



**“ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA TÉCNICA Y ECONÓMICA DE  
LAS EMPRESAS PÚBLICAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA,  
PERÚ 2006-2014: UN ANÁLISIS COMPARATIVO”**

**Trabajo de Investigación presentado para optar el Grado Académico de Magíster  
en Regulación de Servicios Públicos**

**Presentado por:**

**Sr. Carlos Chávarry Calderón**

**Srta. Zulema Pacheco López**

**Asesor: Profesor José Luis Bonifaz**

**2017**

A nuestros padres, por su apoyo incondicional. A nuestras familias, motores de nuestro esfuerzo y dedicación.

## Resumen ejecutivo

El trabajo de investigación tiene por objetivo establecer si las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado son ineficientes técnica y económicamente, y si esta ineficiencia es variante en el tiempo.

A raíz de los profundos cambios que sucedieron en los 90, cuando la actividad del sector energía cambió profundamente por las reformas llevadas cabo, y puesto que la mayoría de empresas de la actividad de distribución son de propiedad del Estado y operan en zonas predominantemente rurales, surge el interés de analizar si dichos cambios han hecho más eficientes o no a las citadas empresas.

De acuerdo a los resultados de la investigación realizada, la misma que utiliza el método no paramétrico del Data Envelopment Analysis y el método paramétrico de frontera estocástica tomado del modelo de Battese y Coelli (1995), se pudo comprobar que la ineficiencia, tanto técnica como económica, de las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado es variante en el tiempo. Es decir, las empresas aprenden de sus errores y buscan mejorar su *score* de eficiencia en el horizonte temporal.

Asimismo, se comprueba que variables como la longitud de red, el número de subestaciones y la densidad de consumo impactan positivamente en la eficiencia técnica, mientras que las transferencias de infraestructura eléctrica no tienen impacto. Del mismo modo, la densidad de clientes y densidad de consumo explican la ineficiencia de dichas empresas. Se comprueba que existe una disparidad significativa en el *score* de eficiencia técnica entre las empresas.

En el plano de la eficiencia económica, las variables salario real promedio, precio del capital real y transferencias de infraestructura eléctrica generan ineficiencia; al igual que, en la eficiencia técnica, las variables densidad de clientes y de consumo explican la ineficiencia.

El análisis DEA, tanto en la eficiencia técnica como económica, comprueba que la eficiencia se ha venido deteriorando en el tiempo. También demuestra que la mayoría de empresas tiene rendimientos crecientes a escala.

Se considera positivo el cambio a partir del cual las citadas empresas tendrán un rol preponderante. Asimismo, se propone que el reconocimiento de la innovación tecnológica como parte del VAD sea ampliado a los Sistemas Eléctricos Rurales.

## Índice de contenidos

Índice de tablas.....	vi
Índice de gráficos .....	vii
Índice de anexos .....	viii
<b>Capítulo I. Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo II. El mercado de distribución eléctrica en el Perú .....</b>	<b>3</b>
1. Antecedentes del sector eléctrico .....	3
2. Marco legal e institucional de sector de distribución eléctrica peruano.....	4
2.1. Marco legal .....	4
2.2. Marco institucional .....	5
3. La actividad de distribución eléctrica en el Perú.....	7
3.1. Aspectos técnicos .....	7
3.1.1. Configuración de redes de distribución eléctrica .....	7
3.1.2. Subsistemas de distribución eléctrica.....	8
3.2. Aspectos económicos: Inversiones en el mercado eléctrico .....	8
4. Marco regulatorio de las empresas de distribución eléctrica .....	11
4.1. Modelo regulatorio.....	11
4.2. Determinación de las tarifas eléctricas.....	11
<b>Capítulo III. Marco teórico .....</b>	<b>14</b>
1. Monopolio natural y actividad de distribución eléctrica .....	14
2. Funciones de producción .....	15
3. Eficiencia técnica y económica y rendimientos a escala.....	17
4. Métodos para analizar la eficiencia técnica y económica .....	20
5. Revisión de estudios considerados en la investigación .....	22

<b>Capítulo IV. Planteamiento de modelos y análisis de resultados.....</b>	<b>26</b>
1. Definición de variables .....	26
1.1. <i>Outputs</i> .....	26
1.2. <i>Inputs</i> .....	26
1.3. Variables estructurales .....	27
2. Análisis estadístico de las variables seleccionadas .....	27
3. Resultados obtenidos por concepto de eficiencia y modelo aplicado .....	31
3.1. Eficiencia técnica .....	32
3.1.1. Eficiencia técnica mediante frontera estocástica.....	32
3.1.2 Eficiencia técnica mediante DEA .....	35
3.2. Eficiencia económica .....	36
3.2.1. Eficiencia económica mediante frontera estocástica.....	36
3.2.2 Eficiencia económica mediante DEA .....	39
<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>41</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>44</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>48</b>

## Índice de tablas

Tabla 1.	Métodos para el análisis de la eficiencia técnica y económica.....	20
Tabla 2.	Principales estudios e investigaciones previos .....	23
Tabla 3.	Valores estadísticos de las principales variables para la eficiencia técnica.....	28
Tabla 4.	Correlaciones entre las distintas variables para la eficiencia técnica .....	28
Tabla 5.	Valores estadísticos de las principales variables para la eficiencia económica.....	29
Tabla 6.	Correlaciones entre las distintas variables para la eficiencia económica .....	29
Tabla 7.	Resultados de la ineficiencia técnica según Battese y Coelli .....	33
Tabla 8.	Estimación de la eficiencia técnica por empresas.....	34
Tabla 9.	Eficiencia técnica de las empresas de distribución eléctrica según DEA.....	35
Tabla 10.	Resultados de la ineficiencia económica según Battese y Coelli.....	37
Tabla 11.	Estimados de eficiencia económica para las empresas de distribución eléctrica ..	38
Tabla 12.	Eficiencia económica según DEA .....	40

## Índice de gráficos

Gráfico 1.	Principales relaciones entre los actores de la actividad de distribución eléctrica....	6
Gráfico 2.	Evolución de la inversión estatal y privada en el sector eléctrico: 1995-2014.....	9
Gráfico 3.	Evolución del porcentaje de inversión en distribución respecto al total del sector eléctrico: 1995-2014.....	9
Gráfico 4.	Evolución de la inversión en distribución eléctrica y coeficiente de electrificación rural: 1995-2014 .....	10
Gráfico 5.	Evolución de los clientes finales y ventas de energía en el mercado regulado de distribución: 1994-2014.....	10
Gráfico 6.	Función de producción .....	16
Gráfico 7.	Mapa de isocuantas.....	16
Gráfico 8.	Eficiencia técnica, en precios y global .....	18
Gráfico 9.	Rendimientos constantes y variables a escala .....	19
Gráfico 10.	Variables longitud de redes y subestaciones 2006-2014 .....	30
Gráfico 11.	Variables trabajo y densidad de clientes 2006-2014 .....	30
Gráfico 12.	Evolución de redes y de número de subestaciones .....	31
Gráfico 13.	Evolución del número de trabajadores .....	31

## Índice de anexos

Anexo 1.	Aportes normativos y conceptos relevantes para la investigación .....	49
Anexo 2.	Revisión de estudios considerados en la investigación .....	52
Anexo 3.	Métodos de análisis de eficiencia técnica y asignativa de las empresas de distribución eléctrica .....	58
Anexo 4.	Modelos probados en el aplicativo Stata versión 12, según análisis de eficiencia y modelo utilizado .....	62



## **Capítulo I. Introducción**

En los años 90 se produjo en nuestro país un proceso de privatización de los principales servicios públicos, entre los que estaba el servicio eléctrico. Como consecuencia de estos cambios, en la actividad de distribución eléctrica operan, hoy en día, cinco (05) empresas privadas, diez (10) empresas públicas de derecho privado y una (01) empresa que administra infraestructura eléctrica.

Las empresas privadas se concentran, principalmente, en las zonas urbanas de Lima, Callao e Ica; mientras que la mayor parte de la brecha de cobertura eléctrica se encuentra en el ámbito rural a nivel nacional, donde el servicio eléctrico es deficiente.

A efectos de aminorar dicha brecha, resulta de interés de la presente investigación analizar la eficiencia técnica y económica de las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado. Así, se propone realizar, en el periodo comprendido entre los años 2006 y 2014, un análisis comparativo, utilizando los modelos Data Envelopment Analysis (DEA) y de fronteras estocásticas, que permita identificar cuáles son los factores que repercuten en las mismas y determinar si, en el tiempo, la ineficiencia se ha mantenido o ha variado, así como proponer medidas de mejora que reviertan en beneficio del usuario final.

La presente investigación plantea realizar un análisis técnico normativo, cuyos objetivos son los siguientes:

1. Determinar si las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado son ineficientes técnica y económicamente y si estas ineficiencias varían en el tiempo.
2. Identificar las variables técnicas, geográficas y económicas propias del giro del negocio que determinan la ineficiencia técnica y económica de las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado.

La presente investigación se plantea las siguientes preguntas:

1. ¿La ineficiencia técnica y económica de las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado ha variado en el tiempo?

2. ¿Qué factores técnicos, geográficos y económicos propios del giro del negocio han influenciado en la ineficiencia técnica y económica de las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado?

La respuesta a dichas interrogantes permitirá proponer modificaciones a la regulación de dichas empresas que permitan mejorar su eficiencia y brindar un mejor servicio al usuario final.

La investigación busca comprobar la utilidad de un modelo teórico a partir de la evidencia empírica que permita conocer la influencia que ejercen las variables relevantes para la investigación, así como la posibilidad de sugerir ideas y recomendaciones para futuros estudios.

De acuerdo a lo anterior, la presente investigación plantea las siguientes hipótesis:

1. La ineficiencia técnica y económica de las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado varía en el tiempo.
2. A mayor número de trabajadores, longitud de redes y densidad de consumo, menor ineficiencia técnica; y a mayor densidad de consumo, mayor ineficiencia económica de las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado.

## **Capítulo II. El mercado de distribución eléctrica en el Perú**

### **1. Antecedentes del sector eléctrico**

En la década de los 90 se inició, en nuestro país, el proceso de privatización de empresas estatales, con lo que se modificaba el rol del Estado: de proveedor de bienes y servicios a regulador de las fallas de mercado.

El sector eléctrico fue uno de los mercados que se vio inmerso en tal modificación, y presentó cambios trascendentales. Así, en el año 1992, con la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada mediante Decreto Ley N° 25844, se estableció la segmentación del mercado eléctrico en las actividades de generación, transmisión y distribución.

A través de dicha ley, para la distribución eléctrica se establecieron las zonas de concesión a ser operadas por las empresas de distribución eléctrica, lo que dejó al Estado el rol subsidiario de las inversiones en infraestructura eléctrica, solo en aquellas áreas que están fuera de las zonas de concesión.

En la actualidad, se cuenta con diez (10) empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado de derecho privado, una (01) empresa que administra infraestructura eléctrica y cinco (05) empresas privadas, todas bajo el ámbito regulatorio del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). También existen varias empresas municipales que no están bajo el ámbito regulatorio del dicho organismo.

En el año 1993, se creó, adscrita al Ministerio de Energía y Minas, la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP), encargada de la ejecución de proyectos de electrificación en zonas rurales, aisladas y de frontera a nivel nacional. En el año 2007, sobre la base de la DEP, se creó la Dirección General de Electrificación Rural (DGER/MEM) como organismo nacional competente en materia de electrificación rural.

Como información adicional, es importante mencionar el avance en el acceso al servicio eléctrico. En el periodo comprendido entre los años 1993 y 2015, el coeficiente de electrificación pasó de 54,9% a 93% a nivel nacional; y, de 7,7% a 78% a nivel rural.

## **2. Marco legal e institucional de sector de distribución eléctrica peruano**

### **2.1 Marco legal**

El sector eléctrico peruano ha sufrido reformas trascendentales a lo largo de la historia. En el año 1992, con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, la estructura del sector se modifica, con lo que se separan las actividades del sector en generación, transmisión y distribución, estructura que, a la fecha, se mantiene.

La Ley de Concesiones Eléctricas incorpora el concepto de concesión definitiva respecto a una demanda que supere los 500 kW, bajo una titularidad individual, con exclusividad y por un plazo de tiempo indeterminado. A través de dicha norma se dispuso, también, que los concesionarios de distribución están obligados a suministrar electricidad en un plazo no mayor a un (01) año, así como a garantizar la calidad del servicio que se fije en el contrato de concesión.

Con la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER), se crea el Régimen Especial de Concesiones Eléctricas Rurales, y, con el Decreto Legislativo N° 1221, se introduce la figura de la “zona de responsabilidad técnica” (ZRT), que comprende áreas definidas geográficamente, preferentemente regionales, donde opera el respectivo concesionario. La ZRT tiene, en la práctica, tres áreas geográficas, una concesionada bajo el ámbito de la Ley de Concesiones Eléctricas, y dos áreas que se rige bajo la Ley General de Electrificación Rural, de las cuales una es concesionada y la otra no.

Respecto a las transferencias de obras de infraestructura eléctrica rural, se menciona que, desde el año 1993 hasta el 2007, el Ministerio de Energía y Minas transfirió los denominados Pequeños Sistemas Eléctricos (PSE) a las empresas concesionarias de distribución eléctrica de propiedad del Estado y a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica (Adinelsa) bajo la modalidad de aportes de capital y vía la emisión de acciones a nombre del Estado.

A partir del año 2007, bajo el amparo de la LGER y su reglamento, se modificó el concepto de PSE por Sistema Eléctrico Rural (SER); se dispuso que las transferencias de los SER a las empresas concesionarias de distribución eléctrica de propiedad del Estado y Adinelsa se realicen a título gratuito; y que la recepción y operación de las mismas era obligatoria. Cabe resaltar que SER se define, de acuerdo al Artículo 4° del Reglamento de la Ley N° 28749, como todas las instalaciones ubicadas en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país que

sirven para abastecer al Servicio Público de Electricidad, bajo la condición de necesidad nacional, utilidad pública y de preferente interés social.

En el año 2015, con la promulgación de los Decretos Legislativos N° 1207 y 1221, la obligatoriedad de recibir y operar los SER ha sido nuevamente modificada, y se ha establecido que las obras de infraestructura eléctrica ejecutadas por el Ministerio de Energía y Minas y los gobiernos regionales y locales serán transferidas en generalidad a Adinelsa y, solo por excepción, a las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado.

Asimismo, con la promulgación de dichas normas, las empresas de distribución eléctrica participan prioritariamente en la fase de diseño, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica a ser ejecutada, y aprueban la ejecución de las mismas, por lo que el rol del Gobierno nacional y los gobiernos regionales y locales es ahora solo complementario.

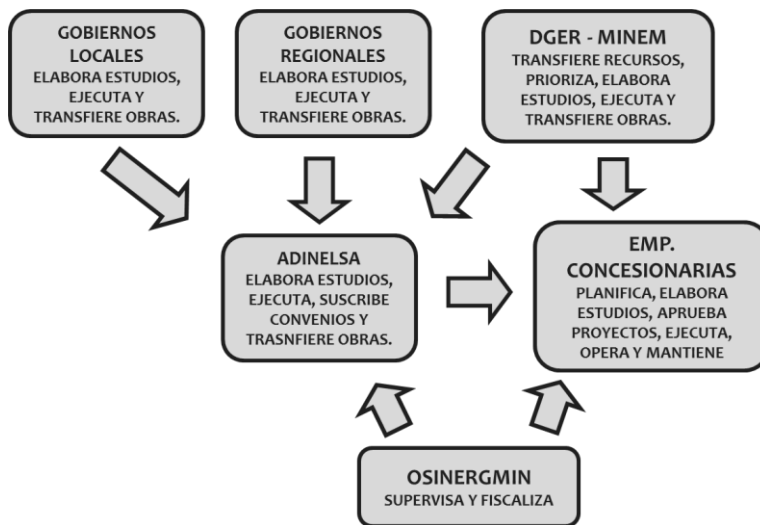
La norma en mención establece también que Adinelsa sea propietario de esas instalaciones y responsable de reforzar, ampliar, remodelar o mejorar dicha infraestructura, así como de suscribir los contratos de administración, operación y mantenimiento con las empresas de distribución de propiedad estatal bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe). Estos contratos tendrán un plazo de vigencia que no será mayor a doce años, a cuyo término se deberá transferir, a título gratuito, la propiedad de la infraestructura a las empresas de distribución eléctrica.

La promulgación del Decreto Legislativo N° 1221, de fecha 24 de setiembre de 2015, introduce un cambio trascendental en las funciones de las empresas de distribución eléctrica, por lo que, en la actualidad, estas cuentan con la facultad de aprobar proyectos de electrificación a ser ejecutados dentro de su zona de responsabilidad técnica.

## **2.2 Marco institucional**

Se muestran, en el gráfico 1, las principales relaciones entre los distintos actores de la actividad de distribución eléctrica.

**Gráfico 1. Principales relaciones entre los actores de la actividad de distribución eléctrica**



Fuente: Elaboración propia.

1. El Ministerio de Energía y Minas es el ente rector del subsector eléctrico, función que es desarrollada a través de la Dirección General de Electricidad. Asimismo, realiza la programación de los proyectos, elaboración de los estudios técnicos, ejecución de obras y su posterior transferencia a través de la DGER/MEM.
2. Osinergmin regula y supervisa a las empresas de distribución eléctrica, de propiedad estatal o privada, fijando las tarifas eléctricas de las actividades de transmisión y distribución. Ejerce labores de fiscalización de las concesiones eléctricas y rurales y, de ser el caso, propone su caducidad.
3. Las empresas de distribución eléctrica son las encargadas de brindar el servicio eléctrico a los usuarios finales ubicados dentro de sus respectivas ZRT a través de la operación y mantenimiento de la infraestructura de distribución eléctrica. Se dividen en propiedad pública y privada. Participan en los procesos de programación de los proyectos y aprueban su ejecución dentro de sus ZRT respectivas. Coordinan con los gobiernos nacional, regional y local a efectos de consolidar todas las intervenciones en un período de diez años.
4. Adinelsa administra las obras de electrificación rural en zonas rurales y aisladas del país, que recibe del Estado, en ausencia de un operador o ante la presencia de un operador privado.
5. El Fonafe norma y dirige la actividad empresarial del Estado. Así, respecto a las empresas de distribución eléctrica, ejerce la titularidad de su representación, la administración de sus recursos y la aprobación de su presupuesto consolidado y de sus normas de gestión.
6. Los gobiernos regionales y locales elaboran estudios técnicos y ejecutan obras de electrificación para las localidades dentro de su ámbito jurisdiccional. Sin embargo, su

función ejecutora de obras queda supeditada a la aprobación de las empresas de distribución eléctrica, por lo que su rol es complementario.

### **3. La actividad de distribución eléctrica en el Perú**

Siguiendo lo señalado en Dammert, Molinelli y Carbajal (2011), la actividad de distribución eléctrica consiste en llevar el suministro de energía eléctrica, que se inicia en el sistema de transmisión, a cada uno de los usuarios finales, a través de redes eléctricas. La construcción de las redes eléctricas debe tomar en cuenta dos criterios que podrían entrar en conflicto: la seguridad del suministro y la eficiencia en los costos.

A continuación, se desarrollarán los principales conceptos técnicos y económicos de la actividad de distribución eléctrica en el Perú.

#### **3.1 Aspectos técnicos**

##### **3.1.1 Configuración de redes de distribución eléctrica**

De acuerdo a lo señalado por Ruiz (2008), la configuración de un sistema de distribución eléctrica es importante porque permite «minimizar la frecuencia y duración de las interrupciones». Así también, esta configuración tiene efectos sobre la explotación de los sistemas eléctricos y la continuidad del suministro en la eventualidad de fallas.

Entre las principales formas de configuración de las redes de distribución eléctrica están:

- **Sistemas radiales:** Su principal característica es la atención del servicio eléctrico a partir de una sola subestación, desde la cual se derivan uno o más alimentadores. Su justificación obedece a criterios de eficiencia de costos, ya que tiene menores costos relativos que las demás configuraciones. Sin embargo, tiene problemas de confiabilidad del sistema: su principal desventaja es la posibilidad de dejar sin servicio eléctrico a una parte de los usuarios de su red.

En el caso del Perú, es la forma de configuración más usada, y es fuente de cortes e interrupciones en el sistema eléctrico. Para disminuir dicha posibilidad se instalan seccionadores de corrientes eléctricas en cada ramal de la línea primaria, que se abren al detectarse un desperfecto y dejan sin servicio eléctrico a los usuarios de ese ramal y no a los

de otros ramales. Además, se instala un *recloser* que monitorea el sistema eléctrico y, en especial, el tronco del ramal.

- Sistemas en anillo: Mejora la configuración anterior, pues agrega una conexión de seguridad entre el primer y el último punto, mantiene el servicio eléctrico desde las fuentes restantes y aísla el ramal perjudicado por la falla en una de las fuentes. Esta configuración genera mayores costos en su construcción y mantenimiento; sin embargo, no elimina la posibilidad de cortar el servicio a usuarios que no pertenecen a ese ramal, ya que, de presentarse fallas, serían múltiples.

En el Perú, son excepcionales los casos en los que se han construido redes de distribución eléctrica con esta configuración.

- Sistema enmallado: En esta configuración, todas las redes eléctricas estructuran la forma de una malla, lo cual le otorga una máxima confianza al sistema eléctrico, ya que permite que cada ramal soporte sobrecargas permanentes y contar con dispositivos de desconexión en los puntos extremos, por lo que son los de mayor costo entre las principales configuraciones. Por ello, son usados como modelo de construcción solo en el caso de grandes ciudades.

### **3.1.2 Subsistemas de distribución eléctrica**

Las instalaciones de las redes eléctricas de distribución incluyen diferentes subsistemas:

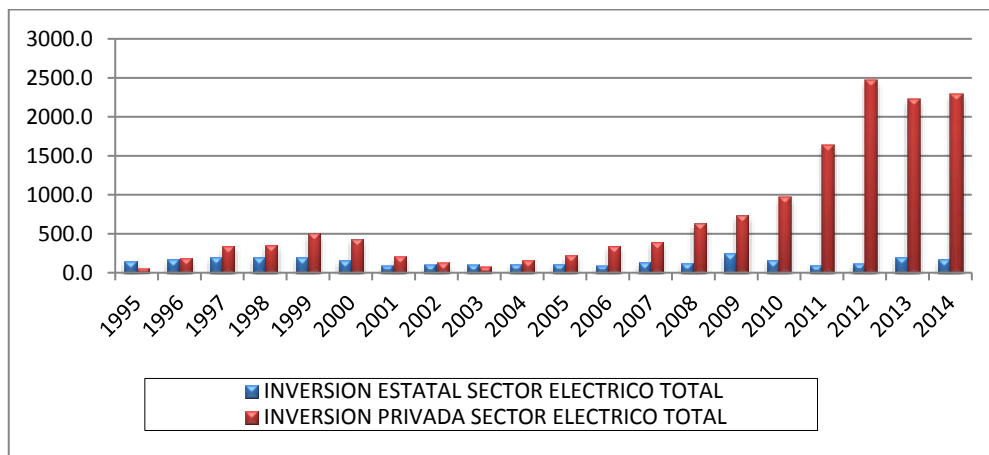
- Subsistema de distribución primaria: Comprende las líneas y redes primarias. En él se transporta la energía eléctrica a media tensión, hasta por un máximo de 30kV.
- Subsistema de distribución secundaria: Comprende las redes secundarias, que pueden ser aéreas o subterráneas. Por razones de eficiencia técnica y económica, en el Perú se usan mayoritariamente de tipo aéreo.

### **3.2 Aspectos económicos: Inversiones en el mercado eléctrico**

Con respecto a la inversión en el sector eléctrico, se puede afirmar que esta creció en los últimos diez años, principalmente, debido a la inversión privada y, dentro de ella, a la inversión en generación eléctrica, tal como se muestra en el gráfico 2.



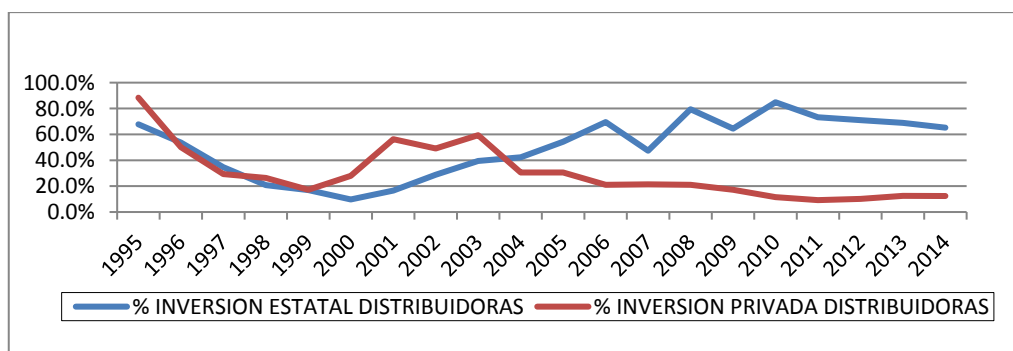
**Gráfico 2. Evolución de la inversión estatal y privada en el sector eléctrico: 1995-2014**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2015.

De similar manera, analizando la participación de la inversión estatal y privada en la distribución eléctrica respecto del total en los diez últimos años, se observa que la inversión de las empresas estatales mantiene una participación por encima del 40%, mientras que la inversión privada decrece, en el mismo período, a niveles por debajo del 20%, como resultado de la mayor participación de la inversión privada en generación. Dicha situación se aprecia en el gráfico 3.

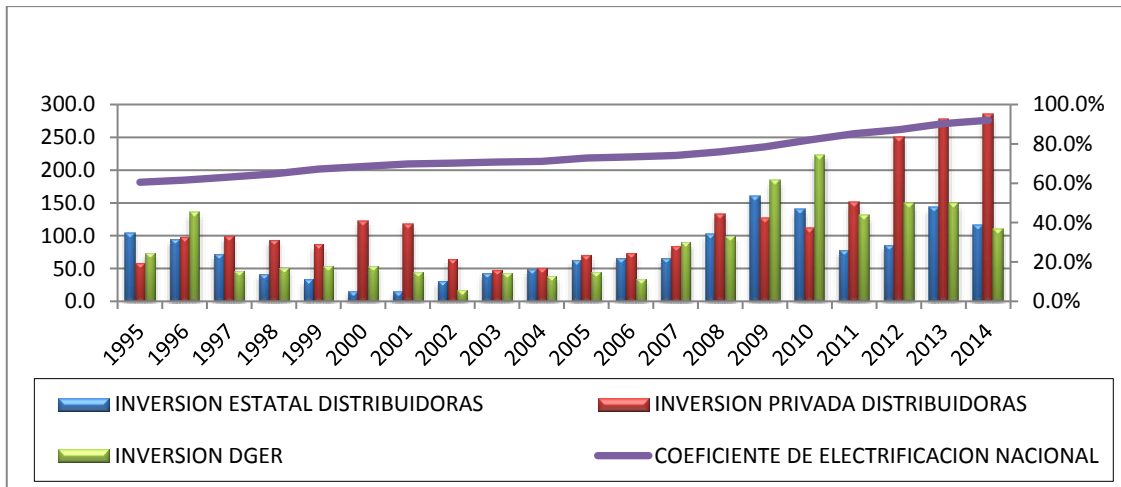
**Gráfico 3. Evolución del porcentaje de inversión en distribución respecto al total del sector eléctrico: 1995-2014**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2015.

Asimismo, analizando la evolución de la inversión estatal, privada y de la DGER/MEM con respecto al coeficiente de electrificación rural, el gráfico 4 muestra que el incremento en el coeficiente coincide con los periodos de mayor inversión, tanto estatal y privada como de la DGER/MEM.

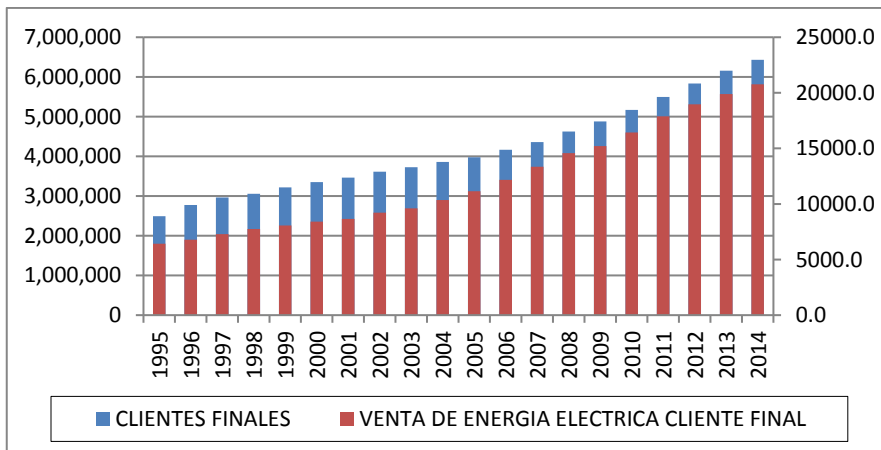
**Gráfico 4. Evolución de la inversión en distribución eléctrica y coeficiente de electrificación rural: 1995-2014**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2015.

Finalmente, es necesario señalar que los esfuerzos por una mayor inversión en el sector eléctrico se han visto correspondidos con el incremento en el número de clientes finales regulados y de las ventas de energía en dicho mercado, tal como se aprecia en el gráfico 5.

**Gráfico 5. Evolución de los clientes finales y ventas de energía en el mercado regulado de distribución: 1994-2014**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2015.

De acuerdo a lo antes señalado, se observa que, de manera general, la actividad de distribución eléctrica ha crecido tanto en clientes como en ventas, lo cual ha permitido generar mayores inversiones, tanto de las empresas estatales como privadas. Sin embargo, estos resultados no

indican cómo se desarrollaron las empresas estatales desde el punto de vista de la eficiencia, vacío que se busca trabajar en la presente investigación.

#### **4. Marco regulatorio de las empresas de distribución eléctrica**

##### **4.1 Modelo regulatorio**

Conforme se establece en el Decreto Legislativo N° 1221, el modelo regulatorio que rige la actividad de distribución eléctrica es el de Empresa Modelo Eficiente, el cual se basa en una empresa ficticia, que, con el fin de encontrar los menores costos posibles, optimiza sus procesos. Esta empresa modelo, teóricamente, solo tiene en cuenta los activos necesarios, con la tecnología disponible y con una calidad de servicio establecida, que permitan realizar una prestación del servicio de manera eficiente. Es importante mencionar que este modelo permite adaptar la realidad geográfica y la demanda específica con la que opera la empresa.

De acuerdo con Dammert, Carpio y Molinelli (2013), el modelo de empresa eficiente tiene varias ventajas, entre ellas, «da una señal para el uso de tecnología eficiente y permite adaptar el tamaño de planta en cada período de tiempo» al «remunerar en un nivel de capacidad que corresponde al costo medio de largo plazo», y a que «remunerar empleando anualidades implica valorizar las instalaciones como nuevas». Además, tiene la ventaja de permitir adecuados incentivos a la expansión del servicio.

De acuerdo con Bonifaz (2001), la aplicación de este modelo «permite superar varias debilidades [...] como, por ejemplo, el incentivo a reinvertir y a no reducir costos». Sin embargo, reconoce como desventajas que, «la metodología no establece explícitamente los principios que la rigen» y «el modelo termina por utilizar los parámetros de la empresa real, con lo cual se pierde el sentido de comparación».

##### **4.2 Determinación de las tarifas eléctricas**

En el Perú, las tarifas de distribución eléctrica están representadas por el Valor Agregado de Distribución (VAD). De acuerdo al nuevo marco legal señalado en el Decreto Legislativo N° 1221, dicho VAD incorpora un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad que considera lo siguiente:

- Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía.
- Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Adicionalmente, el VAD incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales, que tiene como objetivo el desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o de eficiencia energética, los cuales son aprobados por Osinergmin.

Dicho VAD se calcula individualmente por cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de 50.000 suministros. Para los demás concesionarios se calcula de manera agrupada.

Sin embargo, para fines de diferenciación de los costos de distribución, se dividieron las áreas de distribución en sectores típicos, los cuales, de acuerdo al artículo 13° de la Ley de Concesiones Eléctricas, representan un conjunto de sistemas de distribución eléctrica con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento. Las empresas de distribución eléctrica pueden contar con instalaciones de distribución eléctrica de distintos sectores de distribución típicos.

Los sectores de distribución típicos, de acuerdo a la Resolución Directoral N° 154-2012 EM/DGE, para el período noviembre 2013 - octubre 2017, son los siguientes:

- Sector de Distribución Típico 1: Urbano de alta densidad.
- Sector de Distribución Típico 2: Urbano de media densidad.
- Sector de Distribución Típico 3: Urbano de baja densidad.
- Sector de Distribución Típico 4: Urbano rural.
- Sector de Distribución Típico 5: Rural de media densidad.
- Sector de Distribución Típico 6: Rural de baja densidad.
- Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER).
- Sector de Distribución Típico Especial: Coelvisac (Villacurí)

Sin embargo, de acuerdo a lo señalado en el Decreto Supremo N° 018-2016-EM, Osinergmin determinará mediante estudios técnicos y económicos la metodología que fijará las características y el número de sectores de distribución típicos.

En el caso de los SER, los componentes son los siguientes:

- Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía
- Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía

En el siguiente capítulo se desarrolla el marco teórico que detalla los conceptos para el análisis de la eficiencia técnica y económica, que servirá como fundamento para proponer los métodos de contrastación de las hipótesis.

### **Capítulo III. Marco teórico**

En el presente capítulo se procederá a desarrollar los principales conceptos asociados a los métodos y modelos utilizados en el análisis de la eficiencia técnica y económica de las empresas de distribución eléctrica, así como de las variables que repercuten en la misma.

#### **1. Monopolio natural y actividad de distribución eléctrica**

Según Dammert, Carpio y Molinelli (2013), un monopolio natural «representa una situación específica donde si se dejara actuar al mercado por sí solo, no se alcanzaría el óptimo social en el cual se maximiza el bienestar de la sociedad en su conjunto».

Así, son características de los monopolios naturales, aplicables a la actividad de distribución eléctrica, las siguientes:

1. No presenta sustitutos o presenta sustitutos imperfectos, como en el caso del servicio eléctrico, el uso de velas, mecheros, leña, entre otros.
2. Se necesita elevadas inversiones para poder operar en este mercado, y una proporción importante son los costos hundidos, por la especificidad de los activos utilizados.
3. Es un servicio de consumo masivo.

En industrias uniproducto, como es el caso de la actividad de distribución eléctrica, «una función de costos es subaditiva si el costo de producir en una sola empresa, la cantidad demanda en el mercado, es menor que producir dicha cantidad en dos o más empresas separadas» (Dammert, Carpio y Molinelli, 2013, pag. 91). Por lo tanto, se considera monopolio natural «si la función de costos es estrictamente subaditiva sobre todo el rango relevante de la producción» (Dammert, Carpio y Molinelli, 2013, pag. 91).

Asimismo, «cuando la función de costos presenta economías de escala para un nivel de producción determinado, dicha función de costos será subaditiva» (Dammert, Carpio y Molinelli, 2013, pag. 96). Se dice que en este rango de producción existe una relación de dominancia de costos. Así, el componente tecnológico es clave en la subaditividad de la función de costos, ya que puede ampliar el rango de subaditividad de una empresa.

La actividad de distribución eléctrica en nuestro país se caracteriza por la presencia de costos hundidos derivada de la especificidad de sus inversiones en redes eléctricas, transformadores de

distribución, entre otros. Asimismo, esta actividad tiene una fuerte presencia de economías de escala y de economías de densidad. Sin embargo, como señalan Dammert, Molinelli y Carbajal (2011), dado que, en las zonas rurales, el incremento en la provisión del servicio probablemente tenga que enfrentar mayores costos, el sustento para considerarlo un monopolio natural no son las economías de escala sino las economías de densidad.

Esta afirmación guarda coherencia con lo señalado por Bonifaz (2001), cuando precisa que surge un monopolio natural «cuando el regulador prefiere que la producción se realice en una sola planta, obteniendo beneficios de las economías de escala que compensan los costos asociados a una menor información» (Bonifaz, 2001, pag. 56).

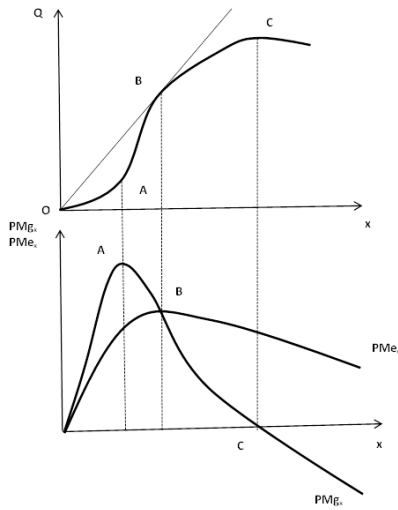
## **2. Funciones de producción**

A fin de analizar la eficiencia técnica en la producción de un bien o servicio por parte de una empresa es importante tener en cuenta el concepto de función de producción.

De acuerdo con Fernández Baca (2010), el conjunto de producción se define como la agrupación de todos los programas de la empresa que son técnicamente posibles. Estos conjuntos de producción están sujetos a rendimientos a escala constante (cuando pueden aumentar o disminuir la escala de producción), rendimientos a escala decreciente (cuando solo es posible disminuir, pero no aumentar la escala de producción) y rendimientos a escala creciente (cuando solo se puede aumentar, pero no disminuir la escala de producción).

Asimismo, Fernández Baca (2010) define la función de producción como el máximo volumen de producción de un bien, que puede ser obtenido empleando cantidades específicas de cada uno de los insumos o factores de producción. Siguiendo a este autor, la función de producción presenta tres etapas claramente diferenciadas, como se aprecia en el gráfico 6.

### Gráfico 6. Función de producción



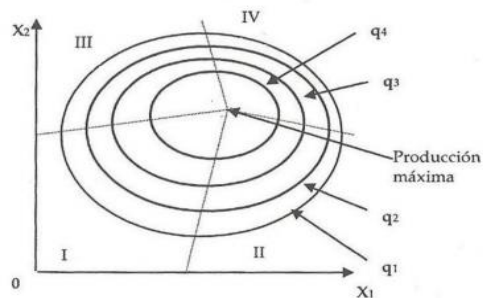
Fuente: Fernández Baca, 2010.

En la etapa 1, la productividad marginal del factor variable es positiva y creciente (hasta el punto A del gráfico inferior) y luego decrece hasta igualarse con el producto medio (punto B). En la etapa 2, la productividad marginal es positiva y decreciente (hasta el punto C) y, finalmente, en la etapa 3, la productividad marginal es negativa (a partir del punto C).

La empresa que utiliza un solo factor variable, opera en el tramo en el que están presentes rendimientos decrecientes; es decir, el producto marginal es positivo, pero es cada vez menor, a medida que se incrementa la producción.

Las funciones de producción se clasifican en dos tipos: (i) de proporciones fijas y (ii) de proporciones variables. Cuando la función de producción tiene proporciones variables, da lugar a la formación de isocuantas o un mapa de isocuantas si se tienen en cuenta varios niveles de producción. Estas isocuantas pueden ser representadas como se muestra en el gráfico 7.

### Gráfico 7. Mapa de isocuantas



Fuente: Fernández Baca, 2010.



En presencia de proporciones variables, el mapa de isocuantas muestra cuatro zonas bien marcadas. En la primera, las curvas de isocuantas son decrecientes y convexas, por lo que es posible sustituir un insumo por otro, y, por lo mismo, sus productividades marginales son positivas y decrecientes. En la segunda, el insumo 1 ya no puede seguir aumentando, porque su productividad marginal es negativa, y no es posible la sustitución, por lo que solo podrá mantenerse el nivel de producción si se incrementa también el insumo 2. La tercera es similar a la segunda; aquí solo el insumo 2 presenta productividad marginal negativa, y no es posible la sustitución, por lo que solo se podrá mantener el nivel de producción si se aumenta el insumo 1. En la cuarta zona, ambos insumos tienen productividades marginales negativas y las isocuantas son cóncavas desde el origen, lo que implica un aumento de la producción a medida que se acerca al origen.

Suponiendo retornos a escala constante, se puede concluir que, en la zona I, ambos insumos están en la etapa 2 de la función de producción. En la zona II, el insumo 1 se encuentra en la etapa 3; y el insumo 2, en la etapa 1. En la zona III, el insumo 1 se encuentra en la etapa 1; y el insumo 2, en la etapa 3. Finalmente, en la zona IV, los dos insumos se encuentran en la etapa 3.

Suponiendo que el insumo 1 es el trabajo y el insumo 2 es el capital, en la zona II, el insumo capital es abundante relativamente; y el insumo trabajo, escaso relativamente. Lo contrario ocurre en la zona III, donde el insumo trabajo es abundante relativamente; y el factor capital, escaso.

Esta explicación será oportuna para analizar los signos de los parámetros al momento de correr el modelo de frontera estocástica para analizar la eficiencia técnica.

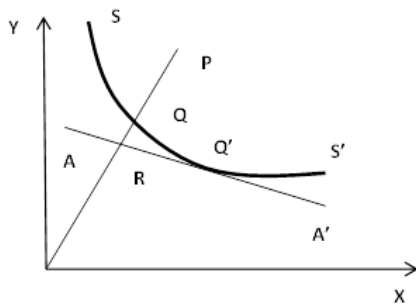
### **3. Eficiencia técnica y económica y rendimientos a escala**

Farrell (1957) es el primer referente en el desarrollo de estos conceptos. Sobre la base de la simplicidad, advirtió la utilización de dos factores de producción para producir un solo producto y rendimientos a escala constante, bajo un enfoque orientado al insumo. Además, consideró la existencia de una función de producción eficiente, previamente conocida.

Dadas estas consideraciones previas, y de acuerdo al gráfico 8, definió la eficiencia técnica como la ratio  $OQ/OP$  para la empresa P, debido a que mide la eficiencia que obviamente necesita la empresa. Asimismo, definió la eficiencia en precios como la ratio  $OR/OQ$  para la

empresa P que tendrá que moverse al nivel de la empresa Q', la cual utiliza la mejor proporción de los factores de producción sin alterar su eficiencia técnica. Finalmente, definió la eficiencia global a la ratio OR/OP para la empresa P en el supuesto de que es eficiente tanto técnicamente como en precios.

### Gráfico 8. Eficiencia técnica, en precios y global



Fuente: Farrell, 1957.

Coelli (2005) recoge los aportes de Farrell (1957) y señala que la eficiencia técnica (TE) provee un indicador del grado de la eficiencia técnica de la firma que se expresa en valores entre cero y uno, en donde un valor de uno significa que la empresa es totalmente eficiente técnicamente. Para efectos de medición, también se puede expresar la eficiencia técnica en términos de distancia-*input* como:

$$TE = 1/d_i(x, q)$$

Donde un valor de 1 considera que la empresa es eficiente y está situada en la frontera de producción.

Asimismo, denomina eficiencia económica (CE) a la ratio OR/OP, definida por Farrell como eficiencia global. También define como eficiencia asignativa (AE) lo que Farrell definió como eficiencia en precios, que es la ratio OR/OQ.

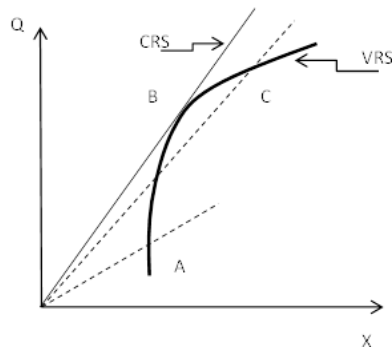
Finalmente, Coelli (2005) establece que la eficiencia económica, también denominada eficiencia económica global, es el resultado de multiplicar la eficiencia técnica por la eficiencia asignativa.

$$CE = TE * AE = OQ/OP * O$$

$$R/OQ = OR/OP$$

Uno de los supuestos trabajados por Farrell es el de rendimientos constantes a escala, que fue levantado en el trabajo desarrollado por Coelli (2005), lo cual se muestra en el gráfico 9.

**Gráfico 9. Rendimientos constantes y variables a escala**



Fuente: Coelli, 2005.

Los puntos A, B y C son tres firmas. La firma A opera en presencia de rendimientos crecientes a escala y podría ser más productiva si incrementa su escala de producción moviéndose al punto B. Mientras tanto, la empresa C opera en presencia de rendimientos decrecientes a escala y podría ser más productiva si decrece su escala de producción al punto B. La empresa del punto B es incapaz de ser más productiva, como consecuencia de haberse movido a otro punto, es decir, alcanza el punto que maximiza la productividad.

De acuerdo con Núñez (2004), es conveniente utilizar la orientación hacia *inputs* o de minimización de costos expuesta por Farrell y Coelli debido a que la demanda de energía eléctrica es una variable exógena para las empresas distribuidoras que excluye la posibilidad de analizar un modelo de maximización de la función de producción.

Así, en este caso, la eficiencia técnica se define como «la capacidad de emplear la cantidad mínima de *inputs* combinados en una determinada proporción, necesaria para obtener un nivel dado de *output*» (Núñez, 2004, pag. 39). La eficiencia asignativa se define como la «capacidad de combinar de forma óptima los *inputs* y *outputs*, teniendo en cuenta los precios de ambos» (Núñez, 2004, pag. 40). Asimismo, existirá eficiencia económica cuando la empresa no solo alcance el conjunto frontera eficiente de producción, sino cuando, simultáneamente, haya elegido la combinación de factores que minimizan los costos incurridos para un determinado nivel de producto.

La presente investigación constituye un esfuerzo por analizar de manera integral la eficiencia en las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal, aspecto que constituye un aporte respecto a otras investigaciones, las cuales mayoritariamente han contemplado el análisis parcial de solo una de las eficiencias, lo cual se detallará en el capítulo siguiente.

Hasta aquí se ha expuesto la teoría económica detrás de los tipos de eficiencia, las funciones de producción y de los rendimientos a escala que será motivo de contrastación de información cuantitativa de las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal, cuyos métodos se exponen en el siguiente numeral.

#### 4. Métodos para analizar la eficiencia técnica y económica

Existen diversas metodologías que pueden utilizarse para analizar la eficiencia técnica y económica. Por ello, se puede hacer una diferencia entre aquellas que definen una forma funcional de inicio o sobre la tecnología y que no suponen errores aleatorios, y aquellas que tienen en cuenta una forma funcional específica y el error aleatorio.

La tabla 1 muestra los diferentes métodos que, en los últimos 30 años, desde el trabajo pionero de Farrell, se utilizan en el análisis de la eficiencia técnica y económica.

**Tabla 1. Métodos para el análisis de la eficiencia técnica y económica**

<b>Métodos de <i>benchmarking</i></b>	<b>No paramétricos o de programación matemática</b>	<b>Paramétricos</b>
<b>Determinísticos</b>	Data Envelopment Analysis (DEA)	Frontera Paramétrica Determinística
		Frontera sin supuestos sobre la distribución de la ineficiencia, con efectos fijos o efectos variables.
<b>Estocásticos</b>	DEA con <i>bootstrap</i>	Frontera paramétrica estocástica

Fuente: Núñez, 2004.

Esta investigación ha decidido utilizar el Data Envelopment Analysis (DEA) por las razones que señalan Núñez (2004) y Khetrupal y Thakur (2014):

1. No imponen una forma funcional *a priori* sobre los datos tanto de *inputs* como de *outputs*. Es decir, no se requiere de funciones de producción o de costos previamente especificadas, lo que constituye una ventaja sobre los métodos paramétricos.
2. Permiten un tratamiento de múltiples productos y factores productivos, por lo que ambos pueden estar expresados en unidades diferentes.
3. Permite incorporar variables no controlables o no predecibles; por ejemplo, las variables ambientales.
4. Permite una estimación individual para cada empresa, que pondere los efectos de *inputs* y de variables no controlables.

Entre sus principales desventajas, están las siguientes:

1. Son sensibles a la adecuada selección de las variables *input* y *output*, y de su disponibilidad de información. En la presente investigación, ese aspecto se enfrentará seleccionando variables que se identifiquen claramente con el objetivo y las hipótesis de la investigación.
2. Son muy sensibles al número de variables incluidas en el modelo, ya que, al aumentar las variables (*inputs* y *outputs*) y el tamaño de la muestra, la capacidad de discriminación de las empresas ineficientes disminuye considerablemente.

Respecto a la utilización de la Frontera Paramétrica Estocástica, se puede apoyar su elección en las razones que señalan Álvarez (2001), Núñez (2004) y Khetrupal y Thakur (2014):

1. Al suponer una función de producción o de costos, permite una interpretación estadística de las relaciones entre *inputs* y *outputs*.
2. El impacto de la medición de errores y otros efectos aleatorios es tomado en cuenta al obtener los *scores* de eficiencia.
3. Para el caso de datos de panel, permite separar el ruido estadístico de la ineficiencia y, de acuerdo con Coelli y Battese (1995) y Söderberg (2007), generar una función específica para el término de ineficiencia.
4. Para el caso de datos de panel, permite separar cambios en la producción debidos a factores asociados a cada empresa, a través del tiempo. De esta manera, permite tratar de manera separada la eficiencia técnica del cambio técnico.

Las principales desventajas son las siguientes:

1. Existe dificultad para implementar en muestras pequeñas. En la presente investigación se trata de superar dicho inconveniente con la mayor información disponible.

2. Se produce la necesidad de realizar constantes cambios en la determinación de la forma funcional de la producción y los costos. Esto se trata de reducir siguiendo la sugerencia de Coelli (2005): tomar decisiones caso por caso base y con modelos específicos.

## **5. Revisión de estudios considerados en la investigación**

A continuación, se muestra la matriz que resume el trabajo investigativo de los autores. Se resumen los trabajos que han sido considerados para la determinación de las variables en los modelos de eficiencia técnica y económica, así como los aportes y la justificación de su utilización como referencia para la presente investigación.

**Tabla 2. Principales estudios e investigaciones previos**

AUTOR Y AÑO	OBJETO DE ESTUDIO	MÉTODO Y MODELO	VARIABLES SELECCIONADAS	RESULTADOS	JUSTIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN
<b>Khetrupal, Pavan, Thakur, Tripta y Gupta, Alok (2015)</b>	Eficiencia técnica de 59 empresas en la India.	Frontera estocástica con función translogarítmica.	<i>Output:</i> Energía vendida. <i>Inputs:</i> Longitud de red, número de transformadores de distribución y costo total. Ambientales: densidad de consumo, estructura del consumidor y pérdida en distribución.	Son estadísticamente significativos la longitud de red, el costo total y las variables ambientales, mas no el número de transformadores de distribución.	Sustenta la utilización de variables físicas y ambientales de la función con frontera estocástica.
<b>Von Hirschhausen, Christian y Kappeler, Andreas (2006)</b>	Eficiencia técnica de 380 empresas en Alemania.	DEA (tanto con retornos constantes como variables a escala) y frontera estocástica (con una función translogarítmica).	<i>Output:</i> Energía vendida. <i>Inputs:</i> Número de trabajadores total, costo a capacidad máxima y longitud de red.	Los resultados indican que las tres variables <i>inputs</i> son estadísticamente significativas, aunque es más robusto el modelo DEA con rendimientos variables a escala.	Sustenta la utilización de variables físicas de la función con frontera estocástica y del modelo DEA.
<b>Cullman, Astrid (2009)</b>	Eficiencia técnica de 93 empresas en Francia y 77 en Alemania.	Frontera estocástica: COLS (Mínimos cuadros ordinarios corregidos) (Agnier, 1977) y frontera estocástica, con la especificación de Battese y Coelli (1995), con una función Cobb-Douglas.	<i>Output:</i> Energía vendida y número de clientes. <i>Inputs:</i> Número de trabajadores y longitud de red. Variable estructural: Índice inverso de habitantes por km <sup>2</sup> de concesión.	Los <i>inputs</i> fueron estadísticamente significativos. Las empresas francesas son más eficientes que las empresas alemanas bajo todos los modelos especificados.	Sustenta la utilización de variables físicas de la función con frontera estocástica y del modelo DEA.
<b>Simab, Mohsen y Haghifam, M. (2009)</b>	Eficiencia técnica de 41 empresas en Irán.	DEA y la corrección de este mediante el método Simar Wilson.	<i>Outputs:</i> Número de clientes y la energía vendida. <i>Inputs:</i> Densidad de clientes, área del servicio, pérdida de energía en distribución y gastos operativos.	La mayor parte de las empresas tienen rendimientos crecientes a escala. Las empresas más eficientes tienen un menor sesgo al corregir su eficiencia.	Sustenta la utilización de variables físicas del modelo DEA.
<b>Bagdadioglu, Necmiddin, Waddams, Price, Catherine M. y Weyman-Jones, Thomas G. (1996)</b>	Eficiencia Técnica de 70 empresas (66 públicas, 2 privadas, 2 generadoras) en Turquía.	DEA	<i>Outputs:</i> Número de clientes, energía vendida, máxima demanda y área servida. <i>Inputs:</i> Número de trabajadores, capacidad de los transformadores, longitud de red, gastos generales y pérdida de distribución.	Las empresas privadas son técnicamente eficientes.	Sustenta la utilización de variables físicas y ambientales del modelo DEA.
<b>Söderberg, Magnus (2007)</b>	Eficiencia económica de 73 empresas en Suecia.	Frontera estocástica: Aigner (1977) o COLS, Pitt y Lee (1981), Battese y Coelli (1995) y Greene (2005), con función Cobb-Douglas.	<i>Output:</i> Costo total. <i>Inputs:</i> Energía vendida, precio de la energía comprada, precio del capital y precio de la mano de obra. Variables ambientales: Densidad de clientes, consumo promedio, porcentaje de área urbana, de área forestal, agrícola y de clientes de bajo voltaje, además de algunas variables <i>dummy</i> relacionadas al tiempo. Variables estructurales: Variable <i>dummy</i> relacionada a la propiedad privada,	El incremento en la densidad de consumo y del consumo promedio por cliente reduce los costos. En el caso de los modelos de Pitt y Lee y Battese y Coelli, ninguno comprueba que la ineficiencia es función de las variables especificadas. El modelo de Green sugiere que las empresas privadas son menos eficientes económicamente que las empresas públicas.	Sustenta la utilización de variables físicas, económicas y ambientales de la función con frontera estocástica.

AUTOR Y AÑO	OBJETO DE ESTUDIO	MÉTODO Y MODELO	VARIABLES SELECCIONADAS	RESULTADOS	JUSTIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN
			porcentaje de cortes o interrupciones del servicio, capacidad de transformación y del porcentaje de líneas aéreas.		
<b>Furková, Andrea (2007)</b>	Eficiencia económica de 3 empresas en Eslovaquia y 8 en República Checa.	DEA (con retornos a escala constante y variable) y Frontera estocástica: Battese y Coelli (1988) y Schmidt y Sickles (1984) o GLS, con función Cobb-Douglas.	Modelo DEA: <i>Output</i> : Energía vendida. <i>Inputs</i> : Número de trabajadores, capacidad instalada de transformación, energía comprada, salario promedio anual de los trabajadores, precio del factor capital y precio promedio de la energía comprada. Fronteras Estocásticas: <i>Output</i> : Costo total. <i>Inputs</i> : Energía vendida, salario promedio anual de los trabajadores, precio del factor capital, precio promedio de la energía comprada y densidad de clientes.	Los resultados para el método DEA muestran una eficiencia promedio mayor en el modelo con retornos a escala variable (90%). En fronteras estocásticas, no hay diferencias significativas entre los modelos.	Sustenta la utilización de variables físicas, económicas y ambientales de la función con frontera estocástica y del modelo DEA.
<b>Farsi, Mehdi y Filippini, Massimo (2005)</b>	Eficiencia económica de 52 empresas en Suiza.	DEA con retornos variables a escala, frontera estocástica: mínimos cuadrados corregidos (COLS) (Aigner, 1977); y Battese y Coelli (1988), con función Cobb-Douglas.	Modelo DEA: <i>Output</i> : Energía vendida. <i>Inputs</i> : Número de trabajadores, salario anual, capacidad instalada de transformadores, gasto total por capacidad, energía comprada y su precio de compra. Para frontera estocástica: <i>Output</i> : Costo total. <i>Inputs</i> : Salario anual por trabajador, gasto total por capacidad instalada de transformación y precio de compra de energía; además, se incluyó factor de carga, número de clientes y tamaño del área de servicio.	El promedio de eficiencia es similar entre frontera estocástica y el DEA, lo cual sugiere que el método de COLS subestima el indicador de eficiencia. El método de frontera estocástica y COLS tienen una alta correlación, lo que sugiere que los <i>rankings</i> de eficiencia a nivel de empresas son susceptibles al modelo utilizado.	Sustenta la utilización de variables físicas, económicas y ambientales de la función con frontera estocástica y del modelo DEA; y también, para la utilización del modelo Battese y Coelli (1995), así como la función Cobb-Douglas en dicho modelo de frontera estocástica.
<b>Cullman, Astrid, Crespo, Helene y Plagnet, Marie-Anne (2008)</b>	Eficiencia técnica de 99 empresas en Francia y 77 en Alemania.	Frontera estocástica: Mínimos cuadrados ordinarios corregidos (COLS) (Aigner, 1977); y Battese y Coelli (1995), con función Cobb-Douglas.	<i>Output</i> : Índice de la energía vendida y el número de clientes. <i>Inputs</i> : Número de trabajadores y longitud de línea. El error debido a la ineficiencia es función de la inversa de la densidad de clientes.	El modelo COLS con la variable estructural mejora la eficiencia, especialmente en Francia, que es más rural y menos densamente poblada que Alemania, lo que implica que se han disminuido las diferencias entre las empresas rurales y urbanas en Francia. Con el método de frontera estocástica se concluye que las áreas de servicio en Francia son menos favorables de operar que las que tienen las empresas en Alemania. Además, las empresas urbanas son más eficientes que las rurales en ambos países, y las empresas urbanas francesas son más eficientes que sus contrapartes alemanas.	Sustenta la utilización del modelo Battese y Coelli (1995), así como la función Cobb-Douglas en dicho modelo de frontera estocástica.
<b>Filippini, Massimo,</b>	Eficiencia	Frontera estocástica: Pitt-Lee	<i>Output</i> : Costo total.	Los resultados indican que el supuesto	Sustenta la utilización de



AUTOR Y AÑO	OBJETO DE ESTUDIO	MÉTODO Y MODELO	VARIABLES SELECCIONADAS	RESULTADOS	JUSTIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN
<b>Farsi, Mehdi y Fetz, Aurelio (2006)</b>	económica de 59 empresas en Suiza.	(1981), Schmidt and Sickles (1984) o GLS y True Random Effects (TRE) de Greene (2005, 2002), con función Cobb-Douglas.	<i>Inputs:</i> Precio del capital, precio de la mano de obra y precio de la energía comprada; además, las variables factor de carga, número de clientes, área del servicio, indicador binario si tiene redes de transmisión de alta tensión, y una variable <i>dummy</i> si los ingresos auxiliares son más del 25% del total.	sobre el término de ineficiencia es crucial para las estimaciones. Los mejores resultados del TRE indican que es más realista suponer que la ineficiencia es aleatoria en el tiempo que suponer que la misma es constante.	la función Cobb-Douglas en el modelo de frontera estocástica.
<b>Farsi, Mehdi y Filippini, Massimo (2004)</b>	Eficiencia económica de 59 empresas en Suiza.	Frontera estocástica: Mínimos cuadrados ordinarios (OLS), Pitt y Lee (1981) o MLE, Schmidt y Sickles (1984) o GLS, y una variante del modelo de Schmidt y Sickles denominada Efectos Fijos (FE), con función Cobb-Douglas.	<i>Output:</i> Costo total. <i>Inputs:</i> Precio del capital, precio de la mano de obra y precio de la energía comprada; también, factor de carga, número de clientes, área del servicio, indicador binario si tiene redes de transmisión de alta tensión, indicador binario si más 40% del área son bosques, y una variable <i>dummy</i> si los ingresos auxiliares son más del 25% del total.	Los resultados muestran que los más reducidos <i>scores</i> de ineficiencia se encuentran en los modelos GLS y MLE, seguidos por OLS, y muy distante el FE. Estos resultados se ven confirmados por la alta correlación existente entre los modelos GLS y MLE.	Sustenta la utilización de la función Cobb-Douglas en el modelo de frontera estocástica.

Fuente: Elaboración propia.

## **Capítulo IV. Planteamiento de modelos y análisis de resultados**

Se precisa que la presente investigación estudia la eficiencia técnica y económica de las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado. Ello está sujeto a la disponibilidad de información solicitada a Osinergmin y de la que está en su página web, la cual, a nivel de dicha actividad, solo está disponible para el periodo 2006-2014. Esta misma información ha sido tomada en cuenta por dicho organismo regulador para ser aplicada en los periodos regulatorios a partir de ese año.

### **1. Definición de variables**

A continuación, se definen las variables a ser utilizadas en el análisis estadístico y en la estructuración de los modelos aplicables en la presente investigación.

#### **1.1 *Outputs***

- Energía distribuida en clientes regulados (*energiareg*): Busca aislar el efecto de los clientes libres, ya que la investigación gira en torno a la distribución de energía regulada, que representa más del 80% del total de la energía distribuida (Ministerio de Energía y Minas, 2015). Su unidad de medida es el megavatio-hora (MWh).
- Gasto auditado real (*gastorealpp*): Comprende el costo operativo total más los gastos financieros totales. Dicho resultado se dividió entre el precio promedio de la energía comprada. Ambas cifras están en términos reales según el IPC Lima (2009=100).

#### **1.2 *Inputs***

- Número de trabajadores (*trabaj*): Representa el aporte del factor productivo, mano de obra, en una mayor producción y venta de energía eléctrica. La estadística disponible solo presenta el total de trabajadores por empresa distribuidora, no se tiene estadísticas que lo desagreguen en operativos y administrativos. Su unidad de medida es el trabajador.
- Longitud de red secundaria total (*logreds*): Es la longitud lineal de las redes secundarias, tanto de media como de baja tensión, de propiedad de las empresas de distribución eléctrica. Representa el aporte del factor capital en la mayor producción y venta de energía. Su unidad de medida es el kilómetro (km).

- Número de subestaciones (subestac): Es el total de subestaciones en las redes de distribución secundaria de propiedad de las empresas de distribución eléctrica. Representa el aporte del factor capital en la mayor producción y venta de energía.
- Pérdidas de distribución (perdida): Representa el porcentaje de energía perdida del total de energía distribuida en media y baja tensión. Se considera inherente a la gestión de la empresa y no como un factor exógeno.
- Transferencias de infraestructura rural (transinfr): Es una variable *dummy*, con valores entre 0 y 1, de los que 1 significa que en ese año le fue transferido infraestructura de electrificación rural; y 0, que no. Esta variable busca medir el impacto de dichas transferencias sobre la eficiencia de dicha variable.
- Salario real promedio (salariorpp): Se obtiene de dividir el gasto de personal entre el número de trabajadores. Este resultado, a su vez, se divide entre el precio promedio de la energía comprada. Ambas cifras están en términos reales según el IPC Lima (2009=100).
- Precio de capital real (gcaprealpp): Se obtiene al dividir el gasto de capital (estimado como depreciación más gasto financiero total) entre las inversiones tangibles. Este resultado se divide entre el precio promedio de la energía comprada. Ambas cifras están en términos reales según el IPC Lima (2009=100).

### **1.3 Variables estructurales**

- Densidad de clientes (densclie2): Medida como clientes regulados entre el número de subestaciones. Mide la cantidad de clientes por subestación.
- Densidad de consumo (denscons): Medida como consumo de clientes residenciales entre el número de clientes residenciales. Se utiliza esta variable teniendo en cuenta que los clientes residenciales representan más del 70% del total de clientes, y la energía residencial representa más del 40% de la energía total distribuida (Ministerio de Energía y Minas, 2015).
- Densidad de red (densred2): Medida como número de clientes entre kilómetros de red de distribución secundaria.

## **2. Análisis estadístico de las variables seleccionadas**

A continuación, se realizará un breve análisis estadístico de las variables utilizadas en la presente investigación.

Como se muestra en la tabla 3, las variables clientes regulados (clientesreg), energía vendida a clientes regulados (energiareg), número de trabajadores (trabaj), longitud de redes de distribución secundaria (longreds), número de subestaciones (subestac), densidad de clientes (densclie2), y densidad de red (densred2) tienen medias y desviaciones estándar muy superiores a las variables pérdida de energía en distribución (pérdida), transferencia de infraestructura (transfinfr) y densidad de consumo (denscons), por lo que resulta razonable convertir las del primer grupo en logaritmos y mantener las del segundo grupo en sus valores iniciales.

De esta manera, se comprueba que es factible aplicar una función logarítmica, tal como lo recomiendan Battese y Coelli (1995), aplicado al análisis de la eficiencia técnica.

**Tabla 3. Valores estadísticos de las principales variables para la eficiencia técnica**

variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
clientesreg	90	300681.7	171080	45675	755459
energiareg	90	549128.2	353164.9	131526	1633318
trabaj	90	237.8667	98.3516	63	548
perdida	90	.0994711	.0158499	.071	.1474
longreds	90	11987.65	7334.333	1700.943	28104.44
transfinfr	90	.5444444	.5008108	0	1
denscons	90	.8380763	.2022993	.5105878	1.200178
subestac	90	3632.744	2490.651	378	10735
densclie2	90	94.68038	31.9288	53.77227	194.2529
densred2	90	27.04197	7.130728	12.31539	43.57019

Fuente: Elaboración propia.

A nivel de correlaciones, como se muestra en la tabla 4, destaca la relación positiva de la mayoría de variables con energiareg, excepto por la variable pérdida, que razonablemente es de signo negativo. Asimismo, aparece una clara relación positiva entre las variables longreds y subestac; densclie2 y densred2, y, finalmente, denscons y densred2. Ello podría originar problemas potenciales de multicolinealidad que deberán ser evaluados en cada modelo.

**Tabla 4. Correlaciones entre las distintas variables para la eficiencia técnica**

	energiareg	trabaj	perdida	transfinfr	longreds	subestac	denscons	densred2	densclie2
energiareg	1.0000								
trabaj	0.7063	1.0000							
perdida	-0.1988	-0.1347	1.0000						
transfinfr	0.2484	0.4422	0.0082	1.0000					
longreds	0.4769	0.6439	0.2140	0.4480	1.0000				
subestac	0.4944	0.6300	0.0194	0.4195	0.9403	1.0000			
denscons	0.1744	-0.1957	-0.4439	-0.3790	-0.5950	-0.4455	1.0000		
densred2	0.3837	0.2083	-0.5914	-0.1248	-0.4542	-0.3109	0.6578	1.0000	
densclie2	0.1330	0.1039	-0.2182	-0.1077	-0.5002	-0.5502	0.3996	0.7167	1.0000

Fuente: Elaboración propia.

En el caso del análisis de eficiencia económica, se tiene una situación similar, como se muestra en la tabla 5. En tanto, las variables gasto real por precio de compra de energía (gastorealpp), salario real por trabajador por precio de compra de energía (salariorpp), energiareg, densclie2 y densred2 tienen medias y desviaciones estándar muy superiores a las variables precio real del

capital por precio de compra de energía (gcaprealpp), transfinfr y denscons. Por esta razón, también se aplicará logaritmos a las variables del primer grupo y se mantendrá con sus valores iniciales a las del segundo grupo en mención.

**Tabla 5. Valores estadísticos de las principales variables para la eficiencia económica**

variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
gastotrealpp	90	1130164	817580.4	0	3558881
salariorpp	90	340.8169	122.5462	0	817.8344
gcaprealpp	90	.2963074	.1368089	0	.8359614
energiareg	90	549128.2	353164.9	131526	1633318
transfinfr	90	.5444444	.5008108	0	1
denscons	90	.8380763	.2022993	.5105878	1.200178
densclie2	90	94.68038	31.9288	53.77227	194.2529
densred2	90	27.04197	7.130728	12.31539	43.57019

Fuente: Elaboración propia.

A nivel de correlaciones, como se muestra en la tabla 6, también existe una clara relación positiva entre todas las variables y el gasto total real, mientras que, nuevamente, un posible problema de multicolinealidad es la relación positiva entre densclie2 y densred2, y, finalmente, entre denscons y densred2.

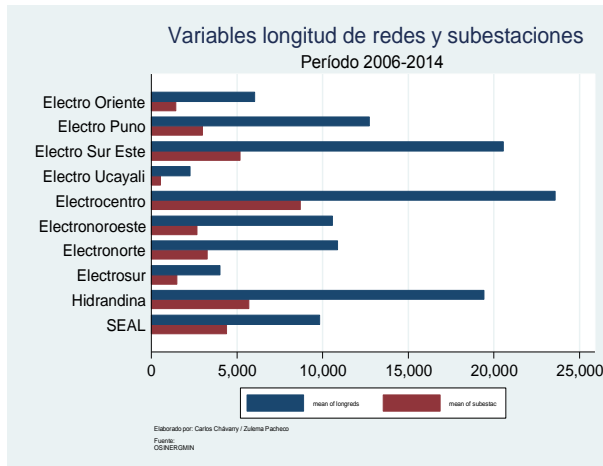
**Tabla 6. Correlaciones entre las distintas variables para la eficiencia económica**

	gastot~p	salari~p	gcapre~p	energi~g	transf~r	denscons	denscl~2	densred2
gastotrealpp	1.0000							
salariorpp	0.5827	1.0000						
gcaprealpp	0.4446	0.5106	1.0000					
energiareg	0.7798	0.2189	0.1155	1.0000				
transfinfr	0.2743	-0.0628	-0.0014	0.2484	1.0000			
denscons	0.0463	0.1478	0.0576	0.1744	-0.3790	1.0000		
densclie2	0.1462	-0.1654	-0.1329	0.1330	-0.1077	0.3996	1.0000	
densred2	0.3109	-0.0315	0.2253	0.3837	-0.1248	0.6578	0.7167	1.0000

Fuente: Elaboración propia.

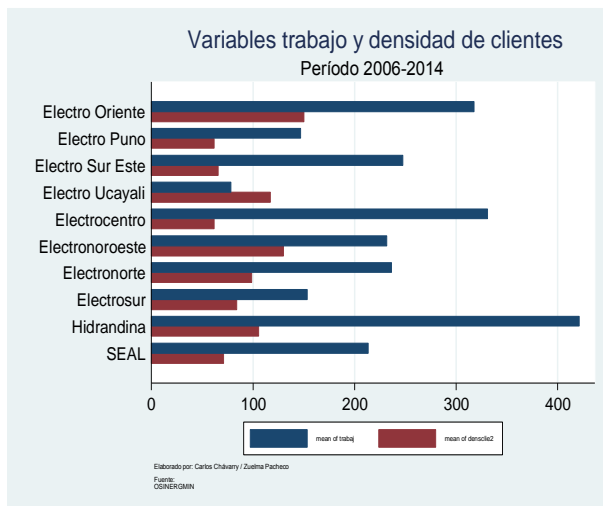
De acuerdo a lo mostrado en los gráficos 10 y 11, las empresas con mayores longitudes medias de redes y mayor número de subestaciones son Electrocentro, Electro Sur Este e Hidrandina; mientras que quienes tienen menores valores de ambas variables son Electro Ucayali, Electrosur y Electro Oriente. Las empresas que cuentan con un mayor número de trabajadores son Hidrandina, Electrocentro y Electro Oriente, y las de menor número son Electro Ucayali, Electrosur y Electro Puno.

**Gráfico 10. Variables longitud de redes y subestaciones 2006-2014**



Fuente: Elaboración propia, basada en datos de Osinergrmin.

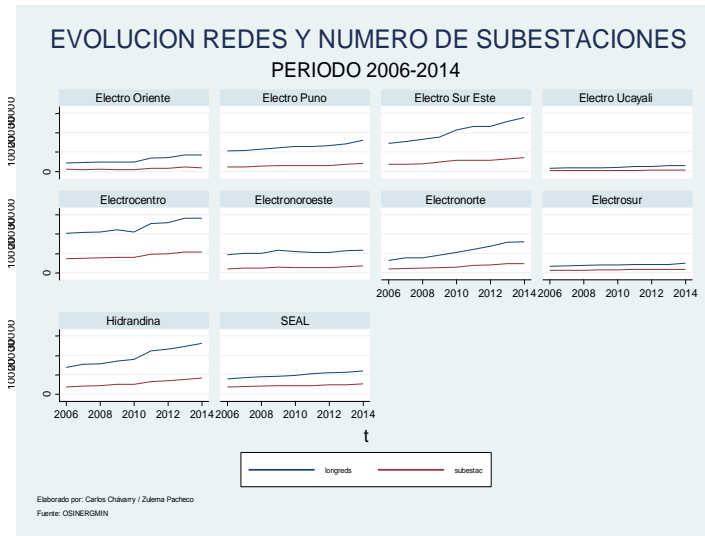
**Gráfico 11. Variables trabajo y densidad de clientes 2006-2014**



Fuente: Elaboración propia, basada en datos de Osinergrmin.

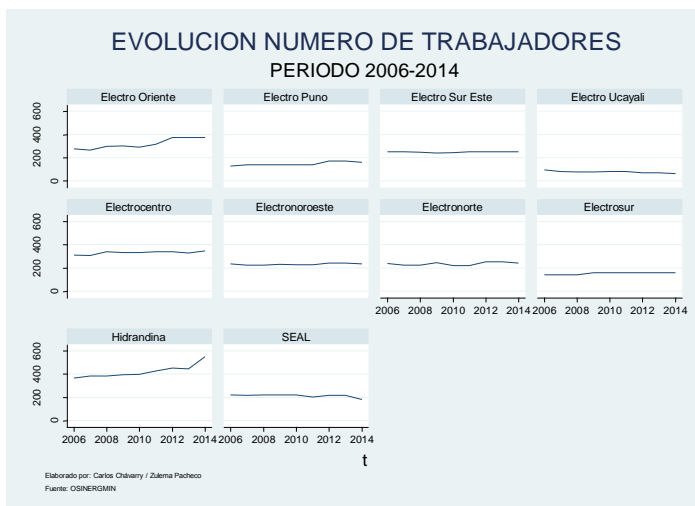
Si se observa la evolución de ambas variables en los gráficos 12 y 13, se aprecia que la longitud de redes y el número de subestaciones crece significativamente en las empresas Electro Sur Este, Hidrandina y Electrocentro, mientras que el mayor crecimiento en el número de trabajadores se presenta en Hidrandina y Electro Oriente. Esto implica que las del primer grupo se han expandido más rápidamente en la cobertura del servicio eléctrico, mientras que las del segundo grupo han necesitado mayor personal para continuar operando el servicio.

**Gráfico 12. Evolución de redes y de número de subestaciones**



Fuente: Elaboración propia, basada en datos de Osinergmin.

**Gráfico 13. Evolución del número de trabajadores**



Fuente: Elaboración propia, basada en datos de Osinergmin.

### 3. Resultados obtenidos por concepto de eficiencia y modelo aplicado

A continuación, se procederá a analizar cada uno de los conceptos de eficiencia, tanto técnica como económica, a partir de los métodos propuestos anteriormente (frontera estocástica y DEA). Primero, se empezará con el análisis de la eficiencia técnica con ambos métodos, y luego se procederá con el de la eficiencia económica, también con ambos métodos.

### 3.1 Eficiencia técnica

#### 3.1.1 Eficiencia técnica mediante frontera estocástica

Para seleccionar las variables utilizadas en la presente investigación se siguieron los trabajos realizados por los autores Khetrupal, Thakur y Gupta (2015), Von Hirschhausen y Kappeler (2009), y Cullman (2009), que se han resumido en la tabla 2 y el anexo 2. Conforme con lo que ya se ha desarrollado en el trabajo, se han utilizado variables que tienen que ver únicamente con magnitudes físicas, ya que los aspectos económicos serán analizados en la eficiencia económica.

Como se explicó líneas arriba, se tomó el logaritmo de las variables *energiareg*, *trabaj*, *subestac*, *densclie2* y *densred2* a fin de tener una data más homogénea y estable.

De acuerdo con la recomendación metodológica de Cullman, Crespo y Plagnet (2008), se utilizó el modelo de Battese y Coelli (1995) como modelo para comprobar la variabilidad de la ineficiencia técnica en el tiempo en la actividad de distribución eléctrica para las empresas de propiedad del Estado en el período 2006-2014. Se escoge este modelo porque permite modelar los errores debidos a la ineficiencia como función de variables explicativas y estructurales. El desarrollo de este modelo se puede ver en el anexo 3.

Siguiendo las recomendaciones de Belotti y otros (2012), se estimó dicho modelo. Se probaron todas las variables antes definidas, como se muestra en el anexo 4, y fueron significativos los parámetros del siguiente resultado:

$$\begin{aligned} \ln \text{energiareg}_{it} &= \beta_0 + \beta_1 * \ln \text{trabaj}_{it} + \beta_2 * \ln \text{longreds}_{it} + \beta_3 * \ln \text{longreds}_{it} + \beta_4 * \\ \ln \text{perdida}_{it} &+ \beta_5 * \ln \text{denscons}_{it} + v_{it} - u_{it} \\ u_{it} &= \delta_0 + \delta_1 * \ln \text{densclie2}_{it} + \delta_2 * \ln \text{denscons}_{it} \end{aligned}$$



A continuación, y respecto a la eficiencia técnica, se analizarán las hipótesis propuestas en la presente investigación.

Respecto a la primera hipótesis, como se puede observar en la tabla 7, bajo el modelo de Battese y Coelli (1995), la hipótesis de que la ineficiencia técnica en las empresas de distribución eléctrica varía en el tiempo es estadísticamente significativa, con lo cual se comprueba dicha hipótesis.

**Tabla 7. Resultados de la ineficiencia técnica según Battese y Coelli**

Inefficiency effects model (truncated-normal)						Number of obs = 90	
Group variable: iid						Number of groups = 10	
Time variable: t						obs per group: min = 9	
						avg = 9.0	
						max = 9	
Log likelihood = 75.6064				Prob > chi2 = 0.0000		wald chi2(5) = 2776.38	
	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]		
<b>Frontier</b>							
lenergiareg							
ltrabaj	-.3241338	.0561952	-5.77	0.000	-.4342742	-.2139933	
llongreds	.1453954	.1111253	1.31	0.191	-.0724062	.363197	
lsubestac	1.00544	.107922	9.32	0.000	.7939172	1.216964	
perdida	-2.876285	1.066178	-2.70	0.007	-4.965955	-.7866146	
denscons	.2822304	.2855856	0.99	0.323	-.2775071	.8419679	
_cons	6.391412	.4016162	15.91	0.000	5.604259	7.178565	
<b>Mu</b>							
ldensclie2	-1.644399	.0844043	-19.48	0.000	-1.809829	-1.47897	
denscons	-.9548385	.3105864	-3.07	0.002	-1.563577	-.3461004	
_cons	9.04861	.4238708	21.35	0.000	8.217838	9.879381	
<b>Usigma</b>							
_cons	-5.05359	.5917775	-8.54	0.000	-6.213453	-3.893727	
<b>Vsigma</b>							
_cons	-5.225757	.5973776	-8.75	0.000	-6.396596	-4.054918	
sigma_u	.0799147	.0236459	3.38	0.001	.0447472	.142721	
sigma_v	.0733232	.0219008	3.35	0.001	.0408317	.1316696	
lambda	1.089897	.044088	24.72	0.000	1.003486	1.176308	

Fuente: Elaboración propia.

Respecto a la segunda hipótesis, se pueden formular distintas precisiones. Primero, el error debido a la ineficiencia técnica depende negativamente de la densidad de clientes y de la densidad de consumo; es decir, a mayor densidad de consumo y densidad de clientes es menor la ineficiencia técnica de las empresas de distribución eléctrica, con lo que se comprueba la hipótesis en mención respecto a la influencia de la densidad de consumo.

Segundo, la elasticidad del factor trabajo es negativa. Esto se explicaría porque dicho factor tiene productividad marginal negativa, y existe demasiada mano de obra para la tecnología existente, por lo que la única manera de mantener constante la energía producida es que, al aumentar la utilización del factor trabajo, también aumente el factor capital. De esta manera, y al suponerse rendimientos constantes a escala, el factor trabajo se encuentra en la etapa 3 de la producción y el factor capital, dado que tiene productividad marginal positiva, se encuentra en

la etapa 1. Este resultado va en contra de lo formulado en la segunda hipótesis respecto a la influencia del número de trabajadores.

Tercero, las variables longitud de red y número de subestaciones, que representan al factor capital, tienen estimadores cuyos resultados son consistentes con lo señalado anteriormente, por lo que tiene pendientes positivas; es decir, su incremento genera mayor energía producida y mayor eficiencia técnica, con lo que se comprueba nuestra segunda hipótesis respecto a la influencia de la longitud de red. La variable pérdida tiene signo negativo, y muestra que un incremento de las pérdidas genera menor producción de energía eléctrica y mayor ineficiencia técnica.

Cuarto, la variable transferencia de infraestructura no resultó relevante estadísticamente, por lo que se considera que no tiene efectos sobre la eficiencia técnica de las empresas.

Todas las variables citadas anteriormente fueron seleccionadas porque sus estimadores tienen significancia estadística al 95% de confianza. La estimación de la eficiencia técnica por empresas se muestra en la tabla 8.

**Tabla 8. Estimación de la eficiencia técnica por empresas**

Electro Oriente	.8774417
Electro Puno	.176459
Electro Sur Este	.1958425
Electro Ucayali	.8128136
Electrocentro	.1759724
Electronoroeste	.8008882
Electronorte	.4790737
Electrosur	.4488494
Hidrandina	.6256657
SEAL	.3757091

Fuente: Elaboración propia.

Como se aprecia en dicha tabla, si bien las empresas tienen una eficiencia variante en el tiempo, es decir, aprenden de sus errores, la eficiencia es notoriamente dispar entre empresas, ya que ninguna de ellas es eficiente. Es más, solo 3 de las 10 empresas tienen indicadores de eficiencia técnica superiores a 80%. Las empresas más eficientes técnicamente son, en orden, Electro Oriente, Electro Ucayali y Electronoroeste, mientras que las menos eficientes son Electrocentro, Electro Puno y Electro Sur Este.

### 3.1.2 Eficiencia técnica mediante DEA

La selección de variables en este modelo se efectuó siguiendo las recomendaciones formuladas en los trabajos de Cullman (2009), Von Hirschhausen y Kappeler (2009), Simab y Haghifam (2009), y Bagdadioglu, Waddams y Weyman-Jones (1996). Se tomaron como *inputs* solo variables físicas y no monetarias, ya que este efecto se analizará en el DEA de la eficiencia económica.

La preparación de data se realizó teniendo en cuenta lo recomendado por Sarkis (2002): que el número de empresas sea menor al doble de la suma de *inputs* y *outputs*, o, alternativamente, que el número de empresas sea, por lo menos, el doble del producto de *inputs* y *outputs*.

Se han seguido las recomendaciones metodológicas de Yong-bae Ji y Choonjoo Lee (2010), cuyo detalle se muestra en el anexo 3.

dea i\_trabaj i\_lonredt i\_subestac = o\_energiareg

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 9.

**Tabla 9. Eficiencia técnica de las empresas de distribución eléctrica según DEA**

EFICIENCIA TECNICA									
Empresas/Años	2006			2010			2014		
RENDIMIENTO	CRS	VRS	RENDIMIENTO	CRS	VRS	RENDIMIENTO	CRS	VRS	RENDIMIENTO
Electronorte	0.859711	0.886926	DRS	0.70329	0.746984	IRS	0.566797	0.59551	IRS
Electronoroeste	1	1	CRS	1	1	CRS	1	1	CRS
Electrocentro	0.553323	0.603084	IRS	0.460425	0.496243	IRS	0.382559	0.4029	IRS
Hidrandina	1	1	CRS	0.933799	1	DRS	0.588686	1	DRS
Electro Oriente	0.803225	0.885649	DRS	0.909178	1	DRS	0.76417	0.783583	DRS
Electro Ucayali	1	1	CRS	1	1	CRS	1	1	CRS
Electro Sur Este	0.392943	0.523003	IRS	0.394543	0.482522	IRS	0.412449	0.451164	IRS
SEAL	1	1	CRS	0.944686	0.958639	DRS	0.983208	1	IRS
Electro Puno	0.441927	0.780819	IRS	0.406571	0.605124	IRS	0.340561	0.427238	IRS
Electrosur	0.856713	0.857089	DRS	0.812486	0.900582	DRS	0.644336	0.755257	IRS

Fuente: Elaboración propia.

Si se suponen rendimientos a escala constante, 7 de las 10 empresas ven deteriorados sus indicadores de eficiencia en el tiempo. Son las siguientes (en orden descendente): SEAL, Electro Oriente, Electrosur, Hidrandina, Electronorte, Electrocentro y Electro Puno. Solo una empresa ve mejorada su eficiencia (Electro Sur Este) y dos empresas se encuentran en la

frontera de eficiencia técnica (Electronoreste y Electro Ucayali). En este supuesto, las empresas más eficientes son Electronoroeste, Electro Ucayali, SEAL y Electro Oriente; y las menos eficientes, Electro Puno, Electrocentro y Electro Sur Este. Este resultado coincide en su mayor parte con lo mostrado en el modelo de frontera estocástica, por lo que, de manera referencial, se muestra una coherencia en los resultados.

Si se suponen rendimientos variables a escala, 6 de las 10 empresas ven deteriorados sus indicadores de eficiencia en el tiempo. Son las siguientes (en orden descendente): Electro Oriente, Electrosur, Electronorte, Electro Sur Este, Electro Puno y Electrocentro. Cuatro empresas se encuentran en la frontera de eficiencia técnica (Electronoreste, Hidrandina, SEAL y Electro Ucayali). Aquí las empresas más eficientes son Electronoreste, Hidrandina, SEAL y Electro Ucayali y las menos eficientes Electro Sur Este, Electro Puno y Electrocentro.

Respecto a los rendimientos a escala en el tiempo, dos empresas localizadas en la frontera de eficiencia mantienen sus rendimientos a escala constante (Electronoroeste y Electro Ucayali); tres empresas mantienen sus rendimientos a escala crecientes (Electrocentro, Electro Sur Este y Electro Puno); una empresa mantiene su rendimiento decreciente a escala (Electro Sur Este); tres empresas mejoran su rendimiento y llegan a creciente a escala (Electronorte, SEAL y Electrosur); y una reduce sus rendimiento a decreciente a escala (Hidrandina).

Comparando las empresas más y menos eficientes en el tiempo, con rendimientos constantes y variables, se observan diferencias poco significativas, resultado que es coherente con el hecho de que 9 de las 10 empresas mantienen o mejoran sus rendimientos a escala en el tiempo.

### **3.2 Eficiencia económica**

A continuación, se analizará la eficiencia económica a partir de los dos métodos propuestos.

#### **3.2.1 Eficiencia económica mediante frontera estocástica**

La selección de variables seguida en la presente investigación toma como argumentos aquellos señalados en el trabajo de Söderberg (2007).

Con respecto a la forma funcional del modelo, se sigue las recomendaciones de los trabajos de Filippini, Farsi y Fetz (2006) y Farsi y Filippini (2005; 2004), quienes recomiendan trabajar con

una función Cobb-Douglas para evitar el riesgo de multicolinealidad entre variables que están relacionadas a las características de la energía producida y vendida, como consumo, longitud de redes y clientes. Además, se evita la formulación de un número excesivo de parámetros requeridos para una forma funcional tipo translogarítmica.

De esta manera, también se impone una homogeneidad de grado 1 en los precios de los *inputs*, por lo que los valores monetarios se dividieron entre el precio promedio de la energía comprada, según la recomendación de Söderberg (2007).

Respecto al modelo utilizado, se sigue la sugerencia que aplicaron Bonifaz y Jaramillo (2010) de asumir el modelo desarrollado por Batesse y Coelli (1995), lo cual guarda coherencia de comparación metodológica con el análisis efectuado para la eficiencia técnica.

Siguiendo las recomendaciones de Belotti y otros (2012), se estimó dicho modelo, conforme se muestra en el anexo 3, con los resultados que figuran en la tabla 10.

$$lgastorealpp_{it} = \beta_0 + \beta_1 * lsalariopp_{it} + \beta_2 * gcaprealpp_{it} + \beta_3 * lclientesreg_{it} + \beta_4 * transfinfr_{it} + \beta_5 * denscons_{it} + v_{it} - u_{it}$$

$$u_{it} = \delta_0 + \delta_1 * ldensclie2_{it} + \delta_2 * denscons_{it}$$

**Tabla 10. Resultados de la ineficiencia económica según Batesse y Coelli**

Inefficiency effects model (truncated-normal)					
Group variable: iid	Number of obs =		85		
Time variable: t	Number of groups =		10		
	Obs per group: min =		4		
	avg =		8.5		
	max =		9		
Log likelihood =	64.0176		Prob > chi2 =		0.0000
			Wald chi2(5) =		4521.31
lgastotrea~p	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]
<b>Frontier</b>					
lsalariopp	.3979791	.0703072	5.66	0.000	.2601796 .5357786
gcaprealpp	.6864296	.1236822	5.55	0.000	.4440169 .9288422
lclientesreg	.8952099	.0231959	38.59	0.000	.8497467 .9406731
transfinfr	.0289659	.019928	1.45	0.146	-.0100922 .068024
denscons	.6499371	.0849537	7.65	0.000	.4834308 .8164433
_cons	-.7067226	.324749	-2.18	0.030	-1.343219 -.0702263
<b>Mu</b>					
ldensclie2	1.484143	.3152534	4.71	0.000	.8662578 2.102028
denscons	.4644605	.3496767	1.33	0.184	-.2208932 1.149814
_cons	-7.092384	1.656409	-4.28	0.000	-10.33889 -3.845883
<b>Usigma</b>					
_cons	-3.00888	.3076881	-9.78	0.000	-3.611937 -2.405822
<b>Vsigma</b>					
_cons	-6.899746	.5730584	-12.04	0.000	-8.02292 -5.776572
sigma_u	.2221417	.0341752	6.50	0.000	.1643152 .3003187
sigma_v	.0317497	.0090972	3.49	0.000	.0181069 .0556716
lambda	6.996661	.0359238	194.76	0.000	6.926252 7.06707

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en el caso de la eficiencia técnica, el modelo utilizado comprueba la hipótesis de la presente investigación, en el sentido de que la eficiencia económica también es variante en el tiempo; es decir, las empresas de distribución eléctrica aprenden de sus errores y buscan mejorar en el tiempo la utilización óptima de sus recursos físicos y monetarios.

Respecto a la significancia de los parámetros, se debe señalar que los estimadores de los factores productivos son significativos y positivos, por lo que su incremento (con mayor énfasis en el caso del factor capital) genera un incremento en los costos y, con ello, pérdida de eficiencia económica.

Un hecho particularmente interesante es que la densidad de consumo genera incrementos de costos y, con ello, pérdida de eficiencia económica. Esto se explica, según lo señalado en Dammert, Molinelli y Carbajal (2011), por las economías de densidad, en las que el incremento en la provisión del servicio genera mayores costos cuando se abarcan áreas rurales. Por lo tanto, la hipótesis de la presente investigación respecto a la densidad de consumo se comprueba.

Este hecho se corrobora con la significancia estadística del estimador de la variable transferencia de infraestructura, el cual tiene signo positivo y, por lo tanto, cuánto mayor infraestructura se transfiera a las empresas de distribución eléctrica, mayores costos generan y con ello, pérdida de eficiencia económica.

Respecto a las variables que explican el error debido a la ineficiencia, en forma similar a los resultados de la eficiencia técnica, solo son significativas la densidad de clientes y la densidad de consumo con estimadores de signo positivo, lo cual indica que un incremento de ellas genera mayor ineficiencia económica. Ello concuerda con el signo del parámetro relacionado a la densidad de consumo como variable explicativa de los costos. Los estimados de eficiencia económica se muestran en la tabla 11.

**Tabla 11. Estimados de eficiencia económica para las empresas de distribución eléctrica**

Electro Oriente	.3743531
Electro Puno	.9655219
Electro Sur Este	.9423389
Electro Ucayali	.6196914
Electrocentro	.9436905
Electronoroeste	.6385484
Electronorte	.842689
Electrosur	.8528724
Hidrandina	.6769956
SEAL	.9543819

Fuente: Elaboración propia.

En el caso de la eficiencia económica, si bien hay disparidad, esta no es tan significativa como en el caso de la eficiencia técnica. Así, 6 de las 10 empresas tienen una eficiencia económica por encima de 80%. Las empresas más eficientes económicamente son, en orden, Electro Puno, SEAL y Electrocentro, mientras que las menos eficientes son Electro Oriente, Electronoroeste y Electro Ucayali.

Este hallazgo implica que las empresas más eficientes técnicamente son las menos eficientes económicamente, mientras que las empresas más eficientes económicamente son las menos eficientes técnicamente.

### **3.2.2 Eficiencia económica mediante DEA**

Siguiendo a los autores Furková (2007) y Farsi y Filippini (2005), se seleccionaron las variables y la forma funcional del modelo.

Para la preparación de las variables, y al igual que en el tratamiento dado a la eficiencia técnica, se siguió la recomendación de Sarkis (2002).

Se trabajó con la versión beta del *software* de eficiencia económica, desarrollada por Choonjoo Lee (2012), con el siguiente modelo, que se muestra en el anexo 3.

```
dea_allocative Inp_trabaj Inp_subestac = Out_energiareg, model(c) unitvars(Inp_salario  
Inp_pcapreal) rts(vrs)
```

Es importante mencionar que solo se utilizó la variable subestac debido a que la variable longreds no convergía y tenía alta correlación con la variable subestac. Los resultados se muestran en la tabla 12.

**Tabla 12. Eficiencia económica según DEA**

Empresas/Años	2006		2010		2014	
	CRS	VRS	CRS	VRS	CRS	VRS
<b>Electronorte</b>	0,619728	0,705049	0,69384	0,745352	0,565704	0,595095
<b>Electronoroeste</b>	1	1	1	1	1	1
<b>Electrocentro</b>	0,541821	0,589836	0,456291	0,491311	0,379023	0,401381
<b>Hidrandina</b>	0,975914	1	0,888757	1	0,562265	1
<b>Electro Oriente</b>	0,380921	0,494979	0,375255	0,440242	0,279791	0,306909
<b>Electro Ucayali</b>	0,543217	1	0,660566	1	0,772457	1
<b>Electro Sur Este</b>	0,390687	0,518728	0,391366	0,477552	0,409502	0,449760
<b>SEAL</b>	0,927384	0,956974	0,878646	0,900551	0,976104	0,999737
<b>Electro Puno</b>	0,437894	0,770516	0,403151	0,596827	0,338323	0,423879
<b>Electrosur</b>	0,582849	0,834814	0,524289	0,668226	0,407437	0,489479

Fuente: Elaboración propia.

En el supuesto de rendimientos a escala constante, 6 de las 10 empresas presentan un deterioro de sus indicadores de eficiencia económica (en orden descendente, Electronorte, Hidrandina, Electrosur, Electrocentro, Electro Puno y Electro Oriente). Una empresa se encuentra en la frontera como la más eficiente: Electronoroeste. Tres empresas presentan mejoras en sus indicadores de eficiencia económica (en orden descendente, SEAL, Electro Ucayali y Electro Sur Este). En este supuesto, las empresas más eficientes son Electronoroeste, SEAL y Electro Ucayali; y las menos eficientes son Electro Oriente, Electro Puno y Electrocentro.

Comparados estos resultados con los obtenidos con la frontera estocástica, se observan diferencias significativas, lo cual puede deberse a que las metodologías aplicadas son diferentes y su comparación en ese contexto solo es referencial.

Se observan significativas diferencias en el escenario con rendimientos a escala variable. Bajo este escenario, tres empresas alcanzan la frontera de eficiencia: Electronoroeste, Hidrandina y Electro Ucayali, lo cual es coherente, ya que, en el escenario con rendimientos a escala constante, Electronoroeste estaba en la frontera de eficiencia y Electro Ucayali experimentaba una mejora en sus indicadores. Las empresas menos eficientes son Electro Oriente, Electrocentro y Electro Puno.

Al igual que en el escenario de rendimientos a escala constante, son seis las empresas que ven deteriorados sus indicadores de eficiencia (en orden descendente, Electronorte, Electrosur, Electro Sur Este, Electro Puno, Electrocentro y Electro Oriente), mientras que solo una empresa observa mejora en sus indicadores (SEAL), por lo que llega a estar en límite de la frontera.



## Conclusiones y recomendaciones

De acuerdo a los resultados obtenidos, se pueden proponer las siguientes medidas regulatorias:

1. Se propone que las empresas de distribución eléctrica optimicen su gestión, y subcontraten empresas especializadas para la labor de operación y mantenimiento de infraestructura. Esta medida traería eficiencia técnica, por la especialización de la labor, y eficiencia económica, por los menores costos marginales asociados a dicha labor. Incluso, los mismos trabajadores podrían asociarse y brindar servicios especializados a las empresas distribuidoras.
2. El Decreto Legislativo N° 1221 establece que se reconozca como parte del VAD el componente de innovación tecnológica solo en las zonas de concesión eléctrica. Como resultado de la aplicación del modelo de frontera estocástica propuesto, se constata que el capital físico (longitud de red y número de subestaciones) genera mayores eficiencias técnicas, por lo que, ya que la actividad de distribución eléctrica es intensiva en capital físico, se considera positivo que se reconozca como parte del VAD dicho componente, tanto en la zona de concesión eléctrica como en los SER, que forman parte de la ZRT. En tal sentido, se plantea que haya una modificación normativa al Decreto Legislativo N° 1221 que reconozca como parte del VAD dicho componente.
3. Los resultados del modelo de Batesse y Coelli (1995) aplicado a la eficiencia económica muestran que las transferencias de infraestructura eléctrica rural generan costos y pérdida de eficiencia económica a las empresas de distribución eléctrica, por lo que se considera adecuado lo establecido en el Decreto Legislativo N° 1221, es decir, que la infraestructura eléctrica rural sea transferida a Adinelsa y que, luego de un plazo máximo de doce años, se transfiera a la empresa de distribución eléctrica.
4. Los resultados de los modelos con frontera estocástica aplicados a las 10 empresas de distribución eléctrica muestran que el *score* de eficiencia técnica y económica es sumamente dispar entre las más eficientes y las menos eficientes. Se considera coherente lo planteado en el Decreto Legislativo N° 1221 en relación a que sean las empresas de distribución eléctrica las que configuren los sistemas eléctricos rurales, incluyendo los proyectos que sean formulados por los gobiernos regionales y locales, ya que las empresas tendrán un planeamiento integral de la distribución eléctrica. Se considera coherente, también, que la labor de priorización esté a cargo del Ministerio de Energía y Minas a través de la DGER/MEM como ente competente. Asimismo, para efectos de aminorar dicha brecha, se propone lo siguiente:

- Nuevas obras dentro de las ZRT en aquellas regiones en cuyo ámbito geográfico se ubiquen las empresas con menor eficiencia técnica: Puno, Cusco, Madre de Dios, Apurímac, Huancavelica, Ayacucho, Junín, Huánuco y Pasco.
  - Obras de reforzamiento dentro de las ZRT en aquellas regiones en cuyo ámbito geográfico se ubiquen las empresas con menor eficiencia económica: Loreto, Amazonas, Cajamarca, San Martín, Piura, La Libertad y Ancash.
5. Se propone establecer dentro de la priorización de los proyectos una mayor ponderación a indicadores como el coeficiente de electrificación rural, índices de calidad del servicio eléctrico y usos productivos de la electricidad. Esto permitirá priorizar las iniciativas en regiones que tengan menor eficiencia técnica y reducir la disparidad en las mismas. Asimismo, propicia una mayor eficiencia económica, al promover iniciativas que tengan usos productivos de la electricidad.

Por lo expuesto, las principales conclusiones de la presente investigación son las siguientes:

1. Los análisis de fronteras estocásticas bajo el modelo de Batesse y Coelli (1995) y Data Envelopment Analysis (DEA) brindan resultados similares para la eficiencia técnica. Sin embargo, tienen resultados diferentes cuando se analiza la eficiencia económica.
2. Mediante el modelo de Batesse y Coelli (1995) se pudo establecer que las ineficiencias, tanto técnica y económica, son variantes en el tiempo, por lo que las empresas de distribución eléctrica aprenden de sus errores y tienden a seguir el óptimo. Esto comprueba la primera hipótesis de la presente investigación.
3. La longitud de red y densidad de consumo generan mayor energía a clientes regulados y, con ello, mayor eficiencia técnica. Sin embargo, el factor trabajo es abundante relativamente, por lo que su mayor utilización solo genera ineficiencia técnica. Asimismo, la densidad de consumo genera menor eficiencia económica. Estos resultados comprueban parcialmente nuestra segunda hipótesis.
4. Bajo este mismo método, las transferencias de infraestructura no alcanzaron estimadores estadísticamente significativos respecto a la ineficiencia técnica, pero sí respecto a la ineficiencia económica, pues generan mayores costos.
5. Bajo el análisis DEA se comprueba que tanto la eficiencia técnica como la económica se han venido deteriorando en el período analizado. La mayor parte de las empresas de distribución tienen rendimientos a escala variable, mayormente crecientes.
6. Respecto a la eficiencia técnica, las empresas Electro Oriente, Electro Ucayali y Electronoreste son las más eficientes; y las empresas Electrocentro, Electro Puno y Electro Sur Este, las menos eficientes.

7. Respecto a la eficiencia económica, y partir de los resultados mediante frontera estocástica, los resultados se invierten respecto a lo encontrado en la eficiencia técnica.
8. Se considera correcto que la reforma regulatoria genere incentivos a la innovación tecnológica a partir de su reconocimiento en el VAD. Sin embargo, esto no debería limitarse a la aplicación en las zonas de concesión eléctrica, sino que se sugiere que se extienda a las zonas bajo el amparo de la Ley General de Electrificación Rural.
9. Se considera que la transferencia de infraestructura rural a Adinelsa, y no directamente a las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado, establecida en el Decreto Legislativo N° 1221, es correcta, en tanto evita la generación de ineficiencias económicas en dichas empresas.
10. A fin de aminorar las brechas de eficiencia entre las empresas, se recomienda que se prioricen regiones con menor eficiencia técnica (para nuevas obras) y con menor eficiencia económica (para reforzamientos y mejoramiento de infraestructura existente).

Finalmente, las principales recomendaciones de la presente investigación son las siguientes:

1. De acuerdo a la experiencia internacional, se requiere trabajar con mayor número de años, lo cual permitirá tener estimaciones más consistentes. Esta recomendación requiere que Osinergmin habilite estadísticas regulatorias de periodos anteriores al año 2006.
2. Se sugiere evaluar, en nuevas investigaciones, el impacto asignativo de las tarifas, así como el impacto de la ineficiencia técnica y económica en la calidad del servicio.

## **Bibliografía**

Aigner, Dennis, Knox Lovell, C. A. y Schmidt, Peter (1977). "Formulation and estimation of stochastic frontier production function models". *Journal of Econometrics*, vol. 6 (1), p. 21-37.

Álvarez, Antonio (2001). *La medición de la eficiencia y la productividad*. Madrid: Pirámide.

Bagdadioglu, Necmiddin, Waddams Price, Catherine M. y Weyman-Jones, Thomas G. (1996). "Efficiency and ownership in electricity distribution: A non-parametric model of the Turkish experience". *Journal of Energy Economics*, vol. 18 (1-2), p. 1-23.

Battese, George y Coelli, Timothy (1992). "Frontier production functions, technical efficiency and panel data: with application to Paddy Farmers in India". *The Journal of Productivity Analysis*, vol. 3 (1-3), p. 153-169.

Battese, George y Coelli, Timothy (1995). "A model for Technical Efficiency Effects in a Stochastic Frontier Production Function for Panel Data". *Empirical Economics*, vol. 20, p. 325-332.

Belotti, Federico, Daidone, Silvio, Ilardi, Giuseppe y Atella, Vincenzo (2012). "Stochastic frontier analysis using Stata". *The Stata Journal*, vol. 13 (4), p. 719-758.

Bonifaz, José Luis y Jaramillo, Miguel (2010). "Efficiency Analysis for Peruvian electricity distribution sector: Inefficiency's explicative factors. A study for 2000-2008". Documento de Discusión DD/10/04. Lima: Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico.

Bonifaz, José Luis y Rodríguez, Martín (2001). *Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia*. Serie Diagnóstico y propuesta N° 3. Lima: Consorcio de Investigación Económica, CIUP.

Coelli, Timothy, Rao, Prasada, O'Donnell, Christopher y Battese, George (2005). *An introduction to efficiency and productivity analysis*. 2da edición. New York: Springer.

Cullman, Astrid (2009). *Parametric and Nonparametric Efficiency Analysis in Electricity Distribution. A European Perspective*. School VII Economics and Management. Berlín: Technische Universität Berlin.

Cullman, Astrid, Crespo, Helene y Plagnet, Marie-Anne (2008). "International benchmarking in electricity distribution: a comparison of French and German utilities". Discussion Papers 830. Berlín: German Institute for Economic Research.

Dammert, Lira, Molinelli, Fiorella y Carbajal, Max (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima: Osinergmin.

Dammert, Lira, Molinelli, Fiorella y Carbajal, Max (2013). *Teoría de Regulación Económica*. Lima: Fondo Editorial de la Universidad San Martín de Porres.

Farrell, M. J. (1957). "The measurement of Productive Efficiency". *Journal of the Royal Statistical Society*, vol. 120 (III), p. 253-281.

Farsi, Mehdi y Filippini, Massimo (2005). "A benchmarking analysis of electricity distribution utilities in Switzerland". CEPE Working Paper 43. Zúrich: Center for Energy Policy and Economics, Swiss Federal Institute of Technology.

Farsi, Mehdi y Filippini, Massimo (2004). "Regulation and measuring cost efficiency with panel data models: application to Electricity distribution utilities". *Review of Industrial Organization*, vol. 25 (1), p. 1-19.

Fernández Baca, Jorge (2010), *Microeconomía: Teoría y aplicaciones*. 2da edición. Lima: Fondo Editorial de la Universidad del Pacífico.

Filippini, Massimo, Farsi, Mehdi y Fetz, Aurelio (2006). "Benchmarking analysis in electricity distribution". CEPE Report n° 4. Zúrich: CEPE.

Fried, Harold, Knox Lovell, C. A. y Schmidt, Shelton (2008a). "Efficiency and Productivity". En Fried, Harold, Knox Lovell, C. A. y Schmidt, Shelton. *The Measurement of Productive Efficiency and Productivity Growth*. New York: Oxford University Press.

Fried, Harold, Knox Lovell, C. A. y Schmidt, Shelton (2008b). *The Measurement of Productive Efficiency and Productivity Growth*. New York: Oxford University Press.

Furková, Andrea (2007). "Application of parametric and non-parametric benchmarking methods in cost efficiency analysis of the electricity distribution sector". *International Scientific Journal of Management Information Systems*, vol. 2 (1), p. 40-46.

Greene, W. H. (2002) "Fixed and random effects in stochastic frontier models". Working paper. Nueva York: Stern School of Business, New York University.

Greene, W. H. (2005). "Reconsidering Heterogeneity in Panel Data Estimators of the Stochastic Frontier Model". *Journal of Econometrics*, vol. 126 (2), p. 269-303.

Ji, Yong-bae y Lee, Choonjoo (2010). "Data Envelopment Analysis". *The Stata Journal*, vol. 10 (2), p. 267-280.

Lee, Choonjoo (2012). "Allocative Efficiency Analysis using DEA in Stata". San Diego Stata Conference.

Khetrupal, Pavan, Thakur, Tripta y Gupta, Alok (2015). "Estimation of Utility Level Technical Efficiency in Electricity Distribution in India: A Parametric Frontier Approach". *Journal of Automation & Systems Engineering*, vol. 9 (4), p. 236-244.

Khetrupal, Pavan y Thakur, Tripta (2014). "A review of benchmarking approaches for productivity and efficiency measurement in electricity distribution sector". *International Journal of Electronics and Electrical Engineering*, vol. 2 (3), p. 214-221.

Khumbakar, Subal y Lovell, Knox (2003). *Stochastic Frontier Analysis*. Cambridge University Press.

Ministerio de Energía y Minas (2015). *Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015*. Lima: Dirección General de Electricidad.

Núñez Rodríguez, Asunción (2004). *Evaluación de la actividad de distribución eléctrica en España mediante fronteras de eficiencia*. Tesis de maestría. Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas.

Patiño Moya, Yeinni Andrea, Gómez Flores, Gustavo Adolfo y Osorio Medina, Emma (2010). "Evaluación del desempeño del sector de distribución de electricidad en Colombia: una aplicación del Análisis de Frontera Estocástica". *Ensayos sobre Política Económica*, vol. 28 (62), p. 70-123.

Pitt, Mark y Lee y Lung-Fei (1981). "The measurement and sources of technical inefficiency in the Indonesian weaving industry". *Journal of Development Economics*, vol. 9, p. 43-64.

Ruiz Mondaca, Erick Aldo (2008). *Análisis de la eficiencia en la distribución de electricidad: una aproximación no paramétrica al caso peruano*. Tesis para optar el Título profesional. Lima: Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional del Callao.

Sarkis, Joseph (2002). "Preparing your data for DEA". En *Productivity Analysis in the Service Sector with Data Envelopment Analysis*. 2da edición. Brisbane: University of Queensland.

Schmidt, Peter y Sickles, Robin (1984). "Production Frontiers and Panel Data". *Journal of Business & Economics Statistics*, vol. 2 (4), p. 367-374.

Simab, Mohsen y Haghifam, M. (2009) "DEA efficiency for the benchmarking of Iranian electric distribution utilities". 20th International conference on electricity distribution. Paper 0118. ResearchGate.

Söderberg, Magnus (2007). "An exploration of factors influencing cost inefficiency in Swedish electricity distribution using stochastic frontier analysis". Social Science Research Network.

Thakur, Tripta y Singh, Pramod (2004). "Benchmarking of electricity distribution utilities". Delhi: Centre for Energy Studies, Indian Institute of Technology.

Thanassoulis, Emmanuel, Portel, María y Despici, Ozren (2008). "Data Envelopment Analysis: The Mathematical Programming Approach to Efficiency Analysis". En Fried, Harold, Knox Lovell, C. A. y Schmidt, Shelton. *The Measurement of Productive Efficiency and Productivity Growth*. New York: Oxford University Press.

Von Hirschhausen, Christian y Kappeler, Andreas (2006). "Efficiency analysis of German electricity distribution utilities – non-parametric and a parametric test". *Journal of Applied Economics*, vol. 38 (1), p. 2553-2566.

## **Anexos**



## Anexo 1. Aportes normativos y conceptos relevantes para la investigación

En este cuadro se presentan los principales conceptos y/o aspectos relevantes para la investigación en el marco de la electrificación rural, así como los aportes y/o disposiciones que las diferentes normas de la materia introducen sobre el particular.

CONCEPTO	NORMA LEGAL	DISPOSICIÓN
Actividades a desarrollar en materia de energía eléctrica.	Decreto Ley N° 25844	Divide al sector eléctrico en Generación, Transmisión y Distribución.
Áreas en las que opera las empresas distribuidoras	Decreto Ley N° 25844	Introduce el concepto de concesión definitiva, cuando la demanda supere los 500 kW. Se otorgan por un plazo indefinido y se desarrolla por un solo titular con carácter exclusivo. Establece que los concesionarios de distribución están obligados a suministrar electricidad en un plazo no mayor a un año; así como a garantizar la calidad del servicio que se fije en el contrato de concesión.
	Ley N° 28749	Crea el Régimen Especial de Concesiones Eléctricas Rurales.
	Decreto Legislativo N° 1221	Crea la figura de zona de responsabilidad técnica (ZRT) que comprende áreas definidas geográficamente, preferentemente regionales, donde opera el concesionario respectivo; y que tiene dos áreas, una concesionada que se encuentra bajo el ámbito de la Ley de Concesiones Eléctrica y un área no concesionada que se rige bajo la Ley General de Electrificación Rural.
Definición de Sistema Eléctrico Rural (SER)	Decreto Legislativo N° 1207	Modifica el concepto de Sistema Eléctrico Rural, y lo define como aquellos sistemas eléctricos de transmisión y distribución en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera, que se califiquen como tales por el Ministerio de Energía y Minas
Funciones de las empresas de distribución eléctrica	Decreto Legislativo N° 1221	Genera un cambio fundamental al otorgarle a las empresas de distribución eléctrica la facultad de aprobar los proyectos de electrificación que se ejecuten dentro de su zona, teniendo la prioridad para ejecutar dichos proyectos. Asimismo, participará en la promoción, planificación y supervisión de los proyectos de electrificación.
Instrumento de gestión	Decreto Legislativo N° 1207	Determina que el Ministerio de Energía y Minas elabora el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) a largo plazo, con un horizonte de diez años, el cual consolida los proyectos de electrificación

CONCEPTO	NORMA LEGAL	DISPOSICIÓN
		rural del Gobierno nacional, de los gobiernos regionales y locales y los programas de expansión de las empresas distribuidoras.
<b>Transferencia de infraestructura eléctrica rural</b>	Decreto Legislativo N° 1207	<p>Modifica el régimen de transferencia de infraestructura eléctrica rural de manera sustancial, estableciendo que el Ministerio de Energía y Minas transfiere a título gratuito los SER que ejecute a Adinelsa y, de manera excepcional, a las empresas concesionarias de distribución eléctrica.</p> <p>Determina a Adinelsa como propietario de esas instalaciones; y, en tal sentido, es responsable de reforzar, ampliar, remodelar o mejorar dicha infraestructura. Suscribirá contratos de administración, operación y mantenimiento con las empresas de distribución de propiedad estatal bajo el ámbito de Fonafe, cuyo plazo de vigencia no será mayor a doce años. Concluido dicho periodo de tiempo, deberá transferir a título gratuito la propiedad de dicha infraestructura a las mencionadas empresas. Las empresas de distribución eléctrica pueden solicitar que el plazo sea menor.</p>
<b>Financiamiento de proyectos de electrificación rural</b>	Decreto Legislativo N° 1207	Establece que la ejecución de los proyectos y obras podrá contar con la transferencia de recursos, a que se refiere el artículo 7° de la Ley N° 28749, por parte de la Dirección General de Electrificación Rural a las empresas concesionarias de distribución eléctrica vinculadas al ámbito de Fonafe y Adinelsa, previa suscripción de convenios. Dichos recursos están dirigidos a reforzar, ampliar, remodelar o mejorar la infraestructura eléctrica existente.
<b>Regulación tarifaria en zonas de concesión eléctrica</b>	Decreto Ley N° 25844	Establece, en materia de precios máximos de distribución, que las tarifas a los usuarios regulados comprenden tres componentes: (i) los precios a nivel de generación, (ii) los peajes unitarios del sistema de transmisión, y (iii) el valor agregado de distribución (VAD).
	Decreto Legislativo N° 1221	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía.</li> <li>• Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía.</li> <li>• Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.</li> </ul>

CONCEPTO	NORMA LEGAL	DISPOSICIÓN
		<p>Adicionalmente, el VAD incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales, que tenga como objetivo el desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y /o eficiencia energética, los cuales son aprobados por Osinergmin.</p> <p>Dicho VAD se calcula individualmente por cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de 50.000 suministros. Para los demás concesionarios, se calcula de manera agrupada.</p>
Regulación tarifaria en materia rural	Decreto Legislativo N° 1207	<p>Establece que, para el SER, el VAD considera:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Incluir todos los costos de la concesión eléctrica y considera un fondo de reposición de las instalaciones del SER.</li> <li>ii) Los costos de operación y mantenimiento y de gestión comercial del VAD de los SER son los costos reales auditados.</li> <li>iii) Si el SER es financiado con recursos de la empresa concesionaria de distribución, el costo de inversión es igual a la anualidad del valor nuevo de reemplazo del sistema económicamente adaptado.</li> </ul>

## Anexo 2. Revisión de estudios considerados en la investigación

A continuación, se señalan los autores que han sido considerados para la determinación de las variables en los modelos de eficiencia técnica y económica.

### 1. Para la selección de variables del modelo de eficiencia técnica

#### 1.1 Khetrupal, Thakur y Ghupta (2015)

Utilizando información de entre los años 2008 y 2011, realizan una investigación sobre la eficiencia técnica de una muestra de 59 empresas de distribución eléctrica en la India. Con dicho propósito, utilizan el modelo de frontera estocástica con una función translogarítmica, utilizando como variable *output* la energía vendida; y como variables *input*, la longitud de red, el número de transformadores de distribución y el costo total. Además, plantean la utilización de variables ambientales, como la densidad de consumo, la estructura del consumidor (energía vendida a clientes residenciales entre energía vendida total) y la pérdida en distribución.

Los resultados obtenidos indicaron que son estadísticamente significativos la longitud de red, el costo total y las variables ambientales, mas no el número de transformadores de distribución, que no explicaría la eficiencia o ineficiencia de las empresas de distribución eléctrica.

#### 1.2 Von Hirschhausen y Kappeler (2009)

Con información de entre los años 2005 y 2008, realizan una investigación sobre la eficiencia técnica para 380 empresas de distribución eléctrica en Alemania utilizando los modelos DEA (tanto con retornos constantes como variables a escala) y frontera estocástica (con una función translogarítmica). Toman como variable *output* la energía vendida; y como variables *input*, el número de trabajadores total, el costo a capacidad máxima y la longitud de red.

Los resultados indican que las tres variables *input* son estadísticamente significativas, aunque consideran que los resultados con DEA con rendimientos variables a escala son más robustos estadísticamente.

#### 1.3 Cullman (2009)

Realiza una investigación sobre la eficiencia técnica utilizando un análisis de *benchmarking* entre 93 empresas de distribución eléctrica en Francia con data del año 2003, y 77 en Alemania con data del año 2001. A esa fecha, dichos países contaban con la mayor cantidad de empresas de esta actividad en Europa. Realizan la investigación mediante COLS (Mínimos cuadrados ordinarios corregidos) de Aigner (1977) y frontera estocástica, con la especificación de Battese y Coelli (1995). Utilizan como variables *output* la energía vendida y el número de clientes; como variables *input*, el número de trabajadores y la longitud de red; y la variable estructural de la cual depende la ineficiencia es el índice inverso de habitantes por km<sup>2</sup> de concesión.

Los resultados muestran que todos los *inputs* fueron estadísticamente significativos. Además, se sugiere que las empresas francesas son más eficientes que sus contrapartes alemanas, bajo todos los modelos especificados. El uso del modelo de frontera estocástica permite observar que las empresas francesas más pequeñas son menos eficientes que las más grandes.

#### 1.4 Simab y Haghifam (2009)

Estos autores, en el año 2008, realizaron una investigación de la eficiencia técnica para 41 empresas de distribución eléctrica en Irán. Utilizaron el método DEA y la corrección de este del método Simar Wilson. Fijaron como variables *output* el número de clientes y la energía vendida; mientras que los *inputs* fueron densidad de clientes, área del servicio, pérdida de energía en distribución y gastos operativos.

Los resultados muestran que la mayor parte de las empresas tienen rendimientos crecientes a escala. Asimismo, las empresas más eficientes tienen un menor sesgo para corregir su eficiencia técnica.

#### 1.5 Bagdadioglu, Waddams y Wyman-Jones (1996)

En el año 1991, estos autores realizaron una investigación para 70 empresas de distribución eléctrica en Turquía: 66 públicas, dos privadas y dos operadas por empresas generadoras. Utilizaron un modelo DEA en el fijaron como variables *output* el número de clientes, energía vendida, máxima demanda y área servida; y como variables *input*, el número de trabajadores, capacidad de los transformadores, longitud de red, gastos generales y pérdida de distribución.

Los resultados muestran que las empresas privadas son técnicamente eficientes, mientras que las empresas públicas tienen valores de eficiencia de alrededor de la media. Adicionalmente, 25 de las 66 empresas públicas tienen un valor de eficiencia igual a 1, mientras que las otras 41 presentan ineficiencia técnica. De estas 41 empresas, 20 tienen rendimientos crecientes a escala y 21 tienen rendimientos decrecientes a escala.

Debido a que el presente trabajo de investigación analiza tanto la eficiencia técnica como la económica, solo se han tenido en cuenta variables físicas dentro del análisis de la eficiencia técnica. Tomando como base los aportes de los autores antes señalados y la información disponible, se decidió tomar, para el modelo de frontera estocástica, como *output* la energía vendida a clientes regulados; como *inputs*, el número de trabajadores, el número de subestaciones, la longitud de red, la pérdida en distribución, la densidad de consumo, la densidad de red, la densidad de clientes; y se introduce como variable *dummy* la transferencia de infraestructura eléctrica rural a las empresas distribuidoras.

En el caso del modelo DEA, se decidió tomar como *output* la variable energía vendida; y como *inputs*, el número de trabajadores, longitud de red y número de subestaciones.

## 2. Para la selección de variables del modelo de eficiencia económica

### 2.1 Söderberg (2007)

El autor investigó la eficiencia económica en Suecia entre los años 2000 y 2005 para 73 empresas de distribución eléctrica. El autor propone como variable *output* el costo total y como variables *input* la energía vendida, el precio de la energía comprada (resultado de dividir el costo de la energía comprada entre la energía comprada), el precio del capital (resultado de dividir el numerador compuesto de depreciación más gasto financiero entre el valor de los activos fijos) y el precio de la mano de obra (salario promedio anual del trabajadores). Adicionalmente, agregó las variables densidad de clientes, consumo promedio, porcentaje de área urbana, de área forestal, agrícola y de clientes de bajo voltaje, además de algunas variables *dummy* relacionadas al tiempo. El término de error debido a la ineficiencia depende de la variable *dummy* relacionada a la propiedad privada, porcentaje de cortes o interrupciones del servicio, capacidad de transformación y del porcentaje de líneas aéreas. Los modelos utilizados

son Aigner (1977) o COLS, Pitt y Lee (1981) con ineficiencia invariante en el tiempo, Battese y Coelli (1995) (con el término de error debido a la ineficiencia que depende de una variable *dummy* relativa a si es empresa privada, promedio de minutos de corte del servicio, capacidad de transformación y la porción de redes que son aéreas), y, con efecto aleatorio, Greene (2005).

Los resultados en todos los modelos sugieren que el incremento en la densidad de consumo y el incremento del consumo promedio por cliente reducen los costos. En el caso de los modelos de Pitt y Lee y Battese y Coelli, ninguno comprueba que la ineficiencia es función de las variables especificadas. En el caso del modelo de efectos aleatorios, sugiere que las empresas privadas no son más eficientes económicamente que las empresas públicas.

## 2.2 Furková (2007)

La autora investiga, mediante un ejercicio de *benchmarking*, la eficiencia económica entre 11 empresas de distribución eléctrica: 3 de Eslovaquia y 8 de República Checa. Utilizaron dos métodos: DEA (con retornos a escala constantes y variables) y frontera estocástica con un modelo que utiliza máxima verosimilitud, con el supuesto de eficiencia invariante en el tiempo de Battese y Coelli (1988), aunque el término de error debido a la ineficiencia sigue una distribución *half-normal*, y otro que utiliza mínimos cuadrados generalizados o GLS (propuesto por Schmidt y Sickles). La variable utilizada como *output* para el modelo DEA es la energía vendida, y las variables *input* para el modelo DEA son el número de trabajadores, la capacidad instalada de transformación, la energía comprada, el salario promedio anual de los trabajadores, el precio del factor capital (obtenido como gasto total por capacidad instalada de transformación) y el precio promedio de la energía comprada.

Para el modelo de frontera estocástica, la variable *output* fue el costo total; y las variables *input*, la energía vendida, el salario promedio anual de los trabajadores, el precio del factor capital (obtenido como gasto total por capacidad instalada de transformación) y el precio promedio de la energía comprada y la densidad de clientes (clientes por km<sup>2</sup> de área del servicio).

Los resultados para el método DEA muestran una eficiencia promedio mayor en el modelo con retornos a escala variable (90%) que en el de retornos a escala constante (79%). Asimismo, los resultados, en general, son más robustos en el método de frontera estocástica, tanto con máxima verosimilitud como con GLS, y no se encontraron diferencias significativas entre uno y otro, lo que podría indicar que, en este caso, los parámetros no dependen de los supuestos del error debido a la ineficiencia.

## 2.3 Farsi y Filippini (2005)

Los autores investigan la eficiencia económica, para 52 empresas de distribución eléctrica en Suiza para el año 1994. Utilizan los métodos DEA con el modelo de retornos variables a escala, mínimos cuadrados corregidos (COLS) según el modelo de Aigner (1977), y frontera estocástica según el modelo de Battese y Coelli (1988) con eficiencia invariante en el tiempo y el error debido a la ineficiencia sigue una distribución *half-normal*.

La variable *output* considerada aplicando DEA es energía vendida. Como variables *input* se tiene el número de trabajadores y su salario anual, la capacidad instalada de transformadores y el gasto total por capacidad y la energía comprada y su precio de compra.

Para el método COLS y frontera estocástica con el modelo de Battese y Coelli (1988) se definió como variable *output* el costo total; y como variables *input*, el salario anual por trabajador, el gasto total por capacidad instalada de transformación y el precio de compra de energía. Además, se incluyó el factor de carga, el número de clientes y el tamaño del área de servicio.

Los resultados muestran diferencias significativas entre cada método, especialmente cuando se trata del *score* de eficiencia entre empresas antes que del sector. Así, el promedio de eficiencia es similar entre frontera estocástica y el DEA, lo cual puede implicar que el método de COLS subestima el indicador de eficiencia. Sin embargo, el método de frontera estocástica y COLS tienen una alta correlación, lo que podría sugerir que los *rankings* de eficiencia a nivel de empresas son susceptibles al modelo utilizado.

Tomando como base los aportes de los autores antes señalados y la información disponible, se decidió que en el modelo de frontera estocástica se utilice como *output* el costo total; y como *inputs*, la energía vendida a clientes regulados, el salario promedio anual por trabajador, el precio del capital según Söderberg (2007), la densidad de consumo, la densidad de red, la densidad de clientes, y se introduce como variable *dummy* la transferencia de infraestructura eléctrica rural a las empresas distribuidoras. Para mantener la homogeneidad lineal se dividió el costo total y los precios de los *inputs* entre el precio de la energía comprada (según el cálculo de Söderberg [2007]).

En el caso del modelo DEA, y habiendo arrojado multicolinealidad la variable longitud de red, se utilizó como variable *output* la energía vendida a clientes regulados; y como *inputs*, el número de trabajadores y el número de subestaciones, con sus respectivos precios, es decir, el salario promedio anual por trabajador y el precio del capital según Söderberg (2007).

### 3. Para la selección del modelo de eficiencia técnica con frontera estocástica

A continuación, se señalan los autores que han sido considerados para la selección del modelo de eficiencia técnica utilizando frontera estocástica.

#### 3.1 Cullman, Crespo y Plagnet (2008)

Los autores investigan, a través de una comparación del tipo *benchmarking*, la eficiencia técnica de 99 empresas francesas con las de 77 empresas alemanas. Para esta comparación, utilizan los métodos de mínimos cuadrados ordinarios corregidos (COLS) de Aigner (1997) y frontera estocástica. En este último, utilizan el modelo de Battese y Coelli (1995), en ambos la asumen una función de producción del tipo Cobb-Douglas, por ser un caso especial de la función translogarítmica en la que la elasticidad de sustitución es constante para todos los *inputs*. La información es del año 2003 para las empresas francesas y del 2001 para las alemanas.

Los autores solo utilizan variables físicas a fin de aislar el efecto de los cambios técnicos en la eficiencia. Así, definen como variable *output* un índice de la energía vendida y el número de clientes; y como variables *input*, el número de trabajadores y la longitud de línea. Adicionalmente, el error debido a la ineficiencia es función de la inversa de la densidad de clientes.

Sin incluir la inversa de densidad de clientes, el modelo con frontera estocástica tiene un valor promedio de eficiencia técnica (74% para Francia y 71% para Alemania) más alto que el COLS (37% para Francia y 34% para Alemania). Además, en ambos modelos, las empresas francesas más pequeñas son menos eficientes en relación a las más grandes.

Al agregar la variable estructural en el modelo COLS, se aprecia que los resultados de eficiencia mejoran, especialmente en Francia, por ser más rural y menos densamente poblado que Alemania, lo que disminuye las diferencias entre las empresas rurales y urbanas en Francia. Con el método de frontera estocástica se puede concluir que las áreas de servicio en Francia son menos favorables de operar que las que tienen las empresas en Alemania. Además, las empresas

urbanas son más eficientes que las rurales en ambos países, y las empresas urbanas francesas son más eficientes que sus contrapartes alemanas.

De acuerdo a lo anterior, se seleccionó como modelo de frontera estocástica el de Battese y Coelli (1995), el cual supone una función de producción del tipo Cobb-Douglas, lo que implica modelar el error debido a la ineficiencia como función de variables estructurales.

#### 4. Para la selección del modelo de eficiencia económica con frontera estocástica

A continuación, se señalan los autores que han sido considerados para la selección del modelo de eficiencia económica utilizando frontera estocástica.

##### 4.1 Filippini, Farsi y Fetz (2006)

Los autores investigan la eficiencia económica de 59 empresas de distribución eléctrica en Suiza con información para los años 1988 a 1996. Proponen realizar el análisis a través de una función Cobb-Douglas de rendimientos constantes a escala, con una condición de homogeneidad lineal para evitar el riesgo de multicolinealidad entre variables cercanas a la variable *output* (energía vendida), así como el uso excesivo de parámetros que demanden una forma funcional más flexible, como la translogarítmica.

Utilizan como variable *output* el costo total; y como variables *input*, el precio del capital, el precio de la mano de obra y el precio de la energía comprada. Además, emplea las variables factor de carga, número de clientes, área del servicio, indicador binario si tiene redes de transmisión de alta tensión, y una variable *dummy* si los ingresos auxiliares son más del 25% del total.

Asimismo, utilizan los modelos de Pitt-Lee (1981) con máxima verosimilitud, Schmidt y Sickles (1984) con mínimos cuadrados generalizados (GLS), y el modelo True Random Effects (TRE) de Greene (2005; 2002).

Los resultados muestran que los estimados de eficiencia son muy cercanos entre los modelos GLS y de máxima verosimilitud, lo cual es consistente con el supuesto de invariabilidad de la eficiencia en el tiempo que ambos suponen. El modelo TRE arroja estimados de eficiencia superiores a los otros dos modelos, un promedio de 96%, lo cual implicaría que estos dos modelos sobrestiman la ineficiencia. Estos resultados indican que el supuesto sobre el término de ineficiencia es crucial para las estimaciones. Los mejores resultados del TRE indican que es más realista suponer que la ineficiencia es aleatoria en el tiempo que suponer que la misma es constante.

##### 4.2 Farsi y Filippini (2005)

Para el modelo de Battese y Coelli (1988) con supuesto de ineficiencia invariante en el tiempo, los autores proponen la utilización de una función Cobb-Douglas con una condición de homogeneidad lineal para evitar el uso de un número excesivo de parámetros, como demandaría una forma funcional más flexible.

##### 4.3 Farsi y Filippini (2004)

Los autores investigan la eficiencia económica de 59 empresas de distribución eléctrica en Suiza con información para los años 1988 a 1996. Proponen realizar el análisis a través de una función Cobb-Douglas de rendimientos constantes a escala con una condición de homogeneidad lineal por dos motivos: primero, porque el largo número de parámetros del modelo translogarítmico



puede ocasionar multicolinealidad; y, segundo, porque la estimación de economías de escala es secundario en esa investigación.

Utilizan como variable *output* el costo total; y como variables *input*, el precio del capital, el precio de la mano de obra y el precio de la energía comprada. También se incluyen las variables factor de carga, número de clientes, área del servicio, indicador binario si tiene redes de transmisión de alta tensión, indicador binario si más 40% del área son bosques, y una variable *dummy* si los ingresos auxiliares son más del 25% del total.

Los autores proponen cuatro modelos para analizar la ineficiencia económica: primero, el tradicional mínimo cuadrado ordinario (OLS); segundo, el modelo de Pitt y Lee (1981), que supone que el error debido a ineficiencia sigue una distribución *half-normal* y que se realiza mediante un proceso de máxima verosimilitud (MLE); tercero, el modelo de mínimos cuadrados generalizados de Schmidt y Sickles (1984) (GLS); y, cuarto, una variante del modelo de Schmidt y Sickles denominada Efectos Fijos (FE).

Los resultados muestran que los más reducidos *scores* de ineficiencia se encuentran en los modelos GLS y MLE, seguidos por OLS, y muy distante queda el FE. Estos resultados se ven confirmados por la alta correlación que existe entre los modelos GLS y MLE.

De acuerdo a lo anterior, se seleccionó como modelo de frontera estocástica el de Battese y Coelli (1995), el cual supone una función de producción del tipo Cobb-Douglas, que modela el error debido a la ineficiencia como función de variables estructurales.

5. Para la aplicación correcta del modelo de frontera estocástica tanto en eficiencia técnica como económica

5.1 Bellotti, Belotti, Federico, Daidone, Silvio, Ilardi, Giuseppe, Atella, Vincenzo (2012)

Los autores establecen una guía práctica para usar los comandos del aplicativo Stata versión 12 en los modelos de fronteras estocásticas, en corte transversal (*sfcross*) y en panel (*sfp*).

La presente investigación presenta datos distribuidos tipo panel, por lo que se siguió los comandos del *sfp* para obtener los resultados del modelo de Battese y Coelli (1995), así como los *scores* de eficiencia con los comandos de *postestimation*.

6. Para la aplicación correcta del modelo DEA tanto en eficiencia técnica como económica

6.1 Yong-bae Ji y Choonjoo Lee (2010)

Los autores establecen una guía práctica para usar los comandos del Aplicativo Stata versión 12 en el modelo DEA para analizar la eficiencia técnica.

Así, especifican rendimientos constantes a escala (*crs*) o retornos variables a escala (*vrs*). Además, consideran si está orientado a variables *input* (*in*) o a variables *output* (*out*). Finalmente, tienen en cuenta si el ajuste se realiza en una etapa o en dos etapas (*stage* [1/2]).

6.2 Choonjoo Lee (2012)

El autor, en su presentación para una conferencia en San Diego, expuso una guía práctica para usar los comandos del Stata versión 12 en el modelo DEA para analizar la eficiencia económica.

### Anexo 3. Métodos de análisis de eficiencia técnica y económica de las empresas de distribución eléctrica

A continuación, se describirá a detalle, los métodos de análisis de datos seleccionados en cada uno de los análisis de eficiencia:

#### 1. Eficiencia técnica

##### 1.1 Data Envelopment Analysis (DEA)

Este enfoque se caracteriza por tener un enfoque no paramétrico del problema y por utilizar técnicas de programación matemática.

Así, compara la eficiencia relativa de las empresas sobre la base de modelos matemáticos que simulan las mejores prácticas de dichas empresas. Por lo tanto, de acuerdo a Núñez (2004), una frontera de producción empírica representa una frontera tecnológica que «se forma como combinaciones lineales de las mejores prácticas, resultando en una frontera virtual, formada por segmentos».

La eficiencia se analiza por la distancia a dicha frontera tecnológica: son 100% eficientes las que se encuentran en dicha frontera y tienen una eficiencia comprendida entre 0 y 100% las que se encuentran por debajo de la misma. Las empresas eficientes se definen como «aquellas para las cuales no hay otra empresa o combinaciones lineales de empresas que utilicen menos de cada input (dado los productos)» (Núñez, 2004).

En esta metodología hay que decidir sobre dos aspectos:

- i) La forma de la frontera eficiente, que tiene que ver con el supuesto de rendimientos constantes a escala (Modelo CCR) o rendimientos variables a escala (Modelo BCC).
- ii) El concepto de distancia a utilizar, que implica analizar la reducción proporcional de los factores productivos dada una cantidad de productos (orientado a los *inputs*) o el incremento proporcional de productos dada una cantidad de factores productivos (orientado a los *outputs*). Dadas las características del negocio de distribución eléctrica, se ha elegido la primera opción, como se ha explicado líneas arriba.

En el caso del modelo CCR, cuyo modelo básico fue sustentado por Charnes, Cooper y Rhodes (1978), el problema dual sería así (para  $k$  *inputs*, denotado por  $x$ ;  $m$  *outputs* denotado por  $y$ ;  $l$  variables ambientales denotado por  $z$ ; y  $N$  empresas):

$$\begin{aligned} & \text{Min}_{\theta, \lambda} \theta_o \\ & \text{s. a.} \\ & \sum_{r=1}^n \lambda_r y_{jr} - y_{jo} \geq 0 \quad j=1..m \\ & \theta_o x_{io} - \sum_{r=1}^n \lambda_r x_{ir} \geq 0 \quad i=1..k \\ & z_{po} - \sum_{r=1}^n \lambda_r z_{pr} = 0 \quad p=1..l \\ & \lambda_r \geq 0; \quad r=1,2,\dots,o,\dots,N \end{aligned}$$

Fuente: Núñez, 2004.

El cual matricialmente sería:

$$\begin{aligned}
 & \underset{\theta, \lambda}{\text{Min}} \theta_o \\
 & \text{s. a.} \\
 & Y\lambda - y_o \geq \mathbf{0} \\
 & \theta x_o - X\lambda \geq \mathbf{0} \\
 & z_o - Z\lambda = \mathbf{0} \\
 & \lambda \geq \mathbf{0} \\
 & \lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_N)^T
 \end{aligned}$$

Fuente: Núñez, 2004.

Se define una variable ambiental como aquella a la cual la empresa no tiene ninguna capacidad de actuación, pero que afecta en el proceso operativo de la empresa. La inclusión de estas variables permite comparar distintas empresas según el ambiente de operación de las mismas.

El indicador  $\theta$  indica la eficiencia técnica global que alcanza una determinada empresa. Consiste en «el nivel máximo en que podría reducirse el consumo de todos los inputs sin cambios en su mix» (Núñez, 2004).

El modelo BCC con rendimientos a escala variable fue sustentado por Banker, Charnes y Cooper (1984), cuyo problema dual orientado a *inputs* es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \underset{\theta, \lambda}{\text{Min}} \theta_o \\
 & \text{s. a.} \\
 & Y\lambda - y_o \geq \mathbf{0} \\
 & \theta x_o - X\lambda \geq \mathbf{0} \\
 & z_o - Z\lambda = \mathbf{0} \\
 & e\lambda = 1 \\
 & \lambda \geq \mathbf{0} \\
 & \lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_N)^T
 \end{aligned}$$

Fuente: Núñez, 2004.

Se diferencia del anterior al sumar la restricción  $e\lambda=1$ , lo que permite comparar unidades ineficientes con otras de similar escala.

Dicha modificación permite descomponer la eficiencia técnica global en eficiencia técnica pura y eficiencia de escala. Esto impone que se debe calcular ambos modelos con los mismos datos. La existencia de diferencias implica que existe diferencia de escala.

Como la diferencia en los rendimientos a escala puede ser decreciente o creciente, se suele hacer  $e\lambda \leq 1$ . Así, el modelo completo sería:

$$\begin{aligned}
& \underset{\theta, \lambda}{\text{Min}} \theta_o \\
& \text{s.a.} \\
& Y\lambda - y_o \geq 0 \\
& \theta x_o - X\lambda \geq 0 \\
& z_o - Z\lambda = 0 \\
& e\lambda \leq 1 \\
& \lambda \geq 0 \\
& \lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_N)^T
\end{aligned}$$

Fuente: Núñez, 2004.

Se debe mencionar que los modelos DEA permiten un tratamiento de varios *outputs* e *inputs* y en unidades diferentes. A fin de tener resultados de calidad, se debe seleccionar adecuadamente las variables de entrada y de salida, así como asegurar la disponibilidad de información de dichas variables.

En particular, cuando se analiza indicadores de eficiencia, se debe tener especial cuidado con el número de variables incluidas en la programación matemática del modelo.

## 1.2 Stochastic Frontier Analysis (SFA)

Este método, en contraposición al DEA, permite suponer la posibilidad de que las empresas puedan estar por debajo de frontera de eficiencia debido a factores diferentes a la ineficiencia técnica, que, de acuerdo con Patiño, Gómez y Osorio (2010), pueden ser errores de medición, omisión de variables relevantes u otras fuentes de ruido estadístico, tales como el clima u otras.

Siguiendo el modelo expuesto en Coelli (2005), se define la siguiente función:

$$\ln q_{it} = \ln x'_{it}\beta + v_{it} - u_{it}$$

Donde  $q_{it}$  representa el *output*;  $x_{it}$  representa el vector de *inputs*;  $\beta$  es el vector de parámetros del modelo;  $v_{it}$  es una perturbación aleatoria independiente e idénticamente distribuida de media cero y varianza constante, que son factores aleatorios fuera del control de la empresa; y  $u_{it}$  representa una perturbación aleatoria con varianza constante, que representa la ineficiencia de cada empresa en el tiempo. Se supone que  $v_{it}$  y  $u_{it}$  son independientes.

Por otro lado, según Coelli (2005), las variables ambientales pueden afectar de dos maneras en el modelo. Pueden ser:

- Un componente de la función de producción, caso en el que se agrega a la función inicial de la siguiente manera:

$$\ln q_{it} = \ln x'_{it}\beta + \ln z'_i\gamma + v_{it} - u_{it}$$

Donde  $z_{it}$  es el vector de variables ambientales y  $\gamma$  su vector de parámetros.

- En otro caso, afecta el grado de ineficiencia de la empresa ( $u_{it}$ ) tal que:

$$u_{it} \sim N^+(z_{it}\gamma, \sigma^2).$$

En la presente investigación se realizará un *mix* de dichas alternativas.

## 2. Eficiencia económica

### 2.1 Data Envelopment Analysis (DEA)

De manera similar a lo aplicado en el análisis de eficiencia técnica, se utilizará el modelo CCR (con rendimientos a escala constante) de Filippini y Farsi (2005), cuya función, a partir del problema dual, es la siguiente:

$$\begin{aligned} \min_{\lambda, x_i} w'_i x_i \\ \text{st: } -y_i + Y\lambda \geq 0, \\ x_i - X\lambda \geq 0, \\ \lambda \geq 0 \end{aligned}$$

Donde  $w$  son los precios de los insumos;  $x$ , la cantidad de los insumos;  $y$  representa la cantidad de los productos.

Fuente: Filippini y Farsi, 2005.

El modelo BCC con rendimientos a escala variable, con problema dual orientado a *inputs* es el siguiente:

$$\begin{aligned} \min_{\lambda, x_i} w'_i x_i \\ \text{st: } -y_i + Y\lambda \geq 0, \\ x_i - X\lambda \geq 0, \\ N'\lambda \leq 1 \\ \lambda \geq 0 \end{aligned}$$

El cual al introducir el término  $N'\lambda \leq 1$  permite que los rendimientos sean diferentes a escala.

Fuente: Filippini y Farsi, 2005.

### 2.2 Stochastic Frontier Analysis (SFA)

Al igual que en el análisis efectuado para la eficiencia técnica, se formaliza una función siguiendo lo señalado en Coelli (2005), de la siguiente manera:

$$\ln c_{it} = q'_{it}\beta + x'_{it} + v_{it} - u_{it}$$

Donde  $c$  es el costo promediado;  $q$ , los *outputs*;  $x$ , el precio de los insumos promediado por una variable precio a fin de mantener la homogeneidad en grado 1.

Se incluyen, al igual que en la eficiencia económica, variables ambientales como parte de la función de producción que explican la ineficiencia.

#### Anexo 4. Modelos probados en el aplicativo Stata versión 12, según análisis de eficiencia y modelo utilizado

A continuación, se presenta el detalle de los modelos probados en el aplicativo Stata versión 12, según análisis de eficiencia y modelo utilizado.

##### 1. Eficiencia técnica con frontera estocástica (modelo Battese y Coelli [1995])

1.1 Se corre el modelo solo con variables *inputs* sin añadir una función específica para el error debido a la ineficiencia, a fin de observar problemas de multicolinealidad.

```
. sfpANEL lenergiareg ltrabaj llongreds lsubestac perdida transfinfr denscons ldensclie2 ldensred2, model(bc95)

note: ldensred2 omitted because of collinearity

initial:      Log likelihood = 63.291859
Iteration 0:  Log likelihood = 63.291859
Iteration 1:  Log likelihood = 63.307824 (backed up)
Iteration 2:  Log likelihood = 66.214581
Iteration 3:  Log likelihood = 66.569535 (backed up)
Iteration 4:  Log likelihood = 66.571164 (backed up)
Iteration 5:  Log likelihood = 66.572697 (backed up)
Iteration 6:  Log likelihood = 66.775624
Iteration 7:  Log likelihood = 66.916367 (backed up)
Iteration 8:  Log likelihood = 66.919027
Iteration 9:  Log likelihood = 66.96907
Iteration 10: Log likelihood = 66.993441
Iteration 11: Log likelihood = 67.012752
Iteration 12: Log likelihood = 67.013901
Iteration 13: Log likelihood = 67.013916
Iteration 14: Log likelihood = 67.013919
```

Inefficiency effects model (truncated-normal)		Number of obs = 90	
Group variable: iid		Number of groups = 10	
Time variable: t		Obs per group: min = 9	
		avg = 9.0	
		max = 9	
Log likelihood =	67.0139	Prob > chi2	= 0.0000
		Wald chi2(7)	= 2555.42

lenergiareg	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
<b>Frontier</b>						
ltrabaj	-.4163137	.0641594	-6.49	0.000	-.5420639	-.2905635
llongreds	.025085	.1109427	0.23	0.821	-.1923586	.2425287
lsubestac	1.178448	.1071806	10.99	0.000	.9683778	1.388518
perdida	-2.016917	1.140195	-1.77	0.077	-4.251659	.2178241
transfinfr	-.01069	.0288701	-0.37	0.711	-.0672743	.0458942
denscons	1.199638	.1067186	11.24	0.000	.9904737	1.408803
ldensclie2	1.674184	.0908413	18.43	0.000	1.496138	1.852229
ldensred2	-1.14e-14	(omitted)				
_cons	-2.622843	.4453606	-5.89	0.000	-3.495734	-1.749952
<b>Mu</b>						
_cons	-1.276659	74.31933	-0.02	0.986	-146.9399	144.3866
<b>Usigma</b>						
_cons	-4.573688	61.04273	-0.07	0.940	-124.2152	115.0679
<b>Vsigma</b>						
_cons	-4.331821	.2491074	-17.39	0.000	-4.820062	-3.84358
sigma_u	.1015866	3.100561	0.03	0.974	1.06e-27	9.70e+24
sigma_v	.1146455	.0142795	8.03	0.000	.0898125	.1463448
lambda	.8860929	3.104593	0.29	0.775	-5.198798	6.970984

1.2 Como se observa, la variable estructural densidad de red origina problemas de multicolinealidad y es retirada del modelo propuesto.

En seguida, se prueba introduciendo las variables estructurales como explicativas del error debido a la ineficiencia.

```

Inefficiency effects model (truncated-normal)      Number of obs =      90
Group variable: iid                               Number of groups =   10
Time variable: t                                  Obs per group: min =    9
                                                    avg =                9.0
                                                    max =                9

Log likelihood =      76.0283                    Prob > chi2 =         0.0000
                                                    Wald chi2(6) =       1950.45

```

lenergiaereg	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
<b>Frontier</b>						
ltrabaj	-.4571937	.0604076	-7.57	0.000	-.5755904	-.3387971
llongreds	2.861774	.1610555	17.77	0.000	2.546111	3.177437
lsubestac	-1.645245	.1418408	-11.60	0.000	-1.923248	-1.367242
perdida	-1.732684	1.239926	-1.40	0.162	-4.162895	.6975267
transfinfr	.0041512	.0280629	0.15	0.882	-.0508511	.0591535
denscons	3.552962	.2185924	16.25	0.000	3.124529	3.981395
_cons	.2272363	.3638582	0.62	0.532	-.4859126	.9403853
<b>Mu</b>						
ldensred2	-3.028251	.2202643	-13.75	0.000	-3.459961	-2.596541
ldensclie2	1.193142	.1702191	7.01	0.000	.8595185	1.526765
denscons	2.581955	.2538378	10.17	0.000	2.084442	3.079468
_cons	3.054884	.3828573	7.98	0.000	2.304498	3.805271
<b>Jsigma</b>						
_cons	-4.617041	.5781092	-7.99	0.000	-5.750115	-3.483968
<b>Vsigma</b>						
_cons	-6.053517	1.992304	-3.04	0.002	-9.958361	-2.148673
sigma_u	.0994082	.0287344	3.46	0.001	.0564129	.1751725
sigma_v	.0484725	.048286	1.00	0.315	.0068797	.13415243
lambda	2.050816	.075989	26.99	0.000	1.90188	2.199752

1.3 Se prueba sin la variable longitud de red como explicativa del error debido a la ineficiencia.

```

Inefficiency effects model (truncated-normal)      Number of obs =      90
Group variable: iid                               Number of groups =   10
Time variable: t                                  Obs per group: min =    9
                                                    avg =                9.0
                                                    max =                9

Log likelihood =      75.6065                    Prob > chi2 =         0.0000
                                                    Wald chi2(6) =       2777.02

```

lenergiaereg	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
<b>Frontier</b>						
ltrabaj	-.3242063	.0563271	-5.76	0.000	-.4346053	-.2138072
llongreds	.1453003	.111609	1.30	0.193	-.0734494	.36405
lsubestac	1.005481	.1080432	9.31	0.000	.7937202	1.217242
perdida	-2.87405	1.076824	-2.67	0.008	-4.984587	-.7635134
transfinfr	.000394	.0267236	0.01	0.988	-.0519833	.0527712
denscons	.2829201	.288242	0.98	0.326	-.2820239	.847864
_cons	6.391289	.4017501	15.91	0.000	5.603873	7.178704
<b>Mu</b>						
ldensclie2	-1.644373	.0844033	-19.48	0.000	-1.8098	-1.478945
denscons	-.9544338	.3116511	-3.06	0.002	-1.565259	-.3436087
_cons	9.048105	.4242995	21.32	0.000	8.216493	9.879717
<b>Jsigma</b>						
_cons	-5.052689	.5942324	-8.50	0.000	-6.217363	-3.888015
<b>Vsigma</b>						
_cons	-5.226741	.6007934	-8.70	0.000	-6.404275	-4.049208
sigma_u	.0799507	.0237547	3.37	0.001	.0446598	.1431292
sigma_v	.0732871	.0220152	3.33	0.001	.0406752	.1320461
lambda	1.090925	.0443186	24.62	0.000	1.004062	1.177788

1.4 Se observan mejoras respecto al anterior modelo; sin embargo, el parámetro de la variable transferencia de infraestructura no es significativo al 5%, por lo que se retirará y se prueba nuevamente el modelo.

```

Inefficiency effects model (truncated-normal)
Group variable: iid
Time variable: t
Number of obs = 90
Number of groups = 10
Obs per group: min = 9
                avg = 9.0
                max = 9
Log likelihood = 75.6064
Prob > chi2 = 0.0000
Wald chi2(5) = 2776.38

```

	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
<b>Frontier</b>						
ltrabaj	-.3241338	.0561952	-5.77	0.000	-.4342742	-.2139933
llongreds	.1453954	.1111253	1.31	0.191	-.0724062	.363197
lsubestac	1.00544	.107922	9.32	0.000	.7939172	1.216964
perdida	-2.876285	1.066178	-2.70	0.007	-4.965955	-.7866146
denscons	.2822304	.2855856	0.99	0.323	-.2775071	.8419679
_cons	6.391412	.4016162	15.91	0.000	5.604259	7.178565
<b>Mu</b>						
ldensclie2	-1.644399	.0844043	-19.48	0.000	-1.809829	-1.47897
denscons	-.9548385	.3105864	-3.07	0.002	-1.563577	-.3461004
_cons	9.04861	.4238708	21.35	0.000	8.217838	9.879381
<b>Jsigma</b>						
_cons	-5.05359	.5917775	-8.54	0.000	-6.213453	-3.893727
<b>Vsigma</b>						
_cons	-5.225757	.5973776	-8.75	0.000	-6.396596	-4.054918
sigma_u	.0799147	.0236459	3.38	0.001	.0447472	.142721
sigma_v	.0733232	.0219008	3.35	0.001	.0408317	.1316696
lambda	1.089897	.044088	24.72	0.000	1.003486	1.176308

1.5 Este es el modelo final de la eficiencia técnica con frontera estocástica siguiendo la especificación de Battese y Coelli (1995).

2. Eficiencia económica con frontera estocástica (modelo Battese y Coelli [1995])

2.1 Se corre el modelo solo con variables *input* sin añadir una función específica, para el error debido a la ineficiencia.

```

Inefficiency effects model (truncated-normal)
Group variable: iid
Time variable: t
Number of obs = 85
Number of groups = 10
Obs per group: min = 4
                avg = 8.5
                max = 9
Log likelihood = 67.1805
Prob > chi2 = 0.0000
Wald chi2(9) = 3570.80

```

	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
<b>Frontier</b>						
lgastotrea~p	.4140496	.0904424	4.58	0.000	.2367857	.5913135
lcaprealpp	.6256043	.1473696	4.25	0.000	.3367652	.9144435
lenergiareg	.3737853	.1055781	3.54	0.000	.1668559	.5807146
lclientesreg	.5791155	.0965682	6.00	0.000	.3898454	.7683856
perdida	-1.419834	1.101821	-1.29	0.198	-3.579364	.7396953
transfinfr	.013705	.0225288	0.61	0.543	-.0304507	.0578607
denscons	.2795005	.1376615	2.03	0.042	.009689	.5493121
ldensclie2	.4545379	.1054818	4.31	0.000	.2477974	.6612783
ldensred2	-.228828	.1110799	-2.06	0.039	-.4465407	-.0111154
_cons	-2.432048	.594103	-4.09	0.000	-3.596468	-1.267628
<b>Mu</b>						
_cons	-30.26134	54.54932	-0.55	0.579	-137.176	76.65335
<b>Usigma</b>						
_cons	1.315158	1.78943	0.73	0.462	-2.19206	4.822376
<b>Vsigma</b>						
_cons	-6.175012	.4317647	-14.30	0.000	-7.021256	-5.328769
sigma_u	1.930114	1.726901	1.12	0.264	.3341952	11.14719
sigma_v	.0456156	.0098476	4.63	0.000	.0298782	.0696422
lambda	42.3126	1.727448	24.49	0.000	38.92687	45.69834

2.2 El parámetro de variabilidad de error en el tiempo no es significativo, lo cual implica que se debe probar hacerlo dependiente de las variables estructurales.



```

Inefficiency effects model (truncated-normal)
Group variable: iid
Time variable: t
Number of obs = 85
Number of groups = 10
Obs per group: min = 4
                avg = 8.5
                max = 9
Log likelihood = 44.8153
Prob > chi2 = 0.0000
Wald chi2(9) = 136459.30

```

lgastotrea~p	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]
<b>Frontier</b>					
lsalariorpp	.6798301	.0846267	8.03	0.000	.5139647 .8456954
gcaprealpp	.9022614	.1654647	5.45	0.000	.5779566 1.226566
lengiarreg	.1689089	.140364	1.20	0.229	-.1061996 .4440174
lclientesreg	.7104682	.1404514	5.06	0.000	.4351885 .9857479
perdida	-3.880862	1.494176	-2.60	0.009	-6.809392 -.9523313
transfinfr	.0679122	.037519	1.81	0.070	-.0056237 .1414481
denscons	-2.448585	.2468349	-9.92	0.000	-2.932372 -1.964797
ldensclie2	-11.08586	.1194456	-92.81	0.000	-11.31996 -10.85175
ldensred2	-8.518459	.1669053	-51.04	0.000	-8.845587 -8.19133
_cons	-4.769389	.5765659	-8.27	0.000	-5.899438 -3.639341
<b>Mu</b>					
denscons	2.802388	.	.	.	.
ldensclie2	11.8495	.	.	.	.
ldensred2	8.132435	.	.	.	.
_cons	1.134846	.	.	.	.
<b>Vsigma</b>					
_cons	-4.314055	.2338549	-18.45	0.000	-4.772402 -3.855707
sigma_u	.0837737	.	.	.	.
sigma_v	.1156685	.0135248	8.55	0.000	.0919785 .1454601
lambda	.724257	.	.	.	.

2.3 Las variables explicativas del error debido a la ineficiencia no pueden ser halladas. Se probará retirando la variable que tenía multicolinealidad en el análisis de la eficiencia técnica.

```

Inefficiency effects model (truncated-normal)
Group variable: iid
Time variable: t
Number of obs = 85
Number of groups = 10
Obs per group: min = 4
                avg = 8.5
                max = 9
Log likelihood = 67.7090
Prob > chi2 = 0.0000
Wald chi2(6) = 5820.07

```

lgastotrea~p	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]
<b>Frontier</b>					
lsalariorpp	.4188088	.0744601	5.62	0.000	.2728696 .5647479
gcaprealpp	.7436167	.11661	6.38	0.000	.5150653 .9721681
lclientesreg	.8780275	.0201072	43.67	0.000	.8386181 .917437
perdida	-1.627931	.5664796	-2.87	0.004	-2.738211 -.5176516
transfinfr	.0176165	.0197001	0.89	0.371	-.0209951 .056228
denscons	.5278834	.0958846	5.51	0.000	.3399531 .7158138
_cons	-.3603854	.324272	-1.11	0.266	-.9959469 .2751761
<b>Mu</b>					
ldensclie2	1.489661	.2971759	5.01	0.000	.9072073 2.072115
denscons	.5603984	.3245351	1.73	0.084	-.0756787 1.196475
_cons	-7.207705	1.556685	-4.63	0.000	-10.25875 -4.156658
<b>Usigma</b>					
_cons	-3.046246	.3029815	-10.05	0.000	-3.640079 -2.452414
<b>Vsigma</b>					
_cons	-7.155611	.4959436	-14.43	0.000	-8.127643 -6.18358
sigma_u	.2180299	.0330295	6.60	0.000	.1620193 .2934034
sigma_v	.0279369	.0069276	4.03	0.000	.0171832 .0454206
lambda	7.804359	.0348255	224.10	0.000	7.736102 7.872616

2.4 Los resultados mejoran. Es significativo el parámetro del error debido a la ineficiencia. Sin embargo, se probará retirando la variable pérdida, cuyo efecto es evidente.

```

Inefficiency effects model (truncated-normal)
Group variable: iid
Time variable: t
Number of obs = 85
Number of groups = 10
Obs per group: min = 4
                avg = 8.5
                max = 9
Log likelihood = 64.0176
                Prob > chi2 = 0.0000
                Wald chi2(5) = 4521.31

```

	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
<b>Frontier</b>						
lsalariorpp	-.3979791	.0703072	5.66	0.000	-.2601796	-.5357786
gcaprealpp	-.6864296	.1236822	5.55	0.000	-.4440169	-.9288422
lclientesreg	-.8952099	.0231959	38.59	0.000	-.8497467	-.9406731
transfinfr	.0289659	.019928	1.45	0.146	-.0100922	.068024
denscons	-.6499371	.0849537	7.65	0.000	-.4834308	-.8164433
_cons	-.7067226	.324749	-2.18	0.030	-1.343219	-.0702263
<b>Mu</b>						
ldensclie2	1.484143	.3152534	4.71	0.000	.8662578	2.102028
denscons	.4644605	.3496767	1.33	0.184	-.2208932	1.149814
_cons	-7.092384	1.656409	-4.28	0.000	-10.33889	-3.845883
<b>Usigma</b>						
_cons	-3.00888	.3076881	-9.78	0.000	-3.611937	-2.405822
<b>Vsigma</b>						
_cons	-6.899746	.5730584	-12.04	0.000	-8.02292	-5.776572
<b>sigma_u</b>						
sigma_u	.2221417	.0341752	6.50	0.000	.1643152	.3003187
sigma_v	.0317497	.0090972	3.49	0.000	.0181069	.0556716
lambda	6.996661	.0359238	194.76	0.000	6.926252	7.06707

2.5 Este es el modelo final para la eficiencia económica, donde todos los parámetros son significativos, incluyendo el error debido a la ineficiencia.

### 3. Eficiencia técnica con DEA

Año 2006

```

. dea i_trabaj i_lonredt i_subestac = o_energiareg, rts(vrs)
-----
name: dealog
log: C:\Program Files (x86)\Stata13\dealog
log type: text
opened on: 22 Oct 2016, 00:17:45

options: RTS(VRS) ORT(IN) STAGE(2)
VRS-INPUT Oriented DEA Efficiency Results:

```

	rank	theta	ref:	ref:	ref:	ref:
dmu:Electronorte	5	.886926	Electronorte	Electronoroeste	Electrocentro	Hidrandina
dmu:Electronoroeste	1	1	.	1	.	.316339
dmu:Electrocentro	9	.603084	.	.792186	.	0
dmu:Hidrandina	1	1	.	0	.	1
dmu:Electro_Oriente	6	.885649	.	.0579923	.	.136444
dmu:Electro_Ucayali	1	1	.	0	.	0
dmu:Electro_Sur_Este	10	.523003	.	.558461	.	0
dmu:SEAL	1	1	.	1	.	0
dmu:Electro_Puno	8	.780819	.	.420186	.	0
dmu:Electrosur	7	.857089	.	.	.	.0557076

	ref:	ref:	ref:	ref:	ref:	ref:
dmu:Electronorte	Electro_Oriente	Electro_Ucayali	Electro_Sur_Este	SEAL	Electro_Puno	Electrosur
dmu:Electronoroeste	.	.683661	.	.	.	.
dmu:Electrocentro	.	.	.	.	.	.
dmu:Hidrandina	.	.	.	.	.	.
dmu:Electro_Oriente	.	.805564	.	.	.	.
dmu:Electro_Ucayali	.	1	.	.	1	.
dmu:Electro_Sur_Este	.	.	.	.	.	.
dmu:SEAL	.	.	.	1	.	.
dmu:Electro_Puno	.	.	.	.	.	.
dmu:Electrosur	.	.852111	.	.0921813	.	.

	islack:	islack:	islack:	oslack:
	i_trabaj	i_lonredt	i_subestac	o_energiareg
dmu:Electronorte	31.4505	.	367.529	.
dmu:Electronoroeste	.	.	0	.
dmu:Electrocentro	.	4930.15	2716.14	39043.4
dmu:Hidrandina	.	.	0	.
dmu:Electro_Oriente	102.595	.	.	.
dmu:Electro_Ucayali	.	.	.	.
dmu:Electro_Sur_Este	.	2436.56	771.811	82955
dmu:SEAL	.	.	0	.
dmu:Electro_Puno	.	4363.82	963.802	108934
dmu:Electrosur	.	.	197.471	.

```

VRS Frontier(-1:drs, 0:crs, 1:irs)

```

	CRS_TE	VRS_TE	NIRS_TE	SCALE	RTS
dmu:Electronorte	0.859711	0.886926	0.914801	0.969316	-1.000000
dmu:Electronoroeste	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:Electrocentro	0.553323	0.603084	1.000000	0.917489	1.000000
dmu:Hidrandina	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:Electro_Oriente	0.803225	0.885649	1.000000	0.906934	-1.000000
dmu:Electro_Ucayali	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:Electro_Sur_Este	0.392943	0.523003	0.527163	0.751320	1.000000
dmu:SEAL	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:Electro_Puno	0.441927	0.780819	1.000000	0.565978	1.000000
dmu:Electrosur	0.856713	0.857089	0.884177	0.999561	-1.000000

Año 2010

```
. dea i_trabaj i_lonredt i_subestac = o_energiareg, rts(vrs)
```

```
-----
name: dealog
log: C:\Program Files (x86)\Stata13\dealog
log type: text
opened on: 22 Oct 2016, 00:19:29
```

```
options: RTS(VRS) ORT(IN) STAGE(2)
VRS-INPUT Oriented DEA Efficiency Results:
```

	rank	theta	ref: Electronorte	ref: Electronoroeste	ref: Electrocentro	ref: Hidrandina
dmu:Electronorte	7	.746984	.	.707424	.	.
dmu:Electronoroeste	4	1	.	1	.	.
dmu:Electrocentro	9	.496243	.	.727968	.	.
dmu:Hidrandina	1	1	.	0	.	1
dmu:Electro_Oriente	1	1	.	.	.	.
dmu:Electro_Ucayali	1	1	.	.	.	.
dmu:Electro_Sur_Este	10	.482522	.	.514407	.	.
dmu:SEAL	5	.958639	.	.821295	.	.
dmu:Electro_Puno	8	.605124	.	.370539	.	.
dmu:Electrosur	6	.900582	.	.16846	.	.

	ref: Electro_Oriente	ref: Electro_Ucayali	ref: Electro_Sur_Este	ref: SEAL	ref: Electro_Puno	ref: Electrosur
dmu:Electronorte	.	.0730741	.	.	.	.
dmu:Electronoroeste	.	.	.	.	.	.
dmu:Electrocentro	.	.	.	.	.	.
dmu:Hidrandina	.	.	.	.	.	.
dmu:Electro_Oriente	1	0	.	.	.	.
dmu:Electro_Ucayali	.	1	.	.	.	.
dmu:Electro_Sur_Este	.	.	.	.	.	.
dmu:SEAL	.	.178705	.	.	.	.
dmu:Electro_Puno	.	.	.	.	.	.
dmu:Electrosur	.	.83154	.	.	.	.

	islack: i_trabaj	islack: i_lonredt	islack: i_subestac	oslack: o_energiareg
dmu:Electronorte	.	.	281.987	34891.1
dmu:Electronoroeste	.	1.36e-12	0	0
dmu:Electrocentro	.	2545.25	2048.8	43241.1
dmu:Hidrandina	0	0	.	0
dmu:Electro_Oriente	0	0	.	0
dmu:Electro_Ucayali	.	0	.	.
dmu:Electro_Sur_Este	.	4746.92	1400.15	77187.9
dmu:SEAL	10.7715	.	1852.03	.0071375
dmu:Electro_Puno	.	3803.05	804.488	100057
dmu:Electrosur	36.7659	.	497.781	.0063948

```
VRS Frontier(-1:dms, 0:crs, 1:irs)
```

	CRS_TE	VRS_TE	NIRS_TE	SCALE	RTS
dmu:Electronorte	0.703290	0.746984	0.710440	0.941506	1.000000
dmu:Electronoroeste	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:Electrocentro	0.460425	0.496243	1.000000	0.927822	1.000000
dmu:Hidrandina	0.933799	1.000000	1.000000	0.933799	-1.000000
dmu:Electro_Oriente	0.909178	1.000000	1.000000	0.909178	-1.000000
dmu:Electro_Ucayali	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
dmu:Electro_Sur_Este	0.394543	0.482522	1.000000	0.817668	1.000000
dmu:SEAL	0.944686	0.958639	1.000000	0.985445	-1.000000
dmu:Electro_Puno	0.406571	0.605124	1.000000	0.671880	1.000000
dmu:Electrosur	0.812486	0.900582	1.000000	0.902178	-1.000000

## Año 2014

```

. dea i_trabaj i_lonredt i_substac = o_energiareg, rts(vrs)
-----
name: dealog
log: C:\Program Files (x86)\Stata13\dealog.log
log type: text
opened on: 22 Oct 2016, 00:19:53

options: RTS(VRS) ORT(IN) STAGE(2)
VRS-INPUT Oriented DEA Efficiency Results:

rank      theta      ref:      ref:      ref:      ref:
dmu:Electronorte      7      .59551      Electronorte      Electronoroeste      Electrocentro      Hidrandina
dmu:Electronoroeste      1      .4029      .      .620959      .      .
dmu:Electrocentro      10      .4029      .      .595742      .      .
dmu:Hidrandina      1      1      .      0      .      1
dmu:Electro_Oriente      5      .783583      .      .291737      .      .
dmu:Electro_Ucayali      1      1      .      0      .      .
dmu:Electro_Sur_Este      8      .451164      .      .480085      .      .
dmu:SEAL      4      1      .      .773504      .      .
dmu:Electro_Puno      9      .427238      .      .292129      .      .
dmu:Electrosur      6      .755257      .      .323663      .      .

ref:      ref:      ref:      ref:      ref:      ref:
dmu:Electronorte      Electro_Oriente      Electro_Ucayali      Electro_Sur_Este      SEAL      Electro_Puno      Electrosur
dmu:Electronoroeste      .      0      .      .      .      .
dmu:Electrocentro      .      .      .      .      .      .
dmu:Hidrandina      .      .      .      .      .      .
dmu:Electro_Oriente      .      .78263      .      .      .      .
dmu:Electro_Ucayali      .      1      .      .      .      .
dmu:Electro_Sur_Este      .      .      .      .      .      .
dmu:SEAL      .      .      .      .      .      .
dmu:Electro_Puno      .      .      .      .      .      .
dmu:Electrosur      .      .      .      .      .      .

islack:      islack:      islack:      oslack:
i_trabaj      i_lonredt      i_substac      o_energiareg
dmu:Electronorte      .      2227.94      679.1      37128.8
dmu:Electronoroeste      0      .      .      .
dmu:Electrocentro      0      4357.41      2205.2      37300.3
dmu:Hidrandina      0      .      .      0
dmu:Electro_Oriente      178.606      1114.84      .      .
dmu:Electro_Ucayali      .      0      .      .
dmu:Electro_Sur_Este      .      6909.77      1511.42      51089
dmu:SEAL      .      2901.43      2433.75      16107.1
dmu:Electro_Puno      .      3476.52      710.019      73497.5
dmu:Electrosur      44.3487      .      137.846      58948.5

VRS Frontier(-1:drs, 0:crs, 1:irs)
CRS_TE      VRS_TE      NIRS_TE      SCALE      RTS
dmu:Electronorte      0.566797      0.595510      0.650252      0.951785      1.000000
dmu:Electronoroeste      1.000000      1.000000      1.000000      1.000000      0.000000
dmu:Electrocentro      0.382559      0.402900      1.000000      0.949512      1.000000
dmu:Hidrandina      0.588686      1.000000      1.000000      0.588686      -1.000000
dmu:Electro_Oriente      0.764170      0.783583      1.000000      0.975225      -1.000000
dmu:Electro_Ucayali      1.000000      1.000000      1.000000      1.000000      0.000000
dmu:Electro_Sur_Este      0.412449      0.451164      1.000000      0.914188      1.000000
dmu:SEAL      0.983208      1.000000      1.000000      0.983208      1.000000
dmu:Electro_Puno      0.340561      0.427238      1.000000      0.797122      1.000000
dmu:Electrosur      0.644336      0.755257      1.000000      0.853136      1.000000

```

## 4. Eficiencia económica con DEA

### Año 2006 (Retornos variables a escala)

```

. dea_allocative Inp_trabaj Inp_substac = Out_energiareg, model(c) unitvars(Inp_salario Inp_pcapreal) rts(vrs)
(note: file C:\Program Files (x86)\Stata13\ado\base\deas\deas_allocative.log not found)
-----
name: dea_allocative
log: C:\Program Files (x86)\Stata13\ado\base\deas\deas_allocative.log
log type: text
opened on: 9 Oct 2016, 20:40:01

options: RTS(VRS)
VRS DEA-Cost Efficiency Results:

CUR:      CUR:      CUR:      TECH:      TECH:      TECH:      TECH:      MIN:
Inp_trabaj      Inp_substac      cost      theta      Inp_trabaj      Inp_substac      cost      Inp_trabaj
dmu:Electronorte      240      2029      9911.19      .706671      169.601      1433.84      7003.95      169.601
dmu:Electronoroeste      236      2010      10829.2      1      236      2010      10829.2      236
dmu:Electrocentro      310      7144      14846.5      .603084      186.956      4308.43      8953.66      186.956
dmu:Hidrandina      366      3710      18803.2      1      366      3710      18803.2      366
dmu:Electro_Oriente      275      1047      16957.6      .804878      221.341      842.707      13648.8      135.865
dmu:Electro_Ucayali      96      378      6414.35      1      96      378      6414.35      96
dmu:Electro_Sur_Este      252      3622      15687.3      .523003      131.797      1894.32      8204.52      131.797
dmu:SEAL      221      3716      12913.1      .970853      214.559      3607.69      12536.7      214.559
dmu:Electro_Puno      127      2316      6982.15      .780819      99.164      1808.38      5451.79      99.164
dmu:Electrosur      143      1247      7656.39      .838392      119.89      1045.47      6419.06      119.89

MIN:      MIN:      OE      AE      TE
Inp_substac      cost
dmu:Electronorte      1235.98      6987.88      .705049      .997705      .706671
dmu:Electronoroeste      2010      10829.2      1      1      1
dmu:Electrocentro      1438.29      8756.98      .589836      .978034      .603084
dmu:Hidrandina      3710      18803.2      1      1      1
dmu:Electro_Oriente      842.707      8393.67      .494979      .614974      .804878
dmu:Electro_Ucayali      378      6414.35      1      1      1
dmu:Electro_Sur_Este      795.288      8137.46      .518728      .991826      .523003
dmu:SEAL      1760.05      12357.5      .956974      .985703      .970853
dmu:Electro_Puno      414.883      5379.86      .770516      .986806      .780819
dmu:Electrosur      656.49      6391.67      .834814      .995733      .838392

```

## Año 2006 (Retorno constante a escala)

```

. dea_allocative Inp_trabaj Inp_subestac = Out_energiareg, model(c) unitvars(Inp_salario Inp_pcpreal)
-----
name: dea_allocative
log: C:\Program Files (x86)\Stata13\ado\base\deas\dea_allocative.log
log type: text
opened on: 22 Oct 2016, 00:08:23

options: RTS(CRS)
CRS DEA-Cost Efficiency Results:

```

	CUR:	CUR:	CUR:	TECH:	TECH:	TECH:	TECH:	MIN:
	Inp_trabaj	Inp_subestac	cost	theta	Inp_trabaj	Inp_subestac	cost	Inp_trabaj
dmu:Electronorte	240	2029	9911.19	.623573	149.658	1265.23	6180.35	148.716
dmu:Electronoroeste	236	2010	10829.2	1	236	2010	10829.2	236
dmu:Electrocentro	310	7144	14846.5	.553323	171.53	3952.94	8214.89	171.53
dmu:Hidrandina	366	3710	18803.2	.977625	357.811	3626.99	18382.5	357.811
dmu:Electro_Oriente	275	1047	16957.6	.725104	199.404	759.184	12296.1	104.369
dmu:Electro_Ucayali	96	378	6414.35	1	96	378	6414.35	51.9655
dmu:Electro_Sur_Este	252	3622	15687.3	.392943	99.0215	1423.24	6164.22	99.0215
dmu:SEAL	221	3716	12913.1	.940337	207.815	3494.29	12142.7	207.815
dmu:Electro_Puno	127	2316	6982.15	.441927	56.1247	1023.5	3085.6	56.1247
dmu:Electrosur	143	1247	7656.39	.583005	83.3698	727.008	4463.72	83.3698
	MIN:	MIN:	OE	AE	TE			
	Inp_subestac	cost						
dmu:Electronorte	1266.61	6142.25	.619728	.993834	.623573			
dmu:Electronoroeste	2010	10829.2	1	1	1			
dmu:Electrocentro	1460.91	8044.12	.541821	.979212	.553323			
dmu:Hidrandina	3047.46	18350.3	.975914	.99825	.977625			
dmu:Electro_Oriente	888.903	6459.52	.380921	.525333	.725104			
dmu:Electro_Ucayali	442.588	3484.38	.543217	.543217	1			
dmu:Electro_Sur_Este	843.361	6128.84	.390687	.99426	.392943			
dmu:SEAL	1769.95	11975.4	.927384	.986224	.940337			
dmu:Electro_Puno	478.011	3057.44	.437894	.990874	.441927			
dmu:Electrosur	710.056	4462.52	.582849	.999733	.583005			

## Año 2010 (Retornos variables a escala)

```

. dea_allocative Inp_trabaj Inp_subestac = Out_energiareg, model(c) unitvars(Inp_salario Inp_pcpreal) rts(vrs)
-----
name: dea_allocative
log: C:\Program Files (x86)\Stata13\ado\base\deas\dea_allocative.log
log type: text
opened on: 9 Oct 2016, 20:50:05

options: RTS(VRS)
VRS DEA-Cost Efficiency Results:

```

	CUR:	CUR:	CUR:	TECH:	TECH:	TECH:	TECH:	MIN:
	Inp_trabaj	Inp_subestac	cost	theta	Inp_trabaj	Inp_subestac	cost	Inp_trabaj
dmu:Electronorte	223	2903	12551.6	.746984	166.577	2168.49	9375.87	166.577
dmu:Electronoroeste	227	2622	11755.8	1	227	2622	11755.8	227
dmu:Electrocentro	333	7975	18425.6	.496243	165.249	3957.54	9143.57	165.249
dmu:Hidrandina	399	4949	24489.8	1	399	4949	24489.8	399
dmu:Electro_Oriente	292	961	16275.9	1	292	961	16275.9	128.059
dmu:Electro_Ucayali	82	433	6483.63	1	82	433	6483.63	82
dmu:Electro_Sur_Este	242	5697	15893	.482522	116.77	2748.93	7668.75	116.77
dmu:SEAL	221	4259	13622.5	.909899	201.088	3875.26	12395.1	201.088
dmu:Electro_Puno	139	2935	7311.04	.605124	84.1123	1776.04	4424.09	84.1123
dmu:Electrosur	159	1443	8422.68	.66935	106.427	965.873	5637.72	106.427
	MIN:	MIN:	OE	AE	TE			
	Inp_subestac	cost						
dmu:Electronorte	1789.83	9355.39	.745352	.997816	.746984			
dmu:Electronoroeste	2622	11755.8	1	1	1			
dmu:Electrocentro	1689.77	9052.71	.491311	.990062	.496243			
dmu:Hidrandina	4949	24489.8	1	1	1			
dmu:Electro_Oriente	1128.34	7165.33	.440242	.440242	1			
dmu:Electro_Ucayali	433	6483.63	1	1	1			
dmu:Electro_Sur_Este	957.913	7589.75	.477552	.989699	.482522			
dmu:SEAL	2230.81	12267.8	.900551	.989726	.909899			
dmu:Electro_Puno	464.888	4363.43	.596827	.986289	.605124			
dmu:Electrosur	801.759	5628.26	.668226	.998321	.66935			

## Año 2010 (Retornos constantes a escala)

```

. dea_allocative Inp_trabaj Inp_subestac = Out_energiareg, model(c) unitvars(Inp_salario Inp_pcpreal)
-----
name: dea_allocative
log: C:\Program Files (x86)\Stata13\ado\base\deas\dea_allocative.log
log type: text
opened on: 22 Oct 2016, 00:12:54

options: RTS(CRS)
CRS DEA-Cost Efficiency Results:

```

	CUR:	CUR:	CUR:	TECH:	TECH:	TECH:	TECH:	MIN:
	Inp_trabaj	Inp_subestac	cost	theta	Inp_trabaj	Inp_subestac	cost	Inp_trabaj
dmu:Electronorte	223	2903	12551.6	.694649	154.907	2016.57	8718.98	154.907
dmu:Electronoroeste	227	2622	11755.8	1	227	2622	11755.8	227
dmu:Electrocentro	333	7975	18425.6	.460425	153.322	3671.89	8483.61	153.322
dmu:Hidrandina	399	4949	24489.8	.889223	354.8	4400.76	21776.8	354.8
dmu:Electro_Oriente	292	961	16275.9	.909178	265.48	873.72	14797.7	108.949
dmu:Electro_Ucayali	82	433	6483.63	1	82	433	6483.63	53.9931
dmu:Electro_Sur_Este	242	5697	15893	.394543	95.4794	2247.71	6270.49	95.4794
dmu:SEAL	221	4259	13622.5	.887252	196.083	3778.81	12086.6	196.083
dmu:Electro_Puno	139	2935	7311.04	.406571	56.5134	1193.29	2972.46	56.5134
dmu:Electrosur	159	1443	8422.68	.604365	96.094	872.099	5090.37	83.1379
	MIN:	MIN:	OE	AE	TE			
	Inp_subestac	cost						
dmu:Electronorte	1789.83	8708.83	.69384	.998836	.694649			
dmu:Electronoroeste	2622	11755.8	1	1	1			
dmu:Electrocentro	1770.97	8407.44	.456291	.991022	.460425			
dmu:Hidrandina	4098.17	21765.4	.888757	.999476	.889223			
dmu:Electro_Oriente	1258.43	6107.6	.375255	.412741	.909178			
dmu:Electro_Ucayali	623.656	4282.86	.660566	.660566	1			
dmu:Electro_Sur_Este	1102.85	6219.99	.391366	.991947	.394543			
dmu:SEAL	2264.89	11969.4	.870646	.99093	.887252			
dmu:Electro_Puno	652.767	2947.45	.403151	.991587	.406571			
dmu:Electrosur	960.297	4415.92	.524289	.867504	.604365			

## Año 2014 (Retornos variables a escala)

```
. dea_allocative Inp_trabaj Inp_subestac = Out_energiareg, model(c) unitvars(Inp_salario Inp_pcapreal) rts(vrs)
-----
name: dea_allocative
log: C:\Program Files (x86)\Stata13\ado\base\deas\dea_allocative.log
log type: text
opened on: 9 Oct 2016, 20:51:13

options: RTS(VRS)
VRS DEA-Cost Efficiency Results:
```

	CUR:	CUR:	CUR:	TECH:	TECH:	TECH:	TECH:	MIN:
	Inp_trabaj	Inp_subestac	cost	theta	Inp_trabaj	Inp_subestac	cost	Inp_trabaj
dmu:Electronorte	244	4767	20972.9	.59551	145.304	2838.8	12489.6	144.816
dmu:Electronoroeste	234	3478	18001.3	1	234	3478	18001.3	234
dmu:Electrocentro	346	10616	24604	.4029	139.404	4277.19	9912.98	140.251
dmu:Hidrandina	548	8302	28849	1	548	8302	28849	548
dmu:Electro_Oriente	372	1924	17390	.783583	291.493	1507.61	13626.5	112.887
dmu:Electro_Ucayali	63	696	8020.82	1	63	696	8020.82	63
dmu:Electro_Sur_Este	249	7051	20540.1	.451164	112.34	3181.16	9266.98	112.887
dmu:Electro_Puno	181	5124	18761.2	1	181	5124	18761.2	182.309
dmu:Electrosur	159	1673	10333.8	.559515	88.963	936.069	5781.93	77.7562

	MIN:	MIN:	OE	AE	TE
	Inp_subestac	cost			
dmu:Electronorte	3766.2	12480.9	.595095	.999304	.59551
dmu:Electronoroeste	3478	18001.3	1	1	1
dmu:Electrocentro	1952.8	9875.6	.401381	.996229	.4029
dmu:Hidrandina	8302	28849	1	1	1
dmu:Electro_Oriente	1507.61	5337.16	.306909	.391674	.783583
dmu:Electro_Ucayali	696	8020.82	1	1	1
dmu:Electro_Sur_Este	1507.61	9238.13	.44976	.996887	.451164
dmu:Electro_Puno	2637.03	18756.3	.999737	.999737	1
dmu:Electrosur	784.138	4248.3	.423879	.992137	.427238

## Año 2014 (Retornos constantes a escala)

```
. dea_allocative Inp_trabaj Inp_subestac = Out_energiareg, model(c) unitvars(Inp_salario Inp_pcapreal)
-----
name: dea_allocative
log: C:\Program Files (x86)\Stata13\ado\base\deas\dea_allocative.log
log type: text
opened on: 22 Oct 2016, 00:13:32

options: RTS(CRS)
CRS DEA-Cost Efficiency Results:
```

	CUR:	CUR:	CUR:	TECH:	TECH:	TECH:	TECH:	MIN:
	Inp_trabaj	Inp_subestac	cost	theta	Inp_trabaj	Inp_subestac	cost	Inp_trabaj
dmu:Electronorte	244	4767	20972.9	.566797	138.299	2701.92	11887.4	138.299
dmu:Electronoroeste	234	3478	18001.3	1	234	3478	18001.3	234
dmu:Electrocentro	346	10616	24604	.382559	132.365	4061.24	9412.49	132.365
dmu:Hidrandina	548	8302	28849	.562396	308.193	4669.01	16224.6	308.193
dmu:Electro_Oriente	372	1924	17390	.76417	284.271	1470.26	13289	102.7
dmu:Electro_Ucayali	63	696	8020.82	1	63	696	8020.82	48.6165
dmu:Electro_Sur_Este	249	7051	20540.1	.412449	102.7	2908.18	8471.76	102.7
dmu:Electro_Puno	181	5124	18761.2	.983208	177.961	5037.96	18446.2	177.961
dmu:Electrosur	159	1673	10333.8	.340561	54.4897	1375.87	3413.25	54.4897

	MIN:	MIN:	OE	AE	TE
	Inp_subestac	cost			
dmu:Electronorte	2055.57	11864.4	.565704	.99807	.566797
dmu:Electronoroeste	3478	18001.3	1	1	1
dmu:Electrocentro	1967.38	9325.51	.379023	.990759	.382559
dmu:Hidrandina	4580.75	16220.8	.562265	.999767	.562396
dmu:Electro_Oriente	1526.45	4865.58	.279791	.366137	.76417
dmu:Electro_Ucayali	722.6	6195.74	.772457	.772457	1
dmu:Electro_Sur_Este	1526.45	8411.24	.409502	.992856	.412449
dmu:Electro_Puno	2645.07	18312.9	.976104	.992774	.983208
dmu:Electrosur	809.895	3390.82	.338323	.993428	.340561

## **Notas biográficas**

### **Zulema Pacheco López**

Abogada, egresada de la Universidad Nacional Federico Villarreal. Cuenta con estudios de especialización en Estructuración de Asociaciones Público Privadas (APP) de la Universidad ESAN y en Derecho de las Concesiones de la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas (UPC).

Tiene siete años de experiencia en diseño y estructuración legal de proyectos de promoción de la inversión privada, asociaciones público privadas, iniciativas privadas, concesiones y obras por impuesto. Se ha desempeñado como asesora legal en materia de inversión privada en diversas entidades de gobierno subnacional y nacional. En la actualidad, se desempeña como asesora legal de Inversiones en el Ministerio de Educación.

### **Carlos Guillermo Chávarry Calderón**

Ingeniero Economista egresado de la Universidad Nacional de Ingeniería. Cuenta con especialización en Finanzas y Proyectos de Inversión, así como diplomados en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN y Gestión por Resultados de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

Tiene más de veinte años de experiencia profesional, doce de ellos en el área de programación y evaluación económica y financiera de proyectos de inversión. Se ha desempeñado en las áreas de planeamiento y proyectos de inversión de entidades públicas y en el área financiera de empresas privadas. Actualmente, labora como Coordinador de Planeamiento en el Ministerio de Energía y Minas.