



**“ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA TÉCNICA Y ECONÓMICA DE  
LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES DEL PERÚ  
UTILIZANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA”**

**Trabajo de Investigación presentado  
para optar al Grado Académico de  
Magíster en Regulación y Gestión de Servicios Públicos**

**Presentado por**

**Sr. Luis Enrique Grajeda Puelles**

**Asesor: Profesor José Luis Bonifaz Fernández**

**2018**

A Ana María, Yuliana, Gonzalo y María Gracia, por su apoyo, comprensión e inspiración.

## **Resumen ejecutivo**

El presente trabajo de investigación tiene por objeto analizar la eficiencia técnica y económica de los sistemas eléctricos rurales (SER) en el Perú y determinar si la incorporación de la generación distribuida (GD) en las redes de distribución eléctrica contribuye a mejorar su eficiencia técnica y económica, considerando que estos sistemas eléctricos son administrados por las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal.

En la década de 1990 sucedieron profundos cambios que modificaron la actividad del sector Electricidad, como es la incorporación de un régimen de concesiones para la prestación de este servicio público, y el establecimiento de la Ley de Electrificación rural que ha dado impulso al proceso de electrificación rural acortando la brecha de acceso al servicio eléctrico. Considerando que la mayoría de las empresas distribuidoras son estatales y operan en zonas predominantemente urbano-rurales, surge el interés de analizar la eficiencia de los SER, incluyendo dentro del análisis la utilización de la generación distribuida y su efecto en la eficiencia técnica de dichos sistemas.

El constante avance tecnológico ha venido influyendo en la forma cómo se produce la electricidad, habiéndose desarrollado en los recientes años equipos de generación de electricidad en magnitudes tales que incluso pueden ser utilizados por los usuarios residenciales, con la posibilidad de poder inyectar remanentes de energía a la red de distribución. Es preciso indicar que la utilización de estas tecnologías puede afectar la eficiencia de los SER, considerando que es posible la conexión de centrales de generación de potencias menores que podrían inyectar energía a las redes de distribución eléctrica de los SER.

Del análisis realizado se tiene que la eficiencia relativa de los SER mejora con la utilización de la generación distribuida; en todos los casos, esta mejora supera en 7% respecto a la condición sin generación distribuida. Estos resultados concluyen que la utilización de la generación distribuida en el Perú mejora la performance de los SER, siendo conveniente promover su utilización.

## Índice

<b>Índice de tablas</b> .....	<b>vi</b>
<b>Índice de gráficos</b> .....	<b>vii</b>
<b>Índice de anexos</b> .....	<b>viii</b>
<b>Resumen ejecutivo</b> .....	<b>iii</b>
<b>Capítulo I. Introducción</b> .....	<b>1</b>
1. Justificación .....	2
2. Planteamiento del problema.....	3
3. Metodología.....	4
<b>Capítulo II. La distribución eléctrica en el Perú</b> .....	<b>6</b>
1. Descripción y antecedentes de la actividad de distribución.....	6
2. Marco institucional y regulatorio de la distribución eléctrica.....	7
2.1 Electrificación rural .....	9
2.2 Definición de Sistemas Eléctricos Rurales (SER) .....	10
3. Marco regulatorio de la distribución eléctrica .....	11
3.1 Decretos Legislativos N°1207, N°1208 y N°1221 .....	11
4. Costos asociados a los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) .....	12
5. Determinación tarifaria en la distribución eléctrica y los SER.....	12
<b>Capítulo III. Marco teórico</b> .....	<b>15</b>
1. Modelo de remuneración de la distribución eléctrica .....	15
1.1 Valor Agregado de Distribución (VAD) básico .....	15
2. Generación Distribuida (GD).....	18
3. Eficiencia técnica y productiva.....	20
4. Métodos de análisis de la eficiencia técnica y económica .....	21
4.1 Análisis envolvente de datos (DEA) .....	21
4.2 Modelo DEA-CCR.....	23
5. Revisión de la literatura .....	24

<b>Capítulo IV. Propuesta del modelo</b> .....	31
1. Determinación de variables datos relevantes de los SER e indicadores de eficiencia para los SER y la GD.....	31
2. Recopilación, análisis y consistencia de los datos recopilados.....	33
3. Análisis de eficiencia de los SER línea base.....	34
3.1 Descripción del modelo línea base.....	35
3.2 <i>Software</i> utilizado .....	35
3.3 Análisis no-paramétrico DEA.....	36
4. Análisis de eficiencia de los SER con generación distribuida .....	37
5. Resultados de la aplicación del modelo .....	38
<b>Conclusiones y recomendaciones</b> .....	41
1. Conclusiones.....	41
2. Recomendaciones .....	41
<b>Bibliografía</b> .....	43
<b>Anexos</b> .....	47
<b>Nota biográfica</b> .....	59

## Índice de tablas

Tabla 1.	Modelos usados en Giannakis, Jamasb y Pollitt (2005) .....	25
Tabla 2.	Modelos usados en Yu, Jamasb y Pollitt (2009) .....	25
Tabla 3.	Modelos usados en Growitsch <i>et al.</i> (2010) .....	26
Tabla 4.	Modelos usados en Cambini <i>et al.</i> (2012) .....	26
Tabla 5.	Modelos usados en Galán y Pollitt (2014).....	27
Tabla 6.	Modelos usados en Coelli <i>et al.</i> (2012) .....	28
Tabla 7.	Consideraciones para la formulación de un modelo teórico inicial.....	32
Tabla 8.	Costo Unitario por kilómetro de red (US\$/km).....	34
Tabla 9.	Costo unitario por usuario en dólares .....	34
Tabla 10.	Eficiencia DEA por empresa línea base .....	36

## Índice de gráficos

Gráfico 1.	Sistema de distribución eléctrica .....	6
Gráfico 2.	Marco institucional de la electrificación rural .....	9
Gráfico 3.	Tarifa eléctrica rural .....	13
Gráfico 4.	Procedimiento de fijación del VAD .....	14
Gráfico 5.	Flujo de energía en un sistema eléctrico con generación distribuida .....	19
Gráfico 6.	Métodos de estimación .....	22
Gráfico 7.	Comparación de la eficiencia de los SER con GD. ....	39
Gráfico 8.	Evolución de la eficiencia de los SER por regiones naturales.....	39

## Índice de anexos

Anexo 1.	Revisión de la literatura sobre eficiencia relativa y productividad en empresas de distribución eléctrica.....	48
Anexo 2.	Registro consolidado de datos de los SER. ....	51
Anexo 3.	Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales línea base .....	52
Anexo 4.	Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida rango bajo. ....	53
Anexo 5.	Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida rango medio. ....	54
Anexo 6.	Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida rango alto. ....	55
Anexo 7.	Resumen de los resultados de la medición de eficiencia de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida. ....	56
Anexo 8.	Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida región Costa.....	57
Anexo 9.	Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida región Sierra. ....	57
Anexo 10.	Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida región Selva. ....	58
Anexo 11.	Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida de las regiones Sierra y Selva. ....	58

## Capítulo I. Introducción

El objetivo de la presente investigación es analizar la eficiencia técnica y económica de los sistemas eléctricos rurales (SER) en el Perú y determinar si la incorporación de la generación distribuida (GD)<sup>1</sup> en las redes de distribución eléctrica contribuye a mejorar su eficiencia técnica y económica, considerando que estos sistemas eléctricos son administrados por las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado.

En la década de 1990 sucedieron profundos cambios que modificaron la actividad del sector Electricidad, como es la incorporación de un régimen de concesiones para la prestación del servicio público de electricidad, y el establecimiento de la Ley de Electrificación rural que dio un importante impulso al proceso de electrificación rural acortando la brecha de acceso al servicio eléctrico. Considerando que la mayoría de las empresas distribuidoras son estatales y operan en zonas predominantemente urbano-rurales, surge el interés de analizar la eficiencia de los SER, incluyendo dentro del análisis la utilización de la generación distribuida y su efecto en la eficiencia técnica de dichos sistemas.

En el año 2009 el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)<sup>2</sup> desarrolló el denominado Libro Blanco de la Distribución (Consorcio ME-Comillas 2009). En este documento se hicieron recomendaciones de mejora para resolver los principales problemas del segmento de la distribución eléctrica como el acceso a los servicios eléctricos, la remuneración de la distribución y la calidad del servicio eléctrico, entre los más importantes. En septiembre del 2015 se emitieron los Decretos Legislativos N°1207 (Presidencia de la República 2015a), N°1208 (Presidencia de la República 2015b) y N°1221 (Presidencia de la República 2015c) a través de los cuales se modificó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) así como la ley General de Electrificación Rural (LGER), y se introdujo la facultad de presentar planes de inversión en las distribuidoras eléctricas que operan bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe).

En cuanto a la remuneración de los sistemas eléctricos rurales, el Decreto Legislativo N°1207, dispuso que los costos de operación y mantenimiento (OyM) y los de gestión comercial serían los costos reales sujetos a un valor máximo, lo que significa reemplazar el criterio anterior basado en costos eficientes. (Presidencia de la República 2015a)

---

<sup>1</sup> Generación distribuida son equipos de generación de energía eléctrica conectados en las redes de distribución eléctrica.

<sup>2</sup> El Osinergmin es una institución pública adscrita a la Presidencia del Consejo de Ministros del Perú

El artículo 2 del Decreto Legislativo N°1221 también reconoce que los usuarios conectados a las redes de distribución pueden disponer de equipos de generación eléctrica para su consumo y que los excedentes de energía puedan ser entregados a la red de distribución eléctrica, desarrollando así actividades bajo el concepto de Generación Distribuida (GD) (Presidencia de la República 2015c).

El constante avance tecnológico ha venido influyendo en la forma cómo se produce la electricidad, habiéndose desarrollado en los recientes años equipos de generación de electricidad en magnitudes tales que incluso pueden ser utilizados por los usuarios en sus casas, con la posibilidad de poder inyectar remanentes de energía a la red de distribución.

Este nuevo escenario tecnológico y normativo plantea nuevas tareas regulatorias, considerando que las redes de distribución eléctricas son operadas por concesionarios monopólicos; asimismo, se requiere desarrollar un modelo que permita evaluar los impactos en los sistemas eléctricos rurales, donde la utilización de estas formas de suministro es más apropiada.

## **1. Justificación**

La presente investigación propone formular un modelo que evalúe y establezca el valor máximo para el reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento, sobre la base de mediciones de eficiencia relativa entre los sistemas eléctricos rurales (SER) de las empresas distribuidoras de electricidad del Perú. Esta eficiencia podría ser afectada considerando que en los SER es posible la conexión de centrales de generación de potencias menores que pueden inyectar energía a las redes de distribución eléctrica de los SER.

En la regulación del servicio público de electricidad en el Perú no es usual la determinación de tarifas utilizando métodos de eficiencia relativa, y que además se incluya generación distribuida en las redes de distribución eléctrica; por lo que esta investigación evalúa soluciones en el marco de la normativa vigente, así como de innovación tecnológica vinculada a la posibilidad de utilizar generación distribuida en beneficio de los sistemas eléctricos, los operadores y los usuarios de los sistemas eléctricos rurales.

## 2. Planteamiento del problema

Se propone realizar un análisis de la eficiencia de los 256 sistemas eléctricos rurales existentes en el Perú, con el objetivo de determinar su nivel de eficiencia en costos. Los valores permitirán identificar el valor referente de los costos máximos a reconocer en la determinación de los costos de operación y mantenimiento de los SER. Con los resultados obtenidos se simulará la operación de los sistemas rurales considerando la presencia de generación distribuida. El horizonte de análisis de los costos corresponde al periodo 2010-2016, debido a la disponibilidad de información hasta el cierre anual de información en cada empresa.

El presente trabajo plantea desarrollar un análisis técnico y regulatorio con los siguientes objetivos:

- Analizar la eficiencia técnica y económica de los sistemas eléctricos rurales del Perú, administrados por las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal.
- Analizar el impacto de la incorporación de la generación distribuida en las redes de distribución eléctrica y su contribución a la mejora de la eficiencia técnica y económica de los sistemas eléctricos rurales (SER) administrados por las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado.
- Identificar las variables técnicas y económicas que determinan la eficiencia de los sistemas eléctricos rurales

Las preguntas que se plantean como guías de la investigación son las siguientes:

- ¿La eficiencia técnica y económica de los SER operados por las empresas de distribución de propiedad estatal se modificó con el tiempo?
- ¿Cuál es el impacto en la eficiencia técnica y económica de los SER si se utiliza generación distribuida?
- ¿Cuáles son los factores técnicos y económicos que afectan a la eficiencia técnica y económica?

El análisis permitirá identificar cuáles deben ser los incentivos para lograr mayores eficiencias en los SER, así como identificar elementos regulatorios que promuevan o no la utilización de la generación distribuida sin deteriorar su eficiencia. De igual manera, se podrá identificar cuáles

son las mejores alternativas para remunerar a la generación distribuida considerando su uso en las instalaciones de distribución.

De acuerdo con las preguntas formuladas se plantea la siguiente hipótesis principal: La utilización de generación distribuida contribuye a mejorar la eficiencia técnica y económica en los sistemas eléctricos rurales.

Las hipótesis secundarias que se proponen son:

- La eficiencia técnica de los SER ha mejorado en el periodo 2010-2016.
- Las variables que afectarían la eficiencia de los SER son los costos de operación y mantenimiento, el número de usuarios, la energía distribuida, el número de horas de interrupciones (Saidi)<sup>3</sup> y la extensión de la red.

### **3. Metodología**

En la formulación del modelo se requiere estructurar los costos de los SER de las empresas distribuidoras. En este sentido, se analizarán y seleccionarán las variables de entrada y salida, entre otros, que se requieran para el cumplimiento del Decreto Legislativo N°1207. Sin embargo, se debe considerar que a la fecha de la presente investigación, el Ministerio de Energía y Minas no ha aprobado aún el reglamento correspondiente, el mismo que deberá considerar la metodología, los criterios y los procesos regulatorios que lo instrumenten.

Asimismo, para las mediciones de eficiencia relativa se requiere evaluar y seleccionar las variables de interés que caracterizan la actividad de las empresas distribuidoras y los SER, de modo tal que permita establecer sus diferencias. Estas variables podrían ser de diferente naturaleza como variables económicas, demográficas, geográficas, climatológicas, regulatorias, relacionadas con la calidad de suministro, o de cualquier otro tipo, y su uso como entradas (inputs) o salidas (outputs) debe estar basado en su relación con el modelo para el cálculo de la eficiencia de los SER.

El método que se pretende desarrollar en la presente investigación es cuantitativo porque se realizan cálculos para la determinación de los valores de la eficiencia, así como la simulación de

---

<sup>3</sup> Saidi, acrónimo de la expresión en inglés System Average Interruption Duration Index.

la operación con Generación Distribuida (GD). El carácter cualitativo se evalúa al considerar que, con los resultados numéricos logrados, se podrán proponer medidas regulatorias.

La recopilación de la información de costos vinculados a la operación de los SER, en particular los costos de operación y mantenimiento (OyM), se estimarán con la información que el regulador (Osinergmin) recaba cada término de año de operación de las empresas concesionarias de distribución eléctrica del país.

La medición de la eficiencia relativa de los sistemas rurales en cuanto a sus costos se debe realizar en un primer momento sin considerar la Generación Distribuida (GD) y luego considerándola, al cabo de lo cual se realizará una evaluación comparativa de los resultados, valorando la variación en la medición de eficiencia.

Los actores que se analizan en la presente investigación son:

- Las empresas de distribución eléctrica peruanas, que son las administradoras de los sistemas eléctricos rurales.
- El Ministerio de Energía y Minas (Minem) a través de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), entidad encargada de definir el marco normativo del sector eléctrico.
- Los usuarios del servicio eléctrico con consumos significativos que pudieran utilizar generación propia de energía, quienes toman decisiones de pago y uso de la energía.
- El regulador del servicio público de electricidad a cargo de la determinación tarifaria.

La investigación está compuesta por cinco capítulos; en el primero se presentan los aspectos relevantes de la investigación; el capítulo segundo presenta los aspectos relevantes de la distribución eléctrica. En el capítulo tercero se presenta el marco teórico y conceptual, incluyendo una breve revisión de antecedentes que permitirá conformar la base teórica para la definición del problema planteado. El capítulo cuarto desarrolla la evaluación de la eficiencia y su análisis siguiendo el modelo propuesto. Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones.

## Capítulo II. La distribución eléctrica en el Perú

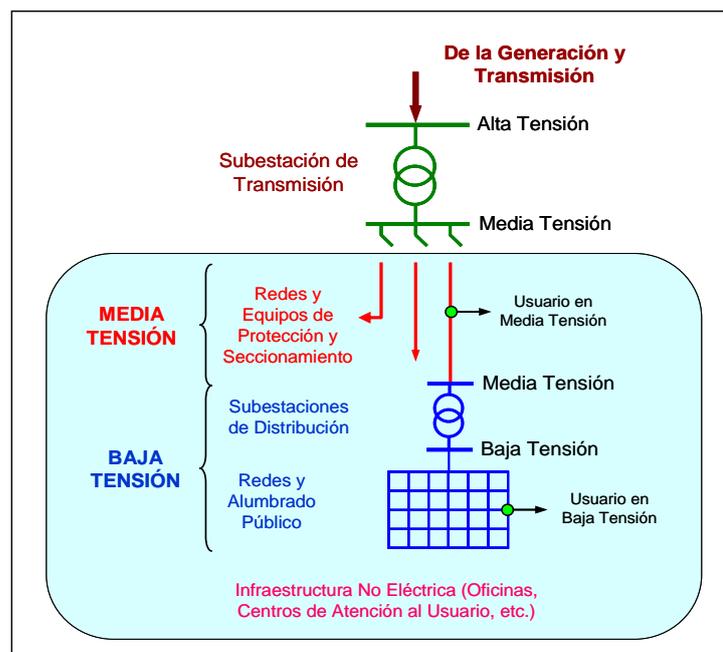
### 1. Descripción y antecedentes de la actividad de distribución

La distribución de electricidad en el Perú tiene características de monopolio natural. Se desarrolla mediante una red de líneas eléctricas que suministra el servicio a los usuarios finales residenciales, comerciales, pequeña industria y alumbrado público.

La distribución de electricidad aplica desde niveles de media tensión hasta baja tensión; por ello, es necesario hacer la distinción entre distribución primaria (MT) y secundaria (BT). La distribución primaria está conformada por líneas aéreas o cables subterráneos. Los niveles de tensión estándar en el Perú son de 10 kV y 22,9 kV, aunque también hay redes a 13,8 kV (media tensión, MT). Entregan energía a las estaciones de transformación MT/BT de donde salen las redes secundarias. De las redes de MT también se suministra energía a los clientes con mayores consumos.

La distribución secundaria es la última etapa del proceso de distribución. Está conformada por líneas aéreas o cables subterráneos de baja tensión: 220v. Desde esta red se suministra el servicio a los usuarios finales residenciales, comerciales, pequeña industria y alumbrado público.

Gráfico 1. Sistema de distribución eléctrica



Fuente: Osinergmin, s.f.

En el sistema de distribución existen, además, equipos de protección y seccionamiento, como los seccionadores bajo carga, seccionadores tipo cut-out, interruptores o reconectores, destinados a reducir el número y duración de las interrupciones. El gráfico 1 presenta una descripción de un sistema de distribución eléctrica.

Asimismo, existen economías de escala que principalmente se explican por la densidad de los usuarios: es menos costoso el suministro unitario para una zona de concesión con alta densidad que uno con baja densidad. Si en un área de concesión existiesen dos empresas distribuidoras, la inversión necesaria por consumidor se duplicaría debido a la existencia de economías de escala y densidad.

## **2. Marco institucional y regulatorio de la distribución eléctrica**

La regulación de la distribución eléctrica en el Perú se basa en un modelo de incentivos denominado empresa modelo eficiente. Los sistemas eléctricos son clasificados en sectores típicos de acuerdo con indicadores de costo medio.

El cálculo de los Valores Agregados de Distribución (VAD) es realizado para cada una de las empresas con más de 50.000 usuarios, a través de estudios individuales siguiendo un proceso de optimización donde se fijan los VAD. El esquema contempla una verificación de la rentabilidad que, de acuerdo con los recientes dispositivos normativos<sup>4</sup>, se ha establecido que la verificación de la rentabilidad se realiza por cada uno de los estudios tarifarios.

La tarifa de distribución se calcula cada cuatro años y considera en su método de cálculo los siguientes factores:

- Costos asociados al usuario independiente del consumo, o sea la lectura de medidor, el procesamiento de factura, el reparto de factura y la cobranza de factura.
- Pérdidas estándar de energía y potencia.
- Costos estándar de inversión, operación y mantenimiento por unidad de demanda suministrada (VAD).

---

<sup>4</sup> Decretos Legislativos N°1207 (Presidencia de la República 2015a), N°1208 (Presidencia de la República 2015b), y N°1221 (Presidencia de la República 2015c).

En el artículo 8 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) se establece un sistema de precios regulados en aquellos suministros que, por su naturaleza, no puedan efectuarse en condiciones de competencia, reconociéndose costos de eficiencia (Presidencia de la República 1992).

En noviembre de 2017 el Ministerio de Energía y Minas (Minem)<sup>5</sup> estableció los sectores de distribución típicos para las revisiones tarifarias de los años 2018 y 2019:

- **Sector de Distribución Típico 1.** Sector urbano de alta densidad de carga.
- **Sector de Distribución Típico 2.** Sector urbano de media y baja densidad de carga.
- **Sector de Distribución Típico 3.** Sector urbano-rural de baja densidad de carga.
- **Sector de Distribución Típico 4.** Sector rural de baja densidad de carga.
- **Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER).** Sector rural de baja densidad de carga a efectos de la Ley General de Electrificación Rural.

El VAD se calcula como un costo total anual que corresponde a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), correspondiente al costo estándar de inversión de un sistema económicamente adaptado<sup>6</sup>, más los costos de operación y mantenimiento.

$$\text{VAD} = a\text{VNR} + \text{CyM}$$

Dónde:

VAD: Valor Agregado de Distribución.

aVNR: Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo.

CyM: Costos de operación y mantenimiento.

En este sentido, la LCE ha definido al VNR como «[...] el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes<sup>7</sup>». Para el cálculo del VAD unitario se considera a la demanda incluyendo una proyección vegetativa de la máxima demanda del sistema eléctrico para los próximos cuatro años.

---

<sup>5</sup> Resolución Directoral N°0292-2017-MEM/DGE (Minem, 2017).

<sup>6</sup> Sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

<sup>7</sup> Artículo 76 de la LCE, Ley de Concesiones Eléctricas aprobado con el Decreto Ley N°25844 (Presidencia de la República 1992).

Los estudios de costos del VNR suponen la elección de las tecnologías más adaptadas en media tensión, así como en baja tensión, considerando redes aéreas y subterráneas, equipos de protección y seccionamiento, subestaciones de distribución MT/BT y alumbrado público.

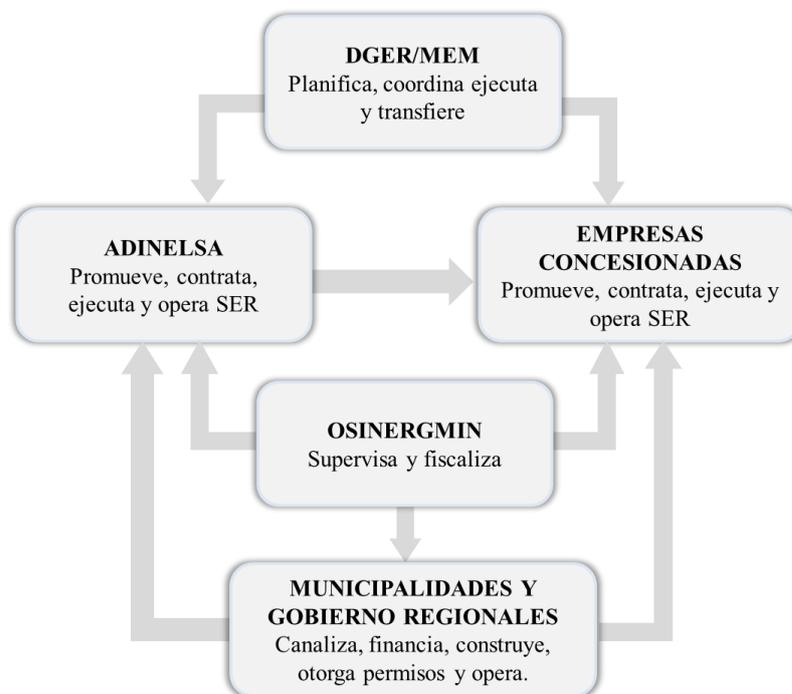
En cuanto a los costos de explotación también se calculan en base a una serie de estándares:

- **Costos de explotación técnica.** Son actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones de la empresa modelo. Considera los costos de materiales, mano de obra, transporte y equipos necesarios para la ejecución de las actividades de OyM.
- **Costos de explotación comercial.** costos de las actividades de atención al usuario.
- **Costos indirectos.** De acuerdo con la organización de la empresa modelo, asignación de los costos de gestión, administración, contabilidad y otros de la empresa modelo.

## 2.1 Electrificación rural

El marco institucional se desarrolla sobre las entidades especializadas que el Minem gestiona, en particular la Dirección General de Electrificación Rural (DGER).

**Gráfico 2. Marco institucional de la electrificación rural**



Fuente: Tamayo *et al.*, 2016.  
Elaboración: Propia, 2018.

Esta dirección actúa en coordinación con los gobiernos regionales y locales, así como con las empresas concesionarias de distribución eléctrica y de electrificación rural pública y/o privada, debiéndose implementar proyectos de electrificación rural para ampliar la frontera eléctrica a nivel nacional, permitiendo el acceso al suministro de electricidad en las regiones.

El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) es un documento de gestión de largo plazo, con un horizonte de planeamiento de diez años, donde se definen las políticas, objetivos, estrategias, metodologías, relación de proyectos y fuentes de financiamiento con que se dispone para un desarrollo ordenado y priorizado de la electrificación rural, siendo un instrumento vinculante entre el Estado y los inversionistas privados que requieran realizar este tipo de proyectos y, de ser el caso, requieran subsidios.

Otro actor importante es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), el cual se encarga de:

- La regulación económica (la fijación de tarifas).
- El seguimiento, la supervisión y fiscalización de la prestación de servicios de suministro de electricidad.

Para promover, ejecutar y operar los proyectos de electrificación rural el Estado Peruano cuenta con la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (Adinelsa), una empresa estatal de derecho privado que está orientada a atender exclusivamente a usuarios rurales, además de administrar y operar los sistemas eléctricos rurales que el Ministerio de Energía y Minas le transfiere a través de la DGER.

## **2.2 Definición de Sistemas Eléctricos Rurales (SER)**

La Ley N°28749, Ley General de Electrificación Rural, define a los sistemas rurales en su artículo 3 de la siguiente forma: «[...] Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) son aquellos sistemas eléctricos de transmisión y distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país y de preferente interés social, que se califiquen como tales por el Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo al reglamento de la presente Ley» (Congreso de la República 2006). Los sistemas eléctricos que satisfacen esta definición reciben la calificación de SER luego de una evaluación desarrollada por el Minem, dicha calificación es materializada a través de una resolución específica.

### **3. Marco regulatorio de la distribución eléctrica**

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su reglamento constituyen las leyes marco de la regulación del sector Eléctrico. En ellas se describe el método regulatorio a emplear, el cual consiste en calcular unos precios máximos de distribución, denominados Valor Agregado de Distribución (VAD), bajo el enfoque de empresa modelo eficiente.

#### **3.1 Decretos Legislativos N°1207, N°1208 y N°1221**

El Decreto Legislativo N° 1221 modificó diversos artículos de la LCE, entre ellos, los vinculados a la determinación del VAD, incorporando un cargo asociado a la innovación tecnológica y/o eficiencia energética en los sistemas de distribución eléctrica. El VAD se calcula individualmente para cada empresa de distribución eléctrica que preste el servicio a más de 50.000 suministros y, en forma agrupada, para las demás empresas. La norma promueve la mejora de la calidad de servicio eléctrico a través de un factor de reajuste del VAD, aplicable como incentivo o penalidad, buscando valores óptimos de la calidad (Presidencia de la República 2015c).

El Decreto Legislativo N°1207 modificó diversos artículos de la Ley General de Electrificación Rural (LGER), entre ellos, el artículo 14 el cual dispone que el VAD de los SER se fija conforme a lo establecido en la LCE, considerando que dicho VAD incluye los costos de conexión eléctrica, costos de operación y mantenimiento según costos reales auditados, sujetos a valores máximos establecidos por Osinergmin sobre la base de mediciones de eficiencia relativa entre los SER de las empresas (Presidencia de la República 2015a).

El Decreto Legislativo N°1208 promueve el desarrollo de planes de inversión de las empresas de distribución eléctrica bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe). De acuerdo con este dispositivo, las empresas de distribución eléctrica bajo su ámbito deberán presentar al Osinergmin, al inicio de cada fijación del VAD, un Estudio de Planeamiento Eléctrico de Largo Plazo que tenga asociado un Plan de Inversiones en Distribución Eléctrica (PIDE), que será aprobado por Osinergmin e incorporado en la anualidad de inversión reconocida en la fijación tarifaria del VAD que corresponda (Presidencia de la República 2015b).

#### **4. Costos asociados a los Sistemas Eléctricos Rurales (SER)**

Los criterios específicos para los costos de operación y mantenimiento que se incluirán en el VAD de las empresas de distribución que operan SER han sido establecidos en la Ley General de Electrificación Rural (Congreso de la República 2006) y en el Decreto Legislativo N°1207 (Presidencia de la República 2015a). El artículo 14<sup>8</sup> ha definido que estos costos corresponden a costos reales incurridos por las empresas de distribución los mismos que, para su determinación, están sujetos a una medición de eficiencia relativa; es decir, la eficiencia en costos se busca a través de una comparación sobre los costos incurridos al operar y mantener los sistemas, haciendo que el sistemas eléctrico rural referente en costos sea aquel que resulte de la medición de eficiencia.

Para implementar este dispositivo se requiere desarrollar un procedimiento de medición de eficiencia relativa considerando los costos incurridos por cada SER, para ello se debe determinar cuál es la metodología más idónea que permita este cálculo. En este sentido, la presente investigación pretende alcanzar esta estimación aplicando una metodología de eficiencia relativa.

#### **5. Determinación tarifaria en la distribución eléctrica y los SER**

La tarifa eléctrica de los SER es calculada en la oportunidad de la revisión tarifaria de la distribución eléctrica, considera inversiones realizadas por el Estado y por terceros e incluye los costos correspondientes a la conexión eléctrica. En el gráfico 3 se estructuran los componentes de la tarifa.

---

<sup>8</sup> «Artículo 14.- Tarifa y Criterios sobre el Valor Agregado de Distribución en Sistemas Eléctricos Rurales.

14.1 La tarifa es la establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento.

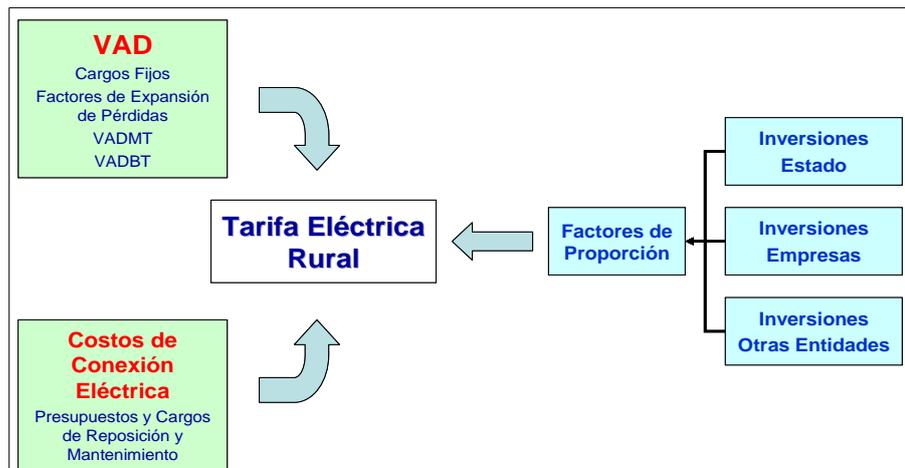
14.2 El Valor Agregado de Distribución (VAD) para los Sistemas Eléctricos Rurales se fija conforme a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, considerando los siguientes criterios:

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

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

c) En el caso de los Sistemas Eléctricos Rurales cuya inversión es financiada con recursos del concesionario de distribución, el costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado. En aquellos Sistemas Eléctricos Rurales en los que la inversión es financiada con recursos del Estado, se considerará un fondo de reposición de acuerdo a lo establecido en el Reglamento» (Presidencia de la República, 2015a).

**Gráfico 3. Tarifa eléctrica rural**



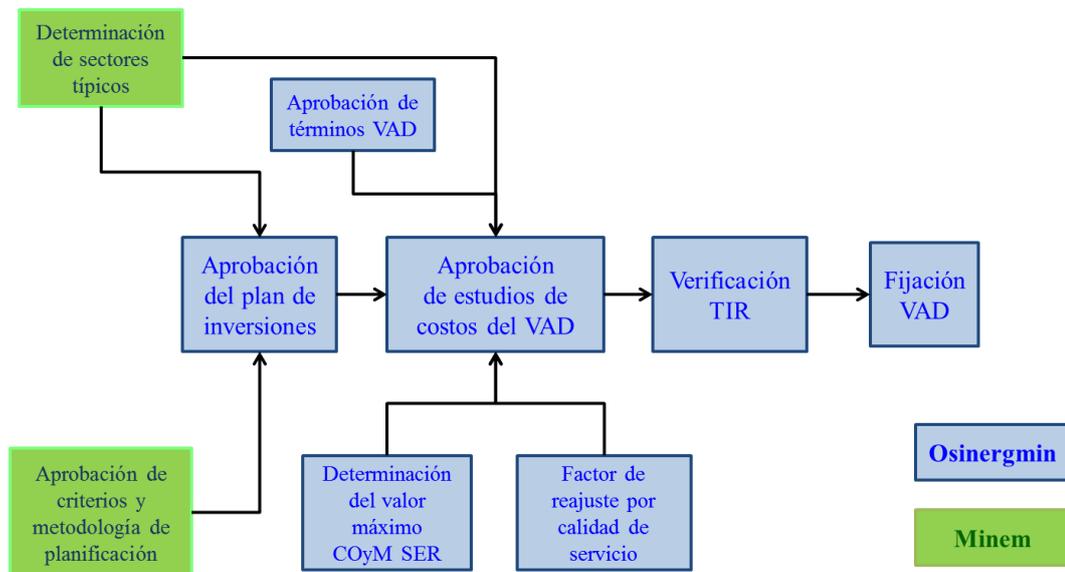
Fuente: Osinergmin, s.f.

La tarifa rural considera, para su cálculo, los siguientes criterios:

- Costos de la conexión eléctrica; es decir, el cable de acometida a cada uno de los suministros eléctricos.
- La tarifa eléctrica rural considera factores de proporción que reflejen las inversiones efectuadas por el Estado y las inversiones efectuadas por empresas de distribución eléctrica u otras entidades.
- Cuando las inversiones de los SER están constituidas por 100% por los aportes del Estado, la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se multiplicará por el factor del fondo de reposición.
- Cuando las inversiones de los SER están constituidas por aportes del Estado y de otras entidades, el monto de retribución de la inversión se determinará aplicando a la anualidad del VNR, el factor de proporción (fp) que refleje la proporción de inversiones de otras entidades.

El procedimiento de cálculo tarifario general para las diferentes concesiones tomando en cuenta las modificaciones descritas anteriormente, se presenta en el gráfico 4.

**Gráfico 4. Procedimiento de fijación del VAD**



Fuente: Elaboración propia, 2018.

### Capítulo III. Marco teórico

#### 1. Modelo de remuneración de la distribución eléctrica

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) (Presidencia de la República 1992) y su reglamento (Ministerio de Energía y Minas [MEM] 1993) constituyen el marco principal de la regulación en el sector eléctrico. En ellos se describe el método regulatorio a emplear, el cual consiste en calcular unos precios máximos de distribución, denominados Valor Agregado de Distribución (VAD)<sup>9</sup>, bajo el enfoque de empresa modelo eficiente. Posteriormente, sobre la base del cálculo del VAD básico se procede a realizar la verificación de la rentabilidad<sup>10</sup>.

##### 1.1 Valor Agregado de Distribución (VAD) básico

La determinación del VAD se realiza bajo el esquema de empresa modelo eficiente, metodología desarrollada e implementada en Chile en la década de los ochenta. Los fundamentos económicos de la regulación por empresa modelo eficiente fueron formalizados por Bustos y Galetovicz (2002). El análisis parte de la condición de sustentabilidad; es decir, se busca que el valor presente de los flujos generados por los activos invertidos por la empresa regulada cubra los costos de capital y los costos de producción.

En el caso de un monopolio, asumiendo que la empresa se autofinancia, la solución es fijar precios iguales al costo medio:

$$p = c + \frac{K(q)}{q(p) \cdot R(r)} \quad (1)$$

Donde:

$p$  = precio.

$c$  = costo unitario de producción.

$K(q)$  = costo de capital.

$R(r)$  = factor de descuento utilizando una tasa de retorno  $r$ .

$q(p)$  = unidades demandadas al precio  $p$ .

---

<sup>9</sup> Artículo 63 de la LCE (Presidencia de la República, 1992).

<sup>10</sup> Artículo 70 de la LCE (Presidencia de la República, 1992).

El cumplimiento de la ecuación (1) implica que la empresa recupere sus costos de largo plazo. Sin embargo, para calcular el precio ( $p$ ) se necesita estimar los costos unitarios de producción ( $c$ ), la tasa de retorno ( $r$ ) y el costo de capital ( $K$ ). La particularidad de este esquema es que dichos costos deben ser los de una empresa eficiente, no de la empresa real. Esto implica que la empresa produzca al mínimo costo técnicamente posible. Además, la empresa eficiente opera con la mejor tecnología disponible en ese momento y los estándares de calidad de servicio exigidos por la ley.

De este modo, el esquema otorga fuertes incentivos a las empresas para que sean eficientes puesto que la empresa real obtendría una rentabilidad normal solo si es capaz de emular a la empresa eficiente y de esta forma, los costos de la ineficiencia serían asumidos por los dueños de las empresas, y no por los usuarios.

Por otra parte, la fijación tarifaria se realiza en periodos fijos y exógenos, lo que permite que las empresas absorban completamente sus mejoras en productividad, lo cual otorga un incentivo adicional al incrementar los niveles de eficiencia. Para el caso particular de la distribución eléctrica un factor a tomar en cuenta es la densidad de los clientes que conforman el área de concesión de las empresas de distribución.

En el Perú, el VAD se calcula con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad y considera los siguientes componentes:

- 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<sup>11</sup>.

Es sobre el último ítem que se sustentan los fundamentos microeconómicos de la empresa modelo eficiente. Asimismo, la configuración de la densidad de los sistemas eléctricos en el Perú también permite un agrupamiento por sectores típicos denominados Sector de Distribución Típico (SDT). De este modo, los costos a los que hace referencia el ítem mencionado corresponden a los de la empresa eficiente económicamente adaptada a la demanda real y se calcula para cada SDT siguiendo la siguiente fórmula<sup>12</sup>:

---

<sup>11</sup> Artículo 64 de la LCE (Presidencia de la República, 1992).

<sup>12</sup> El cálculo se realiza para media y baja tensión.

$$VAD = \frac{aVNR + OyM}{MW} \quad (2)$$

Donde:

*VAD*: Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo correspondiente a las inversiones económicamente adaptadas de la empresa modelo.

*OyM*: Costos de operación y mantenimiento anual de la red económicamente adaptada establecidos para la empresa modelo.

*MW*: Potencia máxima demandada para las horas punta excluyendo las pérdidas técnicas estándar.

La expresión del lado derecho de la ecuación anterior hace referencia a los costos medios de la empresa modelo eficiente, lo cual es consistente con lo planteado por Bustos y Galetovicz (2002). Es importante señalar que el VNR<sup>13</sup> no reconoce los costos en los que ha incurrido el concesionario a la hora de instalar el sistema, sino los costos actuales de instalar un sistema con la tecnología actual, donde el riesgo de obsolescencia lo asume el distribuidor. Asimismo, según la LCE, el VNR se calcula considerando una vida útil de 30 años y una tasa de actualización del 12% establecida en el artículo 79 de la LCE<sup>14</sup>.

Siguiendo con los principios de la empresa modelo eficiente, en la fórmula precedente tanto el VNR como el costo de *OyM* deben calcularse al mínimo costo técnicamente posible. Con respecto a los costos asociados al usuario, éstos hacen referencia a cargos fijos que incluyen pagos por lectura de medidor, emisión y distribución de facturas<sup>15</sup>. Por otra parte, las pérdidas estándar comprenden a las pérdidas técnicas (propias de todo sistema de distribución debido al calentamiento de cables o transformadores) y pérdidas comerciales (como robos o errores de medición). Asimismo, las pérdidas comerciales no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas técnicas<sup>16</sup>.

Las disposiciones normativas recientes están relacionadas a la determinación del VAD, tales como el reconocimiento de otros costos<sup>17</sup>, reajuste por calidad del servicio, el alcance de la aplicación de la empresa modelo eficiente, y el proceso de determinación del VAD<sup>18</sup>. Estas modificaciones no suponen un cambio importante en la determinación del VAD, excepto el

---

<sup>13</sup> Según el artículo 76 de la LCE, el VNR representa el costo de renovar obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes (Presidencia de la República, 1992).

<sup>14</sup> Artículo 65 de la LCE (Presidencia de la República, 1992).

<sup>15</sup> Artículo 142 del Reglamento de la LCE (MEM, 1993).

<sup>16</sup> Artículo 143 del Reglamento de la LCE (MEM, 1993).

<sup>17</sup> Según el Decreto Legislativo N°1221, se incorpora al VAD un cargo asociado al desarrollo de Proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética (PITEC) (Presidencia de la República, 2015c).

<sup>18</sup> Los componentes del VAD se calculan para cada empresa mediante estudios de costos presentados por las empresas de distribución.

reajuste por calidad que alinearía los incentivos y los cambios en el proceso de determinación del VAD que exacerbaría el problema de información asimétrica. Con respecto al primer aspecto, actualmente el VAD reconoce un nivel de calidad de acuerdo con las tolerancias permitidas.

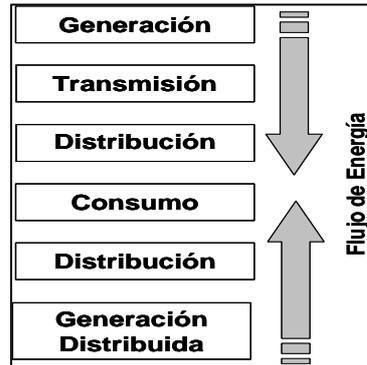
## **2. Generación Distribuida (GD)**

El desarrollo de los sistemas de generación ha estado orientado a utilizar diferentes unidades de generación conectadas a las redes de distribución, esto ha promovido que diferentes autores como Boverly y Kreider (2001) y Dugan y McDermott (2002) propongan definiciones y características de las unidades incluidas bajo este concepto.

Uno de los aportes más notables constituye el presentado por Ackermann *et al.* (2001:195-204) quienes han realizado una evaluación estableciendo criterios como ubicación, tecnología, capacidad de las unidades y modo de operación que permita aproximar a una definición de GD de la siguiente forma: «Generación Distribuida son las fuentes de energía conectadas directamente a las redes de distribución cerca de los puntos de consumo». El concepto de generación distribuida es también coincidente con el de generación dispersa, generación descentralizada y generación embebida del inglés *embedded generation*.

La incorporación de la generación distribuida permite que la demanda de los clientes sea atendida parcialmente a través de la red principal; vale decir, mediante las unidades de generación convencional; y la otra parte de esta demanda es atendida por la generación distribuida. En el gráfico 5 se muestra un diagrama del rol de la generación distribuida, mostrando que los flujos de energía se dan en ambas direcciones, de los centros de generación a las cargas y de las cargas con GD en dirección aguas arriba.

**Gráfico 5. Flujo de energía en un sistema eléctrico con generación distribuida**



Fuente: Elaboración propia, 2018.

Los aspectos positivos de la Generación distribuida fueron analizados por Dugan y McDermott (2002), y Puttgen *et al.*(2003:22-29), señalando que las ventajas más relevantes son las siguientes:

- Deja de lado o minimiza la necesidad de uso de extensas redes de transmisión y la consecuente inversión en activos fijos asociados.
- Contribuye a reducir las pérdidas en las redes de distribución y se reducen los flujos de energía a través de la red por su proximidad a las cargas.
- Incremento en la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica ya que se reducen las probabilidades de fallas por caídas de las líneas de alta tensión al disminuir su porcentaje de uso.
- Al tener conectada generación distribuida es posible inyectar a la red de distribución una cantidad de potencia reactiva con la consecuente mejora de los niveles de voltaje, dado que una de las maneras de regular la tensión es a través del uso de los cambiadores de taps<sup>19</sup> de los transformadores.
- Generación de energía limpia utilizando fuentes renovables.
- Su construcción puede desarrollarse en forma modular, facilita su puesta en operación siguiendo el crecimiento de la demanda, esto hace que los tiempos de desarrollo de los proyectos sean más cortos y las magnitudes de inversión y riesgo sean menores.
- Debido a la forma modular de su implementación no requieren de grandes espacios físicos para su instalación.

En el Perú recientemente se ha aprobado la norma para el impulso de la inversión en energías renovables y la generación distribuida, permitiendo a las empresas distribuidoras efectuar inversiones en unidades de hasta 20 Mw dentro de sus redes; asimismo, el Decreto Legislativo

<sup>19</sup> Los taps son cambiadores de tensión que ajustan la operación de los transformadores, este intercambio se realiza en forma manual y/o automática y busca sostener los niveles de tensión deseados.

N°1221 considera que la Generación Distribuida (GD) puede ser desarrollada por usuarios residenciales (Presidencia de la República 2015c).

### 3. Eficiencia técnica y productiva

De acuerdo con Pérez-Reyes (2015), el concepto de productividad relaciona la producción con los factores utilizados para obtenerla, de tal forma que la productividad se mide mediante el ratio de la producción de outputs respecto de las cantidades utilizadas como inputs. De igual forma Mankiw (2012) define la productividad como la cantidad de bienes y servicios producidos por cada unidad de trabajo.

Para determinar la eficiencia relativa en los costos de los sistemas eléctricos rurales se deben revisar los conceptos de eficiencia y la medición de ésta. De acuerdo con Sanhueza (2003), existe un creciente interés por el análisis de las fronteras de eficiencia, y se define como el resultado de una medida relativa de distancia respecto a una frontera que representa el límite práctico máximo de eficiencia.

Asimismo, se indica que la eficiencia es un concepto relativo que se obtiene por comparación con otras alternativas disponibles; así, la eficiencia es un concepto económico que indica cuál es el uso óptimo de los recursos. Para el caso de una empresa y sus procesos productivos se evalúa la eficiencia productiva.

El análisis envolvente de datos es una técnica de optimización que es construida para medir la eficiencia relativa de un grupo de unidades organizacionales, donde se considera la existencia de diferentes y variados insumos y productos, teniéndose que:

$$Eficiencia = \frac{Salidas}{Entradas}$$

Esta expresión considerando un número mayor de entradas y salidas se define como:

$$Eficiencia = \frac{Suma\ ponderada\ de\ las\ Salidas}{Suma\ ponderada\ de\ las\ Entradas}$$

La evaluación de los modelos matemáticos para medir la eficiencia relativa de los sistemas eléctricos debe considerar la disponibilidad de los datos, la complejidad de los modelos y los errores asociados a los mismos para el cálculo de la eficiencia, esto como parte de la evaluación sobre experiencias previas.

#### **4. Métodos de análisis de la eficiencia técnica y económica**

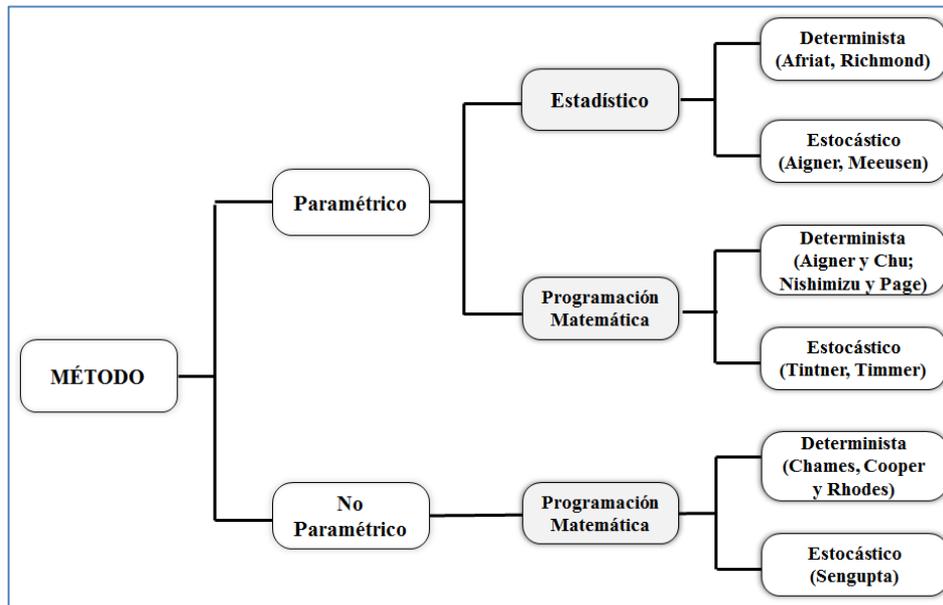
Para resolver el problema de medir la eficiencia tradicionalmente se han utilizado diferentes indicadores que reflejan la eficiencia de una empresa sobre la base de considerar indicadores económicos y financieros; también se han considerado indicadores técnicos como son pérdidas, calidad, satisfacción, entre otros. Naturalmente, la utilización de más variables hace más compleja la medición de la eficiencia, y se acentúa si se consideran costos de producción.

Para lograr la medición de la eficiencia se han desarrollado métodos que permiten una mejor aproximación a la realidad de las organizaciones desarrollando para ello comparaciones con empresas de mejor desempeño, aplicando técnicas que permiten comparar los resultados y medir las distancias respecto al mejor resultado.

La mejora de la eficiencia consiste en la maximización de la producción, pero minimizando el consumo de recursos. Cabe aclarar que la eficiencia estudiada es relativa porque está vinculada a la eficiencia máxima que es obtenida por uno de los elementos estudiados, considerando también que los resultados de eficiencia dependen de las variables utilizadas.

Los métodos de estimación para construir la frontera de producción pueden clasificarse en paramétricos y no paramétricos, dependiendo si se quiere especificar o no una forma funcional que relacione las entradas con las salidas. Los métodos se basan en fundamentos estadísticos o de programación matemática para estimar la frontera pudiendo especificarse como aleatorios (estocásticos) o deterministas. En el gráfico 6 se presenta un diagrama desarrollado por Blasco y Coll (2006) y Tolosa (2013).

**Gráfico 6. Métodos de estimación**



Fuente: Blasco y Coll , 2006; y Tolosa, 2013.  
Elaboración: Propia, 2018.

Las técnicas no paramétricas no asumen una forma específica de función que relacione las entradas con las salidas, utilizan técnicas de programación lineal para calcular las medidas de eficiencia técnica y se establecen supuestos de producción bastante flexibles. Consideran que el desempeño de las diferentes unidades de estudio se determina a partir de la razón entre las entradas y las salidas, lo cual la hace óptima para medir la eficiencia técnica.

#### **4.1 Análisis envolvente de datos (DEA)**

Es una técnica de medición de la eficiencia no paramétrica y determinista. La medición corresponde a una unidad de decisión o *decision-making unit* (DMU) que puede ser una empresa o unidad organizacional. Permite establecer una superficie envolvente como frontera de eficiencia técnica relativa de un conjunto de DMU homogéneas. Esta técnica también permite medir la eficiencia relativa de cada unidad respecto de la DMU más eficiente (Ray 2004).

Fueron Charnes *et al.* (1978:429-444) quienes desarrollaron el DEA como método de medición de eficiencia (modelo CCR). Desde su publicación la metodología se ha venido aplicando a organizaciones de diversos sectores de la economía. El método se ha venido extendiendo como el planteado por Banker *et al.* (1984:1078-1092) (modelo BCC) para medir eficiencias con variables de retorno constante a escala.

## 4.2 Modelo DEA-CCR

De acuerdo con lo señalado por Charnes *et al.* (1978), se tiene un “n” DMU, con “m” entradas y “s” salidas, donde para cada DMU  $j$  se tienen las entradas  $x_{1j}, x_{2j}, \dots, x_{mj}$ , y las salidas  $y_{1j}, y_{2j}, \dots, y_{sj}$ . Así, el modelo busca encontrar la mezcla de DMU que produzca al menos las salidas de las DMU  $j$  usando el menor múltiplo de entradas de la DMU  $j$ . Si la DMU  $j$  es eficiente, sus salidas serán producidas usando todas sus propias entradas, en cuyo caso su ratio de eficiencia es igual a 1 y valores menores que 1 indican ineficiencia de la DMU. La representación fraccionaria del DEA-CCR es:

$$\text{Min}_{u,v} \quad h_0 = \frac{\sum_{i=1}^m v_i \cdot x_{i0}}{\sum_{r=1}^s u_r \cdot y_{r0}}$$

Sujeto a:

$$\frac{\sum_{i=1}^m v_i \cdot x_{ij}}{\sum_{r=1}^s u_r \cdot y_{rj}} \geq 1$$

$$u_r, v_i \geq I\varepsilon$$

Donde:

- Son consideradas “n” unidades o agentes económicos ( $j = 1, 2, 3, \dots, n$ )
- $x_{ij}$  representa las cantidades del insumo  $i$ , que son utilizadas por la firma  $j$
- $x_{i0}$  representa la cantidad del insumo  $i$  por la unidad que es evaluada
- $y_{rj}$  representa las cantidades del producto  $r$ , que son utilizadas por la firma  $j$
- $y_{r0}$  representa la cantidad del producto  $r$  por la unidad que es evaluada
- $u_r$  ( $r = 1, 2, \dots, s$ ) y  $v_i$  ( $i = 1, 2, \dots, m$ ) representan los pesos

El valor  $\varepsilon$  corresponde a un número cercano a cero, definido como una restricción de no negatividad, que permite garantizar que ninguna de las entradas o salidas sea eliminada del análisis y, a la vez, eliminar la posibilidad de problemas de convergencia debido a la posible existencia de divisiones por cero.

Respecto a la estimación de la eficiencia Pérez-Reyes y Tovar (2009:2249-2261), y Mankiw (2012) indican que uno de los modelos para analizar la eficiencia y productividad en las empresas de distribución eléctrica es el Análisis Envolvente de Datos (DEA). Asimismo, Rodríguez *et al.* (2003) señalan que los principales métodos para el análisis de frontera son el DEA, mínimos cuadrados corregidos o *Corrected Ordinary Least Square* (COLS) y el Análisis de fronteras estocásticas o *Stochastic Frontier Analysis* (SFA).

## 5. Revisión de la literatura

El análisis de productividad y eficiencia en la distribución de energía eléctrica está orientado hacia un enfoque que busca la eficiencia en el uso de los insumos requeridos para la prestación de los servicios de distribución de energía; es decir, está en la búsqueda de la eficiencia en los egresos relacionados a los costos de operación, mantenimiento y en las inversiones. Este enfoque tradicionalmente es conocido como orientado a las entradas, con la creciente preocupación y atención a los aspectos relacionados con la calidad de los servicios, innovación, seguridad y sustentabilidad, con un foco de análisis que también se ha orientado a los productos.

El análisis realizado se orienta a medir las eficiencias de las empresas comparándolas en periodos de tiempo, considerando que las DMU son las empresas que gestionan sistemas eléctricos. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que las distribuidoras eléctricas gestionan redes eléctricas instaladas en diferentes ubicaciones y sometidas a condiciones de operación, principalmente influenciadas por las densidades de demanda y el número de usuarios atendidos. La experiencia en trabajos previos se ha realizado sobre la medición de eficiencia de las empresas considerando que estas tienen en su organización sistemas eléctricos.

Giannakis *et al.* (2005:2256-2271), en su documento de investigación, analizan la eficiencia técnica de 14 distribuidoras de Gran Bretaña, en el período 1991-1992 y 1998-1999 a través de la metodología de Análisis Envolvente de Datos (DEA) y también miden la evolución del índice de productividad, a través de índices de Malmquist. Su trabajo incorpora la calidad del servicio en los modelos de frontera de eficiencia, mostrando una relación entre la eficiencia en los costos y la calidad del servicio. Los resultados encontrados muestran que las empresas que aparecen como eficientes en el desempeño en términos de costos, no muestran buena calidad del servicio, y que una vez incorporada la calidad del servicio en los costos totales la correlación de los rankings de eficiencia con los modelos sin calidad es baja. A pesar de ello, la incorporación de calidad en el análisis de eficiencia mejora la evolución de la productividad. El modelo DEA fue aplicado sobre una función de distancia cuyos productos e insumos son los que se detallan en la tabla 1.

**Tabla 1. Modelos usados en Giannakis, Jamasb y Pollitt (2005)**

Variable	Producto	Insumo
Opex		X
Totex		X
Tiempo total de interrupciones		X
Número total de interrupciones		X
Número de usuarios	X	
Energía facturada (Gwh)	X	
Extensión de red (km)	X	
Número de distribuidoras	14	
Periodo de análisis	1991-1999	
Modelo	DEA, índices de Malmquist	

Fuente: Giannakis *et al.*, 2005:2256-2271.

Elaboración propia, 2018.

Yu *et al.* (2009:4177-4188) realizan una evaluación en 12 distribuidoras de Gran Bretaña. Incorporan en el análisis no solamente la calidad del servicio, sino también las pérdidas de energía y los efectos ambientales vinculando a las condiciones climáticas como lluvias, temperaturas y otros. El trabajo corresponde a los procesos de revisión tarifaria de 1995 y 2002, y utiliza el modelo DEA. La principal conclusión del análisis es que los resultados de calidad del servicio están correlacionados con las condiciones climatológicas del área de operación de las distribuidoras en Gran Bretaña. En la tabla 2 se presentan los productos e insumos utilizados.

**Tabla 2. Modelos usados en Yu, Jamasb y Pollitt (2009)**

Variable	Producto	Insumo
Opex		X
Totex		X
Tiempo total de interrupciones		X
Pérdidas de energía		X
Número de usuarios	X	
Energía facturada (Gwh)	X	
Extensión de red (km)	X	
Número de distribuidoras	12	
Periodo de análisis	1991-2004	
Modelo	DEA	

Fuente: Yu *et al.*, 2009:4177-4188.

Elaboración: Propia, 2018.

Growitsch *et al.* (2010) analizan el efecto de los factores geográficos y climáticos, y la heterogeneidad observada en 128 empresas de distribución de electricidad noruegas para el período 2001-2004. El estudio incluye redes aisladas; se orienta a determinar el efecto de los factores ambientales en el suministro de electricidad, toma en cuentas aspectos de calidad al considerar el costo de la energía no suministrada, y utiliza variables geográficas y climáticas para identificar la ineficiencia económica real mientras controla la heterogeneidad observable y no observada. El estudio utiliza los modelos de frontera estocástica propuestos por Battese y Coelli,

y encuentra que las variables ambientales tienen un efecto significativo en el rendimiento de las empresas. En la tabla 3 se presentan los insumos y productos utilizados.

**Tabla 3. Modelos usados en Growitsch *et al.* (2010)**

Variable	Producto	Insumo
Totex		X
Tiempo total de interrupciones		X
Número de usuarios	X	
Energía facturada (Gwh)	X	
Número de distribuidoras	128	
Periodo de análisis	2001-2004	
Modelo	DEA	

Fuente: Growitsch *et al.*, 2010.

Elaboración: Propia, 2018.

Cambini *et al.* (2012) estiman la eficiencia técnica de 115 zonas de distribución de ENEL, en Italia. El trabajo incorpora la calidad del servicio como un insumo usando las siguientes opciones:

- Número total de interrupciones = N° de usuarios en BT x Saifi (o Saidi).
- Sustituir opex por opex + multas – incentivos.
- Sustituir opex por opex + CENS, donde CENS (costo de la energía no suministrada) es igual a WTP (*willingness to pay*) o disposición a pagar por tipo de usuario.

Los resultados del trabajo muestran que el modelo que incorpora el CENS (costo de la energía no suministrada) en los opex presenta diferencias significativas con relación al modelo usado como base, evidenciando el impacto de calidad en la eficiencia de los sistemas eléctricos. En la tabla 4 se presentan las variables utilizadas.

**Tabla 4. Modelos usados en Cambini *et al.* (2012)**

Variable	Producto	Insumo
Totex	X	
Tiempo total de interrupciones		X
Número total de interrupciones		X
Multas menos premios (sumados al opex)		X
CENS (adicionado al opex)		X
Capacidad de transformación (Mw)		X
Número de funcionarios		X
Extensión de red (km)		X
Área servida (km <sup>2</sup> )	X	
Número de usuarios en BT	X	
Energía facturada (Gwh)	X	
Número de zonas de distribución (Enel)	115	
Periodo de análisis	2004-2009	
Modelo	DEA	

Fuente: Cambini *et al.*, 2012.

Elaboración: Propia, 2018.

Galán y Pollitt (2014) analizan la evolución del desempeño de las distribuidoras de energía eléctrica de Colombia en el período 1998-2012 a través de un análisis de frontera estocástica dinámica. El modelo incorpora los costos totales, la calidad y las pérdidas, y analiza la eficiencia de las empresas colombianas considerando el proceso de reforma de la organización sectorial, aunque también señala que el efecto de la reforma no ha sido claro en la calidad del servicio. Se encontró que las empresas rurales y las empresas con pequeños clientes evidenciaban mayores ganancias en eficiencia (calidad del servicio y las pérdidas de energía) durante el período, en particular durante los últimos cinco años del periodo evaluado. La tabla 5 presenta las variables utilizadas.

**Tabla 5. Modelos usados en Galán y Pollitt (2014)**

Variable	Producto	Insumo
Totex		X
Tiempo total de interrupciones		X
Pérdidas		X
Número de usuarios	X	
Extensión de red (km)		X
Energía facturada (Gwh)	X	
Número de zonas de distribución (Enel)	26	
Periodo de análisis	1998-2012	
Modelo	SFA	

Fuente: Galán y Pollitt, 2014.

Elaboración: Propia, 2018.

Coelli *et al.* (2013) analizan 92 áreas de distribución de la empresa EDF de Francia, en el período 2003-2005, con el objetivo de determinar el costo de mejorar la calidad del servicio. Para ello usaron una función de distancia paramétrica multi-insumo y multi-producto. Los insumos usados fueron opex, capex, calidad del servicio, y los productos fueron el número de unidades consumidoras, la energía distribuida y el área del servicio. El problema fue estimado mediante dos metodologías: Análisis de Frontera Estocástica (SFA) y Programación Lineal Paramétrica (PLP). Con respecto a la calidad del servicio, el trabajo usa el número de interrupciones y así consigue estimar el costo de mejorar el número de interrupciones, ya sea con mayores costos de operación (opex) o con mayores costos de capital (capex). Respecto a los factores ambientales, fueron incorporadas cuatro variables: proporción de red subterránea, proporción de unidades consumidoras localizadas en localidades con menos de 10.000 habitantes, edad de los activos y cantidad de energía distribuida al sector industrial en alta tensión. La tabla 6 muestra las variables utilizadas.

**Tabla 6. Modelos usados en Coelli *et al.* (2013)**

Variable	Producto	Insumo
Opex+pérdidas +CENS		X
Capex		X
Número de interrupciones		X
Número de usuarios	X	
Energía facturada (Gwh)	X	
Área de distribución (km2)	X	
Número de áreas de distribución EDF	92	
Periodo de análisis	2003-2005	
Modelo	SFA	

Fuente: Coelli *et al.*, 2013.

Elaboración: Propia, 2018.

La revisión de la bibliografía muestra que la incorporación de la calidad del servicio en el análisis de eficiencia en los costos de distribución puede alterar en forma significativa los resultados. Dados los importantes costos que reviste la distribución de electricidad en áreas rurales, excluir la calidad del servicio puede inducir a arribar a conclusiones erróneas.

Entre los trabajos referidos a distribución eléctrica en el Perú se tiene el desarrollado por Bonifaz (2001), en el cual se analiza la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras y considera como variables el salario, número de usuarios, ventas finales, y densidad de la población en el área de concesión. El trabajo evalúa a 18 empresas en el periodo 1995-1998 y muestra la relevancia de contar con instrumentos de medición que permitan seguir la evolución de la eficiencia que es alcanzada por las empresas distribuidoras, recomendando realizar un seguimiento a las empresas con menores resultados; asimismo, resalta la necesidad de contar con información homogénea.

Peña García (2016) realiza una evaluación de la eficiencia de las empresas distribuidoras peruanas en el periodo 2008-2014, y considera a las empresas distribuidoras de propiedad estatal gestionadas por el Fonafe como variables de entrada así como los costos de explotación, costos de inversión, la calidad del suministro, combinaciones de costo y calidad del suministro, y el costo de la compensación por la falta de calidad del suministro pagado por los operadores. Como variables de salida considera el número de clientes, las ventas de energía y longitud de las redes. La estimación se realiza utilizando el análisis envolvente de datos (DEA) y la determinación del cambio en la productividad de los servicios públicos en este periodo usando el índice de Malmquist, teniendo en cuenta la calidad de suministro.

Los resultados muestran que las distribuidoras que alcanzan la frontera eficiente, por lo general, presentan mejor eficiencia solo en los modelos de costos; por su parte, las distribuidoras eficientes en costos no presentan necesariamente un buen desempeño en cuanto a la calidad de suministro.

Chávarry y Pacheco (2017) desarrollan una investigación con el objetivo de evaluar si las empresas de distribución estatales son ineficientes técnica y económicamente, y si esta ineficiencia es variante en el tiempo. El estudio considera como variables de salida a la energía distribuida y al opex auditado, y como variables de entrada están el número de trabajadores, longitud de red secundaria total, número de subestaciones, pérdidas de energía, transferencias de infraestructura rural, salario real promedio, y precio de capital real. También se consideran variables estructurales como densidad de clientes, densidad de consumo y densidad de red. La estimación se realiza con el método no paramétrico DEA y el método paramétrico de frontera estocástica.

Los resultados de la investigación señalan que la ineficiencia tanto técnica como económica de las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado es variable en el tiempo. Las 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.

Perez-Reyes (2015) desarrolla su trabajo doctoral realizando la medición de la eficiencia y productividad de las empresas distribuidoras en el periodo 1996-2014, considerando 14 empresas. La estimación de la eficiencia considera como productos a las ventas anuales (MWh) y al número de usuarios. Como insumos considera al número de trabajadores; las pérdidas de energía, los kilómetros de red de MT y BT; y el número de subestaciones. Utiliza para la estimación las metodologías DEA y SFA, y desarrolla la medición no paramétrica de la eficiencia, mediante DEA, en dos modelos. El primero se basa en información provista solo en los procesos regulatorios, la misma que se dispone cada cuatro años (1996, 2000, 2004, 2008 y 2012). Las estimaciones de eficiencia, obtenidas mediante el DEA, así como los cambios en la productividad total empleando el índice de Malmquist muestran que las mejoras en la eficiencia y la productividad fueron mayores en los primeros años después de las implementaciones de las reformas en el sector.

La eficiencia técnica, calculada por medio del DEA muestra que las empresas de gestión privada como Edelnor, Luz del Sur y EdeCañete se ubican en la frontera eficiente durante todo el período. Las empresas de la región norte y centro del Perú, que fueron privatizadas y luego retornadas al Estado, muestran cambios en eficiencia significativos y positivos, incluso después de su devolución. El estudio concluye que el proceso de reforma, a través de la privatización, ha traído consigo una mejora en la asignación de recursos; es decir, las empresas reformadas lograron una mayor eficiencia, a pesar de que algunas de ellas han regresado posteriormente a ser de propiedad estatal.

Pérez-Reyes (2015:90) realiza una exhaustiva revisión de la literatura relacionada con la determinación de la eficiencia relativa de la industria eléctrica; en especial, en la distribución de electricidad. Considerando la amplitud del análisis se ha elaborado una tabla con los datos básicos de los autores citados por Pérez-Reyes, el modelo utilizado así como los insumos y productos utilizados en las estimaciones (ver anexo 1).

En abril de 2015 la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (Aneel) publicó la Nota Técnica N°066/2015 donde detalla la metodología para la determinación y reconocimiento tarifario de los costos operacionales asociados a la actividad de distribución de energía eléctrica. La propuesta central para el tratamiento de los costos operacionales por parte de Aneel consiste en realizar un análisis de eficiencia mediante técnicas de fronteras. Dicho análisis de *benchmarking* utiliza la base de datos correspondientes a las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Brasil para un período de diez años. La especificación del modelo es la siguiente:

- **Insumos.** Como variables insumos fueron considerados los costos derivados de la operación y mantenimiento, incluyendo también los costos de comercialización.
- **Productos.** En lo referente a los productos fueron consideradas las variables físicas de extensión de la red, mercado abastecido, número de consumidores, pérdidas de energía y calidad.
- **Muestra utilizada.** Para el *benchmarking* se utilizó una base de datos para 61 distribuidoras, con observaciones para el período 2011-2013. Para no generar sesgos al no dividir la muestra en empresas grandes y pequeñas se adoptó el criterio de Rendimientos No Decrecientes a Escala (NDRS), que básicamente es una restricción que impide que empresas de pequeña escala sean comparadas con empresas de mayor escala.
- **Resultado.** Como resultado de la aplicación de la metodología DEA se obtuvieron los valores de eficiencia en opex para cada una de las empresas analizadas, esos valores de eficiencia son el valor promedio del trienio 2011-2013.

Una de las consideraciones tomadas por el regulador fue que las variables escogidas permitieran caracterizar mejor el grado de ruralidad de las distribuidoras analizadas, aspecto que se encuentra correlacionado con la extensión de la red.

#### **Capítulo IV. Propuesta del modelo**

## 1. Determinación de variables datos relevantes de los SER e indicadores de eficiencia para los SER y la GD

El término insumos en los análisis de eficiencia se refiere a las variables asociadas a la prestación del servicio que están bajo el control del distribuidor u operador de la red. Las variables más tradicionales asociadas al control del distribuidor son los costos operacionales y los costos de capital. Sin embargo, tanto la literatura reciente como la práctica regulatoria, considera también como insumos a la calidad del servicio y el manejo de las pérdidas de energía, mientras que el término producto se refiere a aquellas variables asociadas a la prestación del servicio y que están fuera del control del distribuidor.

Con base en la revisión de la literatura y de la experiencia regulatoria internacional se presenta el siguiente resumen:

- **Insumos.** Hay un uso creciente de los costos totales a la hora de realizar análisis de eficiencia, en vez de considerar solo costos operacionales. También es creciente la incorporación de la calidad del servicio y las pérdidas de energía en el análisis.
- **Productos.** Se observa que hay un uso generalizado de variantes de una combinación número de clientes-energía distribuida-extensión de la red.
- **Variables ambientales.** El uso de variables ambientales es también una práctica extendida en el tratamiento del análisis de *benchmarking*.

La incorporación de estas variables puede realizarse de diversas formas:

- Incorporando las variables en los modelos paramétricos.
- En una segunda etapa, en los modelos no paramétricos.
- Separando a las empresas en grupos similares.

En el caso de los SER del Perú, además de la disponibilidad de información, hay algunas consideraciones adicionales:

- Combinación de un esquema de regulación ex ante para los costos de capital, a través del uso del VNR no depreciado de los activos, junto con la aspiración de realizar un análisis ex post para los costos operacionales. Si bien el intercambio entre costos operacionales y costos de capital es un tema conocido, es importante tener en cuenta que esa relación se da entre los costos operacionales

reales y los activos reales.

- El análisis de la literatura y de la regulación internacional muestra que los análisis de eficiencia de costos de distribución de energía eléctrica son realizados a través de la comparación entre empresas distribuidoras; es decir, entre unidades independientes que toman decisiones. En dichos análisis se toma en cuenta, como variable ambiental o de control, el grado de inserción rural de cada distribuidora.

También hay trabajos de eficiencia realizados al interior de empresas, como es el caso del trabajo de Coelli *et al.* (2013). Pero un análisis muy diferente es hacer el análisis de eficiencia exclusivamente para los SER. Los SER representan áreas o sistemas dentro de empresas distribuidoras, pudiendo una distribuidora tener varios SER, por lo que el análisis implica suponer que un determinado SER  $i$  de la distribuidora  $j$  es tan independiente de otro SER  $i'$  de la misma distribuidora como de otra diferente. No se ha encontrado en la literatura revisada un tratamiento similar al que pretende realizar el presente trabajo, lo que constituye una primera aproximación en el análisis de eficiencia de costos de los SER.

Considerando la información disponible, el modelo teórico para analizar los costos operacionales eficientes de los SER debe apoyarse en la experiencia académica y aplicada internacionalmente por las empresas distribuidoras. La tabla 7 resume las consideraciones para la formulación del modelo que se utilizará en la presente investigación:

**Tabla 7. Consideraciones para la formulación de un modelo teórico inicial**

Insumos	Productos	Variables ambientales/control
Costos operacionales (opex)	Número de usuarios	Factores económicos/sociales: costos salariales
Opex y calidad del servicio	Energía distribuida	Factores climáticos: descargas atmosféricas, lluvias, vientos.
	Extensión total de la red	Densidad de la red: número de usuarios por alimentadores; energía distribuida por alimentador, entre otros.
		Características de la red: participación de la red de MT sobre el total, ponderado de red y línea primaria rural respecto al SEP, entre otros.

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Con base en las consideraciones desarrolladas, se utilizarán los métodos no paramétricos, tipo DEA, pues son de amplio uso por los reguladores como métodos de programación lineal para ajustar una combinación lineal alrededor de los datos, bajo el supuesto que esa combinación lineal aproxima a la frontera de eficiencia.

Respecto a los factores climáticos que pudieran ser considerados en el modelo, el requisito es contar con un registro permanente y confiable para cada uno de los SER; sin embargo, no se ha encontrado

información disponible asociada a los ámbitos de operación de estos sistemas eléctricos. Se considera que los resultados de la calidad de suministro -en muchos de los casos- se deben a condiciones ambientales como el clima.

## **2. Recopilación, análisis y consistencia de los datos recopilados**

La información necesaria para la estimación de la eficiencia de los SER debe corresponder a los registros que cada empresa distribuidora realice respecto a la información correspondiente a:

- **Costos operacionales (opex).** Esta información corresponde a los costos impugnados a cada uno de los sistemas eléctricos, información que debe ser provista por los registros contables de cada empresa.
- **Número de horas de interrupción (Saidi).** Corresponde al registro de las interrupciones del servicio eléctrico que se produce en cada sistema eléctrico.
- **Número de usuarios.** Información que proviene de las operaciones comerciales, consignado en las bases de datos de usuarios.
- **Energía distribuida.** Información que corresponde al registro de medición en las subestaciones de energía y alimentadores que entregan energía a los usuarios.
- **Extensión total de la red.** Corresponde a la longitud total de las líneas de distribución primaria y secundaria, caracteriza a los sistemas rurales según sus mayores longitudes, densidad y ámbito geográfico donde operan.

La información correspondiente a estas variables es entregada al regulador (Osinergmin), que mantiene el registro de esta información en las bases de datos referidas a los sistemas eléctricos que gestiona.

Con el propósito de validar esta información se realizó una evaluación de consistencia de la información considerando la base de datos conformada. Se procedió a calcular el costo unitario por kilómetro de red y de línea primaria, variable que, expresada en dólares anuales por kilómetro, es una medida del costo medio por operar un kilómetro de red, ello con el propósito de determinar valores consistentes entre sí. En el anexo 2 se presentan los principales datos y los indicadores de energía por usuario y kilómetros de red por usuario procesados como insumo para estimar la eficiencia de los SER. El cálculo del costo por kilómetro de red se presenta en la tabla 8.

### **Tabla 8. Costo unitario por kilómetro de red (US\$/km)**

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Adinelsa	392	441	471	434	428	382	365
Electro Centro			98	243	665	991	840
Electro Ucayali						212	172
Electro Sur Este					163	606	361
Esempat					6.643	5.074	4.997
Electro Tocache		395	435	479	382	335	344
Promedio	392	418	335	385	1.656	1.267	1.180

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Se presenta una marcada heterogeneidad en los costos medios de las distintas empresas; así, por ejemplo, el costo de Esempat es cinco veces superior a la media de toda la muestra. Se observan variaciones inter-anales muy importantes en las empresas Electro Centro, Electro Sur Este y Esempat; para el caso de Electro Ucayali se tiene que los costos unitarios están muy por debajo del promedio.

Debido a que la extensión de la red y líneas primarias pueden no representar adecuadamente la escala del negocio de las empresas distribuidoras de electricidad, esto se presenta en la tabla 9 con el costo medio por usuario servido.

**Tabla 9. Costo unitario por usuario en US\$**

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Adinelsa	23	31	32	29	29	18	24
Electro Centro			6	16	40	60	52
Electro Ucayali						23	15
Electro Sur Este					17	63	35
Esempat				74	152	112	106
Electro Tocache		20	20	23	17	16	16
Promedio	23	25	20	35	51	48	41

Fuente: Elaboración propia, 2018.

De este análisis se deduce que el costo promedio de operar y mantener la red distribución alcanza a US\$ 41 por usuario por año.

### 3. Análisis de eficiencia de los SER línea base

La propuesta metodológica para el desarrollo del análisis de *benchmarking* mediante técnicas de frontera consiste en la realización de las siguientes tareas:

- Determinación/Estimación de la eficiencia de los SER, sin considerar efectos de la generación distribuida, lo que significará la línea base del estudio. Aplicar un enfoque no paramétrico (DEA)

sobre una base de datos conformada por los SER que aportaron información sobre todas las variables requeridas para el análisis, es decir sobre los costos operativos (opex) y sobre los productos dados por consumidores, energía distribuida y extensión de la red.

- Estimación de la eficiencia de los SER con presencia de generación distribuida, simulando para ello el efecto de considerar la operación de generación conectada a las redes de distribución.
- Simulación de los niveles de uso de la generación distribuida considerando las puntuaciones de eficiencia de la línea base teniendo en cuenta los efectos aislados de promover el uso de generación distribuida en los sistemas menos eficientes, los de eficiencia media y los de mayor eficiencia.

### 3.1 Descripción del modelo línea base

El escenario correspondiente a la línea base consiste en considerar las siguientes variables como productos e insumos:

- **Productos**
  - Número de consumidores residenciales y no residenciales.
  - Extensión de red y líneas primarias.
  - Energía distribuida en media y en baja tensión.
- **Insumos**
  - Costos de administración, operación y mantenimiento asignados al SER.
- **Metodología.**
  - No paramétrica (DEA); *software* de proceso (LIMDEP).
  - Especificación de rendimientos no decrecientes a escala.
  - *Pool* de observaciones.

### 3.2 *Software* utilizado

Para el desarrollo de la presente investigación se ha utilizado el *software* LIMDEP que es una herramienta especializada para estimar y analizar modelos econométricos. Incluye dentro de sus opciones herramientas para las estimaciones de eficiencia y análisis de fronteras. Las funciones utilizadas corresponden al análisis envolvente de datos (DEA) necesario para la estimación planteada en la presente investigación.

### 3.3 Análisis no-paramétrico DEA

La metodología de fronteras no paramétricas o DEA consiste en resolver, mediante programación lineal, un conjunto de ecuaciones para obtener los pesos de insumos y productos que permiten minimizar costos sujetos a restricciones de volúmenes de producción o, alternativamente, maximizar productos sujetos a restricciones presupuestarias.

Considerando que no se dispone de información de los SER para cada uno de los años de análisis, para el periodo 2010-2016 y por la heterogeneidad en el número de observaciones anuales, se consideró aplicar la metodología DEA sobre un conjunto de datos referidos a los SER con una dimensión de corte transversal (SER de distintas empresas) y otra dimensión temporal (cada año del período de análisis). La aplicación del conjunto conlleva implícito el supuesto que los valores de costos (insumo) y productos de dos períodos consecutivos de un mismo SER son independientes entre sí.

El número final de observaciones fue de 264 para toda la muestra de análisis, la especificación del algoritmo fue orientada hacia los insumos; es decir, la metodología procuró minimizar los costos operacionales, sujeta a restricciones referidas a cierto nivel de producto. Adicionalmente, se consideraron rendimientos no decrecientes a escala, dadas las características de monopolio natural de la industria de red. En el anexo 3 se presentan los resultados detallados del cálculo de la línea base.

**Tabla 10. Eficiencia DEA por empresa línea base**

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Adinelsa	22%	18%	18%	19%	25%	27%	26%	23%
Electro Centro			61%	25%	10%	6%	6%	22%
Electro Ucayali						18%	26%	22%
Electro Sur Este					23%	12%	12%	15%
Esempat				3%	2%	2%	3%	3%
Electro Tocache		14%	13%	17%	17%	17%	17%	16%
Promedio	22%	18%	31%	20%	21%	21%	21%	22%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

En la tabla 10 se presentan los siguientes resultados:

- El nivel de eficiencia promedio es bajo, 22% para toda la muestra.
- Existe una fuerte volatilidad en la eficiencia incluso para una misma empresa, así se puede ver que Electrocentro pasa de una eficiencia de 61% en el año 2012 a valores de 6% en los años

2015-2016.

A nivel SER se tienen las valoraciones de eficiencia consignadas en el anexo 3, donde se destacan las siguientes consideraciones:

- Los SER eficientes son Guadalupe, Ihuari de Adinelsa y Carhuamayo, Valle Mantaro y SER aislados de ELC pero solamente en el año 2010.
- Hay una marcada heterogeneidad de la eficiencia registrada para los SER de una misma empresa; así por ejemplo, Adinelsa presenta dos SER 100% eficientes, aun cuando la eficiencia media de los SER de la empresa es de solo 23%.
- Existe una marcada polarización ya que muy pocos SER son eficientes y, por otro lado, la eficiencia de la gran mayoría de SER es extremadamente baja.
- Hay marcadas variaciones en la eficiencia de un mismo SER para los distintos años del período de análisis; así por ejemplo, Carhuamayo pasa de ser frontera en 2010 a tener una eficiencia de 10% en 2016.

Los puntos antes descritos manifiestan la necesidad de desarrollar una metodología de homogeneización de la información, de manera tal que los criterios de clasificación sean estables en el tiempo y, a la vez, homogéneos para todas las distribuidoras.

#### **4. Análisis de eficiencia de los SER con generación distribuida**

La generación distribuida conectada en las redes de los SER tendrá dos efectos: el primero de ellos es que ayudará a disminuir los tiempos de interrupción del servicio eléctrico; es decir, hará que los valores de Saidi sean menores. Asimismo, considerando que la inyección de energía se da en las redes de media tensión implica que los usuarios que utilizan esta energía están en condiciones de prescindir del abastecimiento de energía proveniente del distribuidor, ello ocasiona que el volumen de energía distribuida disminuya.

De acuerdo con Ortmeyer *et al.* (2008), el nivel de penetración de la generación distribuida en redes existentes de distribución pueden alcanzar hasta un 30% de la demanda; asimismo, se debe considerar el efecto de la mayor confiabilidad en la operación, lo que significa una reducción del orden del 10% en los valores del Saidi.

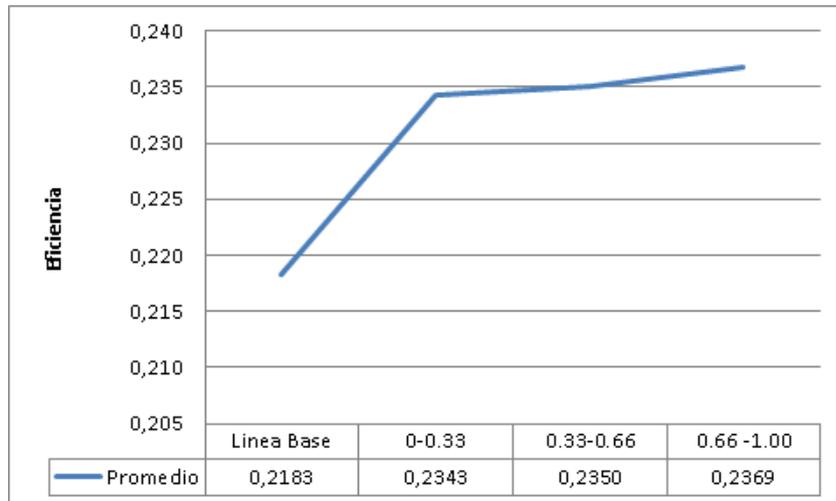
La simulación desarrollada toma en cuenta un 5% de disminución en la energía distribuida y 10% en la reducción del número de horas de interrupción. Los valores resultantes son monetizados e incluidos para el caso del número de horas como una disminución que el distribuidor debe realizar en las compensaciones por energía no suministrada, la misma que -de acuerdo a la norma peruana de calidad- asciende a US\$ 0,35/kWh.

Asimismo, considerando el análisis que realizan Raju y Vishwanatha (2004) y Ortmeier *et al.* (2008) para encontrar los efectos de la utilización de la generación distribuida en una red, se adopta el criterio de simular la generación distribuida en un tercio de la demanda. Sin embargo, para el caso de la presente investigación, se realiza esta simulación considerando los resultados del análisis de eficiencia básica, considerando como primer grupo a los SER con eficiencias más bajas ( $<0,33$ ), el segundo con eficiencias medias ( $0,33-0,66$ ), y el tercero con las eficiencias altas ( $>0,66$ ). Los anexos 4,5 y 6 muestran los resultados logrados al procesar los insumos.

## **5. Resultados de la aplicación del modelo**

La eficiencia relativa de los SER mejora con la utilización de la generación distribuida, en todos los casos, ésta mejora supera al 7% respecto al valor correspondiente en la condición sin generación distribuida. Para el primer grupo se alcanza una mejora del orden del 7,3%; para el segundo, 7,6%, y para los sistemas con las mayores eficiencias alcanza un valor de 8,48%. Estos datos indican que la *performance* de los sistemas más eficientes puede mejorar en mayor proporción que los otros. En el anexo 7 se presentan los resultados comparativos de los tres escenarios evaluados comparados con el cálculo de los sistemas sin generación distribuida. El gráfico 7 presenta la evolución de las eficiencias promedio de los escenarios evaluados.

**Gráfico 7. Comparación de la eficiencia de los SER con GD**



Fuente: Elaboración propia, 2018.

Considerando que la operación de los sistemas eléctricos rurales puede tener características diferenciadas de acuerdo a las regiones geográficas donde operan estos, los resultados de la medición de eficiencia relativa guardan relación entre estos sistemas. En los anexos 8, 9, 10 y 11 se presentan los resultados de la medición de eficiencia relativa por regiones naturales. Se observa que las eficiencias alcanzadas en promedio son mayores al ser calculada la eficiencia en cada una de las regiones (Costa 0,32, Sierra 0,33 y Selva 0,46); Asimismo, la utilización de la generación distribuida hará que la eficiencia mejore aún más, sobre la base de lo calculado previamente. El resultado se explica dado que las características de operación de los SER son más similares en cada región, tal como se aprecia en el gráfico 8.

**Gráfico 8. Evolución de la eficiencia de los SER por regiones naturales**



Fuente: Elaboración propia, 2018.

Los resultados obtenidos muestran la conveniencia de utilizar unidades de generación conectadas en las redes del distribuidor; el mejoramiento de la eficiencia operativa en los SER se traduce en una mejora en la calidad del servicio y una mayor continuidad del mismo.

Con el propósito de promover la utilización de la generación distribuida en los SER se debe considerar las siguientes medidas:

1. Diferenciar el tamaño de las unidades de generación considerando aquellas unidades instaladas en las residencias y aquellas que se conectan a las redes de media tensión con magnitudes mayores.
2. El reconocimiento tarifario debe diferenciarse de acuerdo al tamaño de las unidades de generación considerando que su contribución también es diferenciada. El modelo tarifario deberá tomar en cuenta que se requiere determinar el sentido del flujo de energía utilizando sistemas de medición bidireccionales, así mismo, considerar los aspectos de seguridad en los equipos de protección.
3. Eliminar las barreras administrativas de entrada que permita instalar centrales de generación distribuida considerando que estas deben utilizar preferentemente recursos energéticos renovables, las empresas de distribución deberán considerar en el suministro de energía a las unidades conectadas a sus redes.
4. Las empresas de distribución eléctrica podrán ejecutar inversiones que permitan la instalación de unidades de generación en sus redes, pudiendo para este efecto promover asociaciones público privadas.

## Conclusiones y recomendaciones

### 1. Conclusiones

- Es cada vez más frecuente el uso de técnicas de *benchmarking* para determinar los costos eficientes en la distribución de energía eléctrica con propósitos regulatorios. Se presentan beneficios por la reducción en la asimetría de información.
- La aplicación de modelos con DEA requiere realizar una depuración de datos que permita minimizar errores. Estos errores pueden llevar a considerar un sistema eléctrico eficiente y, debido a una mala especificación de los datos, que este sea catalogado como ineficiente.
- Las variables utilizadas en la estimación corresponden a los costos de operación y mantenimiento, calidad medida como número de horas de interrupción, la energía distribuida y las extensiones de la red, estas variables representan adecuadamente a los SER dado que las mayores extensiones de red corresponden a este tipo de sistemas eléctricos. De igual modo, las mayores interrupciones también están asociadas a la mayor ruralidad de los SER.
- La utilización de la generación distribuida en los sistemas eléctricos rurales contribuye al mejoramiento de su eficiencia. En todos los casos evaluados la eficiencia ha mejorado en más del 7%, lo que confirma la hipótesis del presente trabajo.
- Respecto a la eficiencia de los SER considerados en el escenario sin generación distribuida, se tiene que en el periodo del 2010 al 2016 la eficiencia relativa se encontraba entre 18% y 31%; sin embargo, en el 2016 el valor estimado alcanzó a 21%, y en este año se aprecia un mejoramiento ligero respecto al 2010. El resultado del 2012 se debe a la mayor eficiencia que habrían logrado los SER de la empresa ElectroCentro.

### 2. Recomendaciones

- A efectos de mejorar la consistencia de la información es necesario establecer un sistema de contabilidad regulatoria que permita un manejo uniforme de la información asociada y que facilite uniformizar los criterios contables lo que aportará a evitar distorsiones de los resultados.
- Considerando el aporte de la generación distribuida al mejoramiento de la eficiencia de los sistemas eléctricos rurales, corresponde desarrollar incentivos regulatorios que permitan su mayor utilización. Es claro que el beneficio principal está relacionado a la calidad de suministro el cual es el principal problema observado en estos sistemas eléctricos.

- La promoción al uso de la generación distribuida debe realizarse en los sistemas eléctricos rurales debido a que se evidencia que su utilización contribuye a mejorar la eficiencia de estos sistemas.
- Realizar un seguimiento periódico sobre la eficiencia de los sistemas eléctricos en general, a efectos de poder identificar aquellos con mejor desempeño y poder promover las mejores prácticas técnicas asociadas a su gestión.

## **Bibliografía**

Ackermann, T., Goran, A., y Soder, L. (2001). "Distributed Generation: a definition". En: *Electric Power Systems Research*. Volume 57, issue 3, 20 de abril de 2001.

Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (Aneel). (2015). "Nota Técnica N°66/2015-SRM/SGT/ANEEL, Brasilia, 24 de abril de 2015. Metodología de Custos Operacionais". Documento reservado.

Banker, R.; Charnes, A., y Cooper, A. (1984). "Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis". En: *Management Science*. Vol. 30, N°9, septiembre de 1984. [PDF]. Fecha de consulta: 15/01/2018. Disponible en: <<http://www.utdallas.edu/~ryoung/phdseminar/BCC1984.pdf>>.

Blasco, O., y Coll, V. (2006). "Evaluación de la eficiencia mediante el análisis envolvente de datos". Paper. En: *academia.edu*. [En línea]. Fecha de consulta: 15/01/2018. Disponible en: <[https://www.academia.edu/6896366/EVALUACION\\_DE\\_LA\\_EFICIENCIA\\_MEDIANTE\\_EL\\_ANALISIS\\_ENVOLVENTE\\_DE\\_DATOS\\_INTRODUCCI%C3%93N\\_A\\_LOS\\_MODELOS\\_B%C3%81SICOS](https://www.academia.edu/6896366/EVALUACION_DE_LA_EFICIENCIA_MEDIANTE_EL_ANALISIS_ENVOLVENTE_DE_DATOS_INTRODUCCI%C3%93N_A_LOS_MODELOS_B%C3%81SICOS)>.

Bonifaz, J. (2001). *Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia*. Serie Diagnóstico y propuesta N°3. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES) Universidad del Pacifico Centro de investigación CIUP.

Boverly, A., y Kreider, J. (2001). *Distributed Generation*. Distributed Generation The power paradigm for the New Millennium. Boca Raton, Florida: CRC.

Bustos, A., y Galetovicz, A. (2002). "Regulación por empresa eficiente: ¿quién es realmente usted?". En: *dii.uchile.cl*. [PDF]. Fecha de consulta: 15/01/2018. Disponible en: <[http://www.dii.uchile.cl/~cea/sitedev/cea/www/download.php?file=documentos\\_trabajo/ASO\\_CFILE120030327172149.pdf](http://www.dii.uchile.cl/~cea/sitedev/cea/www/download.php?file=documentos_trabajo/ASO_CFILE120030327172149.pdf)>.

Cambini, C., Fumagalli, E., y Croce, A. (2012). "Output-based incentive regulation: benchmarking with quality of supply in electricity distribution". 9th International Conference on the European Energy Market. Florence, Italia: IEEE.

Charnes, A.; Cooper, W., y Rhode, E. (1978). "Measuring the efficiency of decision making units". En: *European Journal of Operational Research*. Volume 2, Issue 6, november 1978.

Chávarry, C., y Pacheco, Z. (2017). "Análisis de la Eficiencia Técnica y Económica de las empresas públicas de distribución eléctrica, Perú 2006-2014: un análisis comparativo". Tesis para

optar el Grado académico de Magíster en Regulación de Servicios Públicos. Lima: Universidad del Pacífico.

Coelli, T.; Gautier, A.; Perelman, S., y Saplacan-Pop, R. (2013). “Estimating the cost of improving quality in the electricity distribution: A parametric distance function approach”. En: *Energy Policy*. Volume 53, february 2013.

Congreso de la República. (2006). “Ley N°28749, Ley General de Electrificación Rural”. En: *osinerg.gob.pe*. [PDF]. 01 de junio de 2006. Fecha de consulta: 20/11/2017. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEY.28749.pdf>>.

Consortio ME-Comillas. (2009). “Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú. Determinación del Valor Agregado de Distribución – VAD”. En: *osinerg.gob.pe*. [PDF]. Fecha de consulta: 10/08/2017. Disponible en: <[http://www2.osinerg.gob.pe/Novedades/20091126\\_Libro%20Blanco\\_CD\\_ME-IIT.PDF](http://www2.osinerg.gob.pe/Novedades/20091126_Libro%20Blanco_CD_ME-IIT.PDF)>.

Dugan, R., y McDermott, T. (2002). *Distributed Generation*. USA: IEEE Industry Application.

Galán, J., y Pollit, M. (2014). “Inefficiency persistence and heterogeneity in Colombian electricity distribution utilities”. UK: EPRG. Working Paper N°1403. Cambridge Working Paper in Economics.

Giannakis, D., Jamasb, T., y Pollit, M. (2005). “Benchmarking and incentive regulation of quality of services: an application to the UK electricity distribution networks”. En: *Energy Policy*. Volume 33, issue 17, noviembre de 2005.

Growitsch, C.; Jamasb, T.; y Wetzel, H. (2010). “Efficiency Effects of Quality of Service and Environmental Factors: Experience from Norwegian Electricity Distribution”. UK: Institute of Energy Economics at the University of Cologne EWI. Working Paper N°1025.

Mankiw, G. (2012). *Principios de economía*. Sexta edición. México: Cengage Learning Editores.

Ministerio de Energía y Minas (MEM). (1993). “Decreto Supremo N°009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”. En: *osinergmin.gob.pe*. [PDF]. 25 de febrero de 1993. Fecha de consulta: 20/11/2017. Disponible en: <<https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/DS-009-93-EM-REGLAMENTO-LCE.pdf>>.

Ministerio de Energía y Minas (Minem). (2017). “Resolución Directoral N°0292-2017-MEM/DGE, Establecen Sectores de Distribución Típicos para efecto de las fijaciones del Valor Agregado de Distribución de los años 2018 y 2019”. En: *elperuano.pe*. [En línea]. 08 de noviembre de 2017. Fecha de consulta: 10/08/2017. Disponible en:

<<https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/establecen-sectores-de-distribucion-tipicos-para-efecto-de-l-resolucion-directoral-no-0292-2017-memdge-1583526-1/>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (s.f.). “Fijación de las Tarifas de Electricidad”. En: *osinergmin.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 10/08/2017. Disponible en: <<http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-tarifaria-noviembre-2013/introduccion>>.

Ortmeyer, T.; Dugan, R.; Crudele, D.; Key, T.; y Barker, P. (2008). “Sandia Report. SAND2008-0945 P. Unlimited Release. Printed February 2008. Renewable Systems Interconnection Study: Utility Models, Analysis, and Simulation Tools”. Albuquerque, New México: Sandia National Laboratories.

Peña García, E. (2016). “Comparación de la eficiencia de las empresas de distribución de electricidad del Estado peruano: Considerando el parámetro calidad de suministro del servicio”. Tesis para obtener el grado de Magíster en Regulación de los Servicios Públicos. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.

Pérez-Reyes, R. (2015). “Medición de la Eficiencia y la Productividad en la Distribución de Electricidad en Perú: 1996-2011”. Tesis para optar al grado de Doctor en Economía, Las Palmas de Gran Canaria, España: Universidad de las Palmas de Gran Canaria.

Pérez-Reyes, R., y Tovar, B. (2009). “Measuring efficiency and productivity change (PTF) in the Peruvian electricity distribution companies after reforms”. En: *Energy Policy*. Volume 37, issue 6, junio de 2009.

Presidencia de la República. (1992). “Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas”. En: *osinerg.gob.pe*. [PDF]. 19 de noviembre de 1992. Fecha de consulta: 20/11/2017. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEYCE-DL25844.pdf>>.

Presidencia de la República. (2015a). “Decreto Legislativo N°1207, Decreto Legislativo que modifica la Ley N°28749, Ley General de Electrificación Rural”. En: *elperuano.pe*. [En línea]. 23 de septiembre de 2015. Fecha de consulta: 20/11/2017. Disponible en: <<https://elperuano.pe/NormasElperuano/2015/09/23/1290959-7.html>>.

Presidencia de la República. (2015b). “Decreto Legislativo N°1208, Decreto Legislativo que promueve el desarrollo de Planes de Inversión en las empresas distribuidoras bajo el ámbito de FONAFE y su financiamiento”. En: *elperuano.pe*. [En línea]. 23 de septiembre de 2015. Fecha de consulta: 20/11/2017. Disponible en: <<https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-legislativo-que-promueve-el-desarrollo-de-planes-de-decreto-legislativo-n-1208-1290959-8/>>.

Presidencia de la República. (2015c). “Decreto Legislativo N°1221, Decreto Legislativo que mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para promover el acceso a la Energía Eléctrica en el Perú”. En: *elperuano.pe*. [En línea]. 24 de septiembre de 2015. Fecha de consulta: 10/08/2017. Disponible en: <<https://busquedas.elperuano.pe/download/url/decreto-legislativo-que-mejora-la-regulacion-de-la-distribucion-decreto-legislativo-n-1221-1291565-11>>.

Puttgen, H.; Macgregor, P., y Lambert, F. (2003). “Distributed Generation: semantic Hype or the dawn of New era?”. En: *IEEE Power and Energy Magazine*. Volume 99, issue 1, enero-febrero de 2003.

Raju, V. (2004). “Technical and economic feasibility considerations of Alternative energy distributed generation”. Tesis para optar al grado de Máster en Ciencias. Mississippi: Mississippi State University.

Ray, S. (2004). *Data envelopment analysis: theory and techniques for economics and operations research*. USA: Cambridge University Press.

Rodríguez, M., River, J., Gómez, T., y Ortiz, S. (2003). “Practical experience of benchmarking to estimate distribution companies' revenues”. 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings. Bologna, Italy. En: *Clinical Nutrition Supplements*. 4. 6

Sanhueza, R. (2003). “Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del valor agregado de distribución”. Tesis para optar al grado de Doctor en Ciencias de la Ingeniería. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.

Tamayo, J.; Salvador, J.; Vásquez, A, y Vilches, C. (Editores). (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima: Osinermin. [En línea]. Fecha de consulta: 10/08/2017. Disponible en: <[http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Libros/Osinermin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf](http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinermin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf)>.

Tolosa, B. (2013). “Evaluación de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica en Colombia empleando la metodología de análisis envolvente de datos – DEA”. Tesis para optar al grado de Magíster en Administración. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.

Yu, W.; Jamasb, T., y Pollit, M. (2009). “Does weather explain cost and quality performance? An analysis of UK electricity distribution companies”. En: *Energy Policy*. Volume 37, issue 11, noviembre de 2009.

## **Anexos**

## Anexo 1. Revisión de la Literatura sobre eficiencia relativa y productividad en empresas de distribución eléctrica

Autores	Datos	Modelo	Insumos	Productos
Weyman-Jones (1991)	12 compañías de distribución de Inglaterra y Gales, en 1986 y 1987.	DEA CRS	Capital financiero, extensión de la red y mano de obra.	Ventas, clientes.
Miliotis (1992)	45 distritos de distribución de electricidad de la Greek Public Power Corporation (PPC). El autor no reporta el periodo considerado.	DEA	Longitud de red (km), capacidad instalada (KVA), gastos generales, trabajo técnico y administrativos (horas).	Número de clientes, energía provista (Kwh) y el área total servida.
Hjalmarsson y Veiderpass (1992)	Sector de distribución de electricidad en Suecia para el período 1970-1986.	DEA CRS	Mano de obra (horas), líneas en alto voltaje (km), líneas en bajo voltaje (km) y capacidad de transformación (kva).	Ventas de energía en alto y bajo voltaje (Kwh), número clientes en alto y bajo voltaje.
Pollit (1994)	145 sistemas de distribución en los Estados Unidos y en el Reino Unido en 1990.	DEA SFA	Número de empleados, transformadores (MVA) y km de circuitos.	Número de clientes, ventas residenciales (Gwh), ventas no residenciales (Gwh), área de servicio (km <sup>2</sup> ) y demanda máxima (MW).
Bagdadioglu, Waddams y Weyman-Jones (1996)	70 empresas distribuidoras minoristas de Turquía en 1991.	DEA CCR y VRS (5 especificaciones)	Mano de obra, capacidad de transformación (MVA), tamaño de la red (km), gastos generales y pérdidas de la red (MWh).	Número de clientes, electricidad ofrecida (Mwh), máxima demanda (MW) y el área de servicio (km <sup>2</sup> ).
Kumbhakar y Hjalmarsson (1998)	Empresas de distribución de electricidad de Suecia entre 1970 y 1990 (2.275 datos).	DEA y SFA	Capacidad de transformación (Kva) y número de trabajadores.	Ventas en alta y baja tensión, número de clientes según tensión y longitud de la red de distribución.
Scarsi (1999)	39 redes de distribución de la empresa ENEL (privada) y 37 empresas de propiedad municipal en Italia para el período 1994-1996.	DEA CRS SFA	Número de empleados a tiempo completo, kilómetros de línea de distribución.	Energía distribuida (Gwh), número de clientes.
Rodríguez Pardina y Rossi (2000)	36 empresas distribuidoras de Sudamérica, para el periodo 1994-1997.	SFA de Producción	Kilómetros de red, área de cobertura geográfica, número de trabajadores, y número de transformadores.	Número de clientes.
Bonifaz y Santin (2000)	18 empresas de distribución de electricidad en Perú para el periodo 1995-1998.	DEA de costos	Salario y densidad de la red.	Número de clientes y ventas en Kwh.
Bonifaz y Rodríguez Pardina (2001)	16 empresas de distribución de electricidad en Perú para el periodo 1995-1998.	SFA de costos	Salario y densidad de la red.	Número de clientes y ventas en Kwh.
Canay (2001)	27 empresas de distribución de Sudamérica para el año 1999, y 32 empresas para el período 1994-1999.	SFA	Número de empleados, kilómetros de red, área de servicio y densidad poblacional.	Número de clientes.

Fuente: Pérez-Reyes, 2015.

Elaboración: Propia, 2018.

**Anexo 1. Revisión de la Literatura sobre eficiencia relativa y productividad en empresas de distribución eléctrica** (continúa de la página anterior)

<b>Autores</b>	<b>Datos</b>	<b>Modelo</b>	<b>Insumos</b>	<b>Productos</b>
Filippini y Hrovatin (2002)	5 empresas de distribución de Eslovenia para el período 1991-2000.	SFA	Costos, trabajo y capital (precios).	Ventas de energía.
Hattori (2002)	12 empresas de distribución de Estados Unidos, y 9 de Japón para el período 1982-1997.	SFA	Número de empleados, capacidad de transformación (MVA).	Ventas de energía a clientes residenciales, y ventas a clientes industriales, comerciales y otros.
Hattori, Jamasb y Pollit (2003)	21 empresas (12 del Reino Unido y 9 de Japón) para los periodos 1985/86 y 1997/1998, respectivamente.	DEA CRS y VRS con distintas especificaciones de costos	Costos operativos, costos operativos totales (incluye costos de capital), densidad (clientes/km de red) y factor de carga.	Ventas (Mwh), número de clientes
Jamasb y Pollit (2003)	63 empresas de distribución de 6 países de Europa para el año 1999.	COLS y SFA	Costos operativos y gastos de capital.	Número de consumidores, ventas de energía, kilómetros de red.
Sanhueza (2003)	35 empresas de distribución en Chile para el año 2000.	DEA VRS con bootstrap	Costos de operación y mantenimiento, costos de capital, número de trabajadores, remuneraciones, energía no vendida.	Ventas de energía (Kwh), máxima demanda (Kw), número de clientes, red de distribución (km).
Giannakis, Jamasb y Pollit (2003)	14 empresas del Reino Unido para los períodos 1991/92 y 1998/99.	DEA	Costos operativos, costos operativos totales (incluye costos de capital).	Ventas de energía (Kwh), número de consumidores, longitud de red de distribución (km).
Melo y Espinoza (2004)	20 empresas de distribución de Colombia para el período 1999-2003.	SFA	Número de empleados, capacidad de transformación (MVA).	Ventas de energía por sector normalizadas por las ventas residenciales.
Farsi y Filippini (2004)	59 empresas de distribución de Suiza para el período.	SFA	Costos, precios de insumos capital y trabajo y energía.	Ventas de energía y número de consumidores.
Motta (2004)	14 empresas privatizadas de Brasil y 72 compañías de Estados Unidos para los años 1994 y 2000.	DEA CRS y VRS. SFA	Costos operativos, costos operativos totales (incluye costos de capital).	Ventas totales (Mwh), número de consumidores y los kilómetros de red de distribución.
Abbot (2006)	7 jurisdicciones de distribución de electricidad en Australia para el período 1969-1999.	DEA.	Capital físico (líneas de distribución, de capacidad de las estaciones de transmisión y de capacidad de generación), uso de energía (TJ).	Consumo de energía (Mwh).
Farsi, Filippini y Greene (2006)	59 empresas de distribución de Suiza para el período 1988-1996.	SFA	Costos, precios de insumos de capital de trabajo y energía.	Ventas de energía y número de consumidores.
Yu, Jamasb y Pollit (2007)	14 empresas del Reino Unido para el período 1990/91-2003/2004.	DEA	Costos operativos, costos operativos totales (incluye costos de capital), duración de las interrupciones y pérdidas de energía (con sus precios respectivos).	Número de consumidores, energía entregada (Gwh) y longitud de las redes (km).

Fuente: Pérez-Reyes, 2015.

Elaboración: Propia, 2018.

**Anexo 1. Revisión de la Literatura sobre eficiencia relativa y productividad en empresas de distribución eléctrica** (continúa de la página anterior)

<b>Autores</b>	<b>Datos</b>	<b>Modelo</b>	<b>Insumos</b>	<b>Productos</b>
Hess y Cullmann (2007)	34 empresas de distribución de Alemania.	DEA y SFA	Número de trabajadores, kilómetros de red de distribución.	Ventas de energía, número de clientes, la inversa del indicador de densidad.
Estache, Tovar y Trujillo (2008)	12 empresas que suministran electricidad en 12 países miembros de Southern África Power Pool (SAPP) entre 1998 y 2005.	DEA.	Capacidad instalada (MW) y número de trabajadores.	Generación (Gwh), número de consumidores y ventas (Gwh).
Cullmann y Von Hirschhausen (2008)	84 empresas Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría y Alemania en el año 2002.	DEA	Número de trabajadores, longitud total de red (km), y la inversa del índice de densidad.	Ventas totales(Gwh), número de clientes.
Chen, Lu y Yang (2009)	24 empresas distribuidoras de electricidad en Taiwán en el periodo 2000-2004.	DEA SFA	Salario, costos operativos, total activos, longitud de red (km) y capacidad instalada (KVA).	Cantidad de energía vendida (kwh) y número de clientes.
Azadeh, Ghaderi, Omrani y Eivazy (2009)	38 empresas distribuidoras de electricidad en Irán en el periodo 2000-2004.	DEA–COLS–SFA	Longitud total de red (km), capacidad instalada (MVA), número de trabajadores.	Ventas totales (Mwh), número de clientes.
Pérez-Reyes y Tovar (2009)	14 empresas distribuidoras de electricidad en Perú en el periodo 1996-2006.	DEA. Tobit	Número de trabajadores, longitud de la red (km), subestaciones de distribución, IMyE, y pérdidas (Mwh).	Ventas totales (Mwh), número de clientes.
Yu, Jamasb y Pollitt (2009)	12 empresas distribuidoras de electricidad en UK en el periodo 1995/06–2002/03.	DEA con Tobit	Costos de operación, costos totales, costos de duración de interrupción y pérdidas físicas (Gwh).	Clientes, longitud de la red (km) y energía entregada.
Ramos, Tovar, Iooty, Fagundes y Queiroz (2009)	18 empresas distribuidoras de electricidad en Brasil en el periodo 1998-2005.	DEA	Número de empleados, pérdidas (Gwh), longitud de red (km).	Ventas (Gwh), clientes.
Omrani (2010)	42 empresas distribuidoras de electricidad en Irán en el periodo 2003-2006.	DEA-COLS	Longitud total de red (km), capacidad instalada (MVA), número de trabajadores.	Ventas totales (Mwh), número de clientes.
Pérez-Reyes y Tovar 2010	14 empresas distribuidoras de electricidad en Perú en el periodo 1996-2006.	SFA	Número de trabajadores, longitud de la red (km), IMyE, y pérdidas (Mwh).	Ventas totales (Mwh), número de clientes.
Ajodhia (2010)	20 empresas distribuidoras de electricidad del Reino Unido para el año 2000, y de Países Bajos para el año 2002.	DEA	Costos de operación, minutos acumulados de interrupción de todos los consumidores, costo de interrupción.	Ventas (Kwh), clientes.
Melo y Espinoza (2004)	20 empresas de distribución de Colombia para el período 1999-2003.	SFA	Número de empleados, capacidad de transformación (MVA).	Ventas de energía por sector normalizadas por las ventas residenciales.
Farsi y Filippini (2004)	59 empresas de distribución de Suiza para el período 1988-1996.	SFA	Costos, precios de insumo capital y trabajo y energía.	Ventas de energía y número de consumidores.
Motta (2004)	14 empresas privatizadas de Brasil, y 72 compañías de Estados Unidos 1994 y 2000.	DEA CRS y VRS. SFA	Costos operativos, costos operativos totales (incluye costos de capital).	Ventas totales (Mwh), número de consumidores y kilómetros de red de distribución.

Fuente: Pérez-Reyes, 2015.

Elaboración: Propia, 2018.

## Anexo 2. Registro consolidado de datos de los SER

Empresa	Año	Clientes	Red (km)	Energía (Kwh)	Energía / clientes	Red / clientes
Adinelsa	2010	36.007,00	2.090,59	8.197,09	0,23	0,06
	2011	37.416,00	2.625,45	9.787,43	0,26	0,07
	2012	38.789,00	2.674,38	11.801,63	0,30	0,07
	2013	41.999,00	2.854,31	17.194,84	0,41	0,07
	2014	46.956,00	3.210,81	19.065,30	0,41	0,07
	2015	75.101,56	3.517,93	16.994,35	0,23	0,05
	2016	54.930,00	3.575,75	19.262,12	0,35	0,07
Electro Centro	2012	98.713,00	6.382,57	23.041,59	0,23	0,06
	2013	98.713,00	6.382,57	23.041,59	0,23	0,06
	2014	110.918,00	6.678,78	29.017,70	0,26	0,06
	2015	120.268,00	7.229,62	36.110,54	0,30	0,06
	2016	130.991,00	8.090,17	40.369,95	0,31	0,06
Electro Ucayali	2015	6.085,00	653,51	2.322,13	0,38	0,11
	2016	9.548,00	803,26	4.023,43	0,42	0,08
Electro Sur	2014	376,00	16,50	45,31	0,12	0,04
	2015	485,00	45,80	88,22	0,18	0,09
	2016	475,00	45,80	92,53	0,19	0,10
Electro Sur Este	2014	1.208,00	129,33	400,22	0,33	0,11
	2015	1.250,00	129,40	1.543,31	1,23	0,10
	2016	1.341,00	129,45	590,35	0,44	0,10
Electro Tocache	2011	2.464,00	122,35	857,01	0,35	0,05
	2012	3.291,00	151,85	1.030,43	0,31	0,05
	2013	3.451,00	163,84	2.003,74	0,58	0,05
	2014	4.502,00	201,97	1.707,79	0,38	0,04
	2015	5.112,00	247,71	1.813,47	0,35	0,05
	2016	6.397,00	296,52	2.133,93	0,33	0,05
Hidrandina	2009	1.722,00	1.856,34	364,10	0,21	1,08
	2010	26.842,00	2.881,43	5.175,17	0,19	0,11
	2011	45.034,00	4.229,04	8.255,24	0,18	0,09
	2012	67.843,00	5.200,65	12.480,39	0,18	0,08
	2013	101.684,00	6.466,38	20.244,93	0,20	0,06
	2014	124.076,00	7.522,85	30.145,32	0,24	0,06
	2015	143.991,00	7.932,18	36.206,27	0,25	0,06
2016	160.781,00	8.200,63	40.109,36	0,25	0,05	

Fuente: Elaboración propia, 2018.

### Anexo 3. Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales línea base

SER	Nombre	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
SER001	Acari_Chala						0,54	0,43	0,48
SER005	Calango II Etapa					0,17	0,16	0,18	0,17
SER014	CP Guadalupe-Santa Fe-Ruquia Vegueta Huaura					1,00	1,00	1,00	1,00
SER017	Ihuari					0,98	1,00	0,94	0,97
SER043	PSE Asquipata	0,30	0,29	0,44	0,48	0,40	0,40	0,40	0,39
SER044	PSE Cajatambo	0,09	0,06	0,06	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08
SER045	PSE Canta	0,22	0,14	0,11	0,16	0,16	0,27	0,14	0,17
SER046	PSE Charape	0,10	0,07	0,05	0,05	0,06	0,07	0,06	0,07
SER047	PSE Coracora	0,15	0,12	0,15	0,23	0,23	0,16	0,18	0,17
SER048	PSE Gracias a Dios	0,34	0,37	0,28	0,30	0,35	0,38	0,40	0,35
SER049	PSE Hongos	0,07	0,06	0,05	0,07	0,08	0,09	0,12	0,08
SER050	PSE Huarochiri	0,14	0,13	0,12	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13
SER051	PSE Huaura Sayán II Etapa	0,04	0,05	0,06	0,08	0,06	0,30	0,27	0,12
SER052	PSE Humay	0,17	0,16	0,14	0,16	0,17	0,17	0,25	0,17
SER053	PSE Lunahuana	0,09	0,08	0,08	0,09	0,11	0,10	0,12	0,10
SER054	PSE Marcabamba	0,42	0,33	0,32	0,30	0,28	0,24	0,21	0,30
SER055	PSE PURMACANA-BARRANCA	0,11	0,09	0,10	0,12	0,18	0,21	0,19	0,14
SER056	PSE Quinchis	0,09	0,06	0,07	0,09	0,11	0,11	0,12	0,09
SER057	PSE Quipacra (Huachon)	0,22	0,23	0,21	0,24	0,23	0,23	0,27	0,23
SER058	PSE Santa Leonor	0,14	0,12	0,09	0,09	0,10	0,12	0,08	0,10
SER059	PSE TAMBO QUEMADO		0,10	0,07	0,07	0,06	0,08	0,08	0,08
SER060	PSE Yauca del Rosario - SE0269	0,28	0,11	0,11	0,17	0,17	0,19	0,21	0,18
SER061	PSE Yauyos	0,39	0,35	0,34	0,37	0,42	0,68	0,45	0,43
SER062	PSE Ayacucho Sur		0,15	0,14	0,13	0,13	0,14	0,13	0,14
SER063	PSE Cangallo V Etapa		0,38	0,38	0,37	0,38	0,37	0,37	0,38
SER064	QUICACHA	0,28	0,33	0,26	0,32	0,32	0,37	0,34	0,32
SER066	S.E. SER Aguaytía						0,06	0,13	0,09
SER067	S.E. SER Campo Verde						0,32	0,35	0,34
SER089	SER AISLADOS ELECTROCENTRO (EX- AISLADO)			1,00	0,40	0,15	0,09	0,07	0,34
SER090	SER AUCAYACU			0,43	0,18	0,09	0,06	0,07	0,17
SER095	SER Canaan, Fermin Tanguis				0,28	0,45	0,17	0,18	0,27
SER096	SER CARHUAMAYO			1,00	0,40	0,17	0,09	0,10	0,35
SER097	SER Castrovirreyna-Huaytara				0,06	0,05	0,09	0,08	0,07
SER101	SER CHUQUIBAMBA	0,41	0,32	0,27	0,27	0,31	0,30	0,24	0,30
SER103	SER CORACORA III		0,28	0,27	0,25	0,24	0,22	0,22	0,25
SER107	SER HUANCAVELICA			0,36	0,15	0,06	0,04	0,05	0,13
SER108	SER HUANUCO			0,35	0,14	0,06	0,04	0,05	0,13
SER110	SER MANTARO (VARIOS)			0,40	0,16	0,07	0,05	0,05	0,15
SER111	SER Mazuko					0,24	0,11	0,12	0,16
SER112	SER PAMPA CONCON TOPARA					0,08	0,11	0,10	0,10
SER113	SER PASCO			0,69	0,28	0,10	0,06	0,07	0,24
SER118	SER Quilmana					0,13	0,16	0,23	0,17
SER119	SER TARMA - CHANCHAMAYO			0,52	0,21	0,08	0,05	0,07	0,19
SER120	SER TINGO MARÍA			0,66	0,27	0,10	0,06	0,07	0,23
SER122	SER Tocache		0,14	0,13	0,16	0,17	0,17	0,17	0,16
SER124	SER VALLE MANTARO			1,00	0,40	0,15	0,08	0,07	0,34
SER125	SER YAUPI			0,53	0,22	0,07	0,06	0,06	0,19
SER129	Valle de Caral					0,48	0,26	0,15	0,30
SER131	Valle Pativilca				0,04	0,02	0,03	0,03	0,03
	Promedio								0,22

Fuente: Elaboración propia, 2018.

#### Anexo 4. Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida rango bajo

SER	Nombre	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
SER001	Acari_Chala						0,54	0,43	0,48
SER005	Calango II Etapa					0,17	0,16	0,18	0,17
SER014	CP Guadalupe-Santa Fe-Ruquia Vegueta Huaura					1,00	1,00	1,00	1,00
SER017	Ihuari					0,98	1,00	0,94	0,97
SER043	PSE Asquipata	0,30	0,29	0,44	0,48	0,40	0,40	0,40	0,39
SER044	PSE Cajatambo	0,09	0,06	0,06	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08
SER045	PSE Canta	0,22	0,14	0,11	0,16	0,16	0,28	0,14	0,17
SER046	PSE Charape	0,10	0,07	0,05	0,05	0,06	0,07	0,06	0,07
SER047	PSE Coracora	0,15	0,12	0,15	0,22	0,22	0,16	0,17	0,17
SER048	PSE Gracias a Dios	0,34	0,37	0,28	0,31	0,35	0,38	0,40	0,35
SER049	PSE Hongos	0,07	0,06	0,05	0,07	0,08	0,09	0,12	0,08
SER050	PSE Huarochiri	0,14	0,12	0,12	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13
SER051	PSE Huaura Sayán II Etapa	0,04	0,05	0,06	0,08	0,06	0,30	0,27	0,12
SER052	PSE Humay	0,17	0,16	0,14	0,16	0,16	0,17	0,25	0,17
SER053	PSE Lunahuana	0,09	0,08	0,08	0,09	0,10	0,10	0,12	0,09
SER054	PSE Marcabamba	0,42	0,33	0,31	0,29	0,28	0,24	0,21	0,30
SER055	PSE PURMACANA-BARRANCA	0,11	0,09	0,09	0,12	0,18	0,20	0,19	0,14
SER056	PSE Quinches	0,09	0,06	0,07	0,09	0,11	0,11	0,12	0,09
SER057	PSE Quipacra (Huachon)	0,23	0,23	0,21	0,24	0,23	0,23	0,27	0,23
SER058	PSE Santa Leonor	0,13	0,12	0,09	0,09	0,10	0,12	0,08	0,10
SER059	PSE TAMBO QUEMADO		0,10	0,07	0,07	0,06	0,08	0,08	0,08
SER060	PSE Yauca del Rosario - SE0269	0,28	0,11	0,11	0,17	0,17	0,19	0,20	0,18
SER061	PSE Yauyos	0,39	0,35	0,34	0,37	0,42	0,68	0,45	0,43
SER062	PSER Ayacucho Sur		0,15	0,14	0,13	0,13	0,14	0,13	0,14
SER063	PSER Cangallo V Etapa		0,38	0,38	0,37	0,38	0,37	0,37	0,38
SER064	QUICACHA	0,29	0,33	0,26	0,32	0,32	0,37	0,34	0,32
SER066	S.E. SER Aguaytía						0,06	0,13	0,09
SER067	S.E. SER Campo Verde						0,31	0,35	0,33
SER089	SER AISLADOS ELECTROCENTRO (EX- AISLADO)			1,00	0,40	0,15	0,09	0,07	0,34
SER090	SER AUCAYACU			0,43	0,18	0,09	0,06	0,07	0,16
SER095	SER Canaan, Fermin Tanguis				0,28	0,45	0,17	0,18	0,27
SER096	SER CARHUAMAYO			1,00	0,40	0,17	0,09	0,10	0,35
SER097	SER Castrovirreyna-Huaytara				0,06	0,05	0,09	0,08	0,07
SER101	SER CHUQUIBAMBA	0,41	0,32	0,27	0,27	0,31	0,30	0,24	0,30
SER103	SER CORACORA III		0,28	0,27	0,25	0,24	0,22	0,22	0,25
SER107	SER HUANCAVELICA			0,36	0,15	0,06	0,04	0,05	0,13
SER108	SER HUANUCO			0,35	0,14	0,06	0,04	0,05	0,13
SER110	SER MANTARO (VARIOS)			0,40	0,16	0,07	0,05	0,05	0,15
SER111	SER Mazuko					0,23	0,11	0,12	0,15
SER112	SER PAMPA CONCON TOPARA					0,08	0,10	0,10	0,09
SER113	SER PASCO			0,69	0,27	0,10	0,06	0,07	0,24
SER118	SER Quilmana					0,13	0,16	0,23	0,17
SER119	SER TARMA – CHANCHAMAYO			0,52	0,21	0,08	0,05	0,07	0,19
SER120	SER TINGO MARÍA			0,66	0,26	0,09	0,06	0,07	0,23
SER122	SER Tocache		0,13	0,13	0,16	0,16	0,17	0,16	0,15
SER124	SER VALLE MANTARO			1,00	0,40	0,15	0,08	0,07	0,34
SER125	SER YAUPI			0,53	0,21	0,07	0,06	0,06	0,19
SER129	Valle de Caral					0,48	0,25	0,15	0,30
SER131	Valle Pativilca				0,03	0,02	0,03	0,03	0,03
	Promedio								0,23

Fuente: Elaboración propia, 2018.

## Anexo 5. Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida rango medio

SER	Nombre	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
SER001	Acari_Chala						0,54	0,43	0,48
SER005	Calango II Etapa					0,17	0,16	0,18	0,17
SER014	CP Guadalupe-Santa Fe-Ruquia Vegueta Huaura					1,00	1,00	1,00	1,00
SER017	Ihuari					0,98	1,00	0,94	0,97
SER043	PSE Asquipata	0,30	0,29	0,44	0,48	0,40	0,41	0,41	0,39
SER044	PSE Cajatambo	0,09	0,06	0,06	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08
SER045	PSE Canta	0,22	0,14	0,11	0,16	0,16	0,27	0,14	0,17
SER046	PSE Charape	0,10	0,07	0,05	0,05	0,06	0,07	0,06	0,07
SER047	PSE Coracora	0,15	0,12	0,15	0,23	0,23	0,16	0,18	0,17
SER048	PSE Gracias a Dios	0,34	0,37	0,28	0,30	0,35	0,38	0,40	0,35
SER049	PSE Hongos	0,07	0,06	0,05	0,07	0,08	0,09	0,12	0,08
SER050	PSE Huarochiri	0,14	0,13	0,12	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13
SER051	PSE Huaura Sayán II Etapa	0,04	0,05	0,06	0,08	0,06	0,30	0,27	0,12
SER052	PSE Humay	0,17	0,16	0,14	0,16	0,17	0,17	0,25	0,17
SER053	PSE Lunahuana	0,09	0,08	0,08	0,09	0,11	0,10	0,12	0,10
SER054	PSE Marcabamba	0,42	0,33	0,32	0,30	0,28	0,24	0,21	0,30
SER055	PSE PURMACANA-BARRANCA	0,11	0,09	0,10	0,12	0,18	0,21	0,19	0,14
SER056	PSE Quinches	0,09	0,06	0,07	0,09	0,11	0,11	0,12	0,09
SER057	PSE Quiparacra (Huachon)	0,22	0,23	0,21	0,24	0,23	0,23	0,27	0,23
SER058	PSE Santa Leonor	0,14	0,12	0,09	0,09	0,10	0,12	0,08	0,10
SER059	PSE TAMBO QUEMADO		0,10	0,07	0,07	0,06	0,08	0,08	0,08
SER060	PSE Yauca del Rosario - SE0269	0,28	0,11	0,11	0,17	0,17	0,19	0,21	0,18
SER061	PSE Yauyos	0,40	0,35	0,34	0,37	0,42	0,68	0,45	0,43
SER062	PSE Ayacucho Sur		0,15	0,14	0,13	0,13	0,14	0,13	0,14
SER063	PSE Cangallo V Etapa		0,38	0,38	0,37	0,38	0,38	0,37	0,38
SER064	QUICACHA	0,28	0,33	0,26	0,32	0,32	0,37	0,34	0,32
SER066	S.E. SER Aguaytía						0,06	0,13	0,09
SER067	S.E. SER Campo Verde						0,32	0,35	0,34
SER089	SER AISLADOS ELECTROCENTRO (EX- AISLADO)			1,00	0,39	0,15	0,09	0,07	0,34
SER090	SER AUCAYACU			0,43	0,18	0,09	0,06	0,07	0,17
SER095	SER Canaan, Fermin Tanguis				0,28	0,45	0,17	0,18	0,27
SER096	SER CARHUAMAYO			1,00	0,40	0,17	0,09	0,10	0,35
SER097	SER Castrovirreyna-Huaytara				0,06	0,05	0,09	0,08	0,07
SER101	SER CHUQUIBAMBA	0,42	0,32	0,27	0,27	0,31	0,30	0,24	0,30
SER103	SER CORACORA III		0,28	0,27	0,25	0,24	0,22	0,22	0,25
SER107	SER HUANCAVELICA			0,36	0,15	0,06	0,04	0,05	0,13
SER108	SER HUANUCO			0,34	0,14	0,06	0,04	0,05	0,13
SER110	SER MANTARO (VARIOS)			0,40	0,16	0,07	0,05	0,05	0,15
SER111	SER Mazuko					0,24	0,11	0,12	0,16
SER112	SER PAMPA CONCON TOPARA					0,08	0,11	0,10	0,10
SER113	SER PASCO			0,69	0,28	0,10	0,06	0,07	0,24
SER118	SER Quilmana					0,13	0,16	0,23	0,17
SER119	SER TARMA – CHANCHAMAYO			0,52	0,21	0,08	0,05	0,07	0,19
SER120	SER TINGO MARÍA			0,65	0,27	0,10	0,06	0,07	0,23
SER122	SER Tocache		0,14	0,13	0,16	0,17	0,17	0,17	0,16
SER124	SER VALLE MANTARO			1,00	0,40	0,15	0,08	0,07	0,34
SER125	SER YAUPI			0,53	0,22	0,07	0,06	0,06	0,19
SER129	Valle de Caral					0,48	0,26	0,15	0,30
SER131	Valle Pativilca				0,04	0,02	0,03	0,03	0,03
	<b>Promedio</b>								0,24

Fuente: Elaboración propia, 2018.

## Anexo 6. Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida rango alto

SER	Nombre	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
SER001	Acari_Chala						0,54	0,44	0,49
SER005	Calango II Etapa					0,17	0,16	0,18	0,17
SER014	CP Guadalupe-Santa Fe-Ruquia Vegueta Huaura					1,00	1,00	1,00	1,00
SER017	Ihuari					0,97	1,00	0,95	0,97
SER043	PSE Asquipata	0,30	0,29	0,44	0,48	0,40	0,40	0,40	0,39
SER044	PSE Cajatambo	0,10	0,06	0,06	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08
SER045	PSE Canta	0,22	0,14	0,11	0,16	0,16	0,27	0,14	0,17
SER046	PSE Charape	0,10	0,08	0,05	0,05	0,07	0,07	0,06	0,07
SER047	PSE Coracora	0,15	0,12	0,15	0,24	0,24	0,17	0,18	0,18
SER048	PSE Gracias a Dios	0,34	0,37	0,28	0,30	0,35	0,38	0,40	0,35
SER049	PSE Hongos	0,07	0,06	0,05	0,07	0,08	0,09	0,12	0,08
SER050	PSE Huarochiri	0,14	0,13	0,12	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13
SER051	PSE Huaura Sayán II Etapa	0,04	0,06	0,06	0,09	0,07	0,31	0,29	0,13
SER052	PSE Humay	0,17	0,17	0,14	0,17	0,17	0,17	0,25	0,18
SER053	PSE Lunahuana	0,09	0,08	0,08	0,09	0,11	0,10	0,12	0,10
SER054	PSE Marcabamba	0,43	0,34	0,32	0,30	0,29	0,24	0,21	0,30
SER055	PSE PURMACANA-BARRANCA	0,11	0,09	0,10	0,13	0,18	0,21	0,20	0,15
SER056	PSE Quinchés	0,09	0,06	0,07	0,09	0,11	0,11	0,12	0,10
SER057	PSE Quiparacra (Huachon)	0,23	0,23	0,21	0,25	0,23	0,23	0,27	0,24
SER058	PSE Santa Leonor	0,14	0,12	0,09	0,09	0,10	0,12	0,08	0,11
SER059	PSE TAMBO QUEMADO		0,10	0,07	0,07	0,07	0,09	0,08	0,08
SER060	PSE Yauca del Rosario - SE0269	0,28	0,11	0,11	0,17	0,17	0,19	0,21	0,18
SER061	PSE Yauyos	0,40	0,35	0,34	0,37	0,42	0,69	0,45	0,43
SER062	PSER Ayacucho Sur		0,15	0,14	0,13	0,13	0,14	0,13	0,14
SER063	PSER Cangallo V Etapa		0,38	0,38	0,37	0,38	0,37	0,37	0,38
SER064	QUICACHA	0,28	0,33	0,26	0,33	0,32	0,37	0,34	0,32
SER066	S.E. SER Aguaytía						0,06	0,13	0,09
SER067	S.E. SER Campo Verde						0,32	0,36	0,34
SER089	SER AISLADOS ELECTROCENTRO (EX- AISLADO)			1,00	0,42	0,16	0,09	0,07	0,35
SER090	SER AUCAYACU			0,43	0,17	0,09	0,06	0,07	0,17
SER095	SER Canaan, Fermin Tanguis				0,28	0,45	0,17	0,18	0,27
SER096	SER CARHUAMAYO			1,00	0,40	0,18	0,09	0,10	0,35
SER097	SER Castrovirreyna-Huaytara				0,06	0,05	0,09	0,08	0,07
SER101	SER CHUQUIBAMBA	0,41	0,32	0,27	0,27	0,31	0,30	0,24	0,30
SER103	SER CORACORA III		0,28	0,27	0,25	0,24	0,22	0,22	0,25
SER107	SER HUANCAVELICA			0,36	0,15	0,06	0,04	0,05	0,13
SER108	SER HUANUCO			0,36	0,14	0,06	0,04	0,05	0,13
SER110	SER MANTARO (VARIOS)			0,40	0,16	0,07	0,05	0,05	0,15
SER111	SER Mazuko					0,24	0,12	0,12	0,16
SER112	SER PAMPA CONCON TOPARA					0,08	0,11	0,11	0,10
SER113	SER PASCO			0,69	0,28	0,10	0,06	0,07	0,24
SER118	SER Quilmana					0,13	0,16	0,23	0,17
SER119	SER TARMA – CHANCHAMAYO			0,53	0,21	0,08	0,05	0,07	0,19
SER120	SER TINGO MARÍA			0,67	0,27	0,10	0,06	0,07	0,24
SER122	SER Tocache		0,14	0,14	0,17	0,17	0,18	0,17	0,16
SER124	SER VALLE MANTARO			1,00	0,41	0,15	0,08	0,07	0,34
SER125	SER YAUPI			0,53	0,21	0,07	0,06	0,06	0,19
SER129	Valle de Caral					0,49	0,26	0,16	0,30
SER131	Valle Pativilca				0,04	0,02	0,03	0,03	0,03
									<b>0,24</b>

Fuente: Elaboración propia, 2018.

**Anexo 7. Resumen de resultados de la medición de eficiencia de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida**

SER	Nombre	Linea Base	Con Generación Distribuida			
		Promedio	0-0.33	0.33-0.66	0.66 -1.00	
SER001	Acari_Chala	0,4850	0,4850	0,4817	0,4934	
SER005	Calango II Etapa	0,1724	0,1726	0,1724	0,1724	
SER014	CP Guadalupe-Santa Fe-Ruq	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	
SER017	Ihuari	0,9727	0,9727	0,9727	0,9749	
SER043	PSE Asquipata	0,3866	0,3867	0,3881	0,3864	
SER044	PSE Cajatambo	0,0783	0,0771	0,0783	0,0789	
SER045	PSE Canta	0,1710	0,1708	0,1710	0,1699	
SER046	PSE Charape	0,0679	0,0672	0,0679	0,0685	
SER047	PSE Coracora	0,1743	0,1708	0,1743	0,1783	
SER048	PSE Gracias a Dios	0,3474	0,3475	0,3481	0,3472	
SER049	PSE Hongos	0,0777	0,0771	0,0777	0,0779	
SER050	PSE Huarochiri	0,1318	0,1304	0,1318	0,1329	
SER051	PSE Huaura Sayán II Etapa	0,1250	0,1222	0,1250	0,1290	
SER052	PSE Humay	0,1733	0,1717	0,1733	0,1770	
SER053	PSE Lunahuana	0,0953	0,0935	0,0953	0,0971	
SER054	PSE Marcabamba	0,3004	0,2974	0,2987	0,3034	
SER055	PSE PURMACANA-BARR.	0,1420	0,1393	0,1420	0,1456	
SER056	PSE Quinchés	0,0947	0,0939	0,0947	0,0951	
SER057	PSE Quiparacra (Huachon)	0,2343	0,2325	0,2343	0,2367	
SER058	PSE Santa Leonor	0,1049	0,1027	0,1049	0,1069	
SER059	PSE TAMBO QUEMADO	0,0787	0,0782	0,0787	0,0792	
SER060	PSE Yauca del Rosario - SE0	0,1760	0,1753	0,1760	0,1774	
SER061	PSE Yauyos	0,4297	0,4297	0,4317	0,4306	
SER062	PSER Ayacucho Sur	0,1367	0,1366	0,1367	0,1369	
SER063	PSER Cangallo V Etapa	0,3752	0,3752	0,3754	0,3751	
SER064	QUICACHA	0,3172	0,3173	0,3170	0,3193	
SER066	S.E. SER Aguaytía	0,0934	0,0926	0,0934	0,0941	
SER067	S.E. SER Campo Verde	0,3370	0,3346	0,3357	0,3420	
SER089	SER AISLADOS ELECTRO	0,3432	0,3411	0,3412	0,3500	
SER090	SER AUCAYACU	0,1656	0,1649	0,1656	0,1652	
SER095	SER Canaan, Fermin Tanguis	0,2704	0,2705	0,2705	0,2703	
SER096	SER CARHUAMAYO	0,3539	0,3533	0,3539	0,3547	
SER097	SER Castrovirreyna-Huaytará	0,0716	0,0715	0,0716	0,0714	
SER101	SER CHUQUIBAMBA	0,3010	0,3030	0,3017	0,3013	
SER103	SER CORACORA III	0,2451	0,2451	0,2451	0,2451	
SER107	SER HUANCAVELICA	0,1325	0,1319	0,1317	0,1328	
SER108	SER HUANUCO	0,1274	0,1264	0,1259	0,1287	
SER110	SER MANTARO (VARIOS)	0,1461	0,1452	0,1452	0,1469	
SER111	SER Mazuko	0,1563	0,1530	0,1563	0,1597	
SER112	SER PAMPA CONCON TO	0,0957	0,0938	0,0957	0,0971	
SER113	SER PASCO	0,2393	0,2379	0,2393	0,2402	
SER118	SER Quilmana	0,1733	0,1733	0,1733	0,1732	
SER119	SER TARMA – CHANCHA	0,1883	0,1871	0,1869	0,1902	
SER120	SER TINGO MARÍA	0,2306	0,2286	0,2277	0,2352	
SER122	SER Tocache	0,1570	0,1534	0,1570	0,1609	
SER124	SER VALLE MANTARO	0,3396	0,3395	0,3396	0,3402	
SER125	SER YAUPI	0,1879	0,1872	0,1877	0,1880	
SER129	Valle de Caral	0,2981	0,2968	0,2974	0,3011	
SER131	Valle Pativilca	0,0275	0,0268	0,0275	0,0279	
	Promedio	0,2183	0,2343	0,2350	0,2369	

Fuente: Elaboración propia, 2018.

## Anexo 8. Eficiencia relativa los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida región

### Costa

SER	Nombre	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
SER001	Acari_Chala						0,81	0,89	0,85
SER005	Calango II Etapa					0,18	0,17	0,18	0,17
SER014	CP Guadalupe-Santa Fe-Ruquia Vegueta Huaura					1,00	1,00	1,00	1,00
SER017	Ihuari					1,00	1,00	1,00	1,00
SER044	PSE Cajatambo	0,15	0,10	0,10	0,14	0,13	0,13	0,14	0,13
SER045	PSE Canta	0,26	0,17	0,13	0,19	0,19	0,27	0,17	0,20
SER049	PSE Hongos	0,09	0,08	0,08	0,09	0,11	0,10	0,16	0,10
SER050	PSE Huarochiri	0,20	0,21	0,20	0,23	0,24	0,22	0,25	0,22
SER051	PSE Huaura Sayán II Etapa	0,08	0,11	0,13	0,21	0,17	0,64	0,75	0,30
SER052	PSE Humay	0,28	0,29	0,29	0,36	0,37	0,24	0,56	0,34
SER053	PSE Lunahuana	0,14	0,15	0,16	0,18	0,20	0,20	0,24	0,18
SER055	PSE PURMACANA-BARRANCA	0,12	0,17	0,20	0,26	0,39	0,49	0,46	0,30
SER056	PSE Quinchés	0,12	0,09	0,11	0,13	0,17	0,16	0,19	0,14
SER058	PSE Santa Leonor	0,31	0,29	0,19	0,18	0,18	0,17	0,12	0,21
SER059	PSE TAMBO QUEMADO		0,16	0,11	0,11	0,10	0,12	0,14	0,13
SER060	PSE Yauca del Rosario - SE0269	0,33	0,13	0,14	0,21	0,25	0,25	0,31	0,23
SER061	PSE Yauyos	0,59	0,38	0,36	0,39	0,44	0,72	0,48	0,48
SER063	PSE Cangallo V Etapa		0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,37	0,38
SER064	QUICACHA	0,41	0,48	0,37	0,46	0,46	0,50	0,48	0,45
SER095	SER Canaan, Fermin Tanguis				0,28	0,45	0,17	0,18	0,27
SER097	SER Castrovirreyna-Huaytara				0,10	0,08	0,12	0,13	0,11
SER101	SER CHUQUIBAMBA	0,44	0,34	0,29	0,29	0,33	0,32	0,26	0,32
SER112	SER PAMPA CONCON TOPARA					0,09	0,14	0,24	0,16
SER118	SER Quilmana					0,13	0,16	0,23	0,17
SER129	Valle de Caral					0,51	0,38	0,25	0,38
SER131	Valle Pativilca				0,05	0,04	0,05	0,06	0,05
	Promedio								0,32

Fuente: Elaboración propia, 2018.

## Anexo 9. Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida

### región Sierra

SER	Nombre	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
SER043	PSE Asquipata	0,36	0,35	0,53	0,57	0,48	0,63	0,49	0,49
SER046	PSE Charape	0,13	0,09	0,06	0,07	0,08	0,14	0,07	0,09
SER047	PSE Coracora	0,33	0,28	0,27	0,26	0,23	0,28	0,28	0,27
SER054	PSE Marcabamba	0,82	0,58	0,57	0,55	0,54	0,46	0,40	0,56
SER057	PSE Quiparacra (Huachon)	0,48	0,43	0,34	0,47	0,37	0,39	0,45	0,42
SER062	PSE Ayacucho Sur		0,18	0,17	0,16	0,15	0,16	0,15	0,16
SER089	SER AISLADOS ELECTROCENTRO (EX- AISLADO)			1,00	0,40	0,16	0,10	0,12	0,35
SER090	SER AUCAYACU			1,00	0,40	0,16	0,10	0,12	0,36
SER096	SER CARHUAMAYO			1,00	0,40	0,17	0,11	0,12	0,36
SER103	SER CORACORA III		0,28	0,27	0,25	0,24	0,22	0,22	0,25
SER107	SER HUANCAVELICA			1,00	0,40	0,16	0,11	0,12	0,36
SER108	SER HUANUCO			1,00	0,40	0,16	0,11	0,12	0,36
SER110	SER MANTARO (VARIOS)			1,00	0,40	0,16	0,10	0,12	0,36
SER111	SER Mazuko					0,36	0,11	0,18	0,22
SER113	SER PASCO			1,00	0,40	0,16	0,11	0,12	0,36
SER124	SER VALLE MANTARO			1,00	0,40	0,16	0,11	0,12	0,36
SER125	SER YAUPI			1,00	0,40	0,16	0,10	0,12	0,36
	Promedio								0,33

Fuente: Elaboración propia, 2018.

**Anexo 10. Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida  
región Selva**

SER	Nombre	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
SER048	PSE Gracias a Dios	0,86	0,93	0,71	0,77	0,88	1,00	1,00	0,88
SER066	S.E. SER Aguaytía						0,18	0,30	0,24
SER067	S.E. SER Campo Verde						0,61	0,61	0,61
SER119	SER TARMA – CHANCHAMAYO			1,00	0,40	0,16	0,10	0,12	0,36
SER120	SER TINGO MARÍA			1,00	0,40	0,16	0,10	0,11	0,36
SER122	SER Tocache		0,32	0,30	0,28	0,35	0,37	0,37	0,33
	Promedio								0,46

Fuente: Elaboración propia, 2018.

**Anexo 11. Eficiencia relativa de los sistemas eléctricos rurales con generación distribuida  
regiones Sierra y Selva**

SER	Nombre	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
SER043	PSE Asquipata	0,36	0,35	0,53	0,57	0,48	0,63	0,49	0,49
SER046	PSE Charape	0,13	0,09	0,06	0,07	0,08	0,14	0,07	0,09
SER047	PSE Coracora	0,33	0,28	0,27	0,26	0,23	0,28	0,28	0,27
SER048	PSE Gracias a Dios	0,43	0,46	0,35	0,38	0,44	0,48	0,50	0,43
SER054	PSE Marcabamba	0,82	0,58	0,57	0,55	0,54	0,46	0,40	0,56
SER057	PSE Quiparacra (Huachon)	0,48	0,43	0,34	0,47	0,37	0,39	0,45	0,42
SER062	PSE Ayacucho Sur		0,18	0,17	0,16	0,15	0,16	0,15	0,16
SER066	S.E. SER Aguaytía						0,06	0,19	0,12
SER067	S.E. SER Campo Verde						0,51	0,61	0,56
SER089	SER AISLADOS ELECTROCENTRO (EX- AISLADO)			1,00	0,40	0,16	0,10	0,12	0,35
SER090	SER AUCAYACU			1,00	0,40	0,16	0,10	0,12	0,36
SER096	SER CARHUAMAYO			1,00	0,40	0,17	0,11	0,12	0,36
SER103	SER CORACORA III		0,28	0,27	0,25	0,24	0,22	0,22	0,25
SER107	SER HUANCAVELICA			1,00	0,40	0,16	0,11	0,12	0,36
SER108	SER HUANUCO			1,00	0,40	0,16	0,11	0,12	0,36
SER110	SER MANTARO (VARIOS)			1,00	0,40	0,16	0,10	0,12	0,36
SER111	SER Mazuko					0,36	0,11	0,18	0,22
SER113	SER PASCO			1,00	0,40	0,16	0,11	0,12	0,36
SER119	SER TARMA – CHANCHAMAYO			1,00	0,40	0,16	0,10	0,12	0,36
SER120	SER TINGO MARÍA			1,00	0,40	0,16	0,10	0,11	0,36
SER122	SER Tocache		0,30	0,30	0,26	0,35	0,37	0,37	0,32
SER124	SER VALLE MANTARO			1,00	0,40	0,16	0,11	0,12	0,36
SER125	SER YAUPI			1,00	0,40	0,16	0,10	0,12	0,36
	Total general								0,34

Fuente: Elaboración propia, 2018.

## **Nota biográfica**

### **Luis Enrique Grajeda Puelles**

Ingeniero Electricista, egresado de la Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco, cuenta con una Maestría en Ingeniería Eléctrica por la Universidad de Tarapacá, y con estudios de especialidad en Regulación, Gestión y Dirección de empresas eléctricas.

Cuenta con más de 25 años de experiencia en el sector eléctrico peruano, desempeñándose en diferentes áreas de especialidad. Actualmente es gerente de la División de Distribución eléctrica de Osinergmin.