_{pN}$	≤ 0
	$\theta \geq 0$	θ	0	...	0	x_{1i}	...	x_{pi}	$= 1$
			$\geq y_{1i}$...	$\geq y_{qi}$	≥ 0	...	≥ 0	

De lo anterior se puede derivar la expresión dual del problema de maximización antes planteado, el cual queda de la siguiente forma:

$$(3.29) \quad \text{Min}_{\{\theta, \lambda_j\}} z_h = \theta$$

sujeto a:

$$(3.30) \quad \sum_{j=1}^N \lambda_j y_{ij} \geq y_{ih} \quad i = 1, \dots, q$$

$$(3.31) \quad \theta x_{kh} \geq \sum_{j=1}^N \lambda_j x_{kj} \quad k = 1, \dots, p$$

$$(3.32) \quad \lambda_j \geq 0 \quad j = 1, \dots, N$$

Siendo que θ es la medición de TE de la empresa analizada (en este caso, la empresa "h").

El enfoque dual expresado de forma compacta se puede representar como:

$$(3.33) \quad \hat{\theta}_h^{\text{CRS}}(x, y) = \min\{0 < \hat{\theta}_h \leq 1 \mid y_{ih} \leq \sum_{j=1}^N \lambda_j y_{ij}; \theta_h x_{kh} \leq \sum_{j=1}^N \lambda_j x_{kj}; \lambda_j \geq 0\}$$

para $i \in [1, q]$, $k \in [1, p]$ y $\theta \in \langle 0, 1 \rangle$.

A continuación, para simplificar la representación formal se representará matricialmente el DEA-CRS en forma envolvente.

$$(3.34) \quad \text{Min}_{\{\theta, \lambda_j\}} z_h = \theta$$

sujeto a:

$$(3.35) \quad Y\lambda \geq y_h$$

$$(3.36) \quad \theta x_h \geq X\lambda$$

$$(3.37) \quad \lambda \geq 0$$

Si se utiliza el DEA-CRS con orientación output este se expresa de la siguiente forma:

$$(3.38) \quad \text{Max}_{\{\theta, \lambda_j\}} z_h = \theta$$

sujeto a:

$$(3.39) \quad \sum_{j=1}^N \lambda_j y_{ij} \geq \theta y_{ih} \quad i = 1, \dots, q$$

$$(3.40) \quad x_{kh} \geq \sum_{j=1}^N \lambda_j x_{kj} \quad k = 1, \dots, p$$

$$(3.41) \quad \lambda_j \geq 0 \quad j = 1, \dots, N$$

Como señalan Coelli et. al. (2005):

“El supuesto de CRS es apropiado cuando todas las empresas están operando en su escala óptima. Sin embargo, la competencia imperfecta, las regulaciones gubernamentales, restricciones financieras, etc., pueden causar que una empresa no opere a su escala óptima”. (p. 172)

Por ello, dichos autores sugieren utilizar un enfoque de VRS agregando al problema de optimalidad bajo CRS una restricción adicional que permita la convexidad de las soluciones posibles, tal que todos los parámetros lambda sumen 1.

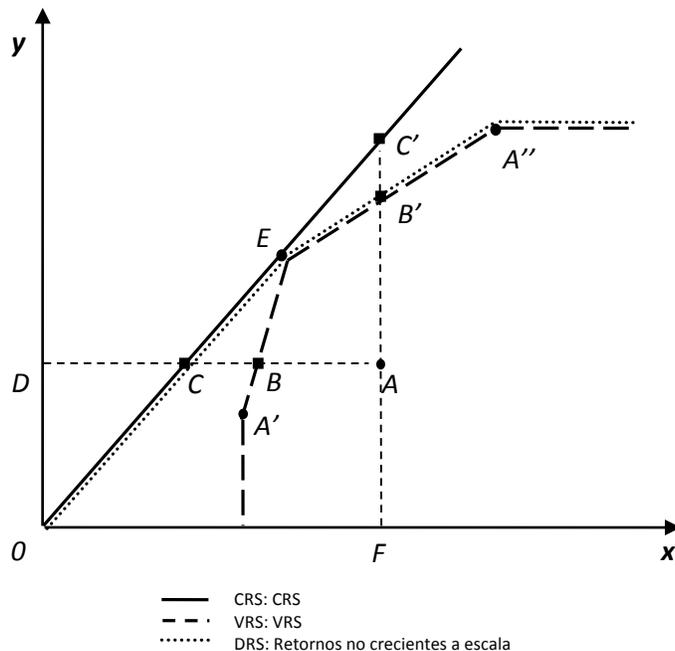
En el mismo sentido, Coelli et. al (2005) mencionan:

“Esto es, el punto proyectado (para cada empresa) respecto de la frontera DEA es una combinación convexa de las empresas observadas”. (p. 172)

En el Gráfico 3.8, siguiendo a Coll y Blasco (2006), se muestran dos FP, la primera representada por la recta del origen a C' que indica la existencia de CRS (CRS), mientras que la segunda frontera graficada como el polígono A' E A'' representa la FP bajo VRS (VRS).

El segmento AB representa la ineficiencia explicada por temas propios a la gestión de la empresa mientras que el segmento BC refleja la ineficiencia que se asocia con la escala de la empresa.

Gráfico 3.8. Retornos a escala y descomposición de la TE



Fuente: Coll y Blasco (2006) modificado por Chang y Carbajal (2012)

En ese sentido, es posible descomponer la medición de eficiencia en: TE pura (ETP) y eficiencia de escala (EE), Chang y Carbajal (2012), tal que:

$$(3.42) \quad ET = ETP * EE$$

En términos del Gráfico 3.6, esto se representa como:

$$(3.43) \quad ET = \left(\frac{DB}{DA}\right) * \left(\frac{DC}{DB}\right)$$

A continuación, se presenta el problema de programación matemática asociado a la existencia de VRS (VRS).

$$(3.44) \quad \underset{\{\theta, \lambda_j\}}{\text{Min}} z_h = \theta$$

sujeto a:

$$(3.45) \quad \sum_{j=1}^N \lambda_j y_{ij} \geq y_{ih} \quad i = 1, \dots, q$$

$$(3.46) \quad \theta x_{kh} \geq \sum_{j=1}^N \lambda_j x_{kj} \quad k = 1, \dots, p$$

$$(3.47) \quad \sum_{j=1}^N \lambda_j = 1$$

$$(3.48) \quad \lambda_j \geq 0 \quad j = 1, \dots, N$$

Lo anterior se puede representar de forma compacta como:

$$(3.49) \quad \hat{\theta}_h^{\text{VRS}}(x, y) = \min\{0 < \hat{\theta}_h \leq 1 \mid y_{ih} \leq \sum_{j=1}^N \lambda_j y_{ij}; \theta_h x_{kh} \leq \sum_{j=1}^N \lambda_j x_{kj}; \sum_{j=1}^N \lambda_j = 1; \lambda_j \geq 0\}$$

para $i \in [1, q]$ y $k \in [1, p]$ y donde $\sum_{j=1}^N \lambda_j = 1$. En el caso del modelo DEA CRS, el input virtual es una combinación lineal de las empresas eficientes, mientras que en el modelo DEA VRS, el input virtual es una combinación convexa de las empresas eficientes.

Para simplificar la representación formal se representará matricialmente el DEA-VRS orientado al input, en forma envolvente:

$$(3.50) \quad \underset{\{\theta, \lambda_j\}}{\text{Min}} z_h = \theta$$

sujeto a:

$$(3.51) \quad Y\lambda \geq y_h$$

$$(3.52) \quad \theta x_h \geq X\lambda$$

$$(3.53) \quad \vec{1}\lambda = 1$$

$$(3.54) \quad \lambda \geq 0$$

Con la finalidad de realizar la estimación DEA para el caso de retornos constantes (CRS) y variables (VRS) a escala, se desarrolló en Matlab el siguiente código:

```
%ESCALA='CRS'  
ESCALA='VRS'  
x=(xlsread('DataDxCompleta','inputs'))  
y=(xlsread('DataDxCompleta','outputs'))  
w=(xlsread('DataDxCompleta','identific'))  
%El programa empieza identificando el numero de DMU en cada año.  
[n,m]=size(x)  
[n,p]=size(y)  
%t=numero de años  
t=x(n,1)  
%Extrae los valores de los inputs y outputs totales sin el contador  
X=x(1:n,2:m)  
Y=y(1:n,2:p)  
%Encuentra el DMU de cada año y los almacena en el vector DMU  
for j=1:t  
    a=find(x(:,1)==j)  
    DMU(j,1)=length(a)  
end  
%Definimos el tamaño de la matriz donde se agruparan todo los valores de
```

```

%Theta y Lambda 'TOTAL'
TOTAL=zeros(n,max(DMU))
for j=1:t
a=find(x(:,1)==j)
h(j,1)=length(a)
B=[zeros(1);cumsum(h)]
%Crea las matrices de inputs(XT), outputs(YT) y f
XT=[X(((B(j)+1):B(j+1)),:)]'
YT=[Y(((B(j)+1):B(j+1)),:)]'
%Encontramos el numero de inputs(M), output(P) y número de DMU (N)
[M,N]=size(XT)
[P,N]=size(YT)
f=[1;zeros(N,1)]
%Escribimos las opciones del algoritmo de optimización
options = optimset('largeScale','off')
Z=zeros(N+1,N)
for i=1:N
%Creamos las matrices a utilizar
A=[zeros(P,1),YT*(-1);XT(:,i)*(-1),XT]
b=[YT(:,i)*(-1);zeros(M,1)]
lb=zeros(length(f),1)
if ESCALA=='VRS'
Aeq=[0,ones(1,N)]
beq=[1]
Z(:,i)=linprog(f,A,b,Aeq,beq,lb,[],[],options)
elseif ESCALA=='CRS'
Z(:,i)=linprog(f,A,b,[],[],lb,[],[],options)
end;
end
%"TOTAL" Almacena las matrices Z de cada año, en donde cada matriz Z
%tiene en la primera fila la medida de eficiencia tecnica(Theta)
%y las demas filas los ponderadores(Lambdas). Luego de ello las

```

```

%coloca una debajo de otra
%La vector ET almacena los Thetas de todas las empresas segun
%el orden de las empresas puesto en el archivo DATA-DEA
ET(((B(j)+1):B(j+1)),:)=Z(1,:)'
TOTAL(((B(j)+j):B(j+1)+j),1:N)=Z(1:(N+1),1:N)
end;
DATA1=[w,ET];
%Calculo de Promedios anuales de ET
D1=w(:,1);
Anio_i=D1(1,1);
TD1=length(D1);
Anio_f=D1(TD1,1);
Num_anios=Anio_f-Anio_i+1;
S1=zeros(Num_anios,1);
Prom_anio=zeros(Num_anios,1);
Num_dmu=DMU(1,1);
for h1=1:Num_anios,
    for k1=1:Num_dmu,
        i1=k1+(h1-1)*Num_dmu;
        S1(h1,1)=ET(i1,1)+S1(h1,1);
    end
    Prom_anio(h1,1)=S1(h1,1)/Num_dmu;
end
Anios=zeros(Num_anios, 1);
Anios(1,1)=Anio_i;
for L1=2:Num_anios,
    Anios(L1,1)=Anios(L1-1)+1;
end
DATA2=[Anios,Prom_anio];
%Calculo de Promedios de ET por DMU
DMU2=zeros(Num_dmu, 1);
DMU2(1,1)=1;

```

```

for L2=2:Num_dmu,
    DMU2(L2,1)=DMU2(L2-1)+1;
end
S2=zeros(Num_dmu,1);
Prom_dmu=zeros(Num_dmu,1);
for h2=1:Num_dmu,
    for k2=1:Num_anios,
        i2=(k2-1)*Num_dmu+h2;
        S2(h2,1)=ET(i2,1)+S2(h2,1);
    end
    Prom_dmu(h2,1)=S2(h2,1)/Num_anios;
end
DATA3=[DMU2,Prom_dmu];
%Cuadro de ET por Año
ET_anio=ET(1:Num_dmu,:);
for h3=2:Num_anios,
    i3=(h3-1)*14+1;
    ET_anio=[ET_anio ET(i3:i3+Num_dmu-1,:)];
end
DATA4=[DMU2 ET_anio];
Cabez_anio=zeros(1,1);
Cabez_anio=[Cabez_anio Anios'];
DATA4=[Cabez_anio;DATA4];
DATA5=DATA4';
% Guardando resultado en fuente externa
xlswrite('RESULTADOS-DEA',TOTAL,1)
xlswrite('RESULTADOS-DEA',DATA1,2)
xlswrite('RESULTADOS-DEA',DATA2,3)
xlswrite('RESULTADOS-DEA',DATA3,4)
xlswrite('RESULTADOS-DEA',DATA4,5)
xlswrite('RESULTADOS-DEA',DATA5,6)

```

En el caso que se estime un DEA-VRS con orientación output, el programa matemático a resolver es:

$$(3.55) \quad \text{Max}_{\{\theta, \lambda_j\}} z_h = \theta$$

sujeto a:

$$(3.56) \quad \sum_{j=1}^N \lambda_j y_{ij} \geq \theta y_{ih} \quad i = 1, \dots, q$$

$$(3.57) \quad x_{kh} \geq \sum_{j=1}^N \lambda_j x_{kj} \quad k = 1, \dots, p$$

$$(3.58) \quad \sum_{j=1}^N \lambda_j = 1$$

$$(3.59) \quad \lambda_j \geq 0 \quad j = 1, \dots, N$$

De acuerdo con García Prieto (2002):

“El AED, sin embargo, proporciona una frontera determinista, ya que toda la desviación de la frontera se atribuye a ineficiencia, y en ningún caso a error aleatorio. Precisamente por esta razón, el análisis de involucimiento de datos resulta muy sensible a la presencia entre la muestra de valores anómalos, los denominados *outliers*, que pueden influir en los índices de eficiencia finalmente encontrados”. (p. 54)

El DEA tiene un conjunto de limitaciones y problemas que deben de ser tomadas en cuenta por el investigador, Coelli et. al. (2005). Como ya se señaló anteriormente, la presencia de outliers puede influenciar los resultados.

De otro lado, la exclusión de un insumo o producto relevante puede generar una estimación sesgada de la TE. Asimismo, la inclusión de una empresa adicional, no mejora necesariamente las estimaciones

de TE, por el contrario, podría deteriorarla (en el caso de que la empresa adicional forme parte de la nueva frontera) para las empresas pre existentes en el análisis.

El hecho que existan pocas observaciones (agentes o tiempo) cuando el número de insumos y productos no es pequeño puede hacer que las empresas aparezcan sobre la frontera eficiente.

3.3.2 Análisis de Fronteras Estocásticas

El proceso productivo implica la transformación de insumos (inputs) en productos (outputs). Esto se representa mediante la FdP. Esta tiene una naturaleza aleatoria en la medida que el proceso productivo está sujeto a eventos aleatorios que pueden hacer que la empresa produzca más o produzca menos, con la misma dotación de insumos.

Aiguer y Chu (1968) plantearon la estimación econométrica de la FP, pero considerando que el termino de error del modelo incluye sólo la medición de la ineficiencia técnica de cada empresa analizada.

Para ello plantearon el siguiente modelo de FP determinística:

$$(3.60) \quad y_i = f(x_i, \beta) \exp(-u_i) \quad \text{con } u_i \geq 0$$

donde y_i es la producción de una empresa del conjunto de N empresas, $f(x_i, \beta)$ es la FdP, x_i el vector de inputs, β el vector de parámetros y u_i una perturbación aleatoria que se considera no negativa, resultado de las decisiones ineficientes de la empresa.

Aplicando una transformación logarítmica (3.60) queda como:

$$(3.61) \quad \ln y_i = \ln f(x_i, \beta) - u_i$$

Que para el caso de la tecnología de producción Cobb-Douglass se representa como:

$$(3.62) \quad \ln y_i = \beta_0 + \sum_{j=1}^p \beta_j \ln x_{ji} - u_i$$

Mediante la FP se puede estimar la ineficiencia técnica, la que se define como:

$$(3.63) \quad ET_i = \frac{y_i}{f(x_i, \beta)} = \frac{f(x_i, \beta) \exp(-u_i)}{f(x_i, \beta)} = \exp(-u_i)$$

Donde ET_i es la estimación de la inTE orientada hacia el output. La ET mide la distancia del valor observado por cada empresa respecto de la frontera estimada.

Más allá de los problemas asociados a la estimación, tanto de la FdP como de la ineficiencia antes mencionada, el mayor cuestionamiento al enfoque de producción antes mencionado es que omite el carácter estocástico del proceso productivo de una empresa, haciendo que el “ruido” sea entendido como ineficiencia, lo que claramente es un error. En todo proceso productivo hay situaciones impredecibles que ante la misma utilización de factores productivos hacen que se produzcan distintos niveles de outputs, por ejemplo, un incendio en una subestación de distribución de media tensión que provoca una paralización de 4 días en el suministro de electricidad de una zona o un sismo de fuerte magnitud que daña parte de la red de distribución.

De otro lado, el suministro de insumos también está sujeto a eventos inesperados, por ejemplo, un aluvión de lodo que daña una carretera regional utilizada para abastecerse de Diesel a un grupo electrógeno de una localidad aislada del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) y que corta la logística del suministro por una semana, por tanto, obliga a reducir en un número de horas la generación y distribución de electricidad para no eliminar los inventarios de Diesel totalmente.

En relación con estos modelos de FP, Kumbhakar y Lovell (2003) señalan:

“Sin embargo, merece reiterar que la única fuente de error en estos modelos fue la ineficiencia; ellos fueron modelos de frontera puramente determinísticos sin considerar un componente de error aleatorio simétrico”. (p. 7)

Con la finalidad de incorporar el ruido aleatorio en el componente de error señalado por Kumbhakar y Lovell (2003), es que se desarrollan los modelos de SF.

Estos modelos se desarrollan inicialmente sobre la base de dos artículos escritos, de forma simultánea, por dos grupos de investigadores. De un lado, Meensen y Van Der Broeck en junio de 1977 y del otro Aigner, Lovell y Schimdt en julio del mismo año.

Es por ello que se planteó la FP estocástica de la siguiente forma:

$$(3.64) \quad y_i = f(x_i, \beta) \exp(v_i - u_i)$$

donde la SF es:

$$(3.65) \quad y_i = f(x_i, \beta) \exp(v_i)$$

El grado de TE vendría medida por la siguiente expresión:

$$(3.66) \quad ET_i = \frac{y_i}{f(x_i, \beta) \exp(-v_i)} = \frac{f(x_i, \beta) \exp(v_i - u_i)}{f(x_i, \beta) \exp(-v_i)} = \exp(-u_i)$$

Tal como lo plantean Coelli et al. (2005), para el caso de la tecnología de producción Cobb-Douglas, la FP estocástica para un producto y un insumo se representa como:

$$(3.67a) \quad \ln y_i = \beta_0 + \beta_1 \ln x_i + v_i - u_i$$

o su equivalente:

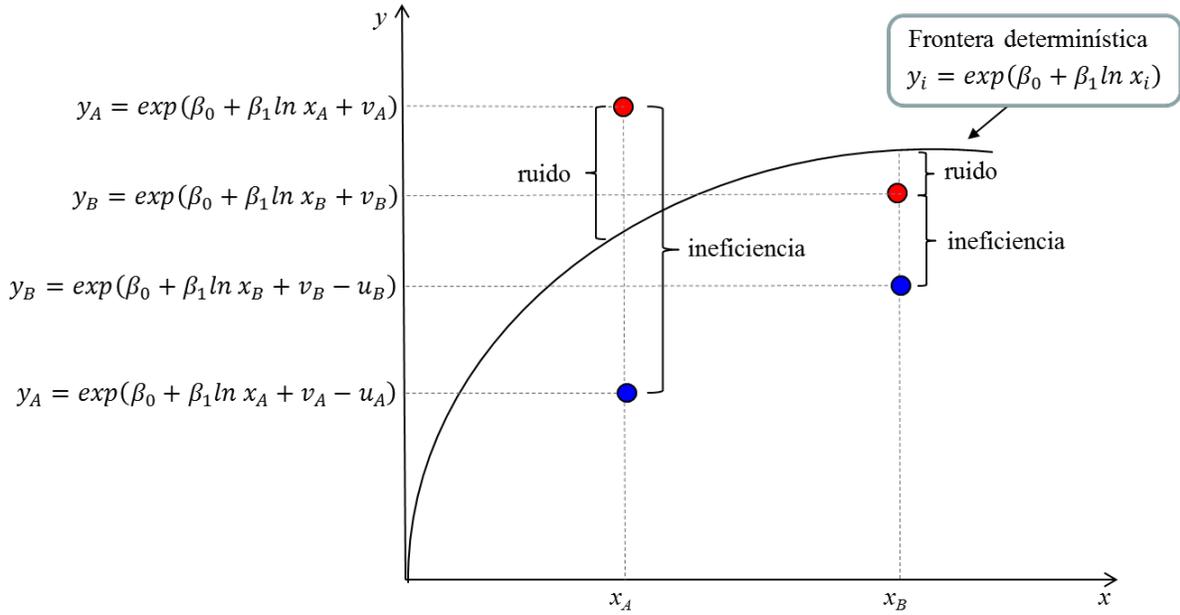
$$(3.67b) \quad y_i = \exp(\beta_0 + \beta_1 \ln x_i + v_i - u_i)$$

$$(3.68) \quad y_i = \underbrace{\exp(\beta_0 + \beta_1 \ln x_i)}_{\text{frontera determinística}} * \underbrace{\exp(v_i)}_{\text{ruido}} * \underbrace{\exp(-u_i)}_{\text{ineficiencia técnica}}$$

En el Gráfico 3.9 se representa una función de producción Cobb-Douglas para 2 empresas. Cuando sólo se tiene en cuenta el ruido aleatorio, la empresa A se ubica por encima de la FP determinística pues el ruido aleatorio (v_A) es positivo, mientras que lo contrario ocurre a B debido a que v_B es negativo. (shock adverso), Coelli et al. (2005). Sin embargo, cuando se tienen en cuenta los dos componentes, aleatorio e ineficiencia, la empresa A esta por debajo de la frontera debido a que el componente de error compuesto ($v_A - u_A$) es negativo, es decir, predomina el efecto negativo de la ineficiencia sobre el shock aleatorio favorable.

Si se considera que el ruido aleatorio v_i tiene media cero y varianza finita (σ_v^2), tal que $v_i \sim N(0, \sigma_v^2)$ y que la ineficiencia técnica sigue una distribución normal pero truncada en valores positivos tal que $u_i \sim N^+(0, \sigma_u^2)$, es posible estimar econométricamente la FP estocástica y su componente de error, ε_i , mediante máxima verosimilitud, donde $\varepsilon_i = v_i - u_i$.

Gráfico 3. 9. Frontera Estocástica y descomposición del error



Fuente: Coelli et al. (2005)

De acuerdo con Kumbhakar y Lovell (2003), la función de densidad de probabilidad seminormal (truncada en valores positivos para u_i) se representa como:

$$(3.69) \quad f(u_i) = \left[\frac{2}{\sqrt{2\pi}\sigma_u} \right] * \exp\left(-\frac{u_i^2}{2\sigma_u^2}\right)$$

y la función de densidad de probabilidad de v_i es:

$$(3.70) \quad f(v_i) = \left[\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_v} \right] * \exp\left(-\frac{v_i^2}{2\sigma_v^2}\right)$$

como ambas variables aleatorias son independientes e idénticamente distribuidas (iid) entonces $f(u_i, v_i) = f(u_i) * f(v_i)$ luego:

$$(3.71) \quad f(u_i, v_i) = \left[\frac{1}{\pi\sigma_u\sigma_v} \right] * \exp\left(-\frac{u_i^2}{2\sigma_u^2} - \frac{v_i^2}{2\sigma_v^2}\right)$$

considerando que el componente aleatorio es $\varepsilon_i = v_i - u_i$ y que por tanto $v_i = \varepsilon_i + u_i$ la función de densidad conjunta anterior se convierte en:

$$(3.72) \quad f(u_i, \varepsilon_i) = \left[\frac{1}{\pi\sigma_u\sigma_v} \right] * \exp \left(-\frac{u_i^2}{2\sigma_u^2} - \frac{(\varepsilon_i+u_i)^2}{2\sigma_v^2} \right)$$

o su equivalente:

$$(3.73) \quad f(u_i, \varepsilon_i) = \left[\frac{1}{\pi\sigma_u\sigma_v} \right] * \exp \left[-\frac{(\sigma_u^2+\sigma_v^2)u_i^2}{2\sigma_u^2\sigma_v^2} - \frac{\varepsilon_i^2}{2\sigma_v^2} - \frac{u_i\varepsilon_i}{\sigma_v^2} \right]$$

de la ecuación (3.73) se puede derivar la función de densidad marginal de ε_i tal que:

$$(3.74) \quad f(\varepsilon_i) = \left(\frac{2}{\sigma} \right) * \phi \left(\frac{\varepsilon_i}{\sigma} \right) * \Phi \left(-\frac{\varepsilon_i\lambda}{\sigma} \right)$$

donde $\phi(\cdot)$ es la función de densidad probabilidad normal, $\Phi(\cdot)$ la función de distribución acumulada normal, $\lambda = \frac{\sigma_u}{\sigma_v}$ y $\sigma^2 = \sigma_u^2 + \sigma_v^2$.

En el caso que λ tiende a uno (σ_v^2 tiende al infinito o σ_u^2 tiende a cero) se puede afirmar que el ruido prevalece en el componente de error. En caso contrario, λ tiende a infinito (σ_u^2 tiende al infinito o σ_v^2 tiende a cero) se puede decir que la ineficiencia técnica prima en el componente de error del modelo de SF.³⁰

Considerando lo anterior, se especifica el logaritmo de verosimilitud, con la finalidad de maximizar respecto de σ y λ , tal que:

$$(3.75) \quad \ln L = \alpha_0 - N \ln \sigma + \sum_{i=1}^N \ln \Phi \left(-\frac{\varepsilon_i\lambda}{\sigma} \right) - \left(\frac{1}{2\sigma^2} \right) \sum_{i=1}^N \varepsilon_i^2$$

esto nos permitirá estimar el componente de error, $\hat{\varepsilon}_i$, pero se requiere estimar \hat{u}_i con la finalidad de calcular el grado de ineficiencia técnica por empresa.

Por ello, Kumbhakar y Lovell (2003), señalando a Jondrow et. al (1982), indican que la distribución condicional de u_i , dado el valor de ε_i , se puede representar como:

$$(3.76) \quad f(u_i|\varepsilon_i) = \frac{f(u_i, \varepsilon_i)}{f(\varepsilon_i)}$$

³⁰ Es frecuente en la literatura y en el software aplicado, utilizar $\gamma = \frac{\sigma_u}{\sigma_v}$, en vez de parametrizar respecto de λ .

de la cual es posible derivar $E(u_i|\varepsilon_i)$, de forma tal que:

$$(3.77) \quad TE_i = \exp(-\hat{u}_i) = \exp[E(-u_i|\varepsilon_i)]$$

En relación con la función de densidad de probabilidad de u_i , es posible utilizar funciones alternativas: exponencial, normal truncada en media positiva o gamma.³¹

Greene (1990) implementó las cuatro funciones de densidad de probabilidad al estudiar la eficiencia de empresas distribuidora de electricidad en EE.UU. de Norteamérica. Encontró altas correlaciones simples entre ellas y en los rankings de eficiencia resultantes, lo que plantea que las funciones de distribución de probabilidad normal o exponencial (por su simplicidad en la estimación) son recomendables en la medición de eficiencia mediante SF.

Los desarrollos conceptuales previos son de aplicación a datos de sección transversal (cross section). Disponer de información no sólo de empresas sino de la evolución en el tiempo de las variables de inputs y outputs, permite utilizar técnicas de panel de datos.

Como indican Kumbhakar y Lovell (2003), hay dos tipos de SF y medición de la ineficiencia, asociadas a panel de datos: TE variante o invariante en el tiempo. La utilización de TE invariante en el tiempo está relacionada con modelos de SF donde hay pocos datos como serie de tiempo. En el caso de los modelos de iTE que varían en el tiempo, el debate se ha centrado en la forma funcional dependiente del tiempo, de los parámetros relacionados con la medición de la TE.

Salvo la notación de las variables utilizadas, el marco conceptual es similar en sección transversal y en panel de datos.

Cuando se trata de estimar la SF en el caso multiproducto, la FdP monoprodutiva previamente utilizada no puede ser considerada para medir la eficiencia, es por ello que la literatura recurre a la utilización de funciones distancia, en nuestro caso utilizaremos la función distancia orientada al input definida en (3.7).

³¹ Ver Kumbhakar y Lovell (2003), páginas 74 a 90, para apreciar las derivaciones de la medición de TE_i con cada una de las funciones de densidad de probabilidad mencionadas.

Como bien señalan Kumbhakar, Wang y Horncastle (2015), el hecho que no sea atribuible la utilización de los inputs a cada output, nos obliga a trabajar con una FdP multiproductiva general, tal que, la frontera del proceso multiproductivo es representado mediante:

$$(3.78) \quad T(x, y) = 0$$

Donde el caso monoproduktivo es un caso particular:

$$(3.79) \quad T(x, y) \equiv y - f(x) = 0$$

Es posible definir la frontera de posibilidades de producción, considerando las ineficiencias técnicas orientadas al input para un panel de datos “it”, donde “i” representa a la empresa distribuidora y “t” el año de análisis:

$$(3.80) \quad T(x_{it} * \exp(v_{it} - u_{it}), y_{it}) = 0$$

donde $x_{it} = (x_{it}^1, x_{it}^2, \dots, x_{it}^p)$, $y_{it} = (y_{it}^1, y_{it}^2, \dots, y_{it}^p)$, u_{it} representa el nivel de ineficiencia de la empresa “i” en el periodo “t” y v_{it} representa el error aleatorio del proceso productivo de la empresa i-ésima en el mismo periodo. Al igual que en el modelo monoproduktivo, dada la condición de homogeneidad lineal de la función distancia, se tiene que:

$$(3.81) \quad T(x_{it} * \exp(v_{it} - u_{it}), y_{it}) = \exp(v_{it} - u_{it}) * T(x_{it}, y_{it}) = 0$$

luego:³²

$$(3.82) \quad TE_{it}(x_{it}, y_{it}) = \frac{T(x_{it} * \exp(v_{it} - u_{it}), y_{it})}{T(x_{it} * \exp(v_{it}), y_{it})} = \exp(-u_{it})$$

Recordando la definición (3.8) se tiene que:

$$(3.83) \quad \ln D_{it}(x_{it}, y_{it}) = u_{it}$$

³² En adelante se asume que la función considerada será solo la orientada al input, tal que $D = D_I$.

De la definición de homogeneidad lineal de la función distancia se puede normalizar la función distancia respecto de alguno de los inputs, en este caso respecto del input “j”, de tal forma que:

$$(3.84) \quad D_{it} \left(\frac{1}{x_{it}^j} \right) = D_I \left(x_{it} \left(\frac{1}{x_{it}^j} \right), y_{it} \right)$$

donde $\tilde{x}_{it} = \left(\frac{x_{it}^1}{x_{it}^j}, \frac{x_{it}^2}{x_{it}^j}, \dots, 1, \dots, \frac{x_{it}^p}{x_{it}^j} \right) = (\tilde{x}_{it}^1, \tilde{x}_{it}^2, \dots, 1, \dots, \tilde{x}_{it}^p)$, luego:

$$(3.85) \quad D_{it} \left(\frac{1}{x_{it}^j} \right) = D_I(\tilde{x}_{it}, y_{it})$$

que en logaritmos se expresa como:

$$(3.86) \quad \ln D_{it} - \ln x_{it}^j = \ln D_I(\tilde{x}_{it}, y_{it})$$

Siguiendo a Kumbhakar, Wang y Horncastle (2015) al considerar una forma funcional translogarítmica para la función distancia transformada, normalizando respecto del input 1 y agregando el componente estocástico del proceso productivo, v_{it} , se tiene:

$$(3.87) \quad \begin{aligned} & \ln D_{it} - \ln x_{it}^1 \\ &= \beta_0 + \sum_{j=2}^p \beta_j \ln \tilde{x}_{it}^j + \sum_{m=1}^q \gamma_m \ln y_{it}^m \\ &+ \left(\frac{1}{2} \right) \left[\sum_{j=2}^p \sum_{k=2}^p \beta_{jk} \ln \tilde{x}_{it}^j \ln \tilde{x}_{it}^k + \sum_{m=1}^q \sum_{l=1}^q \gamma_{ml} \ln y_{it}^m \ln y_{it}^l \right] \\ &+ \sum_{j=2}^p \sum_{m=1}^q \delta_{jm} \ln \tilde{x}_{it}^j \ln y_{it}^m + v_{it} \end{aligned}$$

recordando que $\ln D_{it} = u_{it}$, ecuación (3.57), la anterior ecuación se transforma en:

$$\begin{aligned}
(3.88) \quad & - \ln x_{it}^1 \\
& = \beta_0 + \sum_{j=2}^p \beta_j \ln \tilde{x}_{it}^j + \sum_{m=1}^q \gamma_m \ln y_{it}^m \\
& + \left(\frac{1}{2} \right) \left[\sum_{j=2}^p \sum_{k=2}^p \beta_{jk} \ln \tilde{x}_{it}^j \ln \tilde{x}_{it}^k + \sum_{m=1}^q \sum_{l=1}^q \gamma_{ml} \ln y_{it}^m \ln y_{it}^l \right] \\
& + \sum_{j=2}^p \sum_{m=1}^q \delta_{jm} \ln \tilde{x}_{it}^j \ln y_{it}^m + (v_{it} - u_{it})
\end{aligned}$$

3.4 Revisión de la Literatura

La literatura económica de mediciones de eficiencia y productividad es extensa y ha abarcado un importante número de industrias. La revisión de la literatura que a continuación se presenta (resumida en el Cuadro 3.1) se concentra sólo en aquella relacionada con la industria eléctrica, en especial en la distribución de electricidad. La revisión de la literatura mostrada a continuación ha sido ordenada de forma cronológica.

En primer lugar, Canay (2001) analiza las fronteras de eficiencia, así como la metodología econométrica para su estimación, a través de los métodos de Mínimos cuadrados modificados (MOLS) y Máxima Verosimilitud (ML). Así, el autor discute las ventajas de usar uno u otro método de estimación para luego aplicarlos al efecto de hacer un análisis de comparación internacional, a dos muestras. La primera corresponde a veintisiete empresas de distribución eléctrica de Sudamérica con información correspondiente al año 1999, mientras que la segunda muestra corresponde a 32 empresas con información para el período 1994-1999. Así, utilizando información sobre el número de clientes, ventas de energía, número de empleados, kilómetros de líneas de distribución, área de servicio y la densidad poblacional, el autor estima la eficiencia de las empresas de la primera muestra a través de una FdP Cobb-Douglas. Los resultados muestran que la eficiencia promedio del estimador MOLS es mayor que la eficiencia promedio obtenida con el estimador maximoverosimil (0.79 contra 0.73), sin embargo, ambos métodos coinciden en identificar a la empresa más eficiente y a la empresa menos eficiente, además de existir una alta correlación entre sus resultados.

Cuadro 3.1 Revisión de la literatura sobre eficiencia y productividad en distribución de electricidad

Autores	Datos	Modelo	Mediciones	Insumos	Productos
Weyman-Jones (1991)	12 compañías de distribución de Inglaterra y Gales, en 1986 y 1987.	DEA CRS.	ET	Capital financiero, extensión de la red y mano de obra.	Ventas, clientes.
Miliotis (1992)	45 distritos de distribución de electricidad de la Greek Public Power Corporation (PPC). El autor no reporta el período considerado.	DEA.	ET	Longitud de red (km), capacidad instalada (KVA), gastos generales, trabajo técnico y administrativos (horas).	Número de clientes, energía provista (Kwh) y el área total servida.
Hjalmarsson y Veiderpass (1992)	Sector de distribución de electricidad en Suecia para el período 1970-1986.	DEA CRS.	ET TFP(IM)	Mano de obra (horas), líneas en alto voltaje (km), líneas en bajo voltaje (km) y capacidad de transformación (kva).	Ventas de energía en alto y bajo voltaje (Kwh), número clientes en alto y bajo voltaje.
Pollit (1994)	145 sistemas de distribución en los Estados Unidos y en el Reino Unido en 1990.	DEA SFA	ET	Número de empleados, transformadores (MVA) y km de circuitos.	Número de clientes, ventas residenciales (Gwh), ventas no residenciales (Gwh), área de servicio (Km2) y demanda máxima (MW)
Bagdadioglu, Waddams y Weyman – Jones.(1996)	70 empresas distribuidoras minoristas de Turquía en 1991	DEA CCR y VRS. (5 especificaciones)	ET	Mano de obra, capacidad de transformación (MVA), tamaño de la red (km), gastos generales y pérdidas de la red (MWh).	Número de clientes, electricidad ofrecida (Mwh), máxima demanda (MW) y el área de servicio (Km2)
Kumbhakar y Hjalmarsson (1998)	Empresas de distribución de electricidad de Suecia entre 1970 y 1990. (2,275 datos)	DEA y SFA	ET	Capacidad de transformación (Kva) y número de trabajadores	Ventas en alta y baja tensión, N° de clientes según tensión y longitud de la red de distribución
Scarsi (1999)	39 redes de distribución de la empresa ENEL (privada) y 37 empresas de propiedad municipal en Italia para el período 1994-1996.	DEA CRS SFA.	ET	Número de empleados a tiempo completo, km de línea de distribución	Energía distribuida (Gwh), número de clientes
Rodríguez Pardina y Rossi (2000)	36 empresas distribuidoras de Sudamérica, para el período 1994-1997.	SFA de Producción.	ET	Km de red, área de cobertura geográfica, número de trabajadores y número de transformadores.	Número de clientes
Bonifaz y Santin (2000)	18 empresas de distribución de electricidad en Perú para el período 1995-1998.	DEA de Costes.	ET	Salario y densidad de la red	Número de clientes y ventas en Kwh
Bonifaz y Rodríguez Pardina(2001)	16 empresas de distribución de electricidad en Perú para el período 1995-1998.	SFA de Costes.	ET	Salario y densidad de la red	Número de clientes y ventas en Kwh
Canay (2001)	27 empresas de distribución de Sudamérica para el año 1999 y 32 empresas para el período 1994-1999	SFA	ET	Número de empleados, km de red, área de servicio y densidad poblacional.	Número de clientes
Filippini y Hrovatin (2002)	5 empresas de distribución de Eslovenia para el período 1991-2000.	SFA	ET	Costos, trabajo y capital (precios)	Ventas de energía
Hattori, T. (2002)	12 empresas de distribución de EEUU y 9 de Japón para el período 1982-1997.	SFA	ET e IM	Número de empleados, capacidad de transformación (MVA)	Ventas de energía a clientes residenciales y ventas a clientes industriales, comerciales y otros.
Hattori, Jamasb y Pollit (2003)	21 empresas (12 del Reino Unido y 9 de Japón) para: 1985/86 y 1997/1998.	DEA CRS y VRS con distintas especificaciones de costes SFA.	ET	Costes operativos, costes operativos totales (incluye costes de capital), densidad (clientes/km red) y factor de carga.	Ventas (Mwh), número de clientes
Jamasb, T. y M. Pollit (2003)	63 empresas de distribución de 6 países de Europa para el año 1999.	COLS y SFA	ET	Costos operativos y gastos de capital.	Número de consumidores, ventas de energía, km de red
Sanhueza (2003)	35 empresas de distribución en Chile para el año 2000.	DEA VRS con bootstrap.	ET	Costes de operación y mantenimiento, costes de capital, número de trabajadores, remuneraciones, energía no vendida	Ventas de energía (Kwh), máxima demanda (Kw) número de clientes , red de distribución (km)
Giannakis, Jamasb y Pollit (2003)	14 empresas del Reino Unido para los períodos 1991/92 y 1998/99.	DEA.	ET TFP(IM)	Costes operativos, costes operativos totales (incluye costes de capital).	Ventas de energía (Kwh), número de consumidores, longitud de red de distribución (km)

Cuadro 3.1 Revisión de la literatura sobre eficiencia y productividad en distribución de electricidad (continuación)

Autores	Datos	Modelo	Mediciones	Insumos	Productos
Melo y Espinoza (2004)	20 empresas de distribución de Colombia para el periodo 1999-2003.	SFA	ET	Número de empleados, capacidad de transformación (MVA)	Ventas de energía por sector, normalizadas por las ventas residenciales.
Farsi y Filippini (2004)	59 empresas de distribución de Suiza para el periodo 1988-1996	SFA	ET	Costos, precios de insumos capital y trabajo y energía.	Ventas de energía y número de consumidores
Motta (2004)	14 empresas privatizadas de Brasil y 72 compañías de Estados Unidos para los años 1994 y 2000.	DEA CRS y VRS. SFA.	ET TFP(IM)	Costes operativos, costes operativos totales (incluye costes de capital).	Ventas totales (Mwh), número de consumidores y los kilómetros de red de distribución.
Pombo y Taborda (2006)	12 compañías que suministran en 20 ciudades que forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el periodo 1985-2001.	DEA.	ET TFP(IM)	Número de empleados, número de transformadores, longitud de red (km).	Ventas de energía (Gwh), número de clientes.
Abbot (2006)	7 jurisdicciones de distribución de electricidad en Australia para el periodo 1969-1999.	DEA.	ET TFP(IM)	Capital físico (líneas de distribución, de capacidad de las estaciones de transmisión y de capacidad generación, uso de energía (T)).	Consumo de energía (Mwh)
Farsi, Filippini y Greene (2006)	59 empresas de distribución de Suiza para el periodo 1988-1996	SFA	ET	Costos, precios de insumos capital y trabajo y energía.	Ventas de energía y número de consumidores
Yu, Jamasb y Pollitt (2007)	14 empresas del Reino Unido para el periodo 1990/91-2003/2004	DEA.	ET EA	Costes operativos, costes operativos totales (incluye costes de capital), duración de las interrupciones y pérdidas de energía. (con sus precios respectivos)	Número de consumidores, energía entregada (Gwh) y longitud de las redes (km)
Hess, B. y A. Cullmann (2007)	34 empresas de distribución de Alemania.	DEA y SFA	ET	Número de trabajadores, km de red de distribución.	Ventas de energía, número de clientes, la inversa del indicador de densidad.
Estache, Tovar y Trujillo (2008)	12 empresas que suministran electricidad en 12 países miembros de Southern Africa Power Pool (SAPP) entre 1998 y 2005.	DEA.	ET TFP(IM)	Capacidad instalada (MW) y número de trabajadores.	Generación (Gwh), número de consumidores y ventas (Gwh).
Cullmann y Von Hirschhausen (2008)	84 empresas Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría y Alemania en el año 2002.	DEA	ET	Número de trabajadores, longitud total de red (km) y la inversa del índice de densidad	Ventas totales(Gwh), número de clientes.
Chen, Lu y Yang (2009)	24 empresas distribuidoras de electricidad en Taiwan en el periodo 2000-2004	DEA SFA	TFP(IM)	Salario, costes operativos, total activos, longitud de red (km) y capacidad instalada(KVA)	Cantidad de energía vendida (kwh) y número de clientes
Azadeh, Ghaderi, Omrani y Eivazy (2009)	38 empresas distribuidoras de electricidad en Irán en el periodo 2000-2004.	DEA-COLS-SFA	ET	Longitud total de red (km), capacidad instalada (MVA), número de trabajadores.	Ventas totales (Mwh), número de clientes.
Pérez-Reyes, Tovar (2009)	14 empresas distribuidoras de electricidad en Perú en el periodo 1996-2006.	DEA. Tobit.	ET TFP(IM)	Número de trabajadores, longitud de la red(km), subestaciones de distribución, IMyE y pérdidas(Mwh)	Ventas totales (Mwh), número de clientes.
Yu, Jamasb, Pollitt (2009)	12 empresas distribuidoras de electricidad en UK en el periodo 1995/06-2002/03	DEA conTobit.	ET	Costes de operación, costos totales, costos de duración de interrupción y pérdidas físicas(Gwh).	Clientes, longitud de la red(km) y energía entregada.
Ramos, Tovar, Iootty, Fagundes y Queiroz (2009)	18 empresas distribuidoras de electricidad en Brazil en el periodo 1998-2005	DEA.	ET TFP(IM)	Número de empleados, pérdidas(Gwh), longitud de red (km).	Ventas(Gwh), clientes.
Omrani (2010)	42 empresas distribuidoras de electricidad en Irán en el periodo 2003-2006	DEA-COLS	ET	Longitud total de red (km), capacidad instalada (MVA), número de trabajadores.	Ventas totales (Mwh), número de clientes.
Pérez-Reyes, Tovar (2010)	14 empresas distribuidoras de electricidad en Perú en el periodo 1996-2006.	SFA.	ET	Número de trabajadores, longitud de la red(km), IMyE y pérdidas(Mwh)	Ventas totales (Mwh), número de clientes.
Ajodhia (2010)	20 empresas distribuidoras de electricidad del Reino Unido para El año 2000 y de Países bajos 2002	DEA.	ET	Costes de operación, minutos acumulados de interrupción de todos los consumidores, costo de interrupción.	Ventas(Kwh), clientes.

Cuadro 3.1 Revisión de la literatura sobre eficiencia y productividad en distribución de electricidad (continuación)

Autores	Datos	Modelo	Mediciones	Insumos	Productos
Santos, Amado y Rosado (2011)	14 empresas distribuidoras de electricidad en Portugal en el periodo 2002-2006	DEA CRS.	ET TFP(IM)	Costes operativos, Longitud total de red (km), capacidad instalada (MVA)	Energía provista (Kwh), diferencia del tiempo de interrupción total (minutos).
Ramos, Tovar y Fagundes (2011)	17 empresas distribuidoras de electricidad en Brasil en el periodo 1998-2005	SFA.	ET TFP(IM)	Número de empleados, pérdidas(Gwh), longitud de red (km).	Ventas(Gwh), clientes.
Kumar, Padhy y Gupta (2011)	29 empresas distribuidoras de electricidad en Uttarakhand - Estado de la India en el periodo 2007-2008	DEA.	ET	Costes de operación y mantenimiento y número de trabajadores	Energía vendida, número de clientes, duración de la interrupción(hr), longitud de la red(km), capacidad instalada(kVA) y carga sancionada por km ² (kW/km ²)
Miguéis, Camanho, Bjørndal y Bjørndal (2011)	127 empresas distribuidoras de electricidad en Noruega en el periodo 2004-2007	DEA de costes. Tobit.	ET TFP(IM)	Costes de operación, costes de capital y costos de calidad.	Ventas totales (Mwh), número de consumidores, líneas de alto voltage(km), estaciones de red, interface.
Çelen y Yalçın (2012)	21 empresas distribuidoras de electricidad en Turquía durante el período de 2002-2009.	DEA.	ET TFP(IM)	Longitud total de red (km), capacidad instalada (MVA), número de trabajadores y calidad del servicio(%)	Energía distribuida (Mwh), número de cliente
Coelli, Gautier, Perelman y Sapaclan-Pop (2012)	92 sistemas eléctricos de Electricité de France entre 2003 y 2005	SFA y PLP	ET	Gastos de capital, gastos operacionales e interrupciones del servicio eléctrico	Número de clientes, área de superficie cubierta y energía distribuida
Çelen (2013)	21 empresas distribuidoras de electricidad en Turquía durante el período de 2002-2009.	DEA Tobit.	ET	Longitud total de red (km), capacidad instalada (MVA), número de trabajadores y duración de interrupción por cliente(hr/cliente)	Energía distribuida (Mwh), número de cliente
Kuosmanen, Saastamoinen y Sipiläinen (2013)	84 empresas distribuidoras de electricidad en Finlandia en el periodo 2005-2008	DEA SFA	ET	Costes de operación, costes de capital y costo de interrupción de suministro.	Energía provista (Kwh), longitud de la red(km), número de clientes y proporción de cables subterráneos.
Pereira de Souza, Vinicius, Souza, Pessanha, da Costa y Diallo (2014)	60 empresas distribuidoras de electricidad en Brazil. El autor no reporta el periodo considerado	DEA SFA COLS.	ET	Costes operativos.	Energía distribuida (Mwh), número de clientes y longitud de la red (km)
Kumbhakar, Amundsvveen, Kvile y Lien (2015)	128 empresas distribuidoras de electricidad en Noruega en el periodo 1998 - 2010.	SFA	ET	Salario, edad independiente de la medición de capital y capacidad instalada(KVA)	Energía distribuida (Mwh), número de clientes y longitud de la red (km)

DEA: Data envelopment analysis. SFA: Stochastic frontier analysis. COLS: Mínimos cuadrados corregidos. ET: Eficiencia técnica. IM: Índice de Malmquist. TFP: Productividad total de los factores.

De esta forma Canay (2001) concluye que los resultados para la primera muestra son robustos.³³ En lo que respecta a la segunda muestra, el autor estima la FdP a través de Mínimos cuadrados generalizados (GLS) y ML asumiendo que la eficiencia es invariante en el tiempo y que la función de distribución de la ineficiencia (bajo ML) es normal truncada con media diferente de cero. Los resultados son similares bajo ambos estimadores y consistentes con los del modelo de corte transversal, aunque los niveles de eficiencia son bajos, lo cual está asociado al uso de paneles muy heterogéneos. El autor menciona finalmente la importancia de los supuestos sobre la distribución del término de ineficiencia.

De otro lado, Hattori (2002) estima y compara la TE de doce empresas de distribución de Estados Unidos y nueve de Japón durante el período 1982-1997 usando el análisis de SF. Emplea funciones de distancia translogaritmicas orientadas a los insumos para representar la tecnología de la distribución de electricidad que incorporan variables ambientales. El autor se enfoca al análisis de empresas privadas y verticalmente integradas. Así, analiza si la frontera de eficiencia es dominada por las empresas de uno de los dos países. Asimismo, pone interés en el patrón temporal de la ineficiencia y asume que la eficiencia promedio es una función del tiempo. Adicionalmente, para examinar si el cambio en la eficiencia es el mismo en dirección y magnitud entre ambos países, incorpora a la frontera una variable que es el producto de una variable dummy específica a un país y el tiempo. El autor considera como variables el número de trabajadores, el capital (medido por la capacidad de transformación en MVA), las ventas a clientes residenciales y las ventas a clientes comerciales e industriales. Las variables ambientales consideradas son el factor de carga (ratio de la demanda promedio respecto a la demanda pico del sistema), la densidad de los consumidores (consumidores por transformador) y densidad de consumo (ventas por consumidor). El autor propone cuatro modelos teniendo en cuenta distintas especificaciones respecto al tratamiento de las variables ambientales y adicionalmente reestima los mismos modelos incorporando la tendencia temporal y la dummy específica a cada país para medir la TE, los cuales son estimados a través de ML. Los resultados indican que las variables ambientales juegan un rol importante en la provisión de la distribución de electricidad.³⁴, adicionalmente el autor calcula las economías de escala y el cambio tecnológico. Los resultados indican que las empresas japonesas son, en promedio, más eficientes que la de Estados Unidos aun cuando algunas empresas

³³ Ya que, tanto bajo el estimador MOLS como ML, se reconocen a las mismas empresas como las más eficientes y las menos eficientes, ordenándolas de forma similar.

³⁴ De acuerdo al test de ratio de verosimilitud (LR) el modelo sin variables ambientales es rechazado a favor de los otros tres modelos. Es decir, la hipótesis nula de no efectos de las variables ambientales sobre la ineficiencia es rechazada fuertemente.

japonesas se encuentran entre las más ineficientes. Adicionalmente, la ineficiencia de las distribuidoras de Estados Unidos se incrementa en el tiempo, mientras que en el caso de las distribuidoras japonesas los resultados no son concluyentes.

Hattori et al. (2002) analizan el desempeño de doce empresas de distribución del Reino Unido y nueve de Japón entre 1985 y 1998 a través del uso de DEA y de SFA. Así, proponen la estimación de funciones distancia orientadas a los insumos tomando en cuenta un conjunto de variables ambientales para explicar las variaciones en la ineficiencia promedio asumiendo, de acuerdo a Battese y Coelli (1993, 1995), que el término de ineficiencia sigue una distribución normal truncada y cuyo promedio es una función lineal de dichas variables (densidad y factor de carga). La función distancia es estimada a través de ML. Adicionalmente, los autores calculan el IM separando los cambios en la TE del cambio tecnológico a través de la versión paramétrica del IM sugerida por Coelli et al. (1998). Así, utilizando información de los gastos operativos y de capital, de las ventas, el número de consumidores, la longitud de las redes de distribución y la máxima demanda estiman la eficiencia y el IM. Los autores encuentran evidencia de que el cambio tecnológico estimado no es estadísticamente significativo en ambos países y no hay diferencia significativa entre ellos a través del período de análisis. De otro lado, asumiendo la misma tecnología, las firmas del Reino Unido son significativamente más eficientes que las firmas japonesas. Los resultados también muestran que si bien los incrementos en la densidad reducen la ineficiencia el efecto del factor de carga no es estadísticamente significativo.

Filippini y Hrovatin (2002) proponen la estimación de una frontera de costos estocástica para analizar la eficiencia en costos así como la existencia de economías de escala de las empresas de distribución de Eslovenia usando información de datos de panel para cinco empresas durante el período 1991-2000. Así, usando información sobre los costos totales, las ventas, los precios de los factores trabajo y capital, y variables ambientales como la densidad de los consumidores y el factor de carga, los autores estiman una función de costos asumiendo una distribución media-normal de la ineficiencia usando un proceso de estimación en tres etapas, asimismo asumen que el término de ineficiencia es variante en el tiempo. Los resultados de la estimación de la función de costos son consistentes respecto a los efectos esperados de las variables, excepto en el caso del factor de carga cuyo coeficiente es negativo y estadísticamente no significativo. En lo que respecta a la estimación de las economías de escala, siguiendo a Roberts (1986), los autores encuentran retornos a escala alrededor de 2.17 para el total de

la muestra. En lo que respecta a la eficiencia en costos, siguiendo a Simar (1992) y Coelli y Battese (1996) los autores encuentran evidencia de que la ineficiencia en costos es alrededor de 35%.

Jamasb y Pollit (2003) comparan sesenta y tres empresas regionales de distribución correspondientes a seis países de Europa para el año 1999 con el objetivo de analizar el efecto del uso de distintas metodologías para realizar un benchmark dentro del marco de las decisiones de los organismos reguladores. Así, los autores comparan el uso de modelos DEA, COLS y SFA. En lo que respecta a los modelos paramétricos, los autores proponen la estimación de funciones distancia orientadas a los insumos a través de especificaciones loglineal y translog, tomando en cuenta variables como los costos totales, las ventas de energía, el número de consumidores y la longitud de las redes de distribución. Los resultados a través de COLS reportan medidas de eficiencia promedio de 60% y 63% para las especificaciones loglineal y translog, respectivamente. Estos resultados son atribuidos a la flexibilidad de la forma funcional translog. Usando las mismas especificaciones de los modelos COLS, los resultados bajo SFA ofrecen medidas de eficiencia promedio de 62% y 72% para las especificaciones loglineal y translog, respectivamente. Los resultados sugieren que el ruido no tiene influencia significativa en la función estimada³⁵, lo cual es poco creíble, razón por la cual estos resultados, de acuerdo a los autores, deben ser tomados con cautela. Así, los autores señalan que la especificación del modelo es más importante, para la consistencia o alta correlación de las medidas de eficiencia, que la elección de los modelos COLS o SFA. En términos de la comparación de los tres métodos, los modelos DEA propuestos ofrecen promedios de eficiencia significativamente menores que los modelos paramétricos, lo cual puede tener algunas implicancias de carácter regulatorio en términos de la elección de la metodología apropiada y los requerimientos de información.

Asimismo, Mota (2004) compara una muestra de catorce empresas de distribución de Brasil contra setenta y dos empresas de distribución de los Estados Unidos durante el período 1994-2000 a través de DEA y SFA. Esta autora propone la estimación de una función distancia orientada a los insumos bajo seis especificaciones que toman en cuenta la inclusión de un conjunto de variables ambientales. Para ello estima las funciones distancia asumiendo formas loglineales y translog a través de ML y OLS para dos cortes transversales (1994 y 2000). Los resultados muestran que, en la mayoría de las regresiones asumidas, las empresas de Brasil son ligeramente más eficientes que las de Estados Unidos,

³⁵ Específicamente, el parámetro gamma $\gamma = \sigma_{\mu}^2 / (\sigma_{\mu}^2 + \sigma_{\nu}^2)$, el cual mide la importancia relativa de la ineficiencia sobre el término de error es 0.99.

sin embargo, estos resultados no son estadísticamente significativos con excepción de sólo una de las regresiones. Para capturar el impacto de la privatización, la autora estima las funciones distancia a través de datos de panel incluyendo variables dummy para capturar las diferencias sistemáticas entre las empresas de Brasil y EEUU, así como el producto de estas variables dummy con la tendencia temporal. Los resultados de los modelos de datos de panel muestran que, tomando en cuenta sólo los gastos operativos como insumo, el promedio de la eficiencia es similar para ambos países, mientras que si se considera como insumo los gastos operativos más los gastos de capital, las empresas de Brasil tienen ligeramente un mejor desempeño, pero esta diferencia no es estadísticamente significativa. Finalmente, el cambio tecnológico de las empresas de EEUU es mayor si se toma en cuenta como insumo los gastos operativos y los gastos de capital, lo cual está relacionado con los impactos negativos de la privatización en Brasil sugeridos por el análisis del IM a través del análisis DEA, como sugiere la autora.

Melo y Espinoza (2004) analizan la eficiencia a través de SFA tomando en cuenta información de veinte empresas de distribución en Colombia para el período 1999-2003. Así, siguiendo a Coelli y Perelman (2000), proponen una especificación translog de una función distancia orientada a los outputs donde, los productos son las ventas de energía a diferentes sectores y los insumos el capital y el trabajo medidos en la capacidad en MVA de los transformadores y el número de empleados, respectivamente. Asimismo, también se incluyen variables de entorno como la densidad poblacional, la cantidad consumida por usuario y la proporción de capacidad urbana y rural de cada empresa. Los autores estiman cinco modelos teniendo en cuenta supuestos acerca de la distribución del término de ineficiencia (media normal, truncada, exponencial), su dinámica temporal (variante o invariante en el tiempo) así como el tratamiento de las variables ambientales (efectos sobre la tecnología o sobre la eficiencia) y seleccionan el modelo más adecuado en función al test LR. Los resultados indican que el efecto de la ineficiencia es positivo y significativo indicado que una distribución normal-truncada es la mejor aproximación. Los resultados de los parámetros estimados indican la existencia de rendimientos decrecientes a escala. En relación con las variables ambientales, se aprecia que empresas con mayor densidad poblacional y/o niveles de consumo por usuario, tienen un mejor performance cuando se toma en cuenta que estas afectan a la frontera de producción. De otro lado, los resultados indican que un porcentaje significativo del término de error se debe a factores que pueden ser controlados por las empresas. En lo que respecta al análisis de la dinámica de la eficiencia, los resultados muestran que no existe evidencia de cambios significativos en la TE durante el período de análisis. Finalmente, las

medidas de eficiencia varían entre el 31% y el 95% cuando se asume que las variables ambientales afectan a la tecnología y entre el 19% y el 99% cuando se asume que dichas variables afectan a la eficiencia de las empresas.

Farsi y Filippini (2004) analizan el desempeño de cincuenta y nueve empresas de distribución de Suiza desde 1988 hasta 1996 a través de diferentes modelos de frontera de costos con datos de panel. Los autores consideran la estimación de una frontera de costos determinística (estimada por OLS) y tres fronteras de costos estocásticas (GLS, ML-RE y ML-FE). Asumen una función de costos Cobb-Douglas e incluyen las ventas, los precios de los insumos capital, trabajo y energía, y la tendencia temporal que captura el progreso tecnológico. Adicionalmente incluyen variables como el factor de carga, el área de servicio, el número de consumidores y una variable dummy para distinguir a las empresas que operan líneas de transmisión de alto voltaje. Asimismo, se incluyen otras variables dummy para distinguir si los ingresos auxiliares son mayores al 25% de los ingresos totales y si más del 40% del área de servicio de la empresa es cubierta por bosques. Los resultados muestran que mientras la ineficiencia promedio no es muy sensible a la especificación econométrica, el ranking de eficiencia varía significativamente entre los modelos, lo cual se explica por la fuerte heterogeneidad no observable entre las empresas de distribución, lo cual es característica común a las industrias de red. Asimismo, los autores sugieren que estos modelos de datos de panel pueden ser usados como una herramienta de predicción a fin de estrechar la brecha de información existente entre el organismo regulador y las compañías reguladas.

Farsi et al. (2006), teniendo en cuenta la misma muestra de empresas usada en Farsi y Filippini (2004), estiman un FdP estocástica a través de tres modelos de datos de panel distintos: GLS en línea con Schmidt y Sickles (1984), ML siguiendo a Pitt y Lee (1981) y el modelo TRE (True Random Effects) propuesto por Greene (2005, 2004)³⁶. Los autores proponen una función de costos Cobb-Douglas con información de los precios de tres insumos (capital, trabajo y la energía comprada a generadores) y un producto (energía distribuida), además de variables como el factor de carga, el número de consumidores, el tamaño del área de servicio, variables dummy asociadas a la operación de líneas de transmisión de alto voltaje y los ingresos auxiliares (de manera similar a Farsi y Filippini, 2004). La diferencia entre los trabajos anteriores y los modelos estimados en este último artículo se encuentra en

³⁶ Como la función de verosimilitud en el modelo TRE no tiene una forma cerrada, el modelo es estimado usando el método de estimación de Máxima Verosimilitud Simulada.

la especificación del término de error. Los resultados son relativamente similares entre los tres modelos, lo cual está asociado al hecho de que todos los modelos incluyen en el término de error un componente específico para cada empresa y un término estocástico variante en el tiempo y sólo difieren en la distribución que se asume para estos términos. En lo que respecta a las medidas de eficiencia estimadas, los resultados de los modelos GLS y ML son similares, mientras que el modelo TRE otorga medidas de eficiencia mayores, con un promedio de eficiencia del 96%. Estos resultados sugieren que los modelos GLS y ML subestiman la eficiencia de las empresas. Asimismo, existe una alta correlación entre las medidas de eficiencia bajo GLS y ML, mientras que las medidas de eficiencia bajo TRE muestran una débil correlación con los resultados bajo GLS y ML. Finalmente, los autores señalan el potencial del modelo propuesto por Greene (2005, 2004) para analizar los efectos de los factores no observados específicos a las empresas sobre las estimaciones de eficiencia.

Hess y Cullmann (2007) analizan la TE de las empresas de distribución de Alemania a través de DEA y SFA. A partir de información sobre insumos y productos de trescientas cuatro empresas de distribución, los autores proponen la estimación de una función distancia translog orientada a los insumos. Un aspecto a señalar es la inclusión de la inversa de un índice de densidad como un componente específico a la firma debido a la influencia de dicha variable en la FdP de las empresas. Los autores evalúan las diferencias en la eficiencia entre las empresas del Este y el Oeste de Alemania, encontrando que existen diferencias a favor de las empresas del Este de Alemania a través de los modelos DEA propuestos. Con el objetivo de evaluar la robustez de estos resultados, los autores estiman la eficiencia a través de SFA para luego comparar los resultados con los obtenidos mediante DEA. Los resultados muestran consistencia de acuerdo a los coeficientes de correlación de Pearson. Asimismo, las medidas de eficiencia bajo SFA son mayores que las reportadas mediante DEA.³⁷

Cullmann y Von Hirschhausen (2008) comparan ochenta y cuatro empresas de distribución ubicadas en el Este Europeo (Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría y Alemania) para el año 2002 a través de DEA y FHS. Los autores proponen una función distancia orientada a los insumos bajo cinco especificaciones diferentes tomando en cuenta variables como el número de trabajadores, longitud total de red (km), la inversa del índice de densidad, las ventas totales (Gwh) y número de clientes. Los resultados muestran que las empresas de Polonia presentan una reducida ineficiencia, República Checa

³⁷ Debido a que la variación de los datos respecto a la frontera no es interpretada completamente como ineficiencia por la descomposición de la variación en un término de ineficiencia y un término de error estocástico.

presenta la más alta eficiencia, Eslovaquia y Hungría se encuentran en un rango intermedio de eficiencia. También se concluye que la privatización ha tenido un efecto positivo en la TE de los cuatro países.

Chen, Lu y Yang (2009) comparan veinticuatro empresas distribuidoras de electricidad en Taiwán en el periodo 2000-2004 a través del modelo Slack based measure (SBM) no orientado que estima las eficiencias técnicas y la TFP (IM). Mediante un OLS los autores encuentran una relación con el desempeño organizacional (proxy de la gestión del conocimiento) implementado por las empresas. El modelo no orientado toma en cuenta variables como los salarios, costes operativos, total activos, longitud de red (km), capacidad instalada (KVA), cantidad de energía vendida (kwh) y número de clientes; para el OLS se toman en cuenta las mediciones de eficiencia, el número de empleados en las comunidades participantes y número de artículos publicados por cada empresa.

Azadeh, Ghaderi, Omrani y Eivazy (2009) proponen un algoritmo que integra DEA–COLS–SFA con la finalidad de minimizar el error del cálculo de las eficiencias técnicas. Para ello utilizan la información de treinta y ocho empresas distribuidoras de electricidad en Irán en el periodo 2000-2004. La función distancia orientada al insumo toma en cuenta variables como la longitud total de red (km), capacidad instalada (MVA), número de trabajadores, las ventas totales (Mwh) y número de clientes. La algoritmo propuesto consiste en aplicar PCA y media geométrica (GM) para calcular índices de eficiencia usando las eficiencias generadas por los modelos DEA y OLS, luego de ello se aplica el modelo de taxonomía numérica (NT) para comparar los índices de eficiencia calculado por PCA y GM, con esto se selecciona el que presente mayor correlación con NT, finalmente se escoge el modelo DEA que presente mayor correlación con el modelo SFA o con alguno de los modelos escogidos anteriormente PCA o GM.

Pérez-Reyes y Tovar (2009) comparan catorce empresas distribuidoras de electricidad en Perú en el periodo 1996-2006 mediante dos modelos DEA. Proponen una función distancia orientada al insumo tomando como variables al número de trabajadores, longitud de la red (km), subestaciones de distribución, IMyE y pérdidas (Mwh). En las estimaciones de segunda etapa estiman cuatro modelos Tobit utilizando las variables: inversión, el ratio entre ventas de baja tensión y ventas de alta tensión, sierra, selva y reforma. Los resultados muestran que la variable reforma tiene un efecto positivo sobre los cambios de la eficiencia.

Yu, Jamasb y Pollitt (2009) proponen una estimación de una función distancia de costos orientada a los insumos para medir la eficiencia de doce empresas distribuidoras de electricidad en UK en el periodo 1995/06–2002/03, además, en la segunda etapa utilizan una regresión Tobit para mostrar que los factores climatológicos afectan a dichas mediciones técnicas. Para las estimaciones de primera etapa, los autores consideran seis distintas especificaciones de la función distancia a partir de las siguientes variables: costos de operación, costos totales, costos de duración de interrupción, pérdidas físicas (Gwh), los clientes, longitud de la red (km) y energía entregada. Encuentran que para una de las seis especificaciones propuestas el factor climatológico es significativo pero la magnitud de sus efectos es pequeña, en promedio.

Ramos, Tovar, Iooty, Fagundes y Queiroz (2009) proponen una función distancia orientada al insumo para un panel de dieciocho empresas distribuidoras de electricidad en Brasil en el periodo 1998-2005 con el propósito de evaluar las reformas del sector acaecidas en la década de los 90. A través de un modelo DEA, que incorpora variables de entorno, estiman la TE de estas empresas y usan el IM para analizar la evolución de la productividad. Las variables utilizadas son el número de empleados, pérdidas (Gwh), longitud de red (km), las ventas (Gwh) y clientes. La medición de TE pura muestra que la reforma en la regulación no ha conducido a las empresas a un comportamiento más eficiente.

Omran (2010) propone un algoritmo que integra DEA–COLS–PCA para cuarenta y dos empresas distribuidoras de electricidad en Irán en el periodo 2003-2006. El autor utiliza variables como la longitud total de red (km), capacidad instalada (MVA), número de trabajadores como factores productivos y, como productos las ventas totales (Mwh) y el número de clientes. El algoritmo consiste en escoger a DEA como mejor modelo bajo ciertas condiciones, caso contrario, se calculará la media geométrica de las eficiencias técnicas de DEA y COLS, este enfoque se verifica y valida mediante mecanismos de Análisis de Componentes Principales (PCA).

Pérez-Reyes y Tovar (2010) analizan los determinantes de la TE de catorce empresas distribuidoras de electricidad en Perú en el periodo 1996-2006 a través de SFA. Proponen una función distancia orientada al insumo tomando como variables input: el número de trabajadores, el capital y las pérdidas (Mwh), como outputs: ventas y clientes y además, se incluyen dummies de empresa. Como determinantes de la TE se consideraron las siguientes variables: stock de capital/cliente, reforma y tendencia. La función distancia toma la forma funcional translogarítmica. Utilizando el enfoque de

Battese-Coelli (1995) con una función distancia orientada al input encuentran que el efecto de la reforma y el paso del tiempo (la tendencia) es negativo para la ineficiencia técnica, es decir, ambos factores contribuyen a reducir la ineficiencia mientras que el stock de capital por cliente tiene un efecto positivo sobre la misma, es decir, la aumenta.

Ajodhia (2010) compara veinte empresas distribuidoras de electricidad del Reino Unido para el año 2000 y de Países bajos para el 2002 a través de DEA que integra los costos y la calidad óptima. El autor propone tres funciones de costes. Para ello toma en cuenta variables como los costos de operación, minutos acumulados de interrupción de todos los consumidores, costo de interrupción, las ventas (Kwh) y números de clientes. La primera función de costos estima una función de costos totales (Totex), la segunda estima una función de costos totales y además incluye los minutos acumulados de interrupción de todos los consumidores y, por último; la tercera función estima una función de costos sociales (Sotex), donde éste (Sotex) es igual al Totex más el costo de los minutos de interrupción de todos los clientes. Los resultados muestran que el segundo modelo puede clasificar incorrectamente la eficiencia debido a que las empresas se pueden especializar en costos o en calidad. Sin embargo, la tercera función genera los incentivos adecuados para escoger un nivel óptimo de calidad y hacerlo de la manera más productiva.

Santos, Amado y Rosado (2011) comparan la eficiencia de catorce empresas distribuidoras de electricidad en Portugal en el periodo 2002-2006 a través de DEA y SBM. Además, para un análisis dinámico utilizan el IM. Los autores proponen una función distancia orientada al insumo tomando como variables a los costes operativos, longitud total de red (km), capacidad instalada (MVA), la energía provista (Kwh) y diferencia del tiempo de interrupción total (minutos). El IM muestra una mejora en la productividad del 11% en el periodo 2002-2006 debido al cambio de la frontera dando evidencia de innovación en la industria.

Ramos, Tovar y Fagundes (2011) utilizan un modelo de SF para estudiar el impacto del tamaño de las empresas en la productividad de diecisiete empresas distribuidoras de electricidad en Brasil en el periodo 1998-2005. Los autores proponen una función distancia orientada a los insumos tomando en cuenta variables como el número de empleados, pérdidas (Gwh), longitud de red (km), las ventas (Gwh) y los clientes. La función distancia estimada permite a los autores calcular la TE de las empresas y sus economías de escala. Además, también calculan, a través de un IM, el cambio en la PTF, que

descomponen en cambio en la TE pura, cambio en la eficiencia de escala, cambio técnico neutral, cambio técnico no neutral y cambio técnico asociado a la escala. Los resultados muestran que la evolución de la productividad de las compañías analizadas dependió fundamentalmente del cambio técnico (desplazamiento de la frontera) mientras que el cambio en la TE pura (el efecto catching up) fue negativo, indicando que las empresas se han ido alejando de la frontera, mostrando un comportamiento más ineficiente con el paso del tiempo. Con respecto al tamaño de las empresas los autores concluyen que: 1) ni el ranking de TE ni el comportamiento negativo en el efecto catching up guarda relación con el tamaño de las empresas; 2) la contribución del efecto escala a la productividad es positivo en el caso de las firmas pequeñas, lo cual significa que esas compañías se están moviendo hacia su escala mínima eficiente. Añaden que los resultados sugieren la presencia de rendimientos constantes una vez que la escala mínima eficiente es alcanzada y; por último 3) que el cambio técnico es positivo y más fuerte para las firmas de mayor tamaño.

Kumar, Padhy y Gupta (2011) comparan veintinueve empresas distribuidoras de electricidad en Uttarakhand - Estado de la India en el periodo 2007-2008 a través de DEA tanto bajo el supuesto de CRS (modelo CCR) como VRS (modelo BCC). Los autores proponen una función distancia orientada al insumo tomando como variables a los costes de operación y mantenimiento, número de trabajadores, la energía vendida, número de clientes, duración de la interrupción (hr), longitud de la red (km), capacidad instalada (kVA) y carga sancionada por km² (kW/km²). Los resultados muestran que la TE es en promedio 86% lo que implica que la administración no es eficiente, además el estudio indica que hay presencia de ineficiencias de escala, los resultados sugieren que el cambio de tamaño de escala de las operaciones pueden ayudar a reducir la ineficiencia de escala

Miguéis, Camanho, Bjørndal y Bjørndal (2011) comparan ciento veintisiete empresas distribuidoras de electricidad en Noruega en el periodo 2004-2007 mediante DEA y estiman la PTF a través del IM. Los autores proponen una función distancia orientada a los insumos tomando como variables a los costes de operación, costes de capital, costos de calidad, las ventas totales (Mwh), número de consumidores, líneas de alto voltaje (km), y estaciones de red, interface. Con el propósito de explicar los determinantes de la TE realizan un análisis de segunda etapa, mediante una regresión Tobit para cada año, dónde consideran como variables explicativas: el tamaño de la empresa, las líneas de alta tensión por el bosque, la precipitación de nieve por líneas de alta tensión y la velocidad del viento por líneas de alta tensión en la costa para explicar la ineficiencia técnica. Los resultados confirman la existencia de una relación

inversa entre los niveles de eficiencia y dos de las variables analizadas: la precipitación de nieve por líneas de alta tensión y la velocidad del viento por líneas de alta tensión en la costa. Sin embargo, ambas no muestran relevancia significativa que expliquen los niveles de eficiencia.

Çelen y Yalçın (2012) comparan veintiuna empresas distribuidoras de electricidad en Turquía durante el período de 2002-2009 a través de una metodología que combina FAHP-TOPSIS-DEA³⁸ para, luego, calcular y descomponer la PTF mediante el índice Malmquist. Los autores proponen una función distancia orientada a los insumos y asumiendo retornos a escala constante, toman en cuenta variables como la longitud total de red (km), la capacidad instalada (MVA), el número de trabajadores, la calidad del servicio (%), la energía distribuida (Mwh) y el número de cliente. La metodología propuesta consiste en generar una variable de calidad del servicio usando varios indicadores de calidad, los indicadores que se usaron son los ratios entre número de cortes, duración de los cortes y la cantidad de la pérdida y hurto con el número de cliente y la energía distribuida. Primero se utiliza el método FAHP para identificar los pesos relativos de los diferentes indicadores, luego utilizando la técnica TOPSIS se crea la variable de calidad del servicio, con esto los autores proponen no confiar en una sola dimensión para la medición de la calidad.

Coelli, Gautier, Perelman y Sapaclan-Pop (2012) analizan el costo de los cortes del servicio eléctrico, para las empresas distribuidoras, pero desde la perspectiva de la oferta (costos de las empresas). Para ello estiman una función distancia orientada al input para 92 sistemas eléctricos de Electricité de France (EDF), de forma que utilizan como inputs a los gastos de capital (capex), los gastos operacionales (opex) y las interrupciones del servicio eléctrico y como outputs se utilizan el número de clientes, el área de superficie cubierta y la energía distribuida. Con la finalidad de obtener el costo de reducción de las interrupciones (el precio sombra de las interrupciones, en tanto esta variable es un input que puede ser sustituida con mayores inversiones o gastos operacionales) se aproxima dicho costo mediante la tasa marginal de sustitución entre las interrupciones y los otros dos inputs. Para estimar la función distancia se utiliza tanto el análisis de SF como una técnica de programación matemática lineal (PLP), los resultados en primer orden, tanto para inputs como outputs, coinciden con los valores teóricos esperados y con relevancia individual. De los resultados se observa que el precio sombra de las interrupciones oscila entre 2.7 y 15.7 euros por interrupción.

³⁸ FAHP (Fuzzy analytic hierarchy process). TOPSIS (Technique for order performance by similarity to ideal solution)

Çelen (2013) compara un panel veintiuna empresas distribuidoras de electricidad en Turquía durante el período de 2002-2009 mediante el uso de DEA en la primera etapa y, a través de una regresión Tobit en la segunda etapa, trata de explicar los determinantes de las eficiencias estimadas en la primera etapa. El autor propone una función distancia orientada a los insumos y toma en cuenta variables como la longitud total de red (km), la capacidad instalada (MVA), el número de trabajadores, la duración de interrupción por cliente (hr/cliente), la energía distribuida (Mwh) y el número de cliente. En la segunda etapa, se emplean variables ambientales como la densidad de clientes (clientes/km), estructura de clientes, dummy de reestructuración (en el 2005 se produjeron fusiones entre empresas) y dummy de propiedad. Los autores muestran dos modelos tobit y se encuentra que la dummy de reestructuración cambia de signo entre ambos modelos y es no significativa mostrando que las fusiones en el 2005 no aumentaron la eficiencia de las empresas. Además, se encuentra que existe una relación positiva y significativa entre la dummy de propiedad y la TE, mostrando que las eficiencias técnicas de las empresas privadas son mayores que la TE de las empresas públicas.

Kuosmanen, Saastamoinen y Sipiläinen (2013) comparan ochenta y cuatro empresas distribuidoras de electricidad en Finlandia en el periodo 2005-2008 a través de DEA, SFA y StoNED. Los autores proponen una función de costos tomando en cuenta los costes de operación, costes de capital, costo de interrupción de suministro, la energía provista (Kwh), longitud de la red (km), número de clientes y proporción de cables subterráneos. Con la finalidad de evaluar el desempeño de los modelos los autores calibran el proceso generador de datos para que arroje valores muy parecidos a los datos reales. Los resultados muestran que mediante una simulación Montecarlo el modelo StoNED presenta una menor raíz de error medio cuadrático (RMSE) que el modelo DEA y SFA, y su desempeño aumenta conforme se aumenta el tamaño de la muestra.

Pereira de Souza, Vinicius, Souza, Pessanha, da Costa y Diallo (2014) comparan la TE de sesenta empresas distribuidoras de electricidad en Brasil (los autores no reporta el periodo considerado), a través de DEA-CCR, DEA-CBB y el enfoque ACWR (Adjusted contingent weight restrictions) utilizando un análisis de clúster. Propone una función distancia orientada a los insumos tomando en cuenta variables como los costes operativos, la energía distribuida (Mwh), número de clientes y longitud de la red (km). Los resultados muestran que el modelo ACWR puede reducir la asimetría de la información y mejorar la habilidad del regulador para comparar los rendimientos de las empresas distribuidoras de electricidad.

Kumbhakar, Amundsveen, Kvile y Lien (2014) utilizan los datos de ciento veintiocho empresas distribuidoras de electricidad en Noruega en el periodo 1998-2010 a través de un modelo de efectos fijos que considera la heterogeneidad de las empresas en el intercepto para estimar sus retornos a escala, el cambio tecnológico y las eficiencias técnicas. Los autores proponen una función distancia orientada a insumos y toman como inputs: (i) los salarios; (ii) una valorización independiente del valor del capital, como una forma de mitigar el problema que presenta usar el valor en libros del capital o la capacidad instalada de los transformadores (KVA); y, como outputs la energía distribuida (Mwh), el número de clientes y la longitud de la red (km). Los autores utilizan dos estimaciones para comparar la manera de medir capital como medida física (capacidad instalada) o como medida monetaria (la valorización independiente de la medición de capital), encontrándose que ambas mediciones de capital presentan la misma relevancia en explicar las economías a escala. Para la estimación del cambio tecnológico encuentran mayor diferencia en el uso de las medidas de capital, finalmente para estimar la TE, la utilización de ambas medidas de capital muestran resultados similares. Se muestra que la correlación entre los retornos a escala (RTS) y TE es -0.11 cuando se utiliza el capital como medida física y una correlación entre RTS y TE de -0.08 cuando se utiliza el capital como medida monetaria. Por otro lado, estiman economías de escala, donde los resultados indican que las empresas pequeñas tienen más potencial para desarrollar economías a escala.

3.5 Referencias

- Aigner, D.J., Chu, S., 1968. On Estimating the Industry Production Function. *American Economic Review* 58 (4), 826-839.
- Aigner, D.J., Lovell, C.A.K., Schmidt, P., 1977. Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models. *Journal of Econometrics* 6 (1), 21-37.
- Ajodhia, V., 2010. Integrated cost and quality benchmarking for electricity distribution using DEA. *International Journal of Energy Sector Management* 4(3), 417-433.
- Alvarez, A., 2001. *La medición de la eficiencia y la productividad*. Ediciones Pirámide.
- Azadeh, A., Ghaderi, S.F., Omrani, H., Eivazy, H., 2009. An integrated DEA-COLS-SFA algorithm for optimization and policy making of electricity distribution units. *Energy Policy* 37, 2605-2618.
- Banker, R.D., Charnes, A., Cooper, W. W., 1984. Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis. *Management Science* 30(9), 1078-1092.
- Banker, R.D., Natarajan, R., 2008. Evaluating contextual variables affecting productivity using data envelopment analysis. *Operations Research* 56(1), 48-58.
- Battese, G. E., Coelli, T. J., 1992. Frontier Production Function, Technical Efficiency and Panel Data: With Application to Paddy Farmers India. *Journal Productivity Analysis* 3, 153-169.
- Battese, G. E., Coelli, T. J., 1995. A Model for Technical Inefficiency Effects in a Stochastic Frontier Production Function for Panel Data. *Empirical Economics* 20, 325-332.
- Canay, I. (2001) *Fronteras de eficiencia estocásticas: Comparación internacional de distribuidoras eléctricas*, Universidad de Buenos Aires.
- Caves, D.W., Christensen, L.R., Diewert, W.E., 1982. The economic theory of index numbers and the measurement of input, output and productivity. *Econometrica* 50 (6), 1393-1414.
- Çelen, A., Yalçın, N., 2012. Performance assessment of Turkish electricity distribution utilities: An application of combined FAHP/TOPSIS/DEA methodology to incorporate quality of service. *Energy Policy* 23, 59-71.
- Çelen, A., 2013. Efficiency and productivity (TFP) of the Turkish electricity distribution companies: An application of two-stage (DEA & Tobit) analysis. *Energy Policy* 63, 300-310.
- Charnes, A., Cooper, W., Rhodes, E., 1978. Measurement the Efficiency of Decision-Making Units. *European Journal of Operational Research* 2(6), 429-444.

- Charnes, A., Cooper, W., Rhodes, E., 1979. Short Communication: Measurement the Efficiency of Decision-Making Units. *European Journal of Operational Research* 3, 339.
- Chen, L., Lu, W., Yang, C., 2009. Does Knowledge Management Matter? Assessing the Performance of Electricity Distribution Districts Based on Slacks-Based Data Envelopment Analysis. *The Journal of the Operational Research Society* 60(11), 1583-1593.
- Coelli, T., Prasada, D.S., Battese, G., 1998. *An introduction to efficiency and productivity analysis*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Coelli, T., Prasada, D.S., O'Donnell, C., Battese, G., 2005. *An introduction to efficiency and productivity analysis*, Second Edition.
- Coelli, T., Gautier, A., Perelman, S., Saplacan-Pop, R., 2012. Estimating the cost of improving quality in electric distribution: a parametric distance function approach, CREPP WP No 2012/02.
- Coll, V. y Blasco, O., 2006. *Evaluación de la eficiencia mediante el análisis envolvente de datos*, Universidad de Valencia.
- Cullmann, A., von Hirschhausen, C., 2008. Efficiency analysis of East European electricity distribution in transition: legacy of the past? *Journal of Productivity Analysis* 29(2), 155-167.
- Farrell, M. J., 1957. The Measurement of Productive Efficiency. *Journal of Productivity Analysis* 7, 213-214.
- Färe, R., Grosskopf, S., Norris, M., Zhang, Z., 1994. Productivity growth, technical, progress and efficiency change in industrialized countries. *American Economic Review* 84 (1), 66-83.
- Farsi, M., Filippini, M., y Greene, W. (2006) Application of panel data models in benchmarking analysis of the electricity distribution sector, *Annals of Public and Cooperative Economics* 77 (3) 271-290.
- Farsi, M. y Filippini, M. (2004) Regulation and measuring cost-efficiency with panel data models: An application to electricity distribution utilities, *Review of Industrial Organization* 25, 1-19.
- Filippini, M. y Hrovatin, N. (2002) Efficiency and regulation of the Slovenian electricity distribution companies, CEPE Working Paper N° 14, University of Ljubljana.
- Friedman, M., 1958. La metodología de la economía positiva. En: *Revista de Economía Política* N° 21, May-Dic, 1958, 355-397.
- Fisher, I., 1922. *The Making of Index Numbers*. Houghton, Mifflin, Boston.
- Greene, W. H., 1980. Maximum Likelihood Estimation of Econometric Frontier Functions. *Journal of Econometrics* 13(1), 27-56.
- Greene, W. H., 1980. On the Estimation of a Flexible Frontier Production Model. *Journal of Econometrics* 13(1), 101-115.

- Greene, W. H., 1990. A Gamma-Distributed Stochastic Frontier Model. *Journal of Econometrics* 46, 141-164.
- Grifell, E., Lovell, C.A.K., 1993. Deregulation and productivity decline: The case of Spanish saving banks. Working Paper, Department of Economics, University of North Carolina, 93-02.
- Hattori, T., 2002. Relative Performance of U.S. and Japanese Electricity Distribution: An Application of Stochastic Frontier Analysis, *Journal of Productivity Analysis*, Vol 18, 269-284.
- Hattori, T., Jamasb T. y Pollit M.G., 2003 The performance of UK and Japanese electricity distribution system 1985-1998: A comparative efficiency analysis. DAE Working Paper WP 0212; Department of Applied Economics; University of Cambridge.
- Hausman, J., 1978. Specification Tests in Econometrics. *Econometrica* 46(6), 1251-1271.
- Hausman, J., Taylor, W., 1981. Panel Data and Unobservable Individual Effects. *Econometrica* 46(6), 1377-1398.
- Hess, B. y Cullman, A. (2007) Efficiency analysis of East and West German electricity distribution companies- Do the “Ossis” really beat the “Wessis”?, *Utilities Policy* 15, 206-214.
- Higuerey, A. 2012. Eficiencia y eficacia en la industria de suministro de agua: una aplicación a países de Latinoamérica. Tesis doctoral en Economía, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, 324 pp.
- Jondrow, J., Lovell, C. A. K., Materov, I., Schmidt, P., 1982. On the Estimation of Technical inefficiency in the Stochastic Frontier Production Function Model. *Journal of Econometrics* 19, 233-238.
- Kumar, V., Padhy, N.P., Gupta, H.O. Performance evaluation and improvement directions for an Indian electric utility. *Energy Policy* 39, 7112-7120.
- Kumbhakar, S. y Hjalmarrsson, 1998. Relative performance of public and private ownership under yardstick competition: electricity retail distribution. *European Economic Review* 42, 97-122.
- Kumbhakar, S., C.A.K. Lovell, 2000. *Stochastic frontier analysis*, Cambridge University Press.
- Kumbhakar, S., Wang, H. y A. Horncastle, 2015. *A Practitioner's Guide to Stochastic Frontier Analysis Using Stata*, Cambridge University Press.
- Kumbhakar, S., Amundsveen, R., Kvile, H., Lien, G., 2014. Scale economies, technical change and efficiency in Norwegian electricity distribution, 1998–2010. *Journal of Productivity Analysis* 43, 295-305.
- Kuosmanen, T., Saastamoinen, Antti., Sipiläinen, T., 2013. What is the best practice for benchmark regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StoNED methods. *Energy Policy* 61, 740-750.

- Lee, L., 1983. A test for Distributional Assumptions for the Stochastic Frontier Functions. *Journal Econometric* 22(3), 245-267.
- Lovell, C.A.K., 1993. Production frontier and productivity efficiency.
- Malmquist, S., 1953. Index number and indifference surfaces. *Trabajos de Estadística* 4, 209–242.
- Meeusen , W., van den Broeck, J., 1977. Efficiency Estimation from Cobb-Douglas Production Function with Composed Error. *International Economic Review* 18(2), 435-444.
- Melo, L. y Espinoza, N. (2004) Ineficiencia en la distribución de energía eléctrica: Una aplicación de las funciones de distancia estocástica, *Borradores de Economía*, Banco de la República (Colombia).
- Miguéis, V., Camanho, A., Bjørndal, E., Bjørndal, M., 2011. Productivity change and innovation in Norwegian electricity distribution companies. *Journal of the Operational Research Society*, 1-9.
- Motta, Raffaella, 2004. Comparing Brazil and U.S.A. electricity distribution performance: What was the impact of privatisation? *DAE Working Paper WP 0423*; Department of Applied Economics; University of Cambridge.
- Nishimizu, M., Page Jr., J.M., 1982. Total factor productivity growth, technological progress and technical efficiency change: dimensions of productivity change in Yugoslavia. *Economic Journal* 92, 920–936.
- Orea, L., 2001. Medición y descomposición de la productividad. En: Alvarez, A., (Ed.), Ediciones Pirámide. Capítulo 4.
- Olson, J., Schmidt, P., Waldman, D., 1980. A Monte Carlo Study of Estimator of Stochastic Frontier Production Function. *Journal Econometrics* 13(1), 67-82.
- Omrani, H., Azadeh, A., Ghaderi, S.F., Aabdollahzadeh, S., 2010. A consistent approach for performance measurement of electricity distribution companies. *International Journal of Energy Sector Management* 4(3), 398-416.
- Pereira de Souza, M., Souza, R., Pessanha, J., da Costa, C., Diallo, M., 2014. An application of data envelopment analysis to evaluate the efficiency level of the operational cost of Brazilian electricity distribution utilities. *Socio-Economic Planning Sciences* 48, 169-174.
- Perez-Reyes, R., Tovar, B., 2008. Medición de la eficiencia y cambio en la productividad de las empresas distribuidoras de electricidad en Perú después de las reformas. *FUNCAS*, Documento de Trabajo N° 425.
- Perez-Reyes, R., Tovar, B., 2009. Measuring efficiency and productivity change (PTF) in the Peruvian electricity distribution companies after reforms. *Energy Policy* 37, 2249–2261.

- Perez-Reyes, R., Tovar, B., 2010. Explaining the inefficiency of electrical distribution companies: Peruvian firms. *Energy Economics* 32, 1175-1181.
- Pitt, M.M., Lee, L.F., 1981. The Measurement and Sources of Technical Inefficiency in the Indonesian Weaving Industry. *Journal of Development Economics*, 9, 43-64.
- Ramos-Real, F., Tovar, B., Iooty, M., Fagundes de Almeida, E., Queiroz, H., 2009. The evolution and main determinants of productivity in Brazilian electricity distribution 1998-2005: an empirical analysis. *Energy Economics* 31(2), 298–305.
- Ramos-Real, F., Tovar, B., Iooty, M., Fagundes de Almeida, E., Queiroz, H., 2009. Firm size and productivity. Evidence from the electricity distribution industry in Brazil. *Energy Economics* 39, 826-833.
- Romer, D., 2006. Do firms maximize? Evidence from professional football. En: *Journal of Political Economy*, Vol. 114, 2, 340-365.
- Roncalli, A., 2001. La data envelopment analysis: una metodologia per la valutazione dell'efficienza, Tesis presentada a Universita' degli studi di Milano-Bicocca.
- Santos, S. P., Amado, CAF., Rosado, J., 2011. Formative evaluation of electricity distribution utilities using data envelopment analysis. *The Journal of the Operational Research Society* 62(7), 1298-1319
- Schmidt, P., Lin, T., 1984. Simple Test of Alternative Specification in Stochastic Frontier Models. *Journal of Econometrics* 24(3), 349-361.
- Schmidt, P., Sieckles, R., 1984. Production Frontier and Panel Data. *Journal of Business and Economic Statistics* 2(4), 367-374.
- Serra, P., 2003. Teoría de la Producción, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile.
- Shephard, R., 1953. *Cost and Production Functions*. Princeton University Press.
- Simar, L., 1992. Estimating efficiencies from frontier models with panel data: a comparison of parametric, non-parametric and Sen-li parametric methods with bootstrapping. *Journal of Productivity Analysis* 3, 167–203.
- Simar, L., Wilson, P., 2000. Statistical inference in nonparametric frontier models: the state of the art. *Journal of Productivity Analysis* 13, 49–78.
- Simar, L. Wilson, P., 2001. Aplicación del bootstrap con estimadores DEA. En: *La medición de la eficiencia y la productividad*, Antonio Pinilla (coordinador), cap. 14.
- Törnqvist, L., 1936. The bank of Finland's consumption price index. *Bank of Finland Monthly Bulletin* 10, 1–8.

Yu, W., Jamasb, T., Pollitt, M., 2009. Does weather explain cost and quality performance? An analysis of UK electricity distribution companies. *Energy Policy* 37, 4177-4188.

Capítulo IV

Medición de la eficiencia y la productividad de las empresas distribuidoras de electricidad en Perú después de las reformas: 1996-2014: Enfoque no paramétrico

4.1 Introducción.³⁹

Como se mencionó en el Capítulo 1, la situación preexistente a las reformas del sector eléctrico peruano llevadas a cabo en 1993 se caracterizaba por un control centralizado de las empresas distribuidoras por parte del Ministerio de Energía y Minas. Estas empresas de distribución, de propiedad estatal, tenían poca capacidad de inversión en renovación y en ampliación de nuevas redes de distribución, utilidades negativas o muy bajas⁴⁰, además de un elevado nivel de pérdidas técnicas y comerciales.

El criterio que subyacía a las reformas de 1993 era el de la búsqueda de una mejora en la eficiencia de las empresas distribuidoras de electricidad, en el entendido de que la institucionalidad asociada a la gestión estatal no había sido eficiente: régimen de contratación pública de bienes y servicios, régimen laboral de estabilidad absoluta, incapacidad de endeudamiento de largo plazo sin garantías soberanas, elección de directivos basada en componendas políticas dentro del gobierno nacional o con los gobiernos locales, entre las principales características.

En este capítulo se analiza la evolución de la productividad de las empresas de distribución de electricidad en Perú, desde un enfoque no paramétrico, con la finalidad de evaluar si la Reforma del sector de distribución eléctrica de 1993 logró su objetivo de provocar mejoras en el sector. Además, en este capítulo también se identifican las posibles causas de los cambios en la eficiencia en el sector de distribución eléctrica reformado. Para ello se realiza una evaluación comparativa de los niveles de TE de las empresas distribuidoras entre 1996 y 2014 utilizando un enfoque de dos etapas. En la primera

³⁹ Este capítulo es una versión actualizada al 2014 y sustancialmente modificada de Pérez-Reyes y Tovar (2008) y Pérez-Reyes y Tovar (2009).

⁴⁰ Electro Perú tuvo pérdidas de 301 millones de dólares en 1990 y utilidades de 25 millones de US\$ en 1993 luego del balanceo tarifario iniciado en agosto de 1990. De otro lado, Electro Lima perdió 95 millones de US\$ en 1990 y tuvo utilidades de 3 millones de US\$ en 1993, antes de ser privatizada. (Ruiz Caro, 2002)

etapa, se mide la TE relativa mediante el uso un enfoque no paramétrico (DEA). En la segunda etapa, se contrasta la relación entre las eficiencias obtenidas en la primera etapa y un conjunto de variables que puedan explicar la eficiencia de las empresas, entre las cuales se incluye una variable que recoge si la empresa tomo parte en el proceso de reformas de propiedad.

4.2 Datos y modelos

La revisión de la literatura aplicada a la distribución de electricidad muestra que la mayoría de los trabajos siguen el enfoque desarrollado por Hjalmarsson y Veiderpass (1992) al considerar cuatro outputs: ventas en media y baja tensión, así como clientes en media y baja tensión. En este trabajo debido al reducido tamaño de la muestra seguimos la propuesta de autores como Hattori et al. (2003) o Pombo y Taborda, (2006) que sólo consideran dos productos: ventas (Mwh) y número de clientes⁴¹.

En lo que se refiere a los insumos (inputs), la empresa distribuidora requiere trabajo y una infraestructura de red (postes, cables, subestaciones, cámaras subterráneas, etc.). El trabajo se aproxima por el número de trabajadores. Respecto de la medición de la infraestructura de red, inicialmente se utilizaron los kilómetros de red de media tensión (MT en adelante) y baja tensión (BT en adelante) por separado, y el número de subestaciones de transformación de MT a BT, tal como hacen varios de los estudios previos reseñados. Desafortunadamente, esta información sólo está disponible para 1996, 2000 2004 y 2008, lo que reduce de forma importante el número de observaciones con que se cuenta para realizar las estimaciones. Es por ello que se buscó una medida alternativa que fuera reportada anualmente. Se analizaron las correlaciones existentes entre las variables físicas de las empresas, para los años señalados, y el valor de la cuenta de Inmuebles, Maquinarias y Equipos. La existencia de una alta correlación entre ellas señala que es factible sustituir las variables de capital físico por el valor de los Inmuebles, Maquinarias y Equipos de las empresas, algo similar a lo que señalan Kumbhakar et. al (2014), cuando utilizan medidas físicas y monetarias del capital para Noruega.

La distribución de energía eléctrica tiene varios atributos no deseados. Así, autores como Giannakis et al. (2003) y Yu et al. (2007) incorporan atributos no deseables (número y duración de las interrupciones

⁴¹ Se realizaron estimaciones con cuatro outputs: ventas y clientes, pero desagregados en baja y media tensión, respectivamente. Debido al elevado número de variables y reducido número de observaciones la mayor parte de las empresas aparecían en la frontera, poniendo en evidencia el reducido poder de discriminación de estos modelos.

del servicio eléctrico) dentro de la especificación de los modelos DEA para analizar la eficiencia y los cambios en la productividad de las empresas de distribución en el Reino Unido. En este análisis el único atributo no deseado que se incorpora son las pérdidas de energía⁴². Existen pérdidas asociadas al transporte (pérdidas técnicas) y pérdidas asociadas al hurto (pérdidas comerciales). Ambas, afectan el suministro de energía, pues más pérdidas suponen que la distribuidora tiene que adquirir un mayor nivel de potencia a los generadores, para suministrar el mismo nivel de potencia.

En definitiva, se proponen dos modelos: que divergen en el modo de medir el insumo capital y en el número de observaciones disponible: el modelo 1 dispone de 70 observaciones: 14 empresas observadas durante los años 1996, 2000, 2004, 2008 y 2012, mientras que el modelo 2 dispone de 266 observaciones: 14 empresas observadas entre 1996 y 2014. Ambos modelos consideran dos productos: (i) las ventas anuales en mega watts hora (MWh) y (ii) el número de clientes.

Respecto a los insumos, en el modelo 1 se consideran: (i) el número de trabajadores; (ii) las pérdidas de energía en distribución en MWh; (iii) los kilómetros de red de MT y BT; y, (iv) el número de subestaciones. La estadística descriptiva de las variables del modelo 1 se recoge en el cuadro 4.1.

Cuadro 4. 1. Estadística descriptiva de las variables utilizadas en el Modelo 1

Variables	Ventas MWh	Clientes	Número de Trabajadores	Red Km	Nº de Subestaciones	Pérdidas de Energía MWh
Promedio	939,757	294,487	268	8,938	2,876	101,047
Máximo	6,564,666	1,203,049	761	26,972	9,768	493,173
Mínimo	36,729	19,743	19	657	146	5,107
Desv. Est.	1,508,923	275,768	1,912	6,908	2,432	125,114

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía de Perú, OSINERG. Pliegos Tarifarios.

Elaboración propia

Por su parte, el modelo 2 considera tres insumos: (i) el número de trabajadores; (ii) las pérdidas de energía en distribución en MWh; y, (iii) el valor monetario, a precios de 1994, del stock de activos fijos

⁴² En Perú, la información estadística sobre interrupciones y calidad de las redes de distribución está disponible a partir del año 2004.

reportados en los estados financieros de cada empresa distribuidora a fin de año. El cuadro 4.2 muestra la estadística descriptiva de las variables del modelo 2.

Cuadro 4. 2. Estadística descriptiva de las variables utilizadas en el Modelo 2

VARIABLES	Ventas MWh	Clientes	Número de Trabajadores	IMyE (Miles de Soles de 1994)	Pérdidas de Energía MWh
Promedio	982,734	306,400	267	439,167	97,913
Máximo	7,185,542	1,293,552	787	2,088,524	536,922
Mínimo	18,518	19,743	19	22,784	1,217
Desv. Est.	1,558,997	280,329	188	461,213	121,855

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía de Perú, OSINERG. Pliegos Tarifarios.
Elaboración propia

4.3 Medición no paramétrica de la eficiencia técnica.

A efectos de medir la eficiencia de las empresas de distribución eléctrica se suelen usar modelos DEA input-orientados⁴³. Este tipo de modelo representa el comportamiento de las empresas respecto de la decisión sobre qué cantidad de insumos utilizar tomando en cuenta que necesitan atender una determinada demanda del bien o servicio que proveen (Tanassoulis, 2002). Así, este tipo de orientación caracteriza mejor la provisión del servicio público de electricidad, en el cual las empresas deben atender una demanda exógena determinada por la concesión de distribución en un área geográfica específica.

Como ya se comentó en el Capítulo 2, haciendo uso de la dualidad en la programación lineal, se puede derivar una forma envolvente para el problema de optimización utilizado para calcular las eficiencias

⁴³ Si bien los diversos estudios aplicados a la actividad de distribución difieren un poco respecto a los insumos y productos a utilizar (ver Qassim et al. 2005 y Pombo y Taborda, 2006), existe cierto consenso respecto a la orientación de los modelos DEA utilizados.

técnicas mediante DEA. Así, el problema de optimización bajo el supuesto de retornos constantes (CRS) es:

$$\text{Min}_{\{\theta, \lambda_j\}} z_h = \theta$$

sujeto a:

$$Y\lambda \geq y_h$$

$$\theta x_h \geq X\lambda$$

$$\lambda \geq 0$$

Este problema DEA de optimización puede interpretarse de la siguiente manera. El problema parte de la i -ésima DMU y busca contraer el vector de inputs, x_i , tanto como sea posible, permaneciendo dentro del conjunto factible. El límite inferior de este conjunto factible es la isocuanta lineal por tramos, la cual se determina en base a la información de todas las empresas que conforman la muestra. La contracción radial del vector de inputs, x_i , produce un punto proyectado $(X\lambda, Y\lambda)$ sobre la superficie de esta tecnología. Este punto proyectado es una combinación lineal de los puntos observados. Las restricciones del problema aseguran que este punto proyectado no caiga fuera del conjunto factible.

El supuesto de CRS (CRS) es apropiado sólo cuando todas las DMUs están operando a una escala óptima. La competencia imperfecta, restricciones financieras, etc., pueden hacer que una empresa no se encuentre en su escala óptima. Como ya se comentó, Banker, Charnes y Cooper (1984) sugirieron la extensión del modelo DEA CRS teniendo en cuenta VRS (VRS). El uso de la especificación CRS cuando no todas las empresas están operando a escala óptima, proporciona medidas de TE (TE) que pueden confundirse con la eficiencia de escala (scale efficiency, SE). El uso de la especificación VRS permite calcular la TE sin los efectos de la SE.

El modelo CRS puede modificarse para asumir VRS incorporando la restricción de convexidad: $\sum \lambda_j = 1$ en el modelo anterior para obtener:

$$\text{Min}_{\{\theta, \lambda_j\}} z_h = \theta$$

sujeto a:

$$Y\lambda \geq y_h$$

$$\theta x_h \geq X\lambda$$

$$\lambda \geq 0$$

$$\sum_{j=1}^N \lambda_j = 1$$

En el cuadro 4.3 se presentan la eficiencia promedio por empresa para el periodo estimado con ambos programas de optimización DEA (CRS y VRS) para los dos modelos definidos en la sección 3.2. En él se observa que la eficiencia relativa media en ambos modelos es alta y que en el periodo analizado ha habido mejoras, de forma agregada. También se aprecia que son las empresas privatizadas las que principalmente muestran las mejoras en la eficiencia relativa, incluso en el caso de las empresas que posteriormente fueron devueltas al Estado, lo que parece indicar que las reformas de 1993 han tenido un efecto positivo sobre la eficiencia del sector.

En buena medida, para el año 2012,⁴⁴ son las mismas empresas las que se hallan en la frontera de eficiencia relativa para ambos modelos: EdeCañete, Edelnor, Electro Centro, Electro Norte, Electro Noroeste, Seal, Electro Sur y Luz del Sur. Además, de las empresas ubicadas en la frontera, comunes a los dos modelos, tres de ellas: Edelnor, Luz del Sur y EdeCañete son empresas privadas, siendo el resto el grupo de empresas que fueron privatizadas y luego devueltas al Estado a excepción de Electro Sur. Asimismo, cabe señalar que Electro Noroeste se encuentra en la frontera de eficiencia relativa entre el 2005 y el 2014⁴⁵. Estas empresas abastecen a tres de las principales ciudades del país: Huancayo

⁴⁴ Se elige este año debido a que es el último periodo utilizado en el modelo 1.

⁴⁵ Según el modelo 2, del cual se tiene datos hasta el 2014.

(en los Andes), Chiclayo y Piura (ambas en la costa norte del país: zona agroexportadora), zonas urbanas de alta densidad de población y/o con muchos clientes industriales.

En el caso de Electro Sureste, el problema de TE se relaciona con la escisión de Electro Puno en 1999, lo que provocó algunos desajustes iniciales como, por ejemplo, que el reparto de las zonas de concesión geográfica y de los clientes de BT y MT no se haya producido de forma permanente hasta el 2000.

Por otra parte, los resultados de Electro Centro, Electro Noroeste, Electro Norte e Hidrandina parecen estar directamente relacionados con su privatización en 1998 y devolución al estado a fines de 2001. Bajo la administración privada se inició un programa de inversiones enfocado a reemplazar la infraestructura y maquinaria obsoleta, así como a intensificar las operaciones de mantenimiento⁴⁶. Además, se implementaron agresivos programas de reducción de pérdidas, que se reducen del 19.1% en 1998 al 10.8% en 2001.

Cuadro 4. 3. Eficiencia Promedio de las Empresas de Distribución: 1996-2012. Modelo 1 y 2

Empresa	Modelo 1						Modelo 2					
	ET CRS		ET VRS		ES		ET CRS		ET VRS		ES	
	1996	2012	1996	2012	1996	2012	1996	2012	1996	2012	1996	2012
Edecañete	1.000	0.974	1.000	1.000	1.000	0.974	1.000	0.634	1.000	1.000	1.000	0.634
Edelnor	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Electro Oriente	0.694	1.000	0.803	1.000	0.864	1.000	0.632	0.818	0.644	0.862	0.981	0.949
Electro Puno	0.840	1.000	0.861	1.000	0.976	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Electro Sur Este	1.000	0.909	1.000	0.918	1.000	0.990	1.000	0.923	1.000	0.930	1.000	0.992
Electro Sur Medio	0.691	0.848	0.720	0.856	0.960	0.991	0.697	0.986	0.718	1.000	0.971	0.986
Electro Ucayali	0.838	0.764	1.000	0.913	0.838	0.837	0.838	0.646	1.000	0.945	0.838	0.684
Electro Centro	0.887	1.000	1.000	1.000	0.887	1.000	0.955	1.000	1.000	1.000	0.955	1.000
Electro Noroeste	0.722	1.000	0.730	1.000	0.989	1.000	0.780	1.000	0.786	1.000	0.992	1.000
Electro Norte	1.000	0.952	1.000	0.952	1.000	1.000	0.961	1.000	0.983	1.000	0.978	1.000
Electro Sur	0.979	1.000	1.000	1.000	0.979	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Hidrandina	0.770	0.937	0.783	1.000	0.983	0.937	0.572	0.807	0.630	0.869	0.908	0.929
Luz del Sur	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Seal	0.961	1.000	0.987	1.000	0.974	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Promedio	0.884	0.956	0.920	0.974	0.961	0.981	0.888	0.915	0.912	0.972	0.973	0.941

⁴⁶ Las inversiones realizadas durante el período 1998-2001 por las cuatro empresas fueron de más de 98 millones de US\$.

Por último, también se implementaron programas de reducción de personal, que provocan un ahorro del 50% de esta partida entre 1998 y 2000. Estos hechos se ven reflejados en la evolución de la medida de TE para estas empresas durante dicho período. Así, para los años 1999, 2000 y 2001, se evidencia un incremento en la TE de estas empresas, en especial Electro Centro y Electro Norte. Lo anterior parece reflejar un proceso inicial de mejora de las eficiencias derivadas de la inversión asociada a los compromisos de la privatización, que luego han perdido fuerza con las marchas y contramarchas del proceso privatizador, pues para el período 2002-2014 sólo quedaban cuatro empresas distribuidoras privadas de las ocho que existían en el período 1999-2001.

4.4 Medición no paramétrica del cambio en la productividad

Con la finalidad de estimar el cambio en la PTF mediante la utilización del IM, se descompone este último siguiendo la propuesta de Färe et al. (1990, 1994)⁴⁷, presentada en el capítulo 2:

$$M_i^{t+1}(x_t, y_t, x_{t+1}, y_{t+1}) = \underbrace{\left[\frac{D_i^t(x_t, y_t)}{D_i^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})} \right]}_{E_i^{t+1}} \underbrace{\left[\frac{D_i^{t+1}(x_t, y_t)}{D_i^t(x_t, y_t)} * \frac{D_i^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_i^t(x_{t+1}, y_{t+1})} \right]^{1/2}}_{T_i^{t+1}}$$

Dónde el término que recoge el cambio en la TE, E_i^{t+1} , ese descompone a su vez en el cambio en la TE pura, ETP_i^{t+1} , y el cambio en la eficiencia de escala, ES_i^{t+1} , esto es:

$$E_i^{t+1} = \frac{D_i^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_i^t(x_t, y_t)} = \underbrace{\left[\frac{D_i^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_i^t(x_t, y_t)} \right]_{VRS}}_{ETP_i^{t+1}} * \underbrace{\left[\frac{\left(\frac{D_i^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})_{CRS}}{D_i^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})_{VRS}} \right)}{\left(\frac{D_i^t(x_t, y_t)_{CRS}}{D_i^t(x_t, y_t)_{VRS}} \right)} \right]}_{ES_i^{t+1}}$$

Como señalan Pérez-Reyes y Tovar (2008):

“Esta distinción permite contemplar aquellas situaciones en que una unidad productiva puede ser técnicamente eficiente (dado el volumen de producción utiliza la menor cantidad posible de factores), pero no se sitúa en la escala óptima de producción, (su tamaño no es el adecuado).

⁴⁷ El IM se ha utilizado para evaluar los cambios en la productividad de empresas eléctricas (Hjalmarsson y Veiderpass, 1992; Ramos-Real et al 2009). Para una revisión de la literatura puede consultarse Jamasb y Pollitt (2003) y Jamasb et al. (2005). Además, el IM se ha utilizado para medir los cambios en la productividad en otras industrias de infraestructura como puertos (Estache et al. 2004), aeropuertos (Abbot y Wu, 2002) y gas natural (Waddams Price y Weyman-Jones, 1996).

Por tanto los cambios en la productividad que tienen que ver estrictamente con la TE son recogidos por ETP_i^{t+1} , mientras que los que tienen que ver con el tamaño de la unidad productiva son recogidos por ES_i^{t+1} ⁴⁸, (p. 16).

De esta forma el IM puede ser descompuesto como:

$$(4.1) \quad M_i^{t+1}(x_t, y_t, x_{t+1}, y_{t+1}) = T_i^{t+1} * E_i^{t+1} = T_i^{t+1} * \underbrace{(ETP_i^{t+1} * ES_i^{t+1})}_{E_i^{t+1}}$$

lo que conceptualmente se puede expresar como:

$$\left(1 + \begin{array}{l} \text{Cambio \% en la} \\ \text{productividad} \\ \text{total de factores} \end{array} \right) = \left(1 + \begin{array}{l} \text{Cambio \%} \\ \text{Tecnológico} \end{array} \right) * \left(1 + \begin{array}{l} \text{Cambio \% en} \\ \text{la eficiencia} \\ \text{técnica pura} \end{array} \right) * \left(1 + \begin{array}{l} \text{Cambio \% en} \\ \text{la eficiencia} \\ \text{de escala} \end{array} \right)$$

El cálculo del IM siguiendo la descomposición propuesta Fare et al. (1994), requiere la obtención de las cuatro funciones distancia definidas bajo CRS (CRS) y las dos que suponen rendimientos variables (VRS)⁴⁹.

Los cuadros 4.4 y 4.5 muestran el cambio en la PTF para ambos modelos, por años y por empresa, respectivamente. El cuadro 4.4 muestra, para ambos modelos, que los primeros años de la privatización han estado asociados a mejoras en la PTF, explicadas tanto por la TE como por cambio tecnológico y efecto escala. Los cambios en la productividad han sido mayores en los primeros años del período de análisis, sin embargo, a partir de 2001 las mejoras en la productividad han sido pequeñas, a excepción del año 2005. Incluso, se llega a producir un deterioro en la evolución de la productividad en los años 2002 y 2003. Esto sugiere que los retrocesos en las reformas de fines del 2001 y la devolución al estado de cuatro empresas distribuidoras puede haber tenido un impacto temporal adverso en la PTF de la industria, toda vez que esta se recupera a partir de 2004.

⁴⁸ Esta descomposición ha sido criticada por algunos autores debido a que mide el cambio técnico respecto de la tecnología CRS (CRS) en lugar de considerar la tecnología VRS (VRS). Varias alternativas han sido propuestas, sin embargo, ninguna de ellas ha logrado amplia aceptación. Ver Grifell y Lovell (1999) y Balk (1999) para una discusión sobre este tema.

⁴⁹ Las estimaciones de la función de distancia orientada al input utilizadas para estimar el IM han sido estimadas mediante el código en Matlab señalado en el capítulo 3, validados con el software DEAP 2.1 del profesor Coelli.

Cuadro 4. 4. IM: Promedios Anuales

Año	Modelo 1 (*)					Modelo 2				
	effch	techch	pech	sech	tfpch	effch	techch	pech	sech	tfpch
1997						0.914	1.210	0.952	0.960	1.105
1998						1.033	1.036	1.026	1.007	1.071
1999						1.049	1.068	1.049	1.001	1.121
2000	1.090	1.225	1.048	1.041	1.336	1.035	0.980	1.019	1.016	1.015
2001						1.011	1.014	0.992	1.019	1.025
2002						0.955	1.034	0.961	0.994	0.988
2003						1.026	0.962	1.010	1.016	0.988
2004	0.993	1.013	0.996	0.998	1.006	1.033	0.998	1.022	1.011	1.031
2005						0.982	1.122	0.986	0.996	1.101
2006						1.004	0.996	1.028	0.976	1.000
2007						0.987	1.032	0.984	1.003	1.019
2008	0.992	1.050	1.004	0.988	1.041	1.013	1.038	1.014	0.998	1.051
2009						1.007	0.996	1.009	0.998	1.002
2010						1.004	1.031	1.009	0.995	1.036
2011						0.993	1.068	1.013	0.981	1.060
2012	1.020	1.038	1.021	0.999	1.059	0.998	0.979	1.009	0.988	0.977
2013						0.992	1.031	1.002	0.991	1.023
2014						1.038	0.995	1.006	1.033	1.033
Promedio Anual	1.005	1.018	1.004	1.001	1.024	1.004	1.031	1.005	0.999	1.034
Promedio cuatrienal	1.022	1.076	1.016	1.005	1.099					

(*) En el caso del modelo 1, las variaciones son de cuatro años, de forma que una variación promedio anual de 11,0% en cuatro años equivale a una tasa de crecimiento compuesto de 2,6% anual durante el periodo 1996-2012

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía de Perú, OSINERG. Pliegos Tarifarios. Elaboración propia

La variación promedio anual del TFP es de 2.4% para el modelo 1⁵⁰ y de 3.4% en el modelo 2⁵¹. Los resultados obtenidos por ambos modelos son muy parecidos; sin embargo, el modelo 1 presenta menor número de observaciones y mayor número de inputs o insumos a comparación del modelo 2. En ese sentido, el modelo 2 garantiza una mayor robustez de los resultados, por ello en adelante nos centraremos en él.

Los resultados mostrados en el cuadro 4.4 indican que la principal fuente de cambio en la productividad factorial ha sido el cambio tecnológico. Situación particular en una industria que a diferencia de las telecomunicaciones, no enfrentó hasta fines de la década pasada cambio tecnológico externo a las firmas representativo⁵², de forma que es factible considerar el cambio tecnológico interno a la empresa. Además, el cambio tecnológico se da en la etapa inicial, por lo que es probable que guarde relación con el proceso de reformas.

El cuadro 4.5 señala que todas las empresas han experimentado un incremento en la PTF, excepto Electro Puno, que sufre un retroceso, probablemente explicado por el proceso de escisión de Electro Sur Este ya comentado. Las empresas con cambios en productividad más importantes son Hidrandina, Electro Centro, Electro Oriente, Electro Ucayali, Electro Sur Este y Edelnor. Todas ellas, a excepción de Edelnor, son empresas regionales de propiedad estatal, y brindan el servicio a ciudades importantes del país, lo que implica que sus redes de distribución tienen una alta densidad. Las dos primeras, como ya se indicó, fueron privatizadas en 1998 y devueltas al Estado a fines de 2001, de forma que la evidencia empírica señala que dicho transferencia de propiedad temporal ha tenido efectos positivos sobre la productividad factorial.

La descomposición del IM refleja que, a nivel de empresa, la mejora de la productividad viene explicada tanto por mejoras en la TE como por el cambio tecnológico positivo. Sólo experimentan retroceso tres empresas: Electro Puno, Electro Sur Este y Edelcañete. El resultado negativo de las dos primeras guarda relación con la escisión de Electro Sureste con Electro Puno y su proceso de adaptación. Además, los problemas de productividad y eficiencia de Electro Puno podrían estar relacionados con

⁵⁰ Comprende el periodo 1996-2012.

⁵¹ Comprende el periodo 1996-2014.

⁵² El desarrollo de las tecnologías de información y comunicaciones (TIC), en especial el transporte de datos a bajos precios, mediante banda ancha fija o móvil, y mejoras a la transmisión de datos mediante redes eléctricas viene desarrollando innovaciones importantes en la gestión de redes y la gestión comercial en las empresas de distribución de electricidad, denominadas “Smart grids” en los últimos 5 años.

su reducido tamaño. Lo que muestran los resultados es que el nivel de ineficiencia técnica pura es más elevado que el derivado de la ineficiencia de escala.

Cuadro 4. 5. IM: Resultados anuales por Empresa

Año	Modelo 2				
	effch	techch	pech	sech	Tfpch
Edecañete	0.976	1.039	1.000	0.976	1.015
Edelnor	1.000	1.040	1.000	1.000	1.040
Electro Oriente	1.026	1.044	1.025	1.001	1.071
Electro Puno	0.985	0.968	0.989	0.996	0.953
Electro Sur Este	0.995	1.059	0.995	1.000	1.054
Electro Sur Medio	1.020	1.016	1.019	1.002	1.037
Electro Ucayali	1.010	1.038	1.000	1.010	1.048
Electro Centro	1.003	1.064	1.000	1.003	1.067
Electro Noroeste	1.012	1.024	1.013	0.998	1.037
Electro Norte	0.999	1.008	0.998	1.001	1.007
Electro Sur	1.000	1.022	1.000	1.000	1.023
Hidrandina	1.023	1.049	1.026	0.998	1.073
Luz del Sur	1.000	1.027	1.000	1.000	1.027
Seal	1.000	1.022	1.000	1.000	1.021
Promedio	1.004	1.031	1.005	0.999	1.034

(*) Los resultados en el modelo 1 consideran la desagregación de los sistemas eléctricos de Electro Sur Este en dos: Electro Puno y Electro Sur Este para el año 1996, en el caso del modelo 2 las estimaciones están referidas sólo al período 1999-2014

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía de Perú, OSINERG. Pliegos Tarifarios. Elaboración propia

Por último, en cuanto a Edecañete, la descomposición del IM muestra que dicha empresa presenta un problema de escala, es decir, esta empresa podría alcanzar incrementos de productividad adicionales si se ajusta su tamaño fusionándose con Luz del Sur, empresa a la está vinculada societariamente. Algo similar podría afirmarse respecto de Electro Noroeste e Hidrandina, que podrían desarrollar sus economías de escala al integrarse horizontalmente a las otras dos empresas del grupo estatal denominado Distriluz: Electronorte y Electrocentro.

4.5 Determinantes de la eficiencia técnica: Análisis de segunda etapa

4.5.1 Revisión de los modelos disponibles en la literatura

Un aspecto relevante respecto al análisis de eficiencia es la identificación de las variables que pueden explicar la TE de las empresas. Los resultados obtenidos sugieren diferencias en la eficiencia entre las empresas reformadas y sin reformar. Las empresas reformadas son las empresas que fueron privatizadas, con independencia de que se devolvieron más tarde a manos del Estado o no. Estamos interesados en analizar si el proceso de reforma, en lugar del régimen de propiedad, es la razón principal detrás de la mejora de la eficiencia de las empresas.

Con la finalidad de probar nuestra hipótesis se desarrolló un modelo econométrico que busque explicar cuáles son los factores determinantes de las diferencias de eficiencia que se observa en las 14 empresas distribuidoras a lo largo de los 18 años analizados.

A la utilización de modelos econométricos que buscan explicar las eficiencias medidas mediante técnicas no paramétricas (en nuestro caso DEA) se le denomina análisis de segunda etapa, (Coelli, et al., 2005). Este enfoque consiste en estimar, en una segunda etapa, una regresión que explique las mediciones de eficiencia obtenidas mediante DEA (θ_i) en la primera etapa, a través de un conjunto de variables predeterminadas (z_i), tal que $\theta_i = f(z_i, \beta) + \varepsilon_i$, donde ε_i es una variable aleatoria distribuida normalmente con media cero y varianza finita.

Como señalan Simar y Wilson (2007) en octubre de 2004 habían 801 estudios registrados en Google search con las palabras “data envelopment analysis + two stage”. Más tarde, Simar y Wilson (2011) reportan 1,590 artículos en una búsqueda en Google Scholar en agosto de 2010 para las palabras “efficiency + dea + two stage”. Una búsqueda en Google Scholar el 12 de octubre de 2015 reporta 27,300 citas a artículos o libros en los que aparecen estas tres palabras. Estas cifras sin duda, son reflejo de la gran abundancia de estudios realizados siguiendo este enfoque. Sin embargo, la proliferación de estos estudios no fue acompañada de un marco teórico que permita establecer una correcta aproximación al “modelo verdadero” dadas las limitaciones del enfoque estrictamente empírico (econometría aplicada).

Los modelos de segunda etapa iniciales utilizaron la forma funcional lineal $f(z_i, \beta) = z_i\beta$ y el método de mínimos cuadrados ordinarios (OLS) para estimar los parámetros y hacer inferencia estadística individual y global sobre ellos. Dado que la medición de eficiencia mediante DEA, en la primera etapa, consiste en valores que están en el intervalo $(0,1]$, la utilización de OLS no permite asegurar que cualquier predicción $z_i\hat{\beta}_{OLS}$ caiga dentro del intervalo unitario (McDonald, 2009), lo mismo que cualquier efecto parcial, $\frac{\partial \theta_i}{\partial z_i}$, que al ser constante puede salirse del intervalo unitario (Ramalho et al., 2010).

Para resolver el problema anterior, la literatura empírica comenzó a utilizar modelos de segunda etapa que consideraban el modelo de elección discreta con censura, Tobit, en sustitución del modelo OLS (Pombo y Taborda, 2006), tal que:

$$\theta_i = \begin{cases} 0, & \text{si } \theta_i^* \leq 0 \\ \theta_i^*, & \text{si } 0 < \theta_i^* < 1 \\ 1, & \text{si } \theta_i^* \geq 1 \end{cases}$$

La utilización de modelos Tobit en los modelos de segunda etapa asume que el proceso generador de datos censura los valores observados (medidos) de la eficiencia en 0, cuando el valor verdadero de la eficiencia (no observado), $\theta_i^* = z_i\beta + \varepsilon_i$, es menor o igual a cero, al igual que los censura en 1 cuando el valor verdadero de la eficiencia es mayor o igual a 1, McDonald (2009).

Como señalan Ramalho et al. (2010), el modelo Tobit, que ha sido ampliamente utilizado, se enfrenta con dos problemas serios: el primero, es que la verdadera eficiencia (no observada) no tiene valores menores a 0 ni mayores a 1, de forma que los valores observados (estimados) mediante DEA, entre 0 y 1, no son consecuencia de la censura de la verdadera eficiencia sino de los valores mínimo y máximo que resultan de una medición relativa asociada a una FP eficiente, donde ningún valor relativo puede superar a la frontera. El segundo, de naturaleza empírica, muestra que las mediciones de eficiencia DEA se alejan del origen y tienden a concentrarse entorno de 1, de modo que la masa de probabilidad está concentrada a la derecha del intervalo $(0,1]$, lo cual contradice el planteamiento del modelo Tobit que considera que $\theta_i^* = z_i\beta + \varepsilon_i$ en el intervalo $(0,1)$.

De otro lado, Simar y Wilson (2007) plantean que los artículos que utilizan tanto el modelo OLS como el Tobit, no parten por describir el proceso generador de datos que subyace a sus modelos, de forma tal que existen dudas sobre lo que verdaderamente están estimando estos modelos de segunda etapa. Además, plantean que el estimador DEA es consistente pero que la tasa de convergencia de forma asintótica es lenta en la medida que aumenta la suma del número de inputs y outputs ($p+q$).

A lo anterior, Simar y Wilson (2007) agregan que por la utilización del estimador DEA, como medición relativa de eficiencia, el valor de la medición DEA de cada DMU no solo depende de los inputs y outputs del propio DMU sino de los inputs y outputs de los otros DMU considerados, de forma que esto plantea la existencia de correlación serial en las variables dependientes del modelo, $E(z_j z_h) \neq 0$, y además correlación entre el residuo del modelo y las variables predeterminadas, $E(z_i \varepsilon_i) \neq 0$. Esto cuestiona la insesgadez y la eficiencia de la estimación por OLS o Tobit, de forma que no es válido realizar inferencia estadística sobre estos modelos. Ambos autores plantean corregir esto mediante dos algoritmos que implementan bootstrap (uno incluye la corrección del sesgo junto con el tratamiento de la correlación serial y el otro solo los problemas de correlación serial), de forma que se pueda realizar inferencia correctamente sobre los parámetros sobre un modelo truncado.

Contrario a los cuestionamientos señalados por Simar y Wilson (2007), Banker y Natarajan (2008) critican que el modelo Tobit sea utilizado en modelos de segunda etapa pues no encuentran una justificación teórica para su utilización como proceso generador de datos, además de cuestionar el hecho que las estimaciones DEA no son variables censuradas. Hicieron simulaciones para comparar OLS con Tobit y no encontraron diferencias significativas en sus predicciones.

Tanto Banker y Natarajan (2008) como McDonald (2009) abogan por la utilización de OLS en los modelos de segunda etapa, al no reconocer como relevantes los temas de correlación serial antes mencionados y encontrar similar desempeño predictivo de los modelos OLS y Tobit. Sin embargo, dichos autores reconocen que la utilización de modelos de elección discreta (Papke y Wooldridge, 1996) puede representar una alternativa apropiada, salvo la complejidad en la estimación e interpretación de los parámetros estimados. Estos modelos son desarrollados para estimar modelos de segunda etapa por Ramalho et. al (2010), mediante los modelos de regresión fraccional (FRM).

Una ventaja importante de la utilización de modelos de elección discreta es que los mismos acotan los resultados al intervalo unitario como parte de su proceso generador de datos sin la necesidad de definir la censura de los datos, para ello sólo definen que la esperanza condicionada de la estimación DEA está relacionada mediante una forma funcional particular: logística, probit, loglog o loglog acumulada. Esto es: $E(\theta_i|z_i) = G(\theta_i, z_i)$ donde:

$$G(\theta_i, z_i) = \begin{cases} z_i\theta_i, & \text{modelo lineal} \\ \frac{\exp(z_i\theta_i)}{1 + \exp(z_i\theta_i)}, & \text{modelo logit} \\ \Phi(z_i\theta_i), & \text{modelo probit} \end{cases}$$

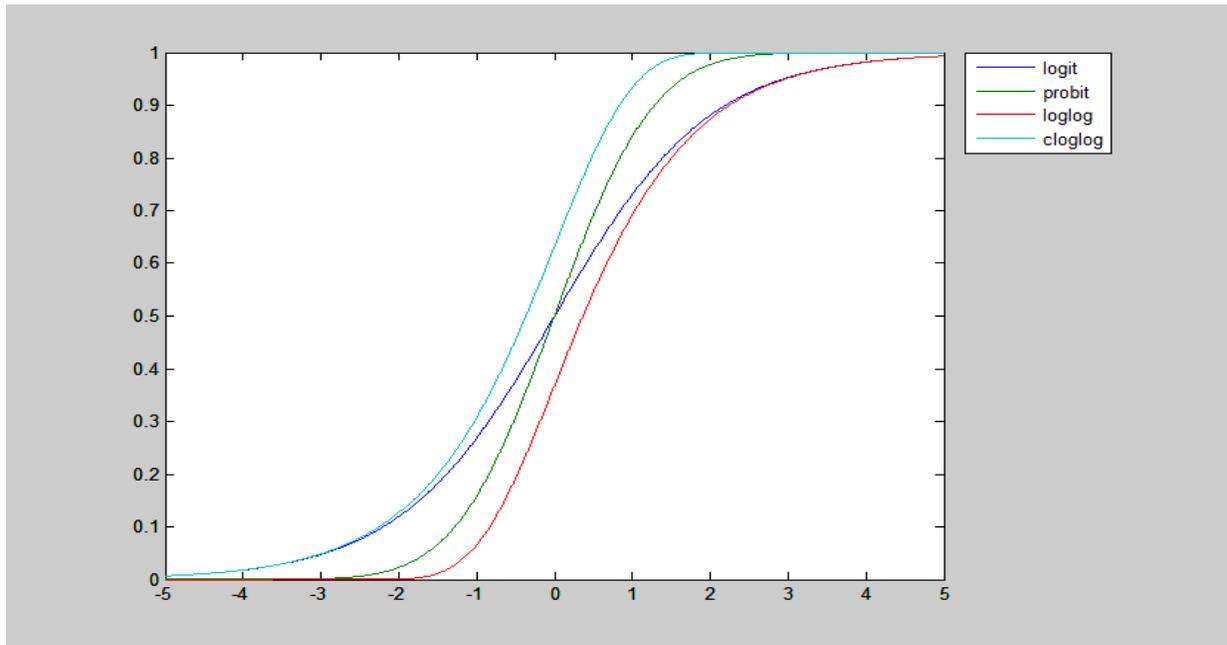
o versiones alternativas a estas:

$$G(\theta_i, z_i) = \begin{cases} \exp(-\exp(-z_i\theta_i)), & \text{modelo loglog} \\ 1 - \exp(-\exp(z_i\theta_i)), & \text{modelo loglog complementario} \end{cases}$$

cuyas gráficas se muestran en el gráfico 4.1.

Ramalho et. al (2010) estiman estas especificaciones no lineales, encontrando que las pruebas de especificación apoyan las especificaciones no lineales respecto de OLS y Tobit, en especial a la especificación cloglog. Sin embargo, el problema de sesgo y eficiencia asociado a los problemas de correlación serial de las variables dependientes y la correlación entre los residuos y las variables predeterminadas, como señalan Simar y Wilson (2007), requiere que se realice un bootstrap con cada modelo estimado de forma que se puedan hacer inferencias válidas.

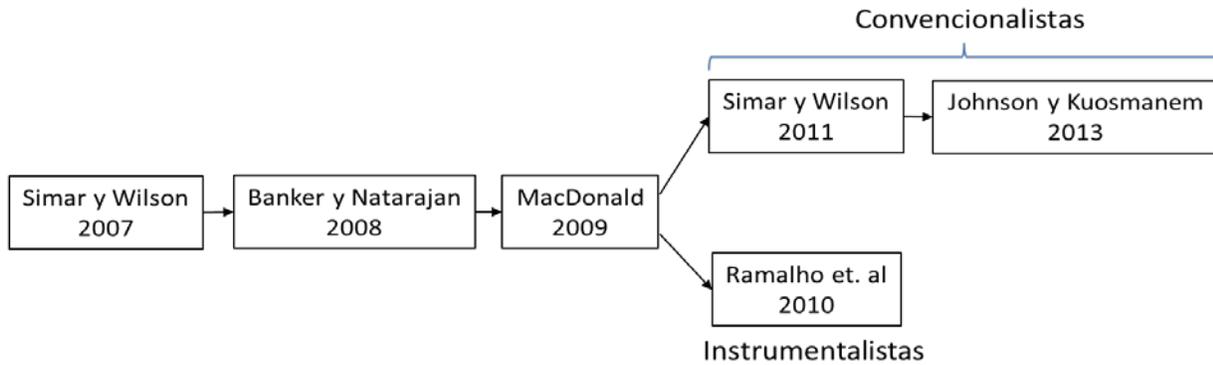
Gráfico 4. 1. Funciones de densidad acumulada utilizados en FRM



La literatura revisada, cuestiona la utilización de modelos Tobit debido a que el proceso generador de datos de los verdaderos valores de eficiencia no tiene censura inferior ni superior que haya sido derivada analíticamente. En ese sentido, los autores que recomiendan utilizar OLS (Banker y Natarajan, 2008) y McDonald, 2009), reconocen que este método de estimación se enfrenta con los problemas de correlación serial y de correlación de los residuos y las variables predeterminadas, aunque los minimizan. Sin embargo, no dejan de reconocer que el principal problema de este método está relacionado con el hecho que las predicciones del modelo pueden salir del radio unitario positivo y que las mediciones de eficiencia se acumulan entorno de los valores unitarios (sesgo en la distribución de datos).

Por tanto, es patente que la literatura de segunda etapa ha tenido un importante desarrollo conceptual, en especial econométrico, en los últimos diez años (véase Gráfico 4.2). Buena parte de ello se ha debido al debate académico desarrollado entre Banker y Natarajan (2008) y Simar y Wilson (2007, 2011). Es por ello que resulta común, a la fecha, encontrar un mayor uso de técnicas de bootstrap para realizar inferencia sobre los modelos estimados, tanto por OLS y Tobit como por FRM.

Gráfico 4. 2. Evolución cronológica de la literatura de segunda etapa con DEA



La naturaleza de las mediciones de eficiencia paramétrica y de los estimadores DEA dejan claro que un modelo OLS sin restricciones al círculo unitario positivo no resulta consistente conceptualmente, pero de otro lado, tampoco es posible establecer que las mediciones de eficiencia y los estimadores DEA sean el reflejo de un proceso de censura de datos, como plantean los modelos Tobit. Siendo así es que, tal como señala McDonald (2009), se considera que los modelos de regresión fraccional (FRM) representan una mejor aproximación al proceso generador de datos, de las mediciones de eficiencia basadas en DEA y en ese sentido deben de ser los que se utilicen para estimar modelos de segunda etapa.

4.5.2 Estimación y resultados de los modelos de segunda etapa

Los modelos estimados que se presentan a continuación toman como variable dependiente a la medida de TE obtenida mediante DEA (VRS) para las empresas distribuidoras de electricidad en Perú entre 1996 y 2014 presentadas en la sección 3.2 de este Capítulo. Como variables predeterminadas se considera a una serie de variables que podrían explicar la eficiencia. La primera de ellas representa la estructura del negocio, para ello se consideró una variable que mide la proporción de las ventas de baja tensión respecto a las de media tensión para cada empresa (LV/MV). Esta variable refleja la relevancia

de la actividad residencial o industrial dentro del área de concesión a cargo de la distribuidora.⁵³ La preponderancia de redes de baja tensión indica que la escala del negocio es residencial, cuyas redes son de menor costo unitario. En ese sentido, es esperable que la relación entre esta variable y la eficiencia sea directa.

La segunda representa el stock de inversión por cliente inversión por cliente (K/N), que de cierta manera representa la densidad de la red de la empresa, ya que, a mayor stock de capital por cliente, menor densidad de la red.⁵⁴ Es esperable una relación inversa entre esta variable y la eficiencia.

La tercera variable, selva, explica el hecho de que la empresa de distribución este ubicada en la Amazonía, con los elevados costos de operación y mantenimiento asociados a la distancia y lo inaccesible que es la selva pues, de este hecho, se deriva la necesidad del transporte fluvial y que la empresa distribuidora también posea la actividad de generación⁵⁵ (esto es típico de las redes de distribución que están aisladas de la red nacional interconectada).

La cuarta variable, sierra, toma el valor de uno cuando la empresa se encuentra principalmente en la cordillera de los Andes y refleja la dificultad de transporte terrestre, más no la distancia geográfica para efectos de operación y mantenimiento. Tanto en selva como en sierra las densidades de las redes son muy bajas, pues se tratan principalmente de zonas rurales, en especial la sierra pues las zonas rurales de la selva se encuentran desconectadas.⁵⁶

Mediante el uso de dos variables discretas geográficas: selva y sierra, hemos tratado de representar las características tales como la orografía, la altitud, la lluvia, la temperatura, entre otras. Es esperable que estas variables se relacionen de forma inversa con la eficiencia, en la medida que las dificultades geográficas exigen mayores costos unitarios.

⁵³ Otra opción habría sido la de considerar las variables que miden la participación de los sectores industrial y comercial en relación con el PIB de cada departamento. Sin embargo, ya que hay empresas que distribuyen a más de un departamento, y más de una empresa que distribuye a un departamento, esta opción se descartó.

⁵⁴ Se necesita menor inversión por cliente en las zonas urbanas de mayor densidad, en comparación con una de baja densidad, las zonas rurales, donde se requiere mayor inversión por cliente.

⁵⁵ La regulación exige a las empresas que llevan a cabo dos o más actividades en el sector eléctrico (generación, transmisión o distribución) que lleven una contabilidad separada. Los datos utilizados en el análisis en estos casos sólo corresponden a las unidades de distribución eléctrica.

⁵⁶ La cobertura en las zonas rurales de país es del 76% en la actualidad (septiembre de 2015), pero recién en el 2010 fue de 50%. Siendo las localidades de la selva y sierra la mayor parte de las zonas rurales no atendidas.

Por último, se consideró una variable cualitativa para evaluar la reforma de la industria, es decir, las empresas reformadas (aquellas que fueron privatizadas) toman un valor de 1 y las que no fueron privatizadas toman un valor de cero.⁵⁷ A efectos de esta investigación una empresa reformada es aquella que estuvo en algún momento del periodo de análisis bajo la gestión de una empresa privada, por ejemplo, las empresas Electro Norte, Electro Centro, Electro Noroeste e Hidrandina se consideran empresas reformadas pues fueron privatizadas por casi dos años y medio a pesar que luego regresaron a ser de propiedad del Estado, pues en este breve periodo se hicieron importantes cambios de gestión, uno de ellos que funcionaron como un holding, situación de excepción que se mantuvo luego de su retorno al Estado en 2001, hoy se denomina el holding estatal Distriluz. Nuestra hipótesis principal es que la relación entre la variable reforma y la eficiencia es positiva, en la medida que el proceso de reformas permitió mejorar de forma importante la gestión de las empresas que eran previamente estatales, las cuales no tienen como objetivo la maximización del beneficio, dada la naturaleza política de la designación de sus gestores, en la experiencia peruana. En el cuadro 4.6 se resumen las estadísticas descriptivas de las variables empleadas en los modelos analizados.

Cuadro 4. 6. Estadísticos descriptivos de las variables del modelo de segunda etapa

Variable	TE (VRS)	LV/MV	I/N	Selva	Sierra	Propiedad	Reforma
Promedio	0.935	1.934	1.482	0.462	0.154	0.352	0.563
Mínimo	0.557	0.584	0.726	0	0	0	0
Máximo	1.000	5.720	4.573	1	1	1	1
Desviación Estandar	0.107	1.073	0.587	0.500	0.362	0.479	0.497

TE: TE; VRS: VRS; I/ N: Inversión por cliente; LV/MV: Proporción de ventas de baja tensión respecto a media tensión; Selva: Variable dummy que toma valor 1 si la empresa distribuidora se ubica en la selva y 0 en otros casos; Sierra: Variable dummy que toma valor 1 si la empresa distribuidora se ubica en la selva y 0 en otros casos; Propiedad: Variable dummy que toma valor 1 si es de propiedad privada y 0 si es pública y Reforma: Variable dummy que toma valor 1 si la empresa distribuidora fue privatizada entre 1996 y el 2014.

Del mismo modo, en el cuadro 4.7, se aprecian las correlaciones simples entre las variables utilizadas en este capítulo, en especial las correlaciones entre las variables inputs y las variables explicativas de la eficiencia (valores sombreados en el cuadro). Estos valores, en su gran mayoría, caen dentro de los valores que Banker y Natarajan (2008)⁵⁸ consideran que no afectan la validez de los parámetros

⁵⁷ También se probó la variable propiedad, pero no mostró buen resultado en comparación de la variable reforma, al igual que lo obtenido con la prueba no paramétrica de Mann Whitney.

⁵⁸ Banker y Natarajan (2008), pag. 56, utilizando simulaciones Montecarlo plantean que valores de correlaciones simples entre -0.2 y +0.4 no tienen un impacto adverso en los parámetros estimados de los modelos de segunda etapa, utilizando OLS.

obtenidos en los modelos de segunda etapa. Sin embargo, la variable reforma muestra correlaciones que caen fuera del intervalo sugerido, razón por la cual se considera necesario implementar estimaciones de los parámetros mediante bootstrap en todos los modelos, con la finalidad de mejorar la eficiencia de los estimadores y su consistencia.

Adicionalmente al problema de las correlaciones antes señalado, subsiste el problema conceptual asociado al intervalo unitario y a la concentración de los datos entorno al valor 1 y, en ese sentido se recoge la recomendación de McDonald (2009), respecto de la utilización de los modelos FRM desarrollados por Papke y Wooldridge (1996) para la estimación de modelos de segunda etapa, tal como desarrollan Ramalho et. al (2010).

En el cuadro 4.8, se presentan las estimaciones realizadas mediante OLS (pool data), efectos fijos y aleatorios (panel data) del modelo logarítmico sugerido por Banker y Natarajan (2008) utilizando bootstrap para mejorar la eficiencia y realizar inferencias adecuadas sobre el modelo de segunda etapa. Además, se muestra el modelo Tobit con bootstrap y el modelo Tobit corregido con bootstrap por el algoritmo # 1 sugerido por Simar y Wilson (2007).⁵⁹

Por su parte, el cuadro 4.9 contiene los resultados de la estimación de modelos FRM en sus cuatro especificaciones: logit, probit, loglog y cloglog utilizando el código desarrollado por Ramalho et. al (2010).⁶⁰

Lo relevante para este trabajo de investigación es que, al margen de las ventajas y limitaciones que cada modelo econométrico analizado tiene, la relevancia global de los modelos estimados es apropiada y la hipótesis de una relación positiva entre las reformas emprendidas en 1993 y la mejora en la TE de las empresas distribuidoras de electricidad se valida al 1% de confianza en 7 de los 9 modelos estimados (véase cuadros 4.8 y 4.9) y en los otros dos modelos se valida a menos del 5% de confianza.

⁵⁹ Basado en el código implementado en Stata por Wolszczak-Derlacz J. y Parteka A. (2011)

⁶⁰ Ramalho: <http://evunix.uevora.pt/~jsr/#Code>

Cuadro 4. 7. Matriz de correlaciones simples de variables utilizadas en el modelo.

		y1	y2	x1	x2	x3	θ	z1	z2	z3	z4	z5
		clientes	ventas	empleo	perdidas	fnk94	vrs	bt_mt	fnk94xcliente	sierra	selva	reforma
y1	clientes	1										
y2	ventas	0,904	1									
x1	empleo	0,8748	0,8318	1								
x2	perdidas	0,9202	0,9534	0,879	1							
x3	fnk94	0,9565	0,9376	0,8581	0,9253	1						
θ	vrs	0,3213	0,2699	0,1725	0,2276	0,2178	1					
z1	bt_mt	0,0163	-0,1662	0,0428	-0,1672	-0,0255	0,1529	1				
z2	fnk94xcliente	-.0912	0,0459	-0,0556	0,0316	0,1104	-0,5401	-0,0649	1			
z3	sierra	-0,297	-0,2004	-0,2862	-0,223	-0,2157	-0,0159	0,3850	-0,1782	1		
z4	selva	-0,1842	-0,3431	-0,1518	-0,3263	-0,2136	-0,5118	-0,1312	0,5344	-0,4082	1	
z5	reforma	0,4801	0,4266	0,4249	0,4146	0,4337	0,3469	-0,2471	-0,1935	-0,2935	-0,4271	1

Cuadro 4. 8. Modelos de segunda etapa estimados I ⁶¹

Variable	OLS	Fixed Effect	Random Effect	Tobit		Tobit
	Bootstrap	Bootstrap	Bootstrap	Coficiente	Efectos Marginales	Simar-Wilson Coficiente
Constante	-0.016 (-0.582)	-0.096 (-1.397)	-0.081 (-1.051)	0.923 (29.902)		0.105 4.780118
LV/MV	0.016 (2.484)	0.029 (1.109)	0.026 (1.107)	0.023 (2.666)	0.013 (2.610)	0.039 2.3055
K/N	-0.076 (-4.477)	-0.066 (-3.198)	-0.067 (-3.964)	-0.052 (-5.375)	-0.030 (-4.720)	-0.097 -5.078705
Sierra	0.005 (0.275)	-	0.015 (0.221)	0.010 (0.251)	0.006 (0.250)	0.013 0.1719915
Selva	-0.077 (-2.543)	-	-0.047 (-0.526)	-0.042 (-0.901)	-0.027 (-0.830)	-0.088 -0.9454697
Tendencia	0.002 (1.9)	0.002 (1.1)	0.002 (1.044)	0.002 (2.223)	0.001 (2.170)	0.003 2.040118
Reforma	0.052 (3.284)	0.109 (1.638)	0.099 (1.629)	0.084 (4.466)	0.049 (4.160)	0.144 3.899128
Log-likelihood	247.97	321.37	-		343.71	343.71
ρ	0.423*	0.480	0.518		0.423	0.423
χ^2		14.77	21.151		108.692	108.692
Bootstrap replications	1000	1000	1000		1000	1000

Nota:

*En el caso de la estimación OLS se muestra el R².

K/N: Capital por cliente; LV/MV: Proporción de ventas de baja tensión respecto a media tensión; Selva: Variable dummy que toma valor 1 si la empresa distribuidora se ubica en la selva y 0 en otros casos; Sierra: Variable dummy que toma valor 1 si la empresa distribuidora se ubica en la sierra y 0 en otros casos; Reforma: Variable dummy que toma valor 1 si la empresa distribuidora fue privatizada entre 1996 y el 2014.

Los valores que aparecen entre paréntesis, debajo de cada parámetro estimado, corresponden al estadístico "z"

⁶¹ En los modelos OLS, FE y RE la variable dependiente, siguiendo a Banker y Natarajan (2008) es el logaritmo natural de la medición DEA-VRS. En el resto de modelos estimados, la variable dependiente es el nivel de la variable DEA-VRS.

Cuadro 4. 9. Modelos de segunda etapa estimados II

Variable	Logit		Probit		LogLog		Cloglog	
	Coefficiente	APE	Coefficiente	APE	Coefficiente	APE	Coefficiente	APE
Constante	2.300		1.410		2.300		1.030	
	7.056		8.334		7.402		8.451	
LV/MV	0.396	0.023	0.202	0.023	0.350	0.022	0.149	0.023
	3.266	2.95	3.595	3.44	2.94	2.81	3.924	3.95
I/N	-0.502	-0.029	-0.310	-0.036	-0.418	-0.026	-0.293	-0.045
	-3.001	-2.96	-3.555	-3.52	-2.686	-2.59	-4.191	-4.26
Sierra	0.224	0.013	0.066	0.008	0.260	0.016	0.014	0.002
	0.85	0.81	0.483	0.52	1.019	1.04	0.144	0.14
Selva	-0.322	-0.019	-0.167	-0.019	-0.298	-0.019	-0.134	-0.021
	-0.986	-1	-1.031	-1.05	-0.969	-1.02	-1.134	-1.11
Tendencia	0.031	0.002	0.013	0.002	0.029	0.002	0.008	0.001
	1.427	1.41	1.298	1.25	1.444	1.45	1.114	1.14
Reforma	1.140	0.067	0.556	0.065	1.100	0.069	0.400	0.062
	4.34	4.16	4.223	4.62	4.192	4.4	4.513	4.7
Log-likelihood	-44.886		-44.620		-45.029		-44.331	
R ²	0.366		0.379		0.379		0.358	
Bootstrap replications	1000		1000		1000		1000	

Nota:
 K/N: Inversión por cliente; LV/MV: Proporción de ventas de baja tensión respecto a media tensión; Selva: Variable dummy que toma valor 1 si la empresa distribuidora se ubica en la selva y 0 en otros casos; Sierra: Variable dummy que toma valor 1 si la empresa distribuidora se ubica en la sierra y 0 en otros casos; Reforma: Variable dummy que toma valor 1 si la empresa distribuidora fue privatizada entre 1996 y el 2014.
 Los valores que aparecen entre paréntesis, debajo de cada parámetro estimado, corresponden al estadístico "z"

Esto se refuerza si consideramos que el proceso generador de datos parece ser mejor representado por el modelo planteado por Papke y Wooldridge en 1996, tal como sugiere McDonald (2009):

“I then argue (in Section 9) that DEA efficiency scores are not generated by a censoring DGP. They are a particular kind of fractional or proportional data. Tobit can be appropriate when the dependent variable data are generated by a censoring DGP, but is inappropriate when the data are fractional data.

...

For a more refined analysis, the gold standard is the QMLE procedure based on a (PW,1996). It is an asymptotically efficient method (within a broad class of estimators), but requires special computer programming and demands greater statistical expertise.” (P. 792-793).

“One way of overcoming some of the difficulties of DGP (4) is to transform $x_i\beta$ to produce models similar to logit and probit in the binary choice situation. The logit-like transformation of (4) would be $y_i = G(x_i\beta) + \mu_i$, where $G(\cdot)$ is the logistic cumulative distribution function. These models can then be estimated by non-linear least squares allowing for heteroskedasticity.

Papke and Wooldridge’s (PW, 1996) QMLE approach is an attractive alternative that provides robust estimates and testing procedures which are asymptotically efficient within a class of estimators (essentially all weighted non-linear estimators).” (P. 795)

De forma que los modelos que deberían de ser utilizados en el análisis de segunda etapa son los propuestos por Papke y Wooldridge (1996) presentados en el cuadro 4.9, donde se observa que en todos los modelos la variable Reforma muestra relación directa con la eficiencia con una elevada relevancia individual, lo que valida la hipótesis principal de este trabajo de investigación.

Como se aprecia en el cuadro 4.9, la variable reforma, el ratio ventas de baja tensión respecto ventas de media tensión y el ratio de stock de capital por cliente son significativas individualmente, en los cuatro modelos FRM. Esto indicaría que las empresas con una alta proporción de clientes con red de baja tensión, clientes residenciales, son más eficientes que las empresas con una preponderancia de clientes con red de media tensión (usuarios industriales y comerciales). Respecto al stock de capital por

cliente, esta resultó significativa individualmente y con signo negativo. Es decir, que un mayor stock de capital por cliente reduce la eficiencia relativa, lo cual se explica por la mayor inversión por cliente que se realiza en zonas rurales o urbanas con una red de baja densidad, donde no es posible aprovechar las economías de densidad.

Como se aprecia en el Cuadro 4.9, los signos de la variable sierra no es el esperado mientras que si lo es el de la variable selva, pero ninguna de las dos variables es relevante de forma individual, por lo que no se puede rechazar que su coeficiente sea cero. Esto indica que ambas variables no son relevantes como explicativas de la eficiencia de las empresas distribuidoras de electricidad en el Perú.

Del mismo modo, el signo de la variable tendencia en todas especificaciones del modelo es positivo, lo cual señala que la medición de TE crece a lo largo del tiempo. Sin embargo, la relevancia individual de esta variable no es elevada en todos los modelos estimados: solo en 3 modelos esta variable es relevante, en el resto de los modelos la variable tendencia no es relevante de forma individual. El cuadro 4.9 muestra que, para todas las especificaciones consideradas, los parámetros estimados asociado a la variable “reforma” tienen signo positivo y en todos los modelos estimados es considerada como una variable relevante. Esto muestra que las empresas de distribución después de haber sido reformadas han presentado mayor TE, lo cual evidencia una correlación positiva entre las reformas y la eficiencia en las empresas de distribución eléctrica en el Perú.

Esta evidencia empírica favorable a las reformas no es una evaluación de los aspectos positivos del régimen de propiedad en sí misma ni tampoco de alguna relación causal. Esto se relaciona con las características diferenciadas del entorno institucional en el que las empresas privadas y estatales operan en el Perú. En el marco de gobierno corporativo, las empresas privadas deben rendir cuentas a sus accionistas minoritarios de sus actividades (gestión), mientras que no se enfrentan a restricciones a la inversión en la contratación, la adquisición de servicios o consultorías. Sin embargo, las empresas públicas de distribución tienen que soportar cada vez mayores restricciones administrativas con el fin de invertir, complicados proceso de adquisición de insumos, procesos de auditoría posterior a cargo de las oficinas gubernamentales y un objetivo no relacionado con la maximización de beneficios.

4.6 Conclusiones

El propósito de este capítulo consiste en estimar los niveles de eficiencia relativa en las 14 empresas peruanas de distribución de electricidad durante el período posterior a la reforma de 1993 y verificar si los cambios en estos indicadores se explican por el proceso de reformas llevado a cabo. Para ello se estimaron, dos modelos no paramétricos alternativos, que se diferencian sólo por la forma de medir el capital y la frecuencia de los datos.

Las estimaciones de eficiencia, obtenidos mediante el DEA, así como los cambio en la productividad total, empleando el IM, muestran que las mejoras en la eficiencia y la productividad fueron mayores en los primeros años después de las implementaciones de las reformas en el sector.

La TE, calculada por medio del DEA, muestra que las empresas de gestión privada: Edelnor, Luz del Sur y Edecañete, se ubican en la frontera eficiente durante todo el período. Las empresas de la región norte y centro del Perú, que fueron privatizadas y luego devueltas al Estado, muestran cambios en eficiencia significativos y positivos, incluso después de que fueran devueltas⁶². Por lo tanto, se concluye que el proceso de reforma, a través de la privatización, ha traído consigo una mejora en la asignación de recursos, es decir, las empresas reformadas lograron una mayor eficiencia, a pesar de que algunas de ellas han regresado posteriormente a la propiedad estatal.

Con respecto a la PTF, los IM calculados para el período 1996-2014, muestran que el cambio en la PTF promedio anual es de 3.4% y la mayor proporción del cambio, el 3.1%, es explicado por cambios tecnológicos. Por el contrario, los cambios en productividades asociados a eficiencia de escala y de eficiencia técnica pura fueron mínimos e irrelevantes durante el período analizado.

Dada la dinámica de baja tecnología de esta industria, es razonable suponer que los aumentos de productividad logrados a través de los cambios tecnológicos se explican por el proceso de reforma, lo que implica que habría existido un contexto exógeno que era más favorable para el desarrollo de las empresas de propiedad privada y estatal. El cambio tecnológico ha sido positivo para todas las

⁶² Electro Centro se ubicó siempre en la frontera eficiente durante todo el periodo.

empresas excepto en Puno. Los problemas específicos que enfrentó esta empresa, como ya se ha mencionado, se debieron a la escisión de Electro Sur Este, las dificultades de gestión, la baja densidad del área de concesión, los bajos ingresos de los clientes y las elevadas pérdidas de energía en las redes de distribución.

Los cambios en productividad asociados a eficiencia técnica han sido mucho más modestos y satisfactorios para todas las empresas, con la excepción de Electro Puno, Electro Sur Este, Electro Sur, Electro Ucayali y Edecañete. En los dos primeros casos esto es probablemente debido a su escisión en 1999, mientras que los tres últimos tuvieron un problema de escala.

Los resultados de los nueve modelos alternativos de segunda etapa considerados muestran que la evolución de los niveles de eficiencias de las empresas analizadas está directamente relacionados con la reforma del sector de inicios de los noventa y con la proporción de ventas de baja tensión sobre media tensión, e inversamente relacionada con la inversión por cliente. Las variables asociadas a las dificultades geográficas no muestran ser relevantes para explicar la ineficiencia de las empresas distribuidoras.

El contraste entre empresas reformadas y aquellas que no lo fueron, que se ha llevado a cabo en este trabajo de investigación, tiene como objetivo validar empíricamente la influencia de los diferentes entornos de la institucionalidad pública y privada sobre la eficiencia y productividad en el Perú, donde dicho entorno institucional no permite la autonomía en la gestión de las empresas de distribución eléctrica estatales.

4.7 Referencias

- Abbot, M., Wu, S., 2002. Total factor productivity and efficiency of Australian airports. *Australian Economic Review* 35, 244–260.
- Abbot, M., 2006. The productivity and efficiency of the Australian electricity supply industry. *Energy Economics* 28, 444–454.
- Bagdadioglu, N., Waddams Price, C., Weyman-Jones, T.G., 1996. Efficiency and ownership in electricity distribution: a non-parametric model of the Turkish experience. *Energy Economics* 18, 1–23.
- Balk, B., October 1999. Scale efficiency and productivity change. Paper presented at the 6th European Productivity Workshop. Copenhagen.
- Banker, R.D., Natarajan, R., 2008. Evaluating contextual variables affecting productivity using data envelopment analysis. *Operations Research* 56(1), 48–58
- Caves, D.W., Christensen, L.R., Diewert, W.E., 1982. The economic theory of index numbers and the measurement of input, output and productivity. *Econometrica* 50 (6), 1393–1414.
- Coelli, T., Prasada, D.S., O'Donnell, C., Battese, G., 2005. *An introduction to efficiency and productivity analysis*, Second Edition.
- Dammert, A., Gallardo, J., García, R., 2005. *Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano*. Documento de Trabajo N° 5. Oficina de Estudios Económicos-OSINERGMIN.
- Estache, A., Tovar, B., Trujillo, L., 2004. Sources of efficiency gains in port reform: a DEA decomposition of a Malmquist TFP index for Mexico. *Utilities Policy* 12 (4), 221–230.
- Estache, A., Tovar, B., Trujillo, L., 2008. Are African electricity distribution companies efficient? Evidence from the Southern African Countries. *Energy Policy* 36 (6), 1969–1979.
- Färe, R., Grosskopf, S., Yaisawarng, S., Li, S.K., Wang, Z., 1990. Productivity growth in Illinois electric utilities. *Resources and Energy* 12 (4), 383–398.
- Färe, R., Grosskopf, S., Norris, M., Zhang, Z., 1994. Productivity growth, technical, progress and efficiency change in industrialized countries. *American Economic Review* 84 (1), 66–83.

- Fisher, I., 1922. *The Making of Index Numbers*. Houghton, Mifflin, Boston.
- Giannakis, D., Jamasb, T., Pollit, M.G., 2003. Benchmarking and incentive regulation of quality of service: An application to the UK electricity distribution utilities. DAE Working Paper WP 0408, Department of Applied Economics, University of Cambridge.
- Grifell, E., Lovell, C.A.K., June 1993. Deregulation and productivity decline: The case of Spanish saving banks. Working Paper, Department of Economics, University of North Carolina, 93-02.
- Grifell, E., Lovell, C.A.K., 1999. A generalized Malmquist productivity index. *Sociedad de Estadística e Investigación Operativa* 7, 81–101.
- Grosskopf, S., 1993. Efficiency and Productivity. In: Fried, H., Lovell, C.A.K., Schmidt, S., (Eds.), Oxford University Press, Oxford, 160–194.
- Gstach, D., 1998. Another approach to data envelopment analysis in noisy environments: DEA. *Journal of Productivity Analysis* 9, 161–176.
- Hattori, T., Jamasb, T., Pollit, M.G., 2003. The performance of UK and Japanese electricity distribution system 1985–1998: a comparative efficiency analysis. DAE Working Paper WP 0212, Department of Applied Economics, University of Cambridge.
- Hjalmarsson, L., Veiderpass, A., 1992. Productivity in Swedish electricity retail distribution. *Scandinavian Journal of Economics* 94 (Supplement), 193–205.
- Hoff, A., 2007. Second stage DEA: comparison of approaches for modelling the DEA score. *European Journal Operations Research* 181, 425–435.
- Jamasb, T., Pollitt, M., 2003. International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. *Energy Policy* 31, 1609–1622.
- Jamasb, T., Mota, R., Newbery, D., Pollitt, M., 2005. Electricity sector reforms in developing countries: a survey of empirical evidence on determinants and performance. *World Bank Policy Research Working Papers* N° 3549.
- Kneip A., Park, B.U., Simar, L., 1998. A note on the convergence of nonparametric DEA estimators for production efficiency scores. *Econometric Theory* 14, 783–793.

- Lovell, C.A.K., 1993. Production frontier and productivity efficiency. In: Fried, H.O., Malmquist, S., 1953. Index number and indifference surfaces. *Trabajos de Estadística*, 4, 209–242.
- McDonald, J., 2009. Using least squares and tobit in second stage DEA efficiency analyses. *European Journal Operations Research* 197(2), 792–798.
- Malmquist, S., 1953. Index number and indifference surfaces. *Trabajos de Estadística* 4, 209–242.
- Miliotis, P., 1992. Data envelopment analysis applied to electricity distribution districts. *The Journal of Operational Research Society* 43 (5), 549–555.
- Motta, R.L., 2004. Comparing Brazil and USA electricity distribution performance: What was the impact of privatization? DAE Working Paper WP 0423, Department of Applied Economics, University of Cambridge.
- Neuberg, L., 1977. Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems. *Bell Journal of Economics* 8 (1), 303–323.
- Nishimizu, M., Page, J.M., 1982. Total factor productivity growth, technological progress and technical efficiency change: dimensions of productivity change in Yugoslavia. *Economic Journal* 92, 920–936.
- Papke, L.E., Wooldridge, J.M., 1996. Econometric methods for fractional response variables with an application to 401(k) plan participation rates. *Journal of Applied Economics* 11(6), 619–632
- Perez-Reyes, R., Tovar, B., 2008. Medición de la eficiencia y cambio en la productividad de las empresas distribuidoras de electricidad en Perú después de las reformas. FUNCAS, Documento de Trabajo N° 425.
- Perez-Reyes, R., Tovar, B., 2009. Measuring efficiency and productivity change (PTF) in the Peruvian electricity distribution companies after reforms. *Energy Policy* 37, 2249–2261.
- Pollit, M., 1994. Productive efficiency in electricity transmission and distribution systems. Oxford Applied Economics Discussion Paper Series N° 161.
- Pombo, C., Tabora, R., 2006. Performance and efficiency in Colombia's power distribution system: effects of the 1994 reforms. *Energy Economics* 28, 339–369.

- Qassim, R.Y., Corso, G., Lucena, L.S., Thomé, Z.D., 2005. Application of data envelopment analysis in the performance evaluation of electricity distribution: a review. *International Journal Business Performance Management* 7 (1), 60-70.
- Ramalho, E., Ramalho, J.S., Henriques, P., 2010. Fractional regression models for second stage DEA efficiency analysis. *Journal of Productivity Analysis* 34, 239–255.
- Ramos-Real, F., Tovar, B., Iooty, M., Fagundes de Almeida, E., Queiroz, H. 2009, The evolution and main determinants of productivity in Brazilian electricity distribution 1998-2005: an empirical analysis, *Energy Economics*, 31(2), 298–305.
- Ruiz, A., 2002. El proceso de privatizaciones en el Perú durante el período 1991-2002. *Serie Gestión Publica*, 22, ILPES.
- Sanhueza, R.E., 2003. Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del VAD. Tesis Doctoral, Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Scarsi, G., 1999. Local electricity distribution in Italy: Comparative efficiency analysis and methodological cross-checking. Working Paper 16, Fondazione Erico Mattei.
- Simar, L., Wilson, P. W., 2000. Statistical inference in nonparametric frontier models: the state of the art. *Journal of Productivity Analysis* 13, 49–78.
- Simar, L., Wilson, P. W., 2007. Estimation and inference in two stage semi-parametric models of production process. *Journal of Econometrics* 136, 31–64.
- Simar, L., Wilson, P.W., 2011. Two-stage DEA: caveat emptor. *Journal of Productivity Analysis* 36 (2), 205–218.
- Thanassoulis, E., 2002. Comparative performance measurement in regulation: the case of English and Welsh Sewerage Services. *Journal of the Operational Research Society* 53 (3), 292–302.
- Waddams-Price, C., Weyman-Jones, T., 1996. Malmquist indices of productivity change in the UK gas industry before and after privatization. *Applied Economics* 28 (1), 29–39.
- Wang, H., Schmidt, P., 2002. One step and two step estimation of the effects of exogenous variables on technical efficiency levels. *Journal of Productivity Analysis* 18, 129–144.
- Weyman-Jones, T.G., 1991. Productive efficiency in a regulated industry: the area electricity boards of England and Wales. *Energy Economics* 13, 116–122.

- Wolszczak-Derlacz, J., Parteka, A., 2011. Efficiency of European public higher education institutions: a two-stage multicountry approach. *Scientometrics* 89(3), 887–917
- Yu, W., Jamasb, T., Pollit, M., 2007. Incorporating the price of quality in efficiency analysis: the case of electricity distribution regulation in the UK. *Cambridge Working Papers in Economics* N° 0736.

Capítulo V

Medición de la eficiencia y la productividad de las empresas distribuidoras de electricidad en Perú después de las reformas: 1996-2014: Enfoque paramétrico

5.1 Introducción⁶³

En el capítulo anterior se ha estimado la eficiencia y la productividad de las empresas peruanas distribuidoras de electricidad en el periodo 1995-2014 utilizando técnicas no paramétricas. Además, también se realizó un análisis de segunda etapa con el propósito de arrojar luz sobre los posibles determinantes de los niveles de ineficiencia estimados, entre los que se encontraba el proceso de reforma emprendido en la industria en 1993.

En este capítulo se procederá a realizar un análisis similar pero utilizando en esta ocasión un enfoque paramétrico lo que permitirá complementar el análisis efectuado en el capítulo anterior. De nuevo el objetivo principal es analizar la productividad (y su descomposición) y la TE de las empresas distribuidoras de electricidad del Perú durante el período 1996-2014, para determinar si las reformas de 1993 han alcanzado uno de sus objetivos, mejorar la eficiencia de las empresas distribuidoras; y evaluar la influencia de determinadas variables explicativas en la eficiencia de las empresas. La hipótesis de partida es que los resultados deberían estar en línea con los obtenidos bajo un enfoque no paramétrico que de verse satisfecha contribuirá a la robustez de las conclusiones y recomendaciones de política extraídas a partir de ellas.

Con el propósito de facilitar la comparación el análisis se efectuará a partir de la misma base conformada 14 empresas de distribución observadas en el periodo 1996-2014. Como ya se comentó en el capítulo anterior, estas empresas representan casi la totalidad del sector de distribución eléctrica del Perú tal es así que, para el año 2014, conjuntamente representan, el 94,2% de las ventas, el 95,8% de los clientes y 95,8% del empleo.

⁶³ Este capítulo es una versión actualizada al 2014 y sustancialmente modificada de Pérez-Reyes y Tovar (2010).

El objetivo de este capítulo es plantear un modelo econométrico para estudiar los efectos ocasionados sobre la TE de las reformas ocurridas en el sector de distribución eléctrico peruano en el periodo temporal estudiado. Con este objetivo, en este trabajo se especifica un modelo que, basado en el pionero de Battese y Coelli (1995)⁶⁴ descrito en el capítulo 2, ofrece la posibilidad de analizar los determinantes de la evolución de la ineficiencia de una unidad productiva en términos de un conjunto de variables explicativas que, además, pueden variar en el tiempo.

A diferencia del modelo no paramétrico que requiere estimar un modelo en dos etapas para analizar cuáles son los determinantes de la eficiencia, en el modelo de Battese-Coelli (1995) esto se realiza en una etapa. Tanto Wang y Schmidt (2002) como Banker y Natarajan (2008) plantean que un modelo paramétrico estimado en dos etapas tiene sesgo, en la medida que el estimador de TE tiende a la media, ambos autores mediante simulaciones montecarlo muestran evidencia de lo relevante del sesgo de un modelo paramétrico en dos etapas y recomiendan que se estime en una sola etapa.

Por tanto, con este modelo la estimación de la frontera y de la ecuación de los determinantes de la eficiencia se realiza conjuntamente evitando así los problemas derivados de la estimación en dos etapas. Además, dado que el modelo permite que la ineficiencia, así como sus determinantes, varíen en el tiempo, el modelo es apropiado para los objetivos propuestos en este capítulo. Por último, la metodología propuesta permite explicar la ineficiencia técnica a nivel de empresa a través de un conjunto de variables al tiempo que, se diferencian los componentes de ineficiencia de otros factores aleatorios que están fuera del control de las empresas de distribución.

Adicionalmente, sobre la base de la estimación de la función paramétrica se realizará una estimación del IM paramétrico, siguiendo la descomposición propuesta por Orea (2002), de forma que se pueda tener una medición paramétrica del cambio en la PTF, así como su descomposición.

⁶⁴ Aunque es modelo finalmente seleccionado explica la ineficiencia a través de la modelización de la media se realizaron estimaciones del modelo no sólo modelizando la media del término de ineficiencia sino también su dispersión (varianza) o ambas; utilizando en todos los casos las mismas variables de la modelación de la media, pero en todos los modelos estimados los resultados obtenidos fueron irrelevantes de forma individual para cada una de las variables utilizadas.

5.2 Datos

La definición de outputs e inputs que se va a utilizar en la estimación del modelo paramétrico es la misma que se utilizó en el capítulo anterior y que está basada en la revisión de la literatura presentada en el capítulo 3 (véase sección 3.2), y cuya descripción detallada se encuentra en la sección 4.2 del capítulo anterior por lo que en este capítulo sólo nos limitaremos a recordar la estadística descriptiva asociada a las mismas y que se presenta en el cuadro 5.1.

Cuadro 5. 1. Resumen Estadístico de la Muestra

Variables	Unidad	Promedio	Máximo	Mínimo	Desv. Est.
<i>Outputs</i>					
Ventas	MWh	971,650	7,185,542	33,327	1,553,483
Clientes	Número	302,945	1,293,552	19,743	280,244
<i>Inputs</i>					
Trabajadores	Número	264	787	19	188
Capital	Miles de Soles (*)	434,214	2,088,524	22,784	460,151
Pérdidas	MWh	96,808	536,922	4,675	121,545
<i>Determinantes de la eficiencia y/o variables de entorno</i>					
Capital/Clientes	Miles de soles (*)	1.482	4.573	0.726	0.578
LV/MV	Porcentaje	2.035	6.175	0.584	1.224
Reforma	Dummy	0.523	1	0	0.500
Reforma*Tendencia	Catórica	5.620	19	0	6.530
Clientes libres	Dummy	0.444	1	0	0.498
Clientes regulados	Dummy	0.214	1	0	0.411
Costa	Dummy	0.357	1	0	0.480
Sierra	Dummy	0.500	1	0	0.501
Selva	Dummy	0.143	1	0	0.351

Nota: Inversión: Inversión por cliente; Selva: Variable dummy que toma valor 1 si la empresa distribuidora se ubica en la selva y 0 en otros casos; Reforma: Variable dummy que toma valor 1 si la empresa distribuidora fue privatizada entre 1996 y el 2014.

(*) A valores constantes de 1994

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía de Perú, OSINERG. Pliegos Tarifarios. Elaboración propia.

En el cuadro 5.1 también se han incluido las variables que se postulan como posibles determinantes de la TE y/o variables de entorno, éstas últimas incluidas al objeto de capturar la heterogeneidad de las empresas distribuidoras⁶⁵. Concretamente, aunque se probaron un importante número de variables el mejor ajuste se logró con el modelo que incluía las variables que se detallan a continuación.

Como variables de entorno, se incluyeron un conjunto de variables dummy que se hacen cargo de la situación geográfica⁶⁶ de la empresa. La primera, la variable costa, refleja el hecho que la empresa distribuidora este ubicada en la costa, con la consiguiente facilidad de transporte y geografía benigna. La segunda, la variable selva, refleja el hecho de que la empresa de distribución este ubicada en la Amazonía y asimismo que la empresa distribuidora también posee la actividad de generación⁶⁷ (esto es típico de las redes de distribución que están aisladas de la red nacional interconectada). La tercera, la variable sierra, identifica a las empresas que están en los Andes, lo que implica dificultades geográficas y climatológicas (elevada variabilidad de temperatura)⁶⁸. Además, otras dos variables tratan de capturar las diferencias derivadas del tipo de clientes. En concreto, la variable clientes libres en alta tensión representa a aquellos clientes cuya demanda de potencia es superior a 2.5 MW pero que además son atendidos mediante una línea de alta tensión, lo que implica que tienen instalada una subestación de transformación además de la red. Por su parte, la variable clientes regulados en alta tensión, representa a aquellos clientes que son regulados, por tener una potencia contratada menor a 2.5 MW pero que debido a su ubicación geográfica sólo pueden ser atendidos mediante una línea de transmisión de alta tensión. Las dos variables antes mencionadas tratan de clientes industriales.

Por lo que se refiere a los determinantes de la eficiencia⁶⁹ las que proporcionaron un mejor ajuste del modelo fueron las siguientes. La primera de ellas es el stock de capital por cliente (K/N), que de cierta manera representa la densidad de la red de la empresa, ya que, a mayor capital por cliente, menor

⁶⁵ Con la finalidad de tratar el problema de heterogeneidad lo ideal habría sido incorporar una variable dummy para cada empresa estudiada. Sin embargo, como se comentará en detalle en la siguiente sección, esta opción tuvo que ser descartada debido a problemas de convergencia del modelo.

⁶⁶ La geografía del Perú presenta zonas con características geográficas (la orografía, la altitud, la lluvia, la temperatura, etc) bien diferenciadas que pueden condicionar el desempeño de las empresas.

⁶⁷ Respecto a la regulación de las LCE empresas, que llevan a cabo dos o más actividades en el sector eléctrico (generación, transmisión o distribución) debe llevar una contabilidad separada. Los datos utilizados, las entradas o salidas, sólo corresponde a las unidades de distribución eléctrica.

⁶⁸ La tercera categoría, la variable sierra, se omite para evitar problemas de multicolinealidad.

⁶⁹ De forma consistente con el modelo no paramétrico se consideraron también las dummies geográficas y la variable que mide la proporción de las ventas de baja tensión respecto a las de media tensión para cada empresa, BT/MT, pero en todas las estimaciones dichas variables reportaban un bajo nivel de relevancia individual, razón por la que no fueron consideradas en la estimación.

densidad de la red⁷⁰ por lo que se espera que su influencia sobre la ineficiencia sea positiva, es decir, que a mayor valor de este ratio mayor sea también el nivel de ineficiencia.

La segunda variable es una variable cualitativa para contrastar el efecto de la reforma en la TE de las empresas. Dicha variable hace referencia a las empresas que fueron privatizadas, con independencia de que volvieran o no a manos del Estado⁷¹. Por último, también se introduce el cruce de la variable reforma con la tendencia temporal con el propósito de contrastar como ha afectado el paso del tiempo a la influencia de la variable reforma sobre los niveles de ineficiencia estimados.

5.3 Determinantes de la ineficiencia: modelo paramétrico

Los primeros estudios empíricos que intentan explicar las causas de la ineficiencia empleando estimaciones paramétricas de SF incluyen, entre otros, el de Pitt y Lee (1981) y Kalirajan (1990). Estos autores utilizaron una metodología en dos etapas, donde en la primera se realizan estimaciones de ineficiencia técnica y luego en la segunda etapa se trata de determinar las causas mediante el uso de una regresión. Sin embargo, estos modelos en dos etapas han mostrado problemas de consistencia⁷², lo que ha dado lugar a otras metodologías propuestas, donde las ineficiencias se expresan como una función de un vector de variables de la empresa y el error aleatorio.

Por su parte Battesse y Coelli (1995)⁷³ propusieron un modelo similar al de Kumbhakar et. al (1991), con la excepción de considerar eficiencia asignativa. Esto permite variaciones en el tiempo de las ineficiencias estimadas y el uso de datos de panel. En este trabajo de investigación se empleará el modelo propuesto por Battesse y Coelli (1995) con una ligera variación, en lugar de utilizar una FdP se utiliza una función de la distancia, pues esta posee ciertas ventajas en el caso multiproducto, como ya se señaló en el capítulo 2.

⁷⁰ Se necesita menor inversión por cliente en las zonas urbanas de mayor densidad, en comparación con el de baja densidad, las zonas rurales donde se requiere mayor inversión por cliente.

⁷¹ También se han realizado estimaciones con una variable dummy que identifica a las empresas privatizadas de aquellas que no, pero se obtuvo peores resultados. Esto confirmaría nuestra hipótesis de que el proceso de reforma, en vez de el régimen de propiedad, es el factor que determina la eficiencia.

⁷² En la primera etapa las ineficiencias se asumen que son iid con los errores, mientras que en la segunda etapa se considera que sea específico para cada empresa.

⁷³ En este modelo, los parámetros que potencialmente influyen en el nivel de TE se estiman en forma conjunta con los cambios en la TE y el cambio técnico a través del tiempo. Esto nos permite continuar con el supuesto de que los factores que afectan la TE se distribuyen de forma independiente.

En el modelo de Battese y Coelli (1995) se asume que v_{it} son perturbaciones i.i.d., distribuidos como $N(0, \sigma_v^2)$ e independiente de la ineficiencias técnicas. El termino u_{it} es una variable aleatoria no negativa, que toma en cuenta los efectos de ineficiencia en la producción, y asume que se distribuye independientemente de acuerdo a la distribución $N(z_{it}\varphi, \sigma_u^2)$, la cual es truncada en cero, z_{it} es el vector que contiene el conjunto de variables explicativas observables que están asociados con la TE de la empresa, y φ es un vector de parámetros a estimar. Así, la ineficiencia se puede expresar como:

$$(5.1) \quad u_{it} = z_{it}\varphi + w_{it}$$

De acuerdo con Peña et al. (2003):

“... los valores medios correspondientes a las distribuciones normales truncadas no son idénticos para todas las unidades, aunque sí son funciones de las mismas variables y parámetros.” Pag. 52

Siguiendo el enfoque de SF propuesto por Aigner et al. (1977), la función distancia translogarítmica se puede estimar por máxima verosimilitud. Considerando que $e_{it} = v_{it} - u_{it}$. El valor de la función distancia puede ser estimado como:

$$(5.2) \quad D_{it} = E \left[\frac{\exp(u_{it})}{e_{it}} \right]$$

El modelo que se propone estimar en este capítulo presenta dos ligeras variaciones respecto del modelo original propuesto por Battese y Coelli (2005). La primera modificación tiene que ver con tratar de solventar una de las deficiencias reconocidas del modelo de Battese y Coelli (1995). Esta deficiencia se debe a que el modelo de Battese y Coelli (2005) analiza los datos como un pool (Rodríguez-Alvarez y Tovar, 2012) por lo que los efectos específicos al productor (heterogeneidad) podrían ser “confundidos” con ineficiencia. Esto puede ser importante en un sector como el de distribución de electricidad peruano dónde podría haber heterogeneidad inobservable.

De hecho, si esta heterogeneidad existe entre las distribuidoras y no es explícitamente recogida en el modelo podría existir un problema de variables omitidas y los coeficientes estimados de las variables incluidas podrían estar sesgados. Con el propósito de evitar ese inconveniente se intentó estimar el

modelo dentro de una estructura de Modelo de Efectos Fijos introduciendo dummies de empresa para capturar la heterogeneidad no observable. Así, el modelo podría distinguir no sólo entre ruido e ineficiencia, sino también sería capaz de separar la ineficiencia de la heterogeneidad no observada específica e invariante en el tiempo de cada empresa. Desafortunadamente la inclusión de trece dummies creó problemas de convergencia en el modelo por lo que finalmente fueron sustituidas por un número menor de dummies que permitieran capturar, al menos en parte, esa heterogeneidad agrupando a las empresas por sus características más relevantes (situación geográfica y tipo de clientes).

Por otra parte, y debido a que la distribución de electricidad es una actividad multiproducto, se empleará una función de distancia en lugar de utilizar una FdP originalmente propuesta por Battese y Coelli (2005). Para seleccionar la forma funcional de la función distancia a estimar se han contrastado las formas funcionales más frecuentes en el análisis de la eficiencia a través de SF: translogarítmica⁷⁴ y Cobb-Douglas. Los mejores resultados se han obtenido con el modelo que usa una función translogarítmica (ampliamente utilizada por su flexibilidad) por lo que está ha sido la forma funcional finalmente escogida⁷⁵.

Se realizó la estimación de varios modelos, los cuales sólo se diferenciaban en las variables incluidas en la ecuación que explica los factores que determinan la ineficiencia. La primera ecuación del modelo, que se corresponde con la ecuación (3.97) del capítulo tres, es la siguiente función de distancia estocástica translogarítmica orientada al input:

⁷⁴ Las condiciones de simetría y de homogeneidad de grado uno en el precio de los inputs se han impuesto normalizando la función.

⁷⁵ Más adelante, en el cuadro 5.2 se presenta, entre otros, el test de hipótesis que valida la hipótesis de que la función translogarítmica es más adecuada que la Cobb-Douglas en el presente caso de estudio.

$$\begin{aligned}
(5.3) \quad & - \ln x_{it}^n \\
& = \alpha_0 + \sum_{j=1, j \neq n}^p \beta_j \ln \tilde{x}_{it}^j + \sum_{m=1}^q \alpha_m \ln y_{it}^m \\
& + \left(\frac{1}{2} \right) \left[\sum_{j=1, j \neq n}^p \sum_{k=1, j \neq n}^p \beta_{jk} \ln \tilde{x}_{it}^j \ln \tilde{x}_{it}^k + \sum_{m=1}^q \sum_{l=1}^q \alpha_{ml} \ln y_{it}^m \ln y_{it}^l \right] \\
& + \sum_{j=1, j \neq n}^p \sum_{m=1}^q \rho_{jm} \ln \tilde{x}_{it}^j \ln y_{it}^m + \lambda_1 t + 2\lambda_{11} t^2 \\
& + \sum_{j=1, j \neq n}^p \delta_j t \ln \tilde{x}_{it}^j + \sum_{m=1}^q \phi_m t \ln y_{it}^m + \sum_{k=1}^K \psi_k DUM_{it}^k + (v_{it} - u_{it})
\end{aligned}$$

donde $i=1, \dots, N$, $t=1, \dots, T$ y $\tilde{x}_{it}^j = x_{it}^j / x_{it}^n$.

Se han considerado dos outputs: las ventas anuales en MWh, y el número de clientes; y tres inputs: el número de trabajadores, las pérdidas de distribución de energía medido en MWh y el valor monetario del activo capital (Inmueble maquinaria y equipos) para el periodo de análisis a precios de 1994. También se ha incluido un conjunto de variables dummy⁷⁶ que tratan de capturar la heterogeneidad de las empresas distribuidoras⁷⁷. La v_{it} es un término de error simétrico, i.i.d. que tiene media cero y representa a las variables aleatorias que no pueden ser controlados por el operador, u_{it} es un término de error positivo, de un solo lado, que mide la ineficiencia técnica de cada operador, se distribuye de forma independiente de la v_{it} y $(\alpha_0, \beta_j, \alpha_m, \beta_{jk}, \alpha_{ml}, \rho_{jm}, \lambda_1, \lambda_{11}, \delta_j, \phi_m, \psi_k)$ son los parámetros a estimar.

La segunda ecuación del modelo, ecuación (5.4) permite modelar los efectos de ineficiencia técnica, en función de variables específicas de la empresa que se considera pueden influir en la eficiencia de las

⁷⁶ Como ya se comentó, se incluyeron en la frontera cuatro variables dummy que se hacen cargo de la heterogeneidad derivada del tipo de clientes y de la situación geográfica de la empresa. En concreto se incluyeron: dos variables discretas, costa y selva (la omitida para evitar problemas de multicolinealidad es sierra). Por lo que se refiere a clientes se incorporaron dos dummies: clientes libres en alta tensión y clientes regulados en alta tensión.

⁷⁷ Como ya se explicó, con la finalidad de tratar el problema de heterogeneidad observable lo ideal habría sido incorporar una variable dummy para cada empresa estudiada, menos una. Sin embargo, esto hace que los algoritmos de convergencia de los tres métodos utilizados por STATA en sfpánel no converjan. Con la finalidad de tratar la heterogeneidad no observable se optó por incorporar dummies en la frontera que caracterizaran empresas.

empresas de distribución. Específicamente, el mejor modelo se obtuvo con las siguientes tres variables: la inversión por cliente, la reforma y la tendencia en el tiempo.

$$(5.4) \quad u_{it} = \varphi_0 + \delta_1 \left(\frac{Capital_{it}}{Clientes_{it}} \right) + \varphi_2(Reforma_{it}) + \varphi_3(Reforma_{it} * tendencia) + w_{it}$$

donde $i=1, \dots, N$ y $t=1, \dots, T$. El sistema formado por las ecuaciones (4.3) y (4.4) se estima por máxima verosimilitud.

Por último, y antes de presentar los resultados de la estimación, el cuadro 5.2 presenta los test de hipótesis que confirman que el modelo final que se acaba de definir es el preferido frente a una serie de especificaciones alternativas más restrictivas. Todos los test se realizan contra el modelo final.

Cuadro 5. 2. Prueba de Razón de Verosimilitud de otras especificaciones

Hipótesis Nula	Razón de Verosimilitud	Número de Restricciones	Decisión (95%)
$\beta_{jk} = \alpha_{ml} = \rho_{jm} = \lambda_1 = \lambda_{11} = \delta_j = \phi_m = \psi_k = 0$	462.92	16	Rechazo
$\psi_k = 0$	23.5	4	Rechazo
$\gamma = \varphi_0 = \varphi_1 = \varphi_2 = \varphi_3 = 0$	5927.47	5	Rechazo
$\varphi_1 = \varphi_2 = \varphi_3 = 0$	3978.31	3	Rechazo

En primer lugar, se contrastó la conveniencia de incluir variables de entorno en la frontera. El resultado del test (tercera fila del cuadro 5.2) rechaza el modelo restringido (sin variables de entorno) y confirma que el modelo final es una mejor representación de la tecnología. Además, se contrastó si la especificación Cobb-Douglas era una mejor representación de la tecnología que la especificación translogaritmica. De nuevo, como puede verse en la primera fila del cuadro 5.2 la hipótesis nula fue rechazada.

El resto de los test tienen que ver con la especificación de los determinantes de la ineficiencia. Tanto la hipótesis de inexistencia de ineficiencia técnica como de que las variables incluidas como determinantes de la ineficiencia no tienen efecto sobre ella fueron rechazadas, como se observa en la fila tercera y cuarta del cuadro 5.2, respectivamente.

5.4 Medición paramétrica de la TE

Los resultados de la estimación de las ecuaciones (5.3) y (5.4) se presentan en el cuadro 5.3. La primera parte del cuadro 5.3 muestra los parámetros de la función distancia, que han sido estimados por máxima verosimilitud. Las variables se han tomado en desviaciones con respecto a sus medias geométricas. Así, la función estimada es una aproximación en serie de Taylor.

Los coeficientes de primer orden estimados tienen el signo esperado y son significativos. Esto implica que la función distancia estimada cumple con todas las propiedades teóricas (véase capítulo dos). Las condiciones de regularidad que debe presentar una función distancia orientada al input se cumplen en la media de la muestra: los parámetros asociados a los outputs son negativos ya que un aumento en el nivel de producción, *ceteris paribus*, reduce la distancia de la empresa con respecto a la frontera. Además, la inversa de la suma de los parámetros estimados de primer orden para los productos en valor absoluto es uno, lo que indica la existencia de rendimientos a escala constantes en la media de la muestra. Por su parte los parámetros asociados a los inputs son no decrecientes indicando que un aumento de los inputs, *ceteris paribus* (dado el nivel de producción), también aumenta la distancia de la empresa analizada a la frontera. Los valores estimados de los parámetros asociados a la varianza son estadísticamente significativos y el valor estimado para el parámetro γ es 0.942 indicando que los efectos asociados a la ineficiencia son más importantes que los relacionados con el ruido estadístico. Esto señala que la TE tiene un importante rol que jugar en explicar la eficiencia e indica la adecuación de nuestros datos al modelo de SF.

Además, el parámetro de primer orden asociado a la tendencia es positivo y estadísticamente significativo lo que indica la existencia de progreso tecnológico. El resto de los parámetros vinculados a la tendencia son todos estadísticamente significativos con las únicas excepciones del término de tendencia al cuadrado y el cruce de la tendencia con pérdidas. Estos resultados señalan la conveniencia de analizar y descomponer con detalle el cambio técnico, ejercicio que se presenta en la sección 5.5.

Cuadro 5. 3. Estimación de función distancia

Variab	Coefficientes	Desviación estándar	z	P> z	95% Conf. Interval	
<i>Frontera de distancia estocástica</i>						
Constante	-0,006	0,025	-0,230	0,821	-0,054	0,043
Cientes	-0,581	0,043	-13,470	0,000	-0,666	-0,497
Ventas	-0,418	0,036	-11,770	0,000	-0,488	-0,348
Trabajador	0,325	0,030	11,020	0,000	0,267	0,383
Pérdidas	0,343	0,032	10,870	0,000	0,281	0,405
Capital	0,337	0,035	9,760	0,000	0,270	0,405
ClientexCientes	-0,373	0,135	-2,760	0,006	-0,638	-0,108
VentasxVentas	-0,327	0,097	-3,380	0,001	-0,517	-0,137
CientesxVentas	0,358	0,111	3,220	0,001	0,140	0,575
TrabxTrab	-0,305	0,098	-3,120	0,002	-0,497	-0,113
PérdidaxPerdida	-0,022	0,114	-0,190	0,848	-0,246	0,202
CapitalxCapital	-0,108	0,135	-0,800	0,423	-0,373	0,157
TrabxPerdidas	0,100	0,095	1,060	0,289	-0,085	0,286
TrabxCapital	0,183	0,087	2,110	0,035	0,013	0,353
PérdidasxCapital	-0,086	0,089	-0,960	0,337	-0,260	0,089
ClientexTrab	0,177	0,099	1,790	0,074	-0,017	0,372
VentaxTrab	-0,253	0,099	-2,570	0,010	-0,447	-0,060
CientesxPerdida	-0,170	0,092	-1,840	0,066	-0,351	0,011
VentaxPerdida	0,234	0,094	2,490	0,013	0,050	0,417
ClientexCapital	-0,106	0,113	-0,930	0,351	-0,328	0,116
VentaxCapital	0,096	0,091	1,050	0,293	-0,083	0,275
Tendencia	0,027	0,002	11,210	0,000	0,022	0,032
TendenciaxTendencia	0,001	0,001	1,400	0,161	0,000	0,003
TendenciaxCliente	0,027	0,007	4,050	0,000	0,014	0,040
TendenciaxVenta	-0,020	0,006	-3,450	0,001	-0,031	-0,009
TendenciaxTrabajador	0,027	0,005	5,250	0,000	0,017	0,038
TendenciaxPerdida	0,007	0,006	1,160	0,246	-0,004	0,018
TendenciaxCapital	-0,033	0,006	-5,970	0,000	-0,044	-0,022
Dummy costa	0,109	0,028	3,940	0,000	0,055	0,163
Dummy selva	-0,054	0,036	-1,510	0,130	-0,123	0,016
Dummy clientes libres mat y at	0,052	0,023	2,310	0,021	0,008	0,097
Dummy clientes regulados mat y	0,061	0,021	2,850	0,004	0,019	0,103
<i>Estimación de la Eficiencia</i>						
<i>Mu</i>						
Capital/Cientes	2,395	0,482	4,970	0,000	1,451	3,338
Reforma	-58,274	2,792	-20,870	0,000	-63,747	-52,801
ReformaxTendencia	2,980	0,537	5,550	0,000	1,927	4,032
Constante	-1,652	0,501	-3,300	0,001	-2,634	-0,670
<i>Usigma</i>						
Constante	-1,995	0,206	-9,670	0,000	-2,399	-1,590
<i>Vsigma</i>						
Constante	-4,786	0,122	-39,260	0,000	-5,025	-4,547
sigma_u	0,369	0,038	9,690	0,000	0,301	0,452
sigma_v	0,091	0,006	16,410	0,000	0,081	0,103
lambda	4,037	0,038	106,790	0,000	3,963	4,112
Gamma	0,942					
Log(Función de Verosimilitud)	215,560					
Número de Empresas Distribu	14					
Número de Observaciones	266					

Por último, las cuatro variables que permiten diferenciar la tecnología de las empresas de distribución de electricidad, las dummies asociadas a las características de las empresas, resultaron significativas al 1% en el caso de la dummy costa y la dummy clientes regulados en alta tensión; y al 5% la dummy clientes libres en alta tensión. Las tres variables presentan el signo positivo esperado señalando que las empresas que están en la costa, que atienden a clientes regulados y/o clientes libres en alta tensión utilizan menos inputs. Esto puede deberse a que dichos clientes no requieren abastecerse desde la red de baja tensión, ellos más bien operan en las instalaciones de subtransmisión de la empresa distribuidora. Por tanto, se puede concluir que las empresas que se caracterizan por cualquiera de estas tres características tienen ventaja sobre el resto de distribuidoras. Por último, la dummy selva no resultó significativa lo que probablemente se deba al reducido número de empresas de este tipo en la muestra. Estos resultados indican que la inclusión en la estimación de estas variables es adecuada y cumple el objetivo de capturar sino toda, al menos parte de heterogeneidad que pueda existir entre las empresas.

En el cuadro 5.3 también se presentan los resultados de la segunda ecuación del modelo estimado. Estos resultados implican que el nivel de ineficiencia de las empresas de distribución de electricidad de la muestra se explica por las variables consideradas.

El coeficiente estimado asociado a la variable inversión por cliente es positivo y estadísticamente significativo, indicando el menor nivel de eficiencia de las empresas que operan con menor densidad de clientes. Efectivamente, un mayor stock de capital por cliente implica una menor densidad de red y por tanto mayor ineficiencia.

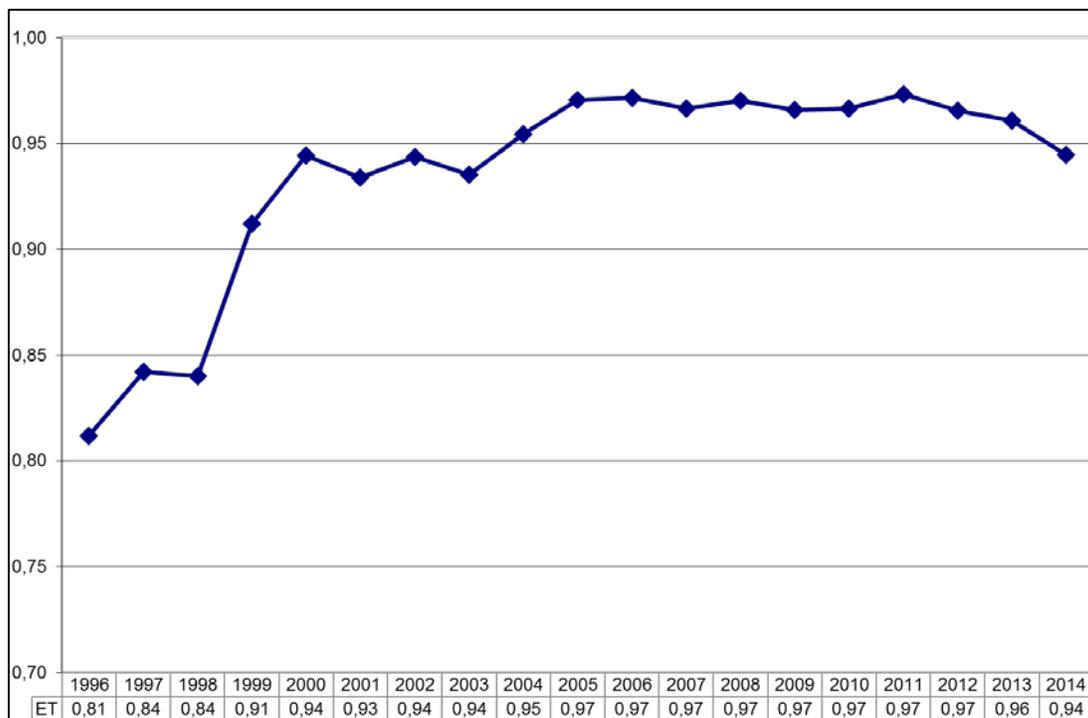
Respecto de las variables que recogen el posible efecto de la reforma en la ineficiencia de las empresas también presentan los signos esperados. En concreto, la variable reforma presenta un signo negativo señalando que las empresas que debido al proceso de reforma pasaron en algún momento a estar en el sector privado (continúen en él o no) presentan un nivel de ineficiencia menor que aquellas que no.

Además, se incluyó una variable cruzada entre reforma y tendencia con el propósito de analizar como el paso del tiempo podría haber afectado al efecto de la reforma. El signo positivo y significativo que el coeficiente asociado a esta variable presenta indica que el efecto beneficioso de la reforma se atenúa con el paso del tiempo. Por último, señalar que también se estimó el modelo incluyendo variables

geográficas como determinantes de la ineficiencia, pero estas variables no mostraron relevancia individual al momento de estimar la media de la TE.

Los resultados, en lo que se refiere a los valores de la TE de las empresas distribuidoras de electricidad en el Perú, se presentan en el gráfico 5.1.

Gráfico 5. 1. TE promedio. Evolución anual (1994-2014)



En el gráfico 5.1 se observa que la TE ha mostrado un comportamiento creciente en el tiempo, con la excepción del 2013 y 2014, donde la TE promedio de la industria ha disminuido a niveles similares al obtenido en el 2003. Pero también es necesario señalar dos hechos relevantes. El primero es que luego de las reformas hubo una importante mejoría en la TE, lo que se refleja en el incremento de 0.81 a 0.91 que experimenta la eficiencia en los primeros cuatro años. El segundo hecho, tiene que ver con el desaceleramiento de la mejoría, el cual se dio hacia el año 2005, desde donde el valor de la eficiencia se mantuvo estable en 0.97.

Después de un levantamiento de la población en el sur del país a inicios de 2002 en oposición a la privatización de dos centrales de generación eléctrica quedó claro que el proceso de privatización no

iba más por su inviabilidad política, lo que tuvo un impacto adverso en el proceso de reformas orientadas hacia el mercado y basadas en iniciativas privadas.

Cuando se analiza el resultado por empresa, en el cuadro 5.4, se aprecia que las empresas reformadas: EdeCañete, Edelnor, Electro Surmedio, ElectroNorte, Electro Noroeste, Electrocentro, Hidrandina y Luz del Sur tienen un nivel de TE más alto. En general, se observa que la eficiencia es elevada en todas las empresas salvo los casos de Electro Oriente, Electro Ucayali y Electro Puno. Las tres empresas tienen áreas de concesión de gran extensión, eso implica que el ratio capital por cliente es elevado y que tienen un elevado número de clientes con consumo promedio inferior a 100 Kwh.

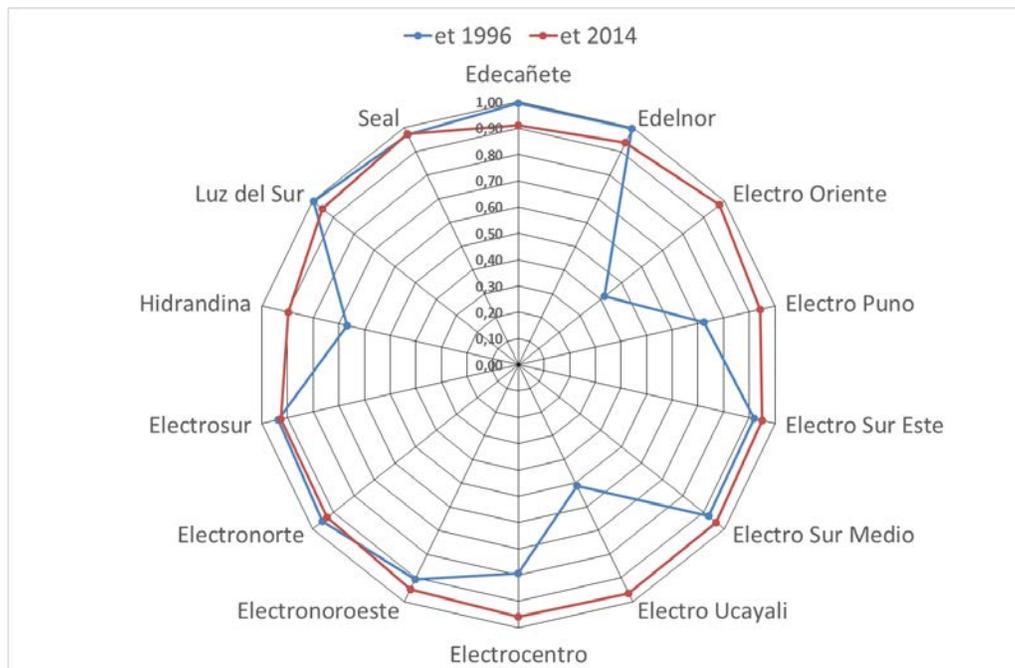
Cuadro 5. 4. TE promedio por empresa. 1996-2014

Empresa	ET
Edecañete	0,98
Edelnor	0,99
Electro Oriente	0,77
Electro Puno	0,90
Electro Sur Este	0,94
Electro Sur Medio	0,98
Electro Ucayali	0,80
Electrocentro	0,96
Electronoroeste	0,96
Electronorte	0,98
Electrosur	0,96
Hidrandina	0,93
Luz del Sur	0,99
Seal	0,97

En el caso de las tres empresas mencionadas, sin embargo, a lo largo del tiempo ha habido importantes mejoras en la TE, a niveles similares a los que muestran las empresas reformadas. Estas últimas más bien tuvieron un comienzo destacado por las mejoras en la eficiencia, pero a lo largo de los años dichas mejoras no sólo se han desacelerado, sino que incluso han mostrado un ligero deterioro.

El gráfico 5.2 refleja la evolución de la TE, entre los dos extremos del periodo de tiempo analizado. Es claro que prácticamente todas las empresas han experimentado mejoras en la TE, incluso las estatales y, en especial, Electro Oriente. En la medida en que el punto de partida era de una elevada ineficiencia para las estatales, en comparación con la privatizadas que experimentaron mejoras desde el inicio del proceso de reformas, sus mejoras tienen tasas de crecimiento mayores (la hipótesis de convergencia tan común en la teoría del crecimiento económico).

Gráfico 5. 2. TE por empresa: 1996 vs 2014



Finalmente, en el cuadro 5.5 se muestran las economías de escala estimadas para todas las empresas y para la industria en su conjunto. Los resultados muestran que la industria opera bajo economías de escala constantes, lo que se traduce en que hay pocas ventajas asociadas al tamaño para la industria en su conjunto. Sin embargo, cuando se observan los resultados por empresa, se constata que algunas empresas están operando con economías de escala, aunque la mayoría se encuentran cerca de la escala mínima eficiente, mientras que otras lo hacen con deseconomías de escala. En la mayor parte de los casos se encuentra, como era de esperar, que las empresas más grandes muestran pocas economías de escala y las pequeñas lo contrario. Este no es el caso de Electro Sur Este y Electrocentro, ya que el resultado obtenido sorprende dado sus volúmenes de ventas. Una posible explicación a los datos contradictorios que resultan para ambas empresas es el hecho que las economías de escala medidas, al

ser multiproductivas, trabajan sobre un rayo promedio de la estructura de las ventas de las empresas y ambas empresas están fuera del rayo promedio, pues ambas venden en media tensión el 20% y 18% de sus ventas, cuando el promedio de ventas en media tensión para la industria es del 39% de las ventas totales.

Cuadro 5. 5. Estimación de economías de escala por empresa

Empresa	Economías de Escala
Edecañete	1,024
Edelnor	1,081
Electro Oriente	0,974
Electro Puno	0,974
Electro Sur Este	0,951
Electro Sur Medio	0,998
Electro Ucayali	1,028
Electrocentro	0,936
Electronoroeste	1,018
Electronorte	0,983
Electrosur	0,974
Hidrandina	1,012
Luz del Sur	1,067
Seal	1,035
Promedio	1,000

5.5 Medición paramétrica del cambio en la productividad

Como se mostró en el capítulo dos el IM tiene ventajas sobre otras propuestas a la hora de calcular y descomponer el cambio en la PTF. Por esa razón es la opción escogida para analizar la productividad de las empresas de distribución eléctrica en el Perú.

La función distancia estimada en la sección anterior permite medir y descomponer la productividad. La descomposición que se persigue en este capítulo pretende tener en cuenta el tamaño de la empresa a la hora de explicar la productividad y su evolución. A ese fin resulta útil utilizar un enfoque paramétrico ya que, a diferencia del no paramétrico no exige la imposición del supuesto de CRS.

Los parámetros obtenidos en la estimación presentada en el cuadro 5.3 permiten calcular y descomponer el cambio en la PTF (CPTF) siguiendo la siguiente expresión⁷⁸:

$$(5.3) \ln \left(\frac{TFP_{i1}}{TFP_{i0}} \right) = \ln \left(\frac{TE_{i1}}{TE_{i0}} \right) + 0.5 \left[\left(\frac{\partial \ln D_{i0}}{\partial t} \right) + \left(\frac{\partial \ln D_{i1}}{\partial t} \right) \right] \\ + 0.5 \sum_{m=1}^M [(SF_{i0} * \varepsilon_{mi0} + SF_{i1} * \varepsilon_{mi1})(\ln y_{mi1} - \ln y_{mi0})]$$

donde $i=1, \dots, N$ y $t=1, \dots, T$, además⁷⁹:

$$\text{Cambio en la TE Pura (CETP)} = \ln \left(\frac{TE_{i1}}{TE_{i0}} \right)$$

$$\text{Cambio Técnico (CT)} = 0.5 \left[\left(\frac{\partial \ln D_{i0}}{\partial t} \right) + \left(\frac{\partial \ln D_{i1}}{\partial t} \right) \right]$$

Cambio en la Eficiencia de Escala (CEES)

$$= 0.5 \sum_{m=1}^M [(SF_{i0} * \varepsilon_{mi0} + SF_{i1} * \varepsilon_{mi1})(\ln y_{mi1} - \ln y_{mi0})]$$

En este trabajo se aplica la interpretación estándar de estos conceptos. TE_{ni} es la inversa de la medida de distancia al input, y varía entre 0 y 1. Representa la TE que ha experimentado la empresa i en el periodo t y permite obtener el cambio en la TE (CET) cuando se compara la obtenida por la empresa entre dos periodos consecutivos.

⁷⁸ Se sigue el enfoque general presentado en Orea (2002), pero ajustado ya que aquí se utiliza una función de distancia orientada al input y no al output como ocurre en el trabajo original de Orea (véase Coelli et al. (2003).

⁷⁹ Al resultado del producto del cambio en la TE Pura por el cambio en la TE de Escala se le conoce como cambio en la TE.

Esta componente de la PTF se puede descomponer a su vez, como se observa en la ecuación 5.3, en dos: cambio en la TE pura (CETP) y cambio en la eficiencia de escala (CEES). La primera, CETP, representa el cambio en el efecto “catching up” o ineficiencia específica de cada empresa, derivada principalmente de las capacidades de gestión, en el periodo. Por su parte, la segunda, CEES, es la ineficiencia derivada de no ser eficiente en el tamaño.⁸⁰

El cambio técnico (CT) por su parte, se mide como la media del cambio técnico entre dos periodos consecutivos, y es igual a:

$$(5.4) \quad \left(\frac{\partial \ln D_{i0}}{\partial t} \right) = \lambda_1 + 2\lambda_{11}t + \sum_{j=1}^p \delta_n \ln \tilde{x}_{it}^j + \sum_{m=1}^q \phi_m \ln y_{it}^m$$

donde $i=1, \dots, N$ y $t=1, \dots, T$, además:

$$\text{Cambio Técnico Neutral (CTN)} = \lambda_1 + 2\lambda_{11}t$$

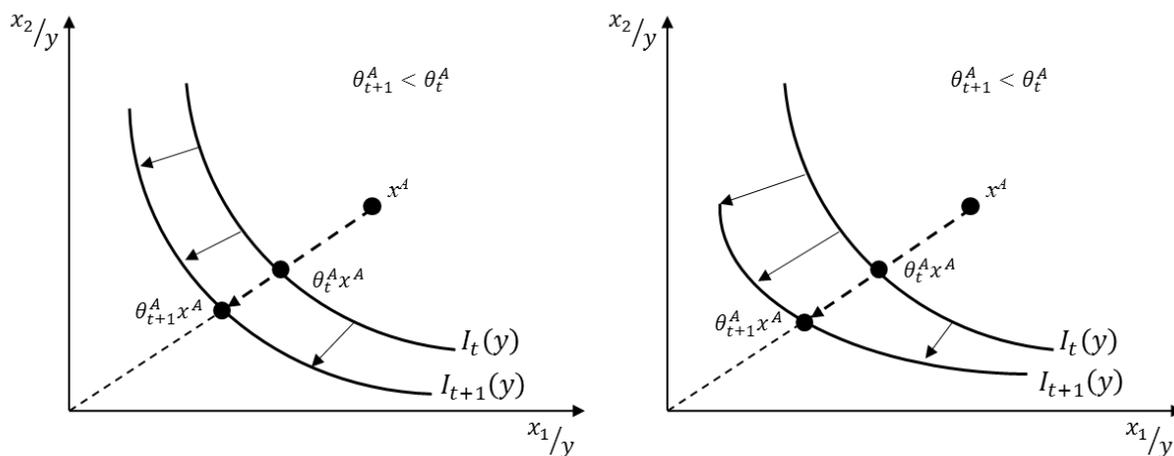
$$\text{Cambio Técnico Neutral (CTN)} = \sum_{j=1}^p \delta_n \ln \tilde{x}_{it}^j$$

$$\text{Cambio Técnico Neutral (CTN)} = \sum_{m=1}^q \phi_m \ln y_{it}^m$$

Como se aprecia en el gráfico 5.3, para el caso de un output y dos inputs, el cambio tecnológico en los procesos productivos se refleja como el desplazamiento hacia el origen de la isocuanta de un mismo nivel de producción en “t” y “t+1”, pues para producir el mismo nivel de output se requieren menos cantidad de inputs, luego de la incorporación del cambio tecnológico. (Koutsoyiannis, 1985).

⁸⁰Véase nota al pie anterior.

Gráfico 5.3. Cambio Técnico neutral y sesgado



(a) Cambio Tecnológico Neutral

(b) Cambio Tecnológico sesgado a Input 2

El cambio tecnológico puede ser neutral a ambos inputs, como se aprecia en el panel (a) o sesgado a uno de los inputs, en este ejemplo sesgado al input 2, como se aprecia en el panel (b). En el caso de cambio tecnológico neutral, para una misma senda de intensidad factorial (x_2/x_1), en la gráfica representada por el rayo $0x^A$, la tasa marginal de sustitución técnica⁸¹ entre el input 1 y el input 2, $TMgS_{1,2}$, se mantendrá constante, de forma que el ratio entre el producto marginal del input 1 y el producto marginal del input 2 se mantiene constante. Esto representa que el cambio tecnológico ha aumentado la productividad marginal de ambos factores en la misma proporción.

En el caso (b), de cambio tecnológico sesgado al input 2, para una misma senda de intensidad factorial habrá una disminución (en valor absoluto) de la tasa marginal de sustitución técnica entre el input 1 y el input 2, lo que significa que el cambio tecnológico ha aumentado la productividad marginal del input 2 en mayor proporción que la productividad marginal del input 1.

Como muestra la ecuación 5.4, la metodología seguida permite la descomposición del cambio técnico en tres componentes: los primeros dos elementos de la fórmula anterior representan el cambio técnico

⁸¹ La tasa marginal de sustitución técnica (TMgS) entre el input 1 y el input 2, (Varian, 1992) se define como:

$$TMgS_{1,2} = -\frac{(\partial f / \partial x_1)}{(\partial f / \partial x_2)} = -\frac{PMgx_1}{PMgx_2}$$

neutral (CTN), que es igual para todas las empresas. El segundo componente es el cambio técnico no neutral (CTNN), que depende de la combinación de inputs de cada empresa. El último componente representa el cambio técnico asociado a la escala (CTS), que depende del tamaño de la empresa y de su mix de producción.

Como ya se ha mencionado, esta descomposición tiene en cuenta de manera especial el tamaño de la firma a la hora de explicar la productividad y su evolución [a través de CEES en la ecuación (5.3) y CTS en la ecuación (5.4)]. Finalmente, para calcular CEES, se requiere calcular previamente los factores de escala y las elasticidades producto. La elasticidad respecto de la producción para cada output y cada observación se obtiene a través de la siguiente expresión:

$$(5.5) \quad \varepsilon_{it}^m = \left(\frac{\ln D_{it}}{\ln y_{it}^m} \right) = \alpha_m + \sum_{m=1}^q \alpha_{ml} \ln y_{it}^m + \sum_{j=1}^p \rho_{jm} \ln \tilde{x}_{it}^j + \phi_m t$$

donde $i=1, \dots, N$ y $t=1, \dots, T$.

Asimismo, para calcular los factores de escala se utiliza la siguiente expresión:

$$(5.6) \quad SF_{it} = \frac{\varepsilon_{it} + 1}{\varepsilon_{it}} \quad \text{donde} \quad \varepsilon_{it} = \sum_{m=1}^q \varepsilon_{it}^m$$

donde $i=1, \dots, N$ y $t=1, \dots, T$.

Mientras que la TE representa la posición relativa de una empresa respecto de la frontera eficiente en un momento dado, el cambio en la PTF (CTFP) permite capturar tanto como se están moviendo las empresas con respecto a la frontera entre periodos como los movimientos de la frontera misma.

En el cuadro 5.6 se presenta los resultados del cálculo de la PTF en promedio para cada empresa durante el periodo de análisis. La última fila, que refleja el promedio de la industria, muestra que el cambio en la TFP es de 6.7% promedio para todas las empresas en el periodo 1996-2014, siendo Electro Oriente la que muestra el mayor incremento en su productividad total. Es importante destacar tres hechos. El primero relacionado con el desempeño de las cuatro empresas que fueron privatizadas

en 1998 y fueron devueltas al estado en el 2002. Las cuatro muestran mejoras en la productividad por encima de la media. El segundo hecho es que las dos principales empresas privadas: Edelnor y Luz del Sur, tienen mejoras en la productividad total positiva, pero por debajo de la media de la industria.

En relación con lo primero antes señalado, como se ha indicado previamente, el arreglo institucional disponible para una empresa estatal no se caracteriza necesariamente por la búsqueda de un mayor beneficio, en ese sentido sus acciones están sujetas a un importante número de procedimientos administrativos que están enfocados en la transparencia, a pesar de no utilizar recursos fiscales, pues sus ingresos provienen de las tarifas pagadas por los consumidores.

En ese sentido, el que estas empresas fueran inicialmente privatizadas en 1998, les permitió tener un sistema de decisiones de gastos corrientes y de inversión más ágiles, situación que ha perdurado luego del retorno de estas empresas al Estado en el 2002, debido a un régimen de excepción temporal, para gastos corrientes y de inversión, que ha devenido en permanente y que no está disponible para el resto de empresas distribuidoras estatales.

El segundo hecho, se explica porque a diferencia del resto de la industria, de las empresas privatizadas y que aún se mantienen como privadas: Edelnor, Edecañete, Luz del Sur y Electro Sur Medio, tres ellas muestran muy poco cambio técnico y la mayor parte de su cambio en la TFP está relacionado con cambio en la TE pura, lo que indica que las mejoras obtenidas están relacionadas con una mejor utilización de los inputs antes que por una mejora en la tecnología (tema que luego será abordado al analizar el cambio técnico). Solo Electro Sur Medio muestra que el cambio técnico ha contribuido a la mejora en su productividad factorial, lo cual ha podido ser potenciado con su exitoso proceso de reestructuración empresarial del 2009.

El tercer hecho tiene que ver con la descomposición de la mejora en la productividad, y con el que la mayor parte de ésta está explicada por el cambio en la TE pura (catching-up) lo que muestra que ha habido una importante mejoría en la eficiencia de origen interno a las empresas en su conjunto, con las particularidades que ya se mencionaron previamente, a nivel de empresas. Destacan las mejoras de Electro Oriente y Electro Sureste, con un cambio en la PTF de un 9.2% y 8.2%, respectivamente estando, en el primer caso, explicado en su mayor parte por mejoras en la gestión interna y, en el segundo caso, tanto por mejoras en la gestión como por el cambio técnico.

Cuadro 5. 6. Estimación del Cambio en la PTF por empresa. Periodo 1996-2014

Empresa	Cambio Técnico	Cambio Eficiencia Técnica	Cambio TE Pura	Cambio Eficiencia Escala	Cambio TFP
Edecañete	1,009	1,003	1,002	1,000	1,011
Edelnor	1,011	1,043	1,040	1,003	1,053
Electro Oriente	1,023	1,068	1,070	0,998	1,092
Electro Puno	1,029	1,034	1,036	0,998	1,063
Electro Sur Este	1,040	1,042	1,046	0,996	1,082
Electro Sur Medio	1,035	1,043	1,043	1,000	1,078
Electro Ucayali	1,008	1,044	1,042	1,002	1,052
Electrocentro	1,037	1,048	1,053	0,995	1,085
Electronoroeste	1,033	1,050	1,048	1,001	1,083
Electronorte	1,048	1,045	1,046	0,998	1,092
Electrosur	1,032	1,026	1,028	0,998	1,059
Hidrandina	1,021	1,053	1,051	1,001	1,073
Luz del Sur	1,013	1,032	1,029	1,003	1,045
Seal	1,034	1,036	1,035	1,001	1,070
Promedio	1,027	1,040	1,040	1,000	1,067

Del lado de las empresas no reformadas sólo Electro Ucayali y Seal muestran mejoras en la eficiencia explicadas por la escala productiva. El resto de las empresas muestra que la escala ha sido un factor adverso a la TE, lo que refleja que sus tamaños actuales no son los más eficientes.

El cuadro 5.7, presenta los resultados en promedios anuales lo que permite analizar la evolución temporal de la industria. Atendiendo a los valores del cambio en la TFP de forma temporal. Se observa que los tres primeros años el incremento en la PTF ha estado por encima de la media debido, probablemente, a que al inicio de las reformas hubo un mayor impulso, tanto privado (por el nivel de donde se partía) como público, al buscar un proceso exitoso. Luego del periodo inicial se registra una mejora estable alrededor de 6%.

Cuadro 5. 7. Estimación del Cambio en la PTF anual

Periodo	Cambio Técnico	Cambio Eficiencia Técnica	Cambio TE Pura	Cambio Eficiencia Escala	Cambio TFP
1996-1997	1,029	1,055	1,061	0,995	1,084
1997-1998	1,026	1,055	1,058	0,997	1,081
1998-1999	1,018	1,052	1,055	0,997	1,070
1999-2000	1,014	1,050	1,052	0,998	1,064
2000-2001	1,016	1,048	1,049	0,998	1,064
2001-2002	1,021	1,044	1,047	0,997	1,065
2002-2003	1,024	1,042	1,045	0,998	1,067
2003-2004	1,027	1,040	1,042	0,998	1,066
2004-2005	1,030	1,038	1,040	0,998	1,068
2005-2006	1,030	1,037	1,038	0,999	1,068
2006-2007	1,028	1,036	1,036	1,000	1,064
2007-2008	1,030	1,035	1,034	1,001	1,065
2008-2009	1,031	1,033	1,033	1,000	1,064
2009-2010	1,030	1,033	1,031	1,002	1,064
2010-2011	1,030	1,034	1,029	1,004	1,063
2011-2012	1,031	1,031	1,028	1,003	1,061
2012-2013	1,031	1,031	1,027	1,004	1,062
2013-2014	1,032	1,030	1,025	1,005	1,062
Promedio	1,027	1,040	1,041	1,000	1,067

El valor del cambio en la TFP calculado es elevado, como valor total, pero la descomposición muestra que el cambio tecnológico sólo representa un poco más de un tercio de la tasa, es decir, 2.7%, cifra razonable de evolución tecnológica en una industria que ha comenzado a utilizar tecnologías de información y comunicaciones en los últimos 10 años y de forma creciente. Importante si resulta el impacto, en términos de su contribución al crecimiento de la TFP, del cambio en la TE pura pues el cambio por eficiencia de escala no contribuye, en el desempeño agregado. Esto indica que ha habido importantes mejoras en la gestión interna de las empresas distribuidoras reflejando, del lado de los

privados, una dotación proclive a mejoras en la gestión por su impacto en rentabilidad de inversiones; y, del lado del Estado y sus empresas distribuidoras, una mejora en la gestión que trasciende a cuatro gobiernos sucesivos. Es importante señalar que las tasas altas de las empresas estatales también tienen relación con valores bajos de la eficiencia al inicio de las reformas, como se aprecia en el gráfico 5.2. Desde el punto de vista de los cambios en la productividad factorial de la industria de distribución de electricidad lo que se observa es una importante mejoría, a lo largo del periodo posterior a las reformas. Pero esta mejoría aun siendo elevada muestra algunos primeros síntomas de agotamiento o cansancio en las empresas privatizadas hacia el final del periodo de análisis.

Cuadro 5. 8. Estimación del Cambio Tecnológico y su descomposición por empresa

EMPRESA	CT	CTN	CTNN				CTE		
			TOTAL	TRABAJO	CAPITAL	PERDIDAS	TOTAL	CLIENTES	VENTAS
Edecañete	1,009	1,027	0,998	0,943	1,068	0,987	0,984	0,946	1,038
Edelnor	1,011	1,027	0,986	1,031	0,942	1,013	0,997	1,044	0,954
Electro Oriente	1,023	1,027	0,996	1,000	0,998	0,998	1,001	0,991	1,010
Electro Puno	1,029	1,027	0,994	0,985	1,014	0,995	1,009	0,988	1,020
Electro Sur Este	1,040	1,027	0,998	1,004	0,996	0,998	1,015	1,006	1,009
Electro Sur Medio	1,035	1,027	1,020	1,008	1,011	1,001	0,988	0,990	0,998
Electro Ucayali	1,008	1,027	0,998	0,967	1,038	0,993	0,983	0,958	1,024
Electrocentro	1,037	1,027	0,990	1,014	0,978	0,998	1,020	1,019	1,001
Electronoroeste	1,033	1,027	1,005	1,004	0,999	1,002	1,001	1,007	0,994
Electronorte	1,048	1,027	1,015	1,005	1,010	1,000	1,006	1,004	1,002
Electrosur	1,032	1,027	1,009	0,988	1,027	0,994	0,996	0,982	1,014
Hidrandina	1,021	1,027	0,987	1,014	0,967	1,005	1,007	1,022	0,985
Luz del Sur	1,013	1,027	0,996	1,034	0,951	1,012	0,990	1,037	0,953
Seal	1,034	1,027	1,005	1,002	1,000	1,003	1,003	1,007	0,996
Promedio	1,027	1,027	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000

En el cuadro 5.8 se presenta la descomposición del cambio técnico, a nivel de empresa y se observa que en el agregado todo el cambio técnico es neutral y común a toda la industria. Sin embargo, al analizar el índice y su descomposición por empresas se aprecia que en ocho de las catorce empresas analizadas, en especial las dos empresas privatizadas que atienden a la ciudad de Lima: Edelnor y Luz del Sur, el cambio técnico no neutral esta segado hacia la mano de obra y no hacia el capital, lo cual indica que la productividad marginal de la mano de obra ha aumentado, probablemente como consecuencia de mejoras tecnológicas como la informatización de todos sus sistemas de facturación y

cobranza, así como del control de la tercerización de actividades de la planta externa (postes, cableado, subestaciones).

Por otra parte, desde una perspectiva temporal, como se aprecia en el cuadro 5.9, las tasas de crecimiento del cambio técnico son mayores en los últimos 8 años, al promedio del periodo analizado. Al igual que en el cuadro 5.8, el cambio técnico en el periodo es neutral, a todos los inputs, esto representa una mejora tecnológica común a todos los inputs. Esto tiene sentido pleno si tomamos en cuenta que el desarrollo de las redes inteligentes (smart grid) y de la utilización de las redes eléctricas para efectos de transmisión de datos (en especial internet) es un hecho que viene ocurriendo de forma creciente y económica en el mundo desde hace diez años, junto con el desarrollo de aplicativos informáticos que permiten gestionar de mejor forma la calidad de las redes y servicio de electricidad, así como la facturación, recaudación y morosidad.

Cuadro 5. 9. Estimación del Cambio Tecnológico y su descomposición anual

PERIODO	CT	CTN	CTNN				CTE		
			TOTAL	TRABAJO	CAPITAL	PERDIDAS	TOTAL	CLIENTES	VENTAS
1996-1997	1,029	1,018	1,013	1,001	1,011	1,001	0,998	0,987	1,010
1997-1998	1,026	1,019	1,008	0,999	1,008	1,000	0,999	0,989	1,009
1998-1999	1,018	1,020	0,999	0,995	1,004	0,999	0,999	0,991	1,008
1999-2000	1,014	1,021	0,994	0,991	1,003	0,999	1,000	0,992	1,007
2000-2001	1,016	1,022	0,994	0,993	1,002	0,998	1,000	0,994	1,006
2001-2002	1,021	1,023	0,997	0,996	1,002	0,998	1,001	0,995	1,005
2002-2003	1,024	1,024	0,999	0,999	1,000	0,998	1,001	0,996	1,004
2003-2004	1,027	1,025	1,000	1,002	0,999	0,998	1,001	0,998	1,003
2004-2005	1,030	1,026	1,003	1,002	1,002	0,999	1,000	0,999	1,001
2005-2006	1,030	1,027	1,003	1,001	1,002	0,999	1,000	1,000	0,999
2006-2007	1,028	1,029	1,001	1,001	0,999	1,000	0,999	1,001	0,998
2007-2008	1,030	1,030	1,002	1,002	0,999	1,000	0,999	1,002	0,996
2008-2009	1,031	1,031	1,001	1,002	0,998	1,000	0,999	1,004	0,995
2009-2010	1,030	1,032	0,999	1,002	0,995	1,001	1,000	1,006	0,993
2010-2011	1,030	1,033	0,997	1,002	0,994	1,001	1,000	1,008	0,992
2011-2012	1,031	1,034	0,996	1,001	0,993	1,002	1,000	1,009	0,990
2012-2013	1,031	1,035	0,995	1,001	0,991	1,002	1,001	1,011	0,989
2013-2014	1,032	1,036	0,994	1,002	0,990	1,002	1,001	1,013	0,988
Promedio	1,027	1,027	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000

Como se aprecia en los cuadros 5.8 y 5.9 el cambio técnico asociado al aumento de escala, en promedio es casi igual a 1, tanto en el promedio de empresas como en los valores anuales. Al observar los valores por empresa, si bien el promedio es igual a uno, en el caso de las empresas distribuidoras de Lima (Edelnor y Luz del Sur), ambas privadas, se aprecia que el cambio técnico se explica por el nivel de clientes y no por las ventas, algo similar ocurre en el caso de las empresas que fueron privatizadas y luego devueltas al Estado. En el resto de las empresas domina, por el contrario, el efecto de escala asociado a las ventas.

Una posible explicación de lo anterior, es que las empresas reformadas han desarrollado su despliegue de redes de una forma más extensa, en la medida que atienden a zonas de concesión con mayor densidad urbana, de forma que el cambio técnico incorporado a sus procesos productivos se concentra más en la atención a los clientes que en el despliegue de redes, siendo que esta última es un reflejo de las cantidades de energía vendida.

5.6 Conclusiones

El presente capítulo estima una función de distancia estocástica con el objetivo de analizar y explicar la eficiencia de las empresas distribuidoras del Perú después de implementada las reformas a la industria eléctrica peruana en la década de 1990. El modelo empleado, basado en la propuesta original de Battese y Coelli (1995), permite estimar simultáneamente los parámetros del modelo y las fuentes de ineficiencias técnicas.

Contamos con un conjunto de datos de 14 empresas de distribución entre 1996 y 2014. Estas empresas representan casi todas las empresas del sector de la distribución del Perú. Así, para el año 2014 comprendían el 97,5% de las ventas, el 99,2% de los clientes y 96,3% del empleo.

Se estimó una función de distancia estocástica translogarítmica que tiene en cuenta la heterogeneidad de las empresas distribuidoras a través de variables de entorno (situación geográfica y el tipo de clientes) y simultáneamente una ecuación adicional para analizar los factores que determinan la ineficiencia. Los resultados empíricos indican que las variables de entorno consideradas diferencian la tecnología de las empresas analizadas y que la ineficiencia estuvo presente en la producción. Por otra parte, los resultados muestran que en general, la TE aumentó durante el período de estudio, y esta resultó en

promedio de 93.7%. Es decir, las empresas podrían obtener el mismo nivel de outputs ahorrando un 6.3% en promedio de los inputs utilizados.

La evolución temporal de la TE muestra que ésta tuvo un aumento importante luego de emprendidas las reformas, asociadas al proceso de privatización, pasando de un nivel de TE promedio de 0.81 en 1996 a uno de 0.97 en 2005 pero que luego de ello el nivel de TE se ha mantenido alrededor de 0.97 con la excepción de 2013 y 2014 que muestran un ligero descenso.

Desde el punto de vista de las empresas, en el periodo analizado, se observa que las empresas reformadas son las que muestran los valores más altos de TE alcanzando valores de entre 0.96 y 0.99, con la excepción de Hidrandina que presenta un valor de 0.93. Mientras que empresas como Electro Oriente o Electro Ucayali, ubicadas en la Amazonía, muestran valores de 0.77 y 0.80, respectivamente.

En relación con el cambio en la productividad factorial, ésta muestra una tasa de crecimiento de 6.7% anual, en buena parte explicado por TE pura. La parte explicada por el cambio técnico es, predominantemente, de naturaleza neutral, de forma que es común a toda la industria. Sin embargo, es necesario mencionar que cuando se observa cuanto del cambio está asociado a la escala, esta muestra alguna relación asociada a los clientes más que a las ventas en las empresas reformadas. Esto probablemente relacionado con que el foco de las empresas reformadas son sus clientes antes que sus redes, dado que éstas últimas han sido desarrolladas de forma extensa en las zonas urbanas.

Consistente con la medición de TE, el cambio en la productividad factorial, en su evolución temporal, muestra que los valores más altos se lograron al inicio de las reformas, en concreto en los primeros 4 años, explicados en buena parte por el cambio en la TE con valores entre el 5.2% y el 5.5% anual, mientras que el cambio técnico representó sólo una tasa de entre el 2.9% y el 1.8%, para el mismo periodo.

De otro lado, al analizar la medición del cambio en la productividad factorial por empresa, se aprecia que Electro Oriente y Electro Sureste tienen tasas de crecimiento de entre el 9.2% y el 8.2% anual en el periodo analizado explicados, básicamente, por el nivel inicial de la TE al inicio de las reformas en el caso de la primera y por ambos componentes en el caso de la segunda. Resultados similares muestran las empresas que fueron privatizadas en 1998 y devueltas al Estado en el 2002: Electro Centro, Electro

Norte, Electro Noroeste e Hidrandina. En todas ellas el incremento de la productividad se debe a la mejora de ambos componentes de forma similar, salvo en caso de Hidrandina donde, de nuevo, encontramos un predominio claro del cambio en la TE.

En relación con la existencia de economías de escala, los resultados muestran que la industria opera con CRS, sin embargo, son las empresas privatizadas las que demuestran tener algo de escala que desarrollar con el propósito de ser más eficientes, pero es importante considerar que la naturaleza multiproductiva puede estar escondiendo efectos de alcance (scope) al medir la escala, razón por la que se apreciarían economías de escala en empresas de gran tamaño. No ocurre lo mismo con las empresas estatales, donde hay estimaciones por encima y por debajo de los CRS.

Con respecto a los determinantes de la ineficiencia, la estimación de la función de distancia orientada al input, mediante una forma funcional translogarítmica, permite apreciar que la reforma de las empresas de distribución y la tendencia resultaron ser los factores que han contribuido a reducir la ineficiencia técnica, mientras que la menor densidad de red, representada por un ratio de capital por cliente mayor, genera una mayor ineficiencia técnica. Como ya se mencionó previamente, un mayor ratio de capital por cliente está asociado al despliegue de red en zonas de periferia urbana y especialmente rurales.

El valor negativo de la variable tendencia indica que en la medida que pasa el tiempo, las empresas tienden a reducir sus niveles de ineficiencia técnica, lo que se asocia con la incorporación del cambio tecnológico, el cual representa una mejora en la productividad factorial de 2,7% para el periodo analizado, siendo un cambio tecnológico neutral, tanto a los factores como a la escala, en promedio para todas las empresas analizadas, más allá de las particularidades de cada empresa ya señaladas.

De esta forma, la variable cualitativa que refleja la reforma, asociada a la principal hipótesis de este trabajo de investigación, desde una perspectiva paramétrica, nos permite concluir que mediante la privatización, el proceso de reforma abrió la puerta, por lo menos por un tiempo, a nuevas inversiones y a reducciones en la ineficiencia técnica. Esta apertura permitió a las empresas, entre otras cosas, ajustar la mano de obra y modernizar el capital.

5.7 Referencias

- Aigner, D.J., Lovell, C.A.K., Schmidt, P., 1977. Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models. *Journal of Econometrics* 6 (1), 21-37.
- Banker, R.D., Natarajan, R., 2008. Evaluating contextual variables affecting productivity using data envelopment analysis. *Operations Research* 56(1), 48–58
- Battese, G.E., Coelli, T.J., 1993. A Stochastic Frontier Production Function Incorporating a Model for Technical Inefficiency Effects. Working Papers in Econometrics and Applied Statistics 69/93. Department of Econometrics University of New England.
- Battese, G.E., Coelli, T.J., 1995. A Model for Technical Inefficiency Effects in a Stochastic Frontier Production for Panel Data. *Empirical Economics*, 20, 325-33.
- Coelli, T., Perelman, S., 1999. A Comparison of Parametric and Non-Parametric Distance Functions: with Application to European Railways. *European Journal of Operational Research* 117, 326-339.
- Coelli, T., Perelman, S., 2000. Technical Efficiency of European Railways: a Distance Function Approach. *Applied Economics* 32, 1967-1976.
- Coelli, T.J., 1996. A Guide to Frontier Version 4.1: A Computer Program for Stochastic Frontier Production and Cost Function Estimation. CEPA, Working Paper 96/07. Centre for Efficiency and Productivity Analysis, University of New England, Armindale.
- Hattori, T., Jamasb, T., Pollit, M.G., 2003. The performance of UK and Japanese electricity distribution system 1985-1998: A comparative efficiency analysis. DAE Working Paper WP 0212, Department of Applied Economics, University of Cambridge.
- Hjalmarsson, L., Veiderpass, A., 1992. Productivity in Swedish electricity retail distribution. *Scandinavian Journal of Economics*, 94, Supplement, 193–205.
- Kalirajan, K., 1990. On Measuring Economic Efficiency. *Journal of applied econometrics*, 5, 75-85.
- Koutsoyiannis, A., 1985. *Microeconomía Moderna*, Amorrortu editores.
- Kumbhakar, S.C., Ghosh, S., McGuckin, J.T., 1991. A Generalized Production Frontier Approach for Estimating Determinants of Inefficiency in U.S. Dairy Farms. *Journal of Business & Economic Statistics*, 9, 279-286.
- Lovell, C.A.K., Richardson, S., Travers, P., Wood, L., 1994. Resources and Functioning: a New View of Inequality in Australia. *Models and Measurement of Welfare and Inequality* ed Eichhorn W. Springer-Verlag. Berlin.

- Morrison, C.J., Johnston, W.E., Frengley, G.A.G., 2000. Efficiency in New Zealand Sheep and Beef Farming: the Impacts of Regulation Reform. *Review of Economics and Statistics* 82, 325-337.
- Orea, L., 2002. Parametric Decomposition of a Generalized Malmquist Productivity Index, *Journal of Productivity Analysis* 18, 5-22.
- Pitt, M.M., Lee, L.F., 1981. The Measurement and Sources of Technical Inefficiency in the Indonesian Weaving Industry. *Journal of Development Economics*, 9, 43-64.
- Pombo, C., Taborda, R., 2006. Performance and efficiency in Colombia's power distribution system: effects of the 1994 reforms. *Energy Economics*, 28, 339-369.
- Reifschneider, D., Stevenson, R., 1991. Systematic Departures from the Frontier: A Framework for the Analysis of Firm Inefficiency. *International Economic Review*, 32 (3), 715-723.
- Ruiz, A., 2002. El proceso de privatizaciones en el Perú durante el período 1991-2002. *Serie Gestión Publica*, 22, ILPES.
- Torero, M., Pasco-Font, A., 2001. The social impact of privatization and regulation of utilities in Peru, in: Waddams-Price, C., Ugaz, C., (Eds.), *The social impact of privatization and regulation in Latin America*, UNU/WIDER, Helsinki.
- Tovar, B., Rendeiro, R., 2009. Are Outsourcing and non-Aeronautical Revenues important drivers in the efficiency of Spanish Airports? *Journal of Air Transport Management*, 15, 217-220.
- Varian, H., 1992. *Análisis Microeconómico*, tercera edición, Antoni Bosch editors.
- Wang, H., Schmidt, P., 2002. One step and two step estimation of the effects of exogenous variables on technical efficiency levels. *Journal of Productivity Analysis* 18,129-144.

Capítulo VI

Conclusiones Generales

Como parte del proceso de reformas estructurales realizadas en la economía peruana a inicios de los años noventa, se emprendió un agresivo programa de privatización de activos de empresas estatales: telecomunicaciones, electricidad, petróleo, agua, puertos, aeropuertos, minería, aviación comercial, entre los principales. La implementación inicial fue exitosa, pero el proceso de privatización venía acompañado de un proceso de rebalanceo tarifario que hizo que el proceso se enfrentase con el descontento de la ciudadanía previo al proceso electoral presidencial de 1995. El resultado fue el desmantelamiento progresivo del programa de privatizaciones hacia fines de 1997.

En ese entorno, algunas de las empresas estatales del sector eléctrico fueron privatizadas y otras quedaron en manos del estado. En el caso específico de la distribución de electricidad, se privatizaron ocho empresas de un total de catorce: Edelnor, Luz del Sur, Edecañete, Electro Surmedio, Electro Centro, Electro Norte, Electro Noroeste e Hidrandina. Estas cuatro últimas fueron devueltas al estado, ante la imposibilidad de cumplir el programa de inversiones por parte de la empresa privada que las adquirió.

En el capítulo 4, se estiman los niveles de eficiencia relativa en las 14 empresas peruanas de distribución de electricidad durante el período posterior a la reforma de 1993, desde 1996 a 2014. En dicho periodo se estimaron, dos modelos no paramétricos alternativos, diferenciados por la forma de medir el capital y la frecuencia de los datos, en ambos casos los resultados son similares.

Las estimaciones de eficiencia no paramétrica indican que las mejoras en la TE han sido mayores en los primeros años del proceso de reformas. Asimismo, tres de las cuatro empresas que han sido

privadas desde el inicio de las reformas: Edelnor, Luz del Sur y Edecañete, se ubican en la frontera durante todo el período 1996-2014.

En relación con las empresas que fueron privatizadas y luego devueltas al Estado, estas muestran importantes mejoras en TE, luego de su privatización y posterior a su devolución al estado.

Como se señaló, adicionalmente a la medición de la TE se estimó el cambio en la PTF (TFP), mediante el cálculo de los IM para el período 1996-2014. Los resultados globales indican que la TFP ha aumentado a una tasa promedio anual de 3.4%. Al descomponer el IM, se observa que la mayor parte del cambio en la productividad factorial está relacionada con el cambio técnico, el 3.1%, es explicado por cambios tecnológicos. Mientras que los cambios asociados a la escala y a la TE pura no fueron relevantes durante el período analizado.

En el capítulo 5 se siguió la metodología paramétrica para estimar la TE. Para ello se utilizó un enfoque de función distancia estocástica, el cual es derivado del análisis de SF, pero en un contexto multiproductivo. De forma similar al modelo de segunda etapa DEA utilizado en el capítulo cuatro, en el mundo paramétrico es posible realizar un análisis de los determinantes de la eficiencia. Sin embargo, diversos autores muestran que la estimación paramétrica en dos etapas obtiene estimadores sesgados y no consistentes, Banker y Natarajan (2008) por lo que la estimación en este caso se realizó en una única etapa.

Se estimó una función de distancia estocástica que considera la heterogeneidad de las empresas a través de variables de entorno (situación geográfica y el tipo de clientes) y simultáneamente una ecuación adicional para analizar los factores que determinan la ineficiencia. Los resultados señalan que la TE aumentó durante el período de estudio, y esta resultó en promedio de 93.7%. Esto se traduce en que las empresas podrían obtener el mismo nivel de outputs ahorrando un 6.3% en promedio de los inputs utilizados.

En la estimación paramétrica de la TE se observa que las empresas reformadas tienen los valores más altos de TE, con la excepción de Hidrandina. Mientras que empresas como Electro Oriente o Electro Ucayali, tienen valores de TE bajos en promedio para el período analizado.

También se estimó una medición paramétrica del cambio en la productividad factorial, la cual muestra una tasa de crecimiento de 6.7% anual. Lo que contrariamente a la evidencia no paramétrica, es explicado principalmente por la TE pura. La descomposición del cambio en TFP permite apreciar que la parte relacionada con el cambio técnico es neutral.

Consistente con los hallazgos no paramétricos, el cambio en la productividad factorial paramétrica indica que esta ha sido mayor al inicio de las reformas.

De otro lado, al analizar la medición del cambio en la productividad factorial por empresa, se aprecia que Electro Oriente y Electro Sureste tienen elevadas tasas de cambio de la TFP, lo que se explica por la situación inicial de ambas empresas al momento de iniciar las reformas. Se aprecia que en las empresas que fueron privatizadas luego devueltas al Estado el incremento de la productividad se debe a la mejora de la TE pura y del cambio técnico.

Otro de los objetivos del trabajo de investigación fue analizar el impacto de las reformas emprendidas en 1993 sobre la TE. Es por ello que este trabajo desarrolló como hipótesis principal el que las reformas han tenido un impacto favorable en la eficiencia mediante el proceso de privatización de las empresas estatales.

Con la finalidad de contrastar dicha hipótesis es que se ha desarrollado dos metodologías por separado, sobre medición de la TE, una de ellas es no paramétrica (DEA) y la otra es paramétrica (SFA).

Con la finalidad de validar de forma objetiva la relación entre las reformas y la mejora en la eficiencia, se implementó un modelo econométrico que partiendo de las estimaciones DEA de la TE buscase explicarlas. A eso se le denomina en la literatura como modelos de segunda etapa.

La literatura de modelos de segunda etapa, basados en estimaciones DEA en la primera etapa, ha tenido un importante desarrollo, tanto por el número de artículos escritos como por el desarrollo de las técnicas econométricas utilizadas. En el capítulo cuatro se reseñan los principales enfoques conceptuales al respecto.

Se estimaron nueve modelos alternativos de segunda etapa, los que indican que existe una relación directa entre la TE de las empresas distribuidoras y las reformas del sector. Además, se aprecia que la

estructura de las ventas (ratio baja tensión sobre media tensión) tiene un impacto positivo sobre la TE, y que esta está relacionada de forma inversa con el stock de capital por cliente. Las variables geográficas no son relevantes de forma individual en la explicación de la TE de las empresas distribuidoras.

En relación con la estimación paramétrica la explicación de la eficiencia se hace estimando simultáneamente la frontera eficiente, las eficiencias técnicas y sus determinantes. Para ello se propuso un modelo basado en el trabajo de Battese y Coelli (1995), pero que se diferencia del mismo en que se incluyen variables de entorno en la frontera tecnológica con el propósito de capturar la posible heterogeneidad existente entre las empresas, dada la imposibilidad de estimar un modelo de efectos fijos debido a problemas de convergencia.

En relación a las variables que explican la TE, en el modelo paramétrico, la reforma de las empresas de distribución y la tendencia tienen una relación directa mientras que existe una relación inversa con el stock de capital por cliente, que refleja la densidad de la red. La relevancia de la variable cualitativa que representa la reforma permite plantear que las reformas han tenido un impacto positivo en la eficiencia del sector.

Relacionado con el tercer objetivo, que busca evaluar otros determinantes de la TE, en ambas técnicas de estimación: paramétrica y no paramétrica, se encuentra que un mayor stock de capital por cliente afecta adversamente la TE, en la medida que dicha variable representa una menor densidad de red, por tanto, mayor complejidad para prestar el servicio de electricidad por cada cliente: distancia, orografía, altitud.

El cuarto objetivo busca contrastar si la geografía puede ser una variable que explica la TE. En relación con esto, tanto el modelo paramétrico como el no paramétrico no encuentran relación con variables dummy que representen a la costa, sierra o selva. Es preciso señalar que en el caso paramétrico las variables de entorno que se introdujeron en la frontera, para recoger las diferencias geográficas y de tipo de clientes entre las empresas, puede haber influido en la no significatividad de las dummies geográficas para explicar la ineficiencia técnica.

En ambas mediciones se ha podido determinar que la tendencia temporal tiene un impacto positivo sobre la TE. En un modelo, el no paramétrico, la variable se mide en la segunda etapa de forma que la

estimación toma como referente a una frontera que no asume el impacto del tiempo, de forma que es posible que la relación positiva con la eficiencia en este caso tenga que ver con el impacto sobre la frontera antes que sobre la eficiencia. De hecho, en el modelo paramétrico, si se considera el impacto del tiempo sobre la frontera, de forma que la estimación de eficiencia recoge este hecho, luego la relación entre la TE y la tendencia lineal no es relevante, solo lo es con el producto cruzado reforma por tendencia.

En términos generales, la evidencia empírica encontrada muestra que es necesario introducir un mecanismo de incentivo a las empresas de distribución de electricidad del Estado, con la finalidad de permitir que actúen como agentes privados, o para funcionar con normas similares a las de los agentes privados. Algo similar puede ocurrir con las variables geográficas.

En principio, ambos modelos no tendrían por qué reportar los mismos resultados, pero una buena especificación de ambos modelos debería dar resultados consistentes. Con el propósito de analizar si hay diferencias significativas entre las estimaciones de TE derivadas de ambos modelos se implementó el test no paramétrico basado en el coeficiente de correlación de Spearman. El resultado es que se rechaza la hipótesis de independencia de ambas estimaciones, con un valor de 0.483. Lo mismo se hizo con una correlación bivariada y se encontró una correlación de 0.6, lo cual evidencia que ambas mediciones no son independientes, es decir, que no hay diferencias significativas entre ambas.

La evidencia encontrada en esta investigación sugiere que es beneficioso modificar el entorno institucional bajo el que operan las empresas estatales de modo que puedan gestionarse de forma similar a como lo hacen las distribuidoras privadas y continuar en la línea, marcada por las reformas, de introducir incentivos adecuados que induzcan a las empresas de distribución de electricidad a comportarse eficientemente con la finalidad de seguir logrando mejoras en la productividad.

Estas mejoras podrían traducirse, vía regulación de tarifas, en reducciones de precios que no sólo provocarían incrementos en el bienestar de los usuarios actuales sino también en el bienestar de los usuarios potenciales al facilitar el acceso al servicio público de electricidad en un país donde la cobertura eléctrica es una de las más bajas de América Latina.

Los resultados de la medición de las eficiencias técnicas y de los cambios en la PTF a nivel de empresa obtenidos con ambas metodologías no siempre son consistentes. Ello puede deberse a que en el primer caso la frontera incorpora variables que permiten hacerse cargo de la heterogeneidad de las empresas, lo que dado la significatividad presentada por estas variables se traduce en el reconocimiento de la existencia de diferentes tecnologías de producción en la industria peruana de distribución de electricidad, algo que en los modelos DEA aplicados en este trabajo no es plausible. Por tanto, un tema de potencial investigación posterior es la utilización de modelos DEA que permitan esta posibilidad, (metafronteras).

Del lado paramétrico, la rigidez de una forma funcional específica puede implicar la imposición de ciertas rigideces al momento de estimar los modelos, algunas de las cuales se reflejan en el intercepto, pero otras en los parámetros estimados o incluso el residuo. Es esperable que los parámetros cambien a lo largo del tiempo, de forma que debería de explorarse métodos de parámetros cambiantes.