

Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Estudios de Posgrado

MAESTRÍA EN ECONOMÍA

TRABAJO FINAL DE MAESTRÍA

Regulación, propiedad y eficiencia:
el caso de la industria de distribución eléctrica
latinoamericana durante el período 2003-2016

AUTOR: JUAN PABLO MARZOCCA

DIRECTOR: CARLOS ADRIÁN ROMERO

OCTUBRE 2020

Resumen

En el presente trabajo se analiza el desempeño en términos de eficiencia de las empresas de distribución eléctrica latinoamericanas durante el período 2003-2016, de acuerdo a la propiedad de las mismas y al esquema regulatorio adoptado en el país de localización. Para ello, se lleva a cabo un análisis empírico de fronteras estocásticas de eficiencia, bajo la técnica de función de distancia orientada insumos. Los principales hallazgos del estudio dan cuenta que la eficiencia técnica del sector en la región alcanzó durante el período niveles intermedios, caracterizados por un elevado grado de dispersión. La evolución en el tiempo de dicha eficiencia fue positiva y debida más bien al acercamiento de las empresas a la frontera de eficiencia, que al cambio tecnológico por desplazamiento de la frontera. En lo que respecta a los efectos del esquema regulatorio adoptado sobre la eficiencia de las empresas, se corroboró un impacto positivo en aquellas reguladas por esquemas de incentivos basados en la variante de Empresa Modelo. Dichas empresas fueron las de mejores resultados, obteniendo en promedio, el mayor grado de eficiencia técnica. En el extremo opuesto, fue posible observar que el esquema regulatorio de empresa integrada verticalmente tuvo efectos significativamente negativos sobre el desempeño de las empresas. Estas, fueron en promedio, las de menor grado de eficiencia técnica. Por último, en lo que concierne al análisis de la propiedad de las empresas, los hallazgos no resultaron concluyentes. Si bien el coeficiente asociado a la propiedad pública resultó positivo y significativo en la mayoría de los modelos, se encontró que estas empresas fueron, en promedio, las de menor grado de eficiencia técnica. Se entiende que los resultados de este estudio aportan evidencia relevante para la toma de futuras decisiones de política regulatoria por parte de los organismos reguladores de la región. Los beneficios que apareja la implementación de esquemas de regulación por incentivos basados en la variante de Empresa Modelo son evidentes. En tal sentido, replicar algunos de los aspectos de los esquemas aplicados en Chile o Perú podría tener efectos positivos en el desarrollo de la actividad en otros países. Por último, el hecho que las empresas verticalmente integradas hayan sido las de peor desempeño, arroja evidencia parcial en contra de este tipo de organización sobre el desarrollo de la actividad de distribución.

Palabras clave: eficiencia, regulación, frontera estocástica, distribución eléctrica.

Índice General

Resumen	2
Índice General	3
1. Introducción	5
2. Marco teórico	8
2.1. Regulación de la distribución eléctrica	8
2.1.1. Características de la actividad: un monopolio natural.....	8
2.1.2. Regulación tradicional	10
2.1.3. Regulación por incentivos: Precio Máximo e Ingreso Máximo.....	13
2.1.4. Regulación por incentivos: Competencia por Comparación.....	15
2.1.5. Discusión y críticas a la regulación por incentivos	16
2.2. Revisión de la literatura empírica	19
2.2.1. Literatura seleccionada	19
2.2.2. Lecciones aprendidas.....	29
2.3. El contexto latinoamericano	32
2.3.1. Argentina.....	33
2.3.2. Brasil.....	35
2.3.3. Chile.....	37
2.3.4. Ecuador	39
2.3.5. El Salvador	41
2.3.6. México	43
2.3.7. Paraguay.....	44
2.3.8. Perú	46
2.3.9. Uruguay.....	48
2.3.10. Clasificación.....	50
3. Metodología	51
3.1. Análisis de eficiencia	51
3.1.1. Definición de eficiencia	51
3.1.2. Fronteras de eficiencia	52
3.1.3. Modelos paramétricos vs. No paramétricos.....	55
3.2. Fronteras estocásticas de producción	56

3.2.1.	Descripción de la técnica	56
3.2.2.	Funciones de distancia	60
3.2.3.	Variación de la ineficiencia y cambio tecnológico.....	63
3.2.4.	Variables ambientales	65
3.3.	Especificación del modelo	66
3.3.1.	Selección de variables.....	66
3.3.2.	Especificación de los modelos	71
3.3.3.	Base de datos.....	74
4.	Hallazgos.....	78
4.1.	Interpretación de los coeficientes y resultados esperados	78
4.2.	Modelos de largo plazo (2003 – 2016)	80
4.2.1.	Modelos sin pérdidas de energía	80
4.2.2.	Modelos con pérdidas de energía	86
4.2.3.	Resultados de eficiencia técnica.....	90
4.3.	Modelos de corto plazo (2011 – 2016)	95
4.3.1.	Modelos con calidad de servicio	95
4.3.2.	Resultados de eficiencia técnica.....	98
5.	Conclusiones	101
	Referencias bibliográficas	106
	Anexos	114
A.1.	Base de datos.....	114
A.1.1.	Argentina.....	115
A.1.2.	Brasil.....	131
A.1.3.	Chile.....	152
A.1.4.	Ecuador	160
A.1.5.	El Salvador	181
A.1.6.	México	187
A.1.7.	Paraguay.....	189
A.1.8.	Perú.....	191
A.1.9.	Uruguay.....	196
	Índice de Abreviaturas	198

1. Introducción

Durante las últimas décadas del siglo XX, la industria de los servicios públicos fue testigo de un proceso global de reforma que modificó sustancialmente la organización y el modo en el cual sus actividades eran llevadas a cabo.

Sectores de infraestructura que hasta ese momento permanecían bajo el control monopolístico estatal, tales como el eléctrico o el de telecomunicaciones, fueron abiertos a la participación privada y reestructurados verticalmente, separando las actividades potencialmente competitivas de aquellas con características de monopolio natural (Jamasb & Pollit, 2007).

Dentro de este último grupo, se destacó particularmente, el caso de la actividad de distribución eléctrica. Además de la privatización de las empresas, el proceso de reforma implicó en el sector de distribución, el diseño y adopción de nuevos esquemas regulatorios, conocidos bajo el nombre de regulación por incentivos. Dichos esquemas, incluían mecanismos que buscaban fomentar la inversión en el sector, con el objetivo final de alcanzar un mayor nivel de eficiencia y favorecer entonces a la maximización del bienestar social.

Si bien múltiples países optaron por realizar transformaciones de este tipo sobre su sector de distribución, en lo que refiere a Latinoamérica, el proceso de reforma no resultó justamente homogéneo. Los caminos tomados por los países de la región fueron sumamente variados, partiendo desde casos donde la privatización fue prácticamente total y se aplicaron mecanismos de regulación por incentivos, hasta otros donde las reformas nunca se llevaron a cabo y el Estado mantuvo el control del segmento de distribución mediante grandes empresas integradas verticalmente.

Esta heterogeneidad en los caminos adoptados, ha motivado entonces la realización del presente estudio. El mismo, tiene como objetivo central analizar cuál ha sido el desempeño en términos de eficiencia de las empresas de distribución eléctrica en Latinoamérica, de acuerdo a la propiedad de las mismas y al esquema regulatorio adoptado.

Para ello, se realiza un análisis empírico de fronteras estocásticas de eficiencia, bajo la técnica de función de distancia orientada insumos. Esta metodología permite la estimación de fronteras tecnológicas de producción, que representan de manera relativa las mejores

prácticas del sector. De esta forma, a partir de la distancia que exista entre el vector de producción de cada empresa y la frontera del sector, es posible obtener la eficiencia técnica de la misma.

Además, la metodología de fronteras estocásticas cuenta con la ventaja de que permite, no solo identificar las variaciones de la eficiencia de acuerdo al paso del tiempo, diferenciándolas del cambio tecnológico; sino también determinar el impacto que variables ambientales o de entorno puedan haber tenido sobre la misma, tales como la propiedad o el esquema regulatorio del país de localización (en ambos casos, ventajas relacionadas con los objetivos del trabajo).

En particular, ocho especificaciones fueron estimadas, aplicadas sobre dos bases de datos distintas:

- Los modelos 1 al 6, fueron estimados sobre un panel de datos levemente desbalanceado de 951 observaciones, correspondientes a 17 variables para 73 empresas distribuidoras de energía eléctrica, localizadas en 9 países diferentes de la región latinoamericana¹, durante el período 2003-2016.
- En cambio, los modelos 7 y 8, fueron estimados sobre un panel de datos reducido y levemente desbalanceado, de 339 observaciones, correspondientes a 18 variables para 57 empresas distribuidoras de energía eléctrica, localizadas en 8 países diferentes de la región², durante el período 2011-2016. La principal diferencia con la base anterior, radica en la inclusión de variables de calidad de servicio para las cuales la información disponible resultó limitada.

Cabe destacar que el presente trabajo no busca estudiar los efectos inmediatos asociados al proceso de reforma, sino más bien entender cuál fue el desempeño de las empresas en el largo plazo. En esencia, se busca responder las siguientes preguntas de investigación:

¹ Argentina, Brasil, Chile, Ecuador, El Salvador, México, Paraguay, Perú y Uruguay.

² Argentina, Brasil, Chile, Ecuador, El Salvador, Paraguay, Perú y Uruguay.

- a) ¿Cuál ha sido el desempeño en términos de eficiencia técnica de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en la región latinoamericana durante el período de análisis (2003-2016)?
- b) ¿De qué manera los resultados pueden haber sido afectados por el esquema regulatorio adoptado en el país de localización?
- c) ¿De qué manera los resultados pueden haber sido afectados por la propiedad de las empresas?

Se entiende que los resultados de este estudio poseen particular importancia ya que permitirían aportar evidencia relevante para la toma de futuras decisiones de política regulatoria.

Además de este primer apartado introductorio, el presente documento cuenta con la siguiente estructura: en la sección 2 se presenta el marco teórico, el cual incluye una presentación de las implicancias de la regulación sobre la actividad de distribución eléctrica, así como también la revisión de la literatura empírica relevante y la descripción del contexto latinoamericano. En la sección 3, por otro lado, se describe en profundidad la metodología aplicada y las especificaciones estimadas. En la sección 4, se exponen los hallazgos encontrados y, finalmente, en la sección 5, se presentan las conclusiones y comentarios finales.

2. Marco teórico

2.1. Regulación de la distribución eléctrica

2.1.1. Características de la actividad: un monopolio natural

La actividad de distribución eléctrica comprende al penúltimo eslabón de la cadena de producción del sistema eléctrico. En dicha cadena, la energía eléctrica es primero producida y suministrada por los generadores, luego transportada en alta tensión y por largas distancias mediante el sistema de transmisión y, finalmente, transformada a media y/o baja tensión para ser distribuida y comercializada a los consumidores finales, a través de las redes de distribución³.

Mientras que la generación y la comercialización son usualmente consideradas como potencialmente competitivas, la transmisión y la distribución son encuadradas como monopolios naturales. Esto se debe a que, tanto para la prestación del servicio de transmisión, como el de distribución, es necesario incurrir inicialmente en elevados costos fijos de infraestructura, los cuales superan ampliamente a los costos variables de transporte de la energía y, por lo tanto, limitan seriamente la introducción de competencia⁴.

Además, se observa que, en el caso puntual de la distribución eléctrica, la actividad comparte la totalidad de las características típicas de un monopolio natural, de acuerdo a la clasificación propuesta por Farrer y Giffen (1902):

1. Existencia de economías de escala.
2. Actividad intensiva en capital.
3. Imposibilidad de almacenamiento ante fluctuaciones de demanda.
4. Actividad atada a una localización específica, con ganancias asociadas a ello.

³ En algunos países de Latinoamérica, la figura del comercializador minorista es prácticamente inexistente. En estos casos, la actividad suele ser llevada a cabo por las propias empresas de distribución. Argentina, Chile, Ecuador y Perú son ejemplos de ello (descontando aquellos países donde la totalidad de la cadena productiva se encuentra integrada verticalmente).

⁴ Cabe destacar que, de darse la situación en la cual dos o más empresas construyan paralelamente redes de distribución en la misma región geográfica, con el objetivo de prestar el servicio al mismo grupo de consumidores, resultaría tan ineficiente en términos económicos, como prohibitivo (Pérez-Arriaga, 2014).

5. Producción de un bien básico.
6. Relación directa con los clientes.

Dada su naturaleza tecnológica intensiva en capital y, el hecho que requiere incurrir en elevados costos hundidos (asociados a la necesidad concreta de que los activos principales se ubiquen cercanos a la demanda), se da en la actividad la aparición de economías de escala. Bajo las mismas, se observa que el costo medio para la prestación del servicio posee un comportamiento decreciente a medida que se conectan más usuarios finales a la red o se distribuye una mayor cantidad de energía⁵. Esta condición, genera la denominada subaditividad de costos (Arias & Cadavid, 2004).

Si bien la definición usual de monopolio natural depende en esencia de la aparición de economías de escala, Newbery (2002) destaca que, es la tercera característica, la que precipita la falla de mercado. Ante fluctuaciones de la demanda de electricidad, el hecho que la misma no pueda ser convenientemente almacenada, provoca que la capacidad de distribución, deba ser diseñada de forma tal que cubra el pico máximo de demanda. De existir competencia, se acentuaría más aún, la ineficiencia por duplicidad de esfuerzos.

Por otro lado, el hecho que la actividad se asocie a una localización específica, implica que, diferentes empresas, podrían competir para desarrollar la actividad de manera independiente en sub-localizaciones no solapadas, sin provocar la duplicidad de inversiones. No obstante, al existir externalidades de red⁶, el sistema se beneficiaría en el caso que hubiese un solo monopolio local, ya que se verían reducidos los costos en materia de coordinación, interconexión y estandarización (Newbery, 2002).

Más allá de las razones que fundamentan su condición de monopolio natural, la existencia del mismo puede traer aparejadas consecuencias negativas para los consumidores finales. Al no existir competencia, y tratarse el suministro eléctrico de un bien básico de

⁵ De acuerdo a Llona (1999), la condición de monopolio natural de la actividad de distribución se debe más a la existencia de economías de densidad que a economías de escala, entendiendo a estas como la reducción de los costos medios a medida que se incrementa el número de clientes conectados o energía distribuida, por metro cuadrado del área de concesión.

⁶ Las externalidades de red aparecen cuando el beneficio de un usuario depende positivamente del número de otros usuarios consumiendo el mismo bien o servicio (conectados a la red) (Newbery, 2002).

demanda inelástica, se genera una posición dominante por parte del distribuidor monopolista, la cual le permite la fijación de precios muy superiores a los costos de producción, posibilitando la apropiación de rentas monopólicas. Esto genera, en última instancia, una pérdida de eficiencia económica (Pérez-Arriaga, 2014).

Otros autores como Arias y Cadavid, (2004), argumentan que, además, la asimetría de información existente entre los prestadores del servicio de distribución y los clientes, también favorece la aparición de comportamientos “oportunistas” por parte del primero. Ello puede propiciar rentas de información, las cuales se traducen en mayores precios para el consumidor final y detrimento de la calidad y confiabilidad del servicio.

Dada esta serie de consecuencias negativas, que surgen por la propia existencia de los monopolios naturales y sus características, se hace entonces necesaria la intervención del Estado. La misma, puede venir por el lado de la regulación de la actividad, o a partir de la propiedad pública (Pérez-Arriaga, 2014).

Sea cual sea la alternativa elegida y, en el caso de la regulación, el esquema seleccionado, ello tendrá un impacto directo sobre la forma en la cual las empresas desarrollen la actividad.

2.1.2. Regulación tradicional

La importancia estratégica del sector, junto a la visión tradicional de los servicios públicos y, las características intrínsecas de red que posee la industria (donde existe una elevada necesidad de coordinación entre los agentes), hicieron que en sus inicios, el servicio de distribución eléctrica fuera prestado por grandes empresas integradas verticalmente⁷, comúnmente de propiedad pública (Jamass & Pollit, 2007) .

Estas empresas, eran originalmente reguladas en Estados Unidos bajo esquemas del estilo de *Costo de Servicio*, en los que las tarifas, se fijaban o actualizaban durante procesos de revisión general, comúnmente disparados bajo la solicitud de las propias empresas. En muchos otros países, la prestación era estatal.

⁷ Que además llevaban a cabo las actividades de generación, transmisión y comercialización eléctrica.

El objetivo de dichas tarifas consistía en garantizar la recuperación de los costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a las obligaciones de cobertura y calidad del servicio (Pérez-Reyes, 2013). Asimismo, en los casos en que la actividad era llevada a cabo a manos de agentes privados, se incluía además una tasa de retorno sobre las inversiones en capital, interpretada como una retribución “justa y razonable” a la base de activos utilizada.

Las obligaciones del regulador durante los procesos de revisión, incluían la supervisión y control de costos de operación y mantenimiento, la determinación de la base de capital reconocida, y, de aplicarse, la fijación de la tasa de retorno permitida (Dammert Lira, García Carpio & Molinelli Aristondo, 2008).

Para ello, el regulador contaba con la potestad de “desautorizar” cualquier costo incurrido en la inversión de capital o en la operación y mantenimiento, que considerase como imprudente o innecesario⁸. Se entendía, que la amenaza de la utilización de esta herramienta, consistía en un incentivo hacia el desempeño eficiente por parte de las empresas (Joskow & Schmalensee, 1986).

La justificación detrás de la aplicación de estos mecanismos sencillos, solía basarse en la premisa que, dado que existe una clara asimetría de información a favor de la empresa (el regulador no conoce los costos de producción), y que el bienestar social no es puramente observable, la adopción de un esquema complejo, no garantizaría que los costos reconocidos sean los adecuados. Un esquema complejo, pero pobremente diseñado, además de costoso, podría beneficiar excesivamente a la firma monopolista o, al contrario, generar costos excesivos que derivasen en una reducción indeseada de la calidad o cierre de la actividad (Coase, 1945).

Frente a este argumento, surgió en la década del 60, la crítica de Averch y Johnson (1962). De acuerdo a dichos autores, los principales defectos del esquema de Costo de Servicio, se presentaban a la hora de fijar la tasa de retorno permitida. En el caso que el regulador estableciese una tasa de retorno superior al verdadero costo del capital de las

⁸ Esto incluye también, aquellos casos en los cuales la distribuidora pudiese haber incurrido en costos de servicios que podrían haberse obtenido de forma más barata. El concepto jurídico consistía en remunerar el capital “útil y utilizado” [en la prestación].

empresas, que era una práctica común, se generaba entonces un incentivo a que las mismas sobre-invirtiesen (provocando potencialmente un incremento de la ineficiencia económica, y efectivamente un sesgo tecnológico a prestaciones de servicios capital intensivas). En cambio, de fijar una tasa inferior al costo del capital, la distribuidora vería incentivos a reducir sus inversiones, provocando luego un incremento en los costos de operación y mantenimiento, efecto que también incrementa la ineficiencia económica (Pérez-Arriaga, 2014)⁹.

Paralelo al efecto Averch-Johnson, otra crítica que surgió hacia los esquemas de Costo de Servicio, fue aquella denominada como efecto *ineficiencia X*: debido a la ausencia de competencia, y a que el esquema tradicional permitía en principio (dada la posibilidad de rezago regulatorio en el reconocimiento de mayores costos) recuperar la totalidad de los costos incurridos, las empresas reguladas tendrían pocos o ningún incentivo a reducir los costos de producción. Ello, provocaría que, en última instancia, dichos costos resultasen siendo superiores a los propios de una operación eficiente (Leibenstein, 1966).

Cabe destacar que, esta crítica, fue también desarrollada teóricamente por Laffont y Tirole (1993), bajo la perspectiva del modelo del principal y el agente. En el mismo, el principal (regulador), debe diseñar un contrato que maximice el bienestar social, pero teniendo en cuenta que el agente (firma) buscará su máximo beneficio y, además, existe una situación de asimetría de información a favor de este último.

De acuerdo a dichos autores, de llevarse a cabo un contrato que reconozca la totalidad de los costos incurridos¹⁰, la asimetría de información provocaría una situación de *riesgo moral*. Las empresas, al ver que no son recompensadas por el esfuerzo destinado a la reducción de costos y, conociendo que el regulador no tiene forma alguna de observar el esfuerzo realizado al respecto, reducirían el mismo al mínimo posible (resultando inferior al óptimo social).

En consecuencia, es probable que los precios que los consumidores debiesen pagar por el servicio, terminen siendo superiores a los que efectivamente hubieran sido, de haber

⁹ Comúnmente conocido como *efecto Averch-Johnson*.

¹⁰ Lo cual replica en esencia a un esquema de Costo de Servicio.

incurrido las empresas en un mayor esfuerzo de reducción de costos (Laffont & Tirole, 1993).

Finalmente, en relación a esta última crítica, se encuentra la realizada por Joskow y Schmalensee (1986): debido a las asimetrías de información existentes, a los reguladores les resulta muy difícil discernir y justificar si el comportamiento de la empresa ha sido el óptimo, o si ha tomado decisiones imprudentes. De esta forma, la amenaza de desautorizar los costos incurridos resulta poco creíble, provocando que el mecanismo sea ineficaz para incentivar un comportamiento eficiente.

2.1.3. Regulación por incentivos: Precio Máximo e Ingreso Máximo

A mediados de los años 80', se desarrolló en Reino Unido, una importante serie de reformas sobre las industrias de servicios públicos¹¹. Las mismas, tenían como característica principal una fuerte orientación *pro-mercado*, en la cual el Estado, que hasta dicho momento poseía el monopolio de las actividades de infraestructura, cedía su operación a agentes privados, pasando a tomar un rol de regulador y/o controlador (Joskow, 2014).

Este proceso, fue el primero de una ola de cambios, que afectó el marco institucional, organizacional y legal de las industrias de servicios públicos en múltiples países. Para el caso particular del sector eléctrico, además de la privatización de las empresas, las reformas involucraron la separación vertical de la actividad¹², la creación de organismos reguladores, el diseño del mercado mayorista eléctrico para generación y, en el caso de las actividades de transmisión y distribución, la aplicación por primera vez, de esquemas de regulación por incentivos (Jamasp & Pollit, 2007).

El principio general de este tipo de esquemas, se basa en el desarrollo de procesos tarifarios regulares, que fijan durante intervalos de tiempo relativamente largos (4 a 5 años generalmente), las tarifas que las empresas cobran por brindar el servicio. Durante este período, se aplican además fórmulas de ajuste automáticas que corrigen las tarifas de acuerdo

¹¹ Esto ocurrió también en los sectores de telecomunicaciones, gas y ferrocarriles. En otras industrias privatizadas, como el agua y el saneamiento no se aplicó la reestructuración vertical, pero sí la horizontal (geográfica) en muchos casos.

¹² Generación, transmisión, distribución y comercialización.

con cambios en variables relevantes como el número de clientes, la inflación y en algunos casos, mejoras de productividad¹³.

Son considerados esquemas de incentivos, dado que, al desacoplar el precio de las tarifas de los costos incurridos (históricos) de prestar el servicio, cualquier reducción en estos últimos, genera directamente un aumento en la rentabilidad de la empresa (hasta que el cálculo tarifario sea rehecho al concluir el período de fijación). Ello, incentiva a que las mismas incrementen sus esfuerzos, lo cual se traduce en una mayor eficiencia, dado que las firmas pueden, hasta la próxima revisión, usufructuar dichas bajas de costos como beneficios propios (Joskow, 2008).

Cabe destacar que, al finalizar el intervalo de tiempo por el cual son fijadas las tarifas, se inicia un nuevo proceso tarifario. Tanto en el primero, como en los procesos posteriores, los reguladores definen las tarifas de la empresa a través de una revisión en detalle de sus componentes de costos. Ello permite que, al término de cada proceso, las ganancias de rentabilidad que obtuvieron las empresas por una mejora de eficiencia y que capitalizaron temporalmente como beneficios, puedan ser ahora apropiadas por los consumidores en forma de menores tarifas.

En la práctica, los esquemas regulatorios más comunes suelen ser los de *Precio Máximo* e *Ingreso Máximo*.

Como bien indica su nombre, en los esquemas de Precio Máximo, el regulador determina el tope de precios que una empresa puede cobrar a cada categoría de clientes por el servicio de distribución eléctrica. Estos precios, son periódicamente ajustados durante el período tarifario, para dar cuenta de la inflación y corregidos por un factor de eficiencia asociado a los incrementos esperados en la productividad al momento de fijar la tarifa.

Por otro lado, en los esquemas de Ingreso Máximo, el regulador establece el tope de ingresos que las empresas tienen permitido obtener durante cada año del período tarifario. Al igual que para el caso anterior, estos topes de ingreso, son ajustados regularmente para dar cuenta de la inflación y corregidos por un factor de eficiencia. En algunos casos, también se incorporan ajustes por variaciones en factores de costos que se hallen por fuera del control

¹³ Este último, conocido comúnmente como *Factor X*.

de la empresa. Algunos ejemplos son el número de clientes, las ventas de energía, o el tamaño de la red.

Si bien similares, la diferencia principal entre estos esquemas, se halla en el efecto que posee en ambos la variación de las ventas de energía. Bajo el esquema regulatorio de Precio Máximo, un incremento en ventas se traduce directamente en mayores ingresos para la empresa. En cambio, bajo el esquema de Ingreso Máximo, ello dependerá de la fórmula establecida para el ajuste por variaciones en los factores de costos (Pérez-Arriaga, 2014).

De acuerdo a Stoft (1995), esta diferencia hace que cada esquema, promueva distintos incentivos sobre el comportamiento de las empresas. Más allá de que las mismas no pueden controlar directamente sus ventas de energía, las distribuidoras cuentan con algunas herramientas para alterarlas levemente de manera indirecta¹⁴.

En tal sentido, dependiendo de la función de costos, esquemas de Precio Máximo promoverán la maximización de las ventas por cliente, mientras que aquellos de Ingreso Máximo promoverán la minimización de la base de clientes.

2.1.4. Regulación por incentivos: Competencia por Comparación

Además de los esquemas de Precio Máximo e Ingreso Máximo, existe una segunda corriente de esquemas de regulación por incentivos, conocidos bajo el nombre de *Competencia por Comparación o Yardstick Competition*.

Bajo este tipo de mecanismos, el regulador fija las tarifas de las empresas sobre la base de los costos promedios de otras distribuidoras operando en zonas y condiciones similares. Dado que para calcular el costo promedio no se utilizan los valores de la propia empresa, se genera entonces un incentivo a la reducción de los mismos, ya que cualquier ganancia de eficiencia se traduciría entonces en un mayor beneficio. De esta forma, se busca replicar de manera artificial, al concepto de competencia (Shleifer, 1985).

Para su aplicación, el proceso regulatorio, suele constar de dos etapas. En la primera de ellas, las empresas son comparadas entre sí, a fines de determinar la frontera eficiente.

¹⁴ Publicidad, gestión de la demanda o promoción de la auto-generación, son algunas de las formas en las que las empresas pueden alterar la base de clientes o las ventas por cliente (Stoft, 1995).

Subsecuentemente, a cada empresa se le calcula un objetivo de reducción de costos, basado en su distancia a la frontera, a fines que alcance eventualmente dicha frontera (Weyman-Jones, 2001).

Cabe destacar que, este tipo de esquema, presenta dos grandes dificultades: por un lado, para poder ser llevado a cabo, el regulador debe contar con información suficiente de empresas relativamente comparables¹⁵. Por el otro, la aplicación de este tipo de mecanismo puede incentivar comportamientos colusivos entre las empresas reguladas.

Ante estas dificultades, los organismos reguladores de algunos países han desarrollado una variante de la Competencia por Comparación, conocida bajo el nombre de *Empresa Modelo*. En la misma, en lugar de comparar empresas similares, el regulador diseña una empresa virtual, que opera con los costos óptimos indispensables para proveer el servicio de forma eficiente, y que sirve como patrón de comparación (Dammert Lira, García Carpio & Molinelli Aristondo, 2008).

Uno de los problemas de este esquema, es que el modelo de cálculo para construir la empresa virtual (que como tal no existe, dado que el modelo referido es una optimización teórica sin costos hundidos) puede resultar siendo excesivamente alejado de la realidad. Por ese motivo, algunos de los reguladores que aplican este tipo de esquemas, como el caso de Chile, optan por diferenciar el modelo de acuerdo a ciertas condiciones de entorno en las que opera cada empresa (Rudnick & Raineri, 1997). De esta forma, se calculan y aplican diversos modelos, de acuerdo a características tales como la densidad poblacional o densidad de usuarios en el área de concesión, o incluso diferenciando los casos en los que la empresa abastece mayoritariamente zonas rurales de las urbanas.

2.1.5. Discusión y críticas a la regulación por incentivos

Si bien existe una suerte de consenso respecto a los beneficios que apareja la implementación de esquemas de regulación por incentivos, un número importante de autores han observado que su aplicación también conlleva ciertas desventajas.

¹⁵ De compararse empresas disímiles, será imposible determinar en qué grado las diferencias entre los costos de ambas pertenecen cuestiones asociadas a la eficiencia, y en que otro a condiciones externas, por fuera del control de las mismas.

En primer lugar, Newbery (2002), argumenta que, previo a la propia regulación por incentivos, ya el simple hecho de liberalizar y separar verticalmente empresas de red que podrían potencialmente estar integradas resulta en una pérdida de economías de ámbito o gama (scope). Estas son, las ventajas de coordinación, operación y expansión del sistema.

Además, a la hora de establecer la regulación del servicio, el hecho de que tenga que ser de manera separada para cada etapa de la cadena productiva, implica una complejidad mucho mayor que en el caso de la actividad completamente integrada (esto es en términos de la fijación de precios y la garantía de acceso al sistema). El esquema óptimo a implementar, dependerá de las condiciones propias de cada sistema en particular (tamaño, instituciones, etc.) (Newbery, 2002).

Por otro lado, si bien los esquemas de incentivos, frente a los tradicionales, cuentan con la ventaja de poder solucionar los problemas de riesgo moral que conlleva la asimetría de información, Laffont y Tirole (1993) destacan que el desacople entre los precios de las tarifas y sus costos, puede provocar que ocurran situaciones de *selección adversa*.

Bajo las mismas, el regulador, que no posee certezas respecto a las verdaderas oportunidades de costo cada empresa, debe fijar una tarifa lo suficientemente alta, con tal de asegurar la cobertura de la restricción presupuestaria en el hipotético caso de que se trate de una empresa de costo alto. A fines de obtener ganancias mayores, las empresas de bajo costo, tendrán incentivos a ocultar su condición.

Si bien, el mecanismo es capaz de proveer incentivos hacia una mayor eficiencia vía la reducción de costos, es potencialmente perjudicial para los consumidores, ya que puede provocar que los precios resulten demasiado altos, alterando el óptimo social, que es el objetivo último de la regulación. Este efecto, da cuenta de la existencia de una suerte de trade-off entre eficiencia y distribución.

Otros autores, como Joskow y Schmalensee (1986) y Joskow (2008, 2014), critican el hecho que, si bien a primera vista parecen simples, los mecanismos de incentivos conllevan varios problemas de implementación.

En primer lugar, de manera similar a los esquemas de Costo de Servicio, al inicio de cada proceso tarifario es necesario fijar un punto de partida para las tarifas. Ello apareja múltiples dificultades, como son la necesidad de adoptar reglas que permitan garantizar una

adecuada contabilidad de los costos, establecer requerimientos de provisión de información que cuenten con protocolos de monitoreo y la realización de auditorías (Joskow, 2014).

Luego, se deben establecer los mecanismos de actualización, de acuerdo a la inflación y las ganancias por productividad. Mientras que, para el primer caso, la utilización de índices generales como índices de precios al consumidor, o índices de precios mayoristas, pueden parecer en principio razonables, es posible que su comportamiento difiera notablemente de la evolución de los costos de la distribuidora (Joskow & Schmalensee, 1986).

Por otro lado, la estimación de la productividad esperada para el cálculo del factor X, resulta una tarea aún más compleja. La misma debe considerar aspectos tales como la eficiencia relativa de cada empresa, la base de capital, previsiones respecto a las adiciones futuras y sus tasas de depreciación, entre otros (Joskow, 2008).

Además, algunas de las supuestas ventajas inherentes de los esquemas de incentivos, como la institucionalización del período tarifario, que prometían ser simples y menos costosas que los esquemas tradicionales de Costo de Servicio, se revelaron ilusorias. Bajo ciertas condiciones, la propia demora administrativa del regulador (rezago regulatorio) en los esquemas de Costo de Servicio, puede actuar de igual manera (Joskow & Schmalensee, 1986).

Finalmente, uno de los aspectos más criticados de los esquemas por incentivos, es el potencial efecto negativo en la calidad. Dado que bajo los mismos, las empresas distribuidoras poseen un fuerte incentivo a la reducción de sus costos, existe el peligro de que ellas lo logren en detrimento de su calidad de servicio, siempre y cuando exista una correlación positiva entre ambas variables¹⁶ (Jamash & Pollit, 2007).

Para evitar ello, los organismos reguladores suelen incorporar incentivos económicos bajo la forma de recompensas marginales por mejoras en indicadores determinados, o estándares mínimos, que, de no ser alcanzados, conllevan a penalidades económicas.

¹⁶ Contrariamente, bajo esquemas de Costo de Servicio, dado que las empresas pueden recuperar la totalidad de los costos prudentemente incurridos, existe en teoría un incentivo positivo a la mejora de la calidad (Hill, 1995).

En el extremo, en algunos países desarrollados, se aplican al día de hoy esquemas de incentivos que asocian el ingreso máximo permitido de cada empresa, a factores de calidad (individuales para cada distribuidora o región). Este tipo de esquemas son conocidos bajo el nombre de *Regulación Basada en Performance* (Pérez-Arriaga, 2014).

El problema de ello, es que, para lograr una implementación beneficiosa, los incentivos asociados a factores de calidad deben estar correctamente calibrados. Ello requiere, que el regulador pueda, de alguna manera, dimensionar el beneficio social que otorga una mayor calidad de servicio frente a la pérdida de eficiencia económica (Joskow, 2014).

Es así que, en conclusión, al día de la fecha, no existe certeza sobre cuál sea el esquema regulatorio óptimo a la hora de alcanzar una mayor eficiencia del sector y maximizar el bienestar social. Una prueba de ello, es el simple hecho de que exista una notable heterogeneidad entre los esquemas y mecanismos de regulación adoptados por los distintos países, incluso para una misma región.

2.2. Revisión de la literatura empírica

2.2.1. Literatura seleccionada

El análisis de la productividad y eficiencia del sector de distribución eléctrica, ha sido un tema muy presente en los trabajos de investigación empírica durante los últimos 30 años. Al tratarse de un sector que ha sido partícipe de una importante ola de reformas a nivel global, las cuales abarcan desde la desintegración vertical y privatización de empresas públicas hasta la imposición de esquemas regulatorios de incentivos, una cantidad no menor de los estudios se ha centrado en estimar el impacto de dichas reformas en la actividad.

Por otro lado, algunos autores han puesto el énfasis en estudiar como las características intrínsecas de las propias empresas, o factores del entorno en el que operan, pueden determinar el nivel de eficiencia de aquellas. Entre los más estudiados, se hallan la escala, el nivel de dispersión de los clientes o la localización de las empresas.

Finalmente, existe un número menor de trabajos que ha tenido como objetivo la comparación internacional de resultados.

A continuación, se presenta un resumen de la literatura empírica. La misma ha sido seleccionada teniendo en cuenta a la relevancia que posee para la realización del presente

trabajo, dados los objetivos principales, metodología implementada y ámbito de estudio. En tal sentido, el criterio de selección ha sido el siguiente:

1. En primer lugar, se centró la revisión en trabajos empíricos que analicen específicamente la eficiencia del sector de distribución eléctrica (o en todo caso del sector eléctrico verticalmente integrado).
2. En cuanto a aspectos metodológicos, se focalizó en aquellos trabajos que considerasen el enfoque de fronteras de eficiencia, ya sea bajo métodos paramétricos o no paramétricos.
3. Respecto al ámbito de estudio, si bien se contempló literatura correspondiente al desarrollo de la actividad en diversos países, se dio prioridad a aquellos trabajos en los que se analiza la eficiencia de empresas ubicadas en la región latinoamericana.
4. Finalmente, se prestó especial atención a aquellos estudios que poseen objetivos asimilables a los del presente trabajo, tales como el análisis del efecto de variables ambientales o de entorno¹⁷ en la determinación de la eficiencia o la comparación internacional.

En la Tabla 1 se presenta, bajo un orden cronológico, la literatura seleccionada. Cabe destacar que, tanto la investigación exploratoria de Jamasb, Mota, Newbery y Pollitt (2005), así como la extensa revisión realizada por Pérez-Reyes en su trabajo (2015), han servido de valiosa ayuda para completar la revisión de la literatura empírica.

¹⁷ Propiedad pública, localización, cambio de régimen regulatorio, etc.

Tabla 1 – Revisión de la literatura empírica

Año	Autores	Período, Lugar y Muestra	Técnica de Estimación y Modelo Estimado	Insumos	Productos	Ambientales
1991	Weyman-Jones (1991)	Reino Unido (1986/7), 12 Empresas Integradas Verticalmente	DEA, Frontera de Producción	Empleados y Red de distribución (KM)	Ventas de energía Residenciales (MWh), Ventas de energía Comerciales (MWh) y Ventas de energía Industriales (MWh)	-
1992	Hjalmarsson y Veiderpass (1992)	Suecia (1985), Múltiples Empresas Distribuidoras (285 observaciones)	DEA, Frontera de Producción	Trabajo (suma total de horas), Red de Distribución BT (KM), Red de AT (KM) y Capacidad de Transformación MT/BT (MVA)	Clientes BT, Clientes AT, Ventas de energía BT (MWh) y Ventas de energía AT (MWh)	-
1996	Bagdadioglu, Price y Weyman-Jones (1996)	Turquía (1991), 70 Empresas Distribuidoras	DEA y Mann-Whitney, Frontera de Producción	Empleados, Red de Distribución (KM), capacidad de transformación MT/BT (MVA), Gastos Generales (Liras turcas) y Pérdidas (%)	Clientes, Ventas de energía (MWh), Demanda Máxima (MW) y área de servicio (KM ²)	-
1998	Kumbhakar y Hjalmarsson (1998)	Suecia (1970-1990), Múltiples Empresas Distribuidoras (2275 observaciones)	DEA y Función de requisitos de Trabajo, Función de Producción	Empleados, y capacidad de transformación (MVA)	Ventas de energía BT (MWh), Ventas de energía AT (MWh)	Clientes AT, Clientes BT y Red de Distribución (KM)
1999	Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier (1999)	América del Sur (1994), 51 Empresas Distribuidoras	Fronteras Estocásticas y DEA, Frontera de Producción	Empleados, Red de Distribución (KM) y Capacidad de Transformación (MVA)	Clientes	Área de Distribución (KM ²), Ventas de Energía (MWh), Factor de Carga (%), PIB per cápita (Dólares a paridad de poder de compra) y Ventas a Clientes Industriales (%)
2000	Rodríguez Pardina y Rossi (2000)	América del Sur (1994-1997), 36 Empresas Distribuidoras	Fronteras Estocásticas, Frontera de Producción	Empleados, Red de Distribución (KM), y Capacidad de Transformación (MVA)	Clientes	Área de Distribución (KM ²), Ventas de Energía (MWh), Ventas a Clientes Residenciales (%) y Reforma (dummy)

Año	Autores	Período, Lugar y Muestra	Técnica de Estimación y Modelo Estimado	Insumos	Productos	Ambientales
2002	Hattori (2002)	Estados Unidos y Japón (1982-1997), 21 Empresas Integradas Verticalmente	Fronteras Estocásticas, Función de Distancia orientada a insumos	Empleados y Capacidad de Transformación (MVA)	Ventas de energía Residenciales (MWh), Ventas de energía sector Comercial, Industrial y Otros (MWh)	Factor de Carga (%), Densidad de clientes (Clientes/KM ²), Consumo Medio (MWh/Cliente) y País (dummy)
2004	Estache, Rossi y Ruzzier (2004)	América del Sur (1994-2001), 84 Empresas Distribuidoras	Fronteras Estocásticas y DEA, Función de distancia orientada a insumos y de requisito de insumos	Empleados, Red de Distribución (KM) y Capacidad de Transformación (MVA)	Clientes, Ventas de energía (MWh) y área de servicio (KM ²)	Ventas a Clientes Residenciales (%) y PNB per Cápita (Dólares a paridad de poder de compra)
2004	Melo y Espinosa (2004)	Colombia (1999-2003), 20 Empresas Distribuidoras	Fronteras Estocásticas, Función de Distancia orientada a productos	Empleados y Capacidad de Transformación (MVA)	Ventas de energía Residenciales (MWh), Ventas de energía sector Comercial e Industrial (MWh) y Ventas de energía Otros Sectores (MWh)	Densidad Poblacional (habitante/KM ²), Consumo Medio (MWh/Cliente) y Proporción de Capacidad de Transformación Urbana (%)
2005	Abbot (2006)	Australia (1969-1999), Empresas Integradas Verticalmente de 5 Estados diferentes	DEA, Frontera de Producción	Empleados, Capacidad de Transformación (MVA), Red Total (KM), Capacidad de Generación (MW), Consumo de Energía (TJ)	Ventas de energía (MWh)	-
2006	Von Hirschhausen, Cullman y Kappeler (2006)	Alemania (2001), 307 Empresas Distribuidoras	DEA y Fronteras Estocásticas, Función de Distancia orientada a insumos	Base: Empleados y Red de Distribución (KM) Extendido: Demanda Máxima (MW), Pérdidas (MWh), Red Aérea (KM) y Red Subterránea (KM)	Base: Clientes y Ventas de energía (MWh) Extendido: Facturación (Euros), Clientes Residenciales y Clientes no Residenciales	Índice inverso de densidad poblacional (KM ² /habitante) y Región (dummy)
2009	Ramos-Real, Tovar, Iooty, De Almeida y Pinto (2009)	Brasil (1998-2005), 18 Empresas Distribuidoras	DEA, Frontera de Producción	Empleados, Red de Distribución (KM) y Pérdidas (MWh)	Clientes y Ventas de energía (MWh)	Área de Servicio (dummy categórica)

Año	Autores	Período, Lugar y Muestra	Técnica de Estimación y Modelo Estimado	Insumos	Productos	Ambientales
2010	Pérez-Reyes y Tovar (2010)	Perú (1996-2002), 14 Empresas Distribuidoras	Fronteras Estocásticas, Función de Distancia orientada a insumos	Empleados, Capital (Miles de Soles) y Pérdidas (MWh)	Clientes y Ventas de energía (MWh)	Inversión Media (Miles de Soles/Clientes), Ventas a Clientes de BT (%), Reforma (dummy) y Zona Geográfica (dummy categórica)
2010	Patiño Moya, Gómez Flórez y Osorio Medina (2010)	Colombia (2004-2007), 24 Empresas Distribuidoras	Fronteras Estocásticas, Función de Distancia orientada a insumos	Empleados, Capacidad de Transformación (MVA) y Red de Distribución (KM)	Ventas de energía Residenciales (MWh) y Ventas de energía No Residenciales (MWh)	Consumo Medio (MWh/Cliente) y Densidad de Transformación (MVA/Cliente)
2010	Tovar, Ramos-Real y De Almeida (2010)	Brasil (1998-2005), 17 Empresas Distribuidoras	Fronteras Estocásticas, Función de Distancia orientada a insumos	Empleados, Red de Distribución (KM) y Pérdidas (%)	Clientes y Ventas de energía (MWh)	-
2012	Çelen y Yalçın (2012)	Turquía (2002-2009), 21 Empresas Distribuidoras	FAHP, TOPSIS y DEA, Frontera de Producción	Empleados, Red de Distribución (KM) y Capacidad de Transformación MT/BT (MVA)	Clientes, Ventas de energía (MWh) y Índice de Calidad (%), generado a partir de SAIFI, SAIDI, CAIDI y pérdidas de energía)	-
2013	Çelen (2013)	Turquía (2002-2009), 21 Empresas Distribuidoras	DEA y Tobit, Función de Distancia orientada a insumos	Empleados, Red de Distribución (KM), capacidad de transformación MT/BT (MVA), Duración promedio de cortes (horas/cliente) y Pérdidas (%)	Clientes y Ventas de energía (MWh)	Densidad de Clientes (Clientes/KM Red de Distribución), Ventas a Clientes Residenciales (%), Fusión (dummy) y Propiedad (dummy).
2014	Filippini y Wetzel (2014)	Nueva Zelanda (1996-2011), 28 Empresas Distribuidoras	Fronteras Estocásticas, Función de Costos Totales y Variables	Demanda Máxima (MW)	Clientes y Ventas de energía (MWh) Además, Costo Variable de Distribución (Dólares) y Costo Total de Distribución (Dólares)	Factor de Carga (%), SAIDI y Densidad de Clientes (clientes por KM de red)

Año	Autores	Período, Lugar y Muestra	Técnica de Estimación y Modelo Estimado	Insumos	Productos	Ambientales
2015	Pérez-Reyes (2015)	Perú (1996-2014), 14 Empresas Distribuidoras	DEA y Fronteras Estocásticas, Función de Distancia orientada a insumos	Empleados, Red de Distribución (KM), Capacidad de Transformación MT/BT (Número de subestaciones) y Pérdidas de Energía (MWh) Alternativamente, se toma como input de capital al Valor monetario del activo fijo (Nuevos Soles)	Clientes y Ventas de energía (MWh)	Estructura de Clientes (%) y Zona Geográfica (dummy categórica)
2017	García-Montoya y López-Lezama (2017)	Colombia (2016), 30 Empresas Distribuidoras	Fronteras Estocásticas, Función de Costos Totales	Cientes, Ventas de energía (MWh), Red de Distribución (KM) y SAIFI	Costo Total de Distribución (Dólares)	-

Aclaraciones: DEA (análisis envoltante de datos), FAHP (proceso analítico jerárquico difuso), TOPSIS (técnica de orden de preferencia por similitud a la solución ideal), KM (kilómetros), KM² (kilómetros cuadrados), MVA (megavoltiamperios), MW (megavatios), TJ (terajoules), MWh(megavatios-hora), SAIFI (frecuencia de interrupción por cliente medio), SAIDI (tiempo total de interrupción por cliente medio), CAIDI (SAIDI/SAIFI), PIB (producto bruto interno) y PNB (producto bruto nacional).

Fuente: Elaboración propia

En primer lugar, Weyman Jones (1991) estima la eficiencia técnica del sector de distribución eléctrica de Inglaterra y Gales, durante el año 1986/7. El autor halla que solo cinco de las doce empresas estudiadas operan eficientemente. Además, existen diferencias significativas entre los resultados de eficiencia.

Hjalmarsson y Veiderpass (1992), analizan el nivel de eficiencia del sector de distribución sueco durante el año 1991, evaluando además el impacto de la escala, estructura y tipo de organización de las empresas (empresa privada, municipal, cooperativas, etc.). Los autores hallan un bajo grado de eficiencia en general, y sugieren que el mismo puede encontrarse asociado a una falta de competencia en el sector, provocada por la aplicación del esquema regulatorio de tipo *Yardstick Competition* (el cual en principio no genera suficiente presión sobre las empresas localizadas en zonas densamente pobladas). Además, encuentran que el tipo de organización de las empresas no presenta resultados significativos.

Por otro lado, Bagdadioglu, Price y Weyman-Jones (1996) comparan para el año 1991, el nivel de eficiencia técnica y de escala de las distribuidoras eléctricas públicas de Turquía, frente a las recientemente privatizadas. Los autores hallan que, en el país, existe un grado elevado de eficiencia y concluyen que el efecto de la privatización ha sido significativamente positivo (aunque sugieren tomar los resultados con cautela debido a la limitada cantidad de observaciones).

Kumbhakar y Hjalmarsson (1998) se encargan de extender el estudio de Hjalmarsson y Veiderpass (1992), ampliando el período a los años 1970-1990. A diferencia del caso anterior, halla evidencia significativa de mayor eficiencia en las empresas privadas. Sin embargo, sugieren nuevamente que el esquema de *Yardstick Competition* ofrece pocos incentivos de mejora a aquellas empresas municipales situadas en zonas densamente pobladas.

A diferencia de los casos anteriores, el estudio de Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier (1999) se destaca por analizar la eficiencia del sector de distribución eléctrica bajo un enfoque multi-país (empresas de América del Sur) y multi-método (paramétrico y no paramétrico) durante el año 1994. Concluyen que, en líneas generales, los distintos métodos considerados son consistentes en sus medias, rankings y distinción de las mejores y peores empresas.

También con un enfoque multi-país, Rodríguez Pardina y Rossi (2000) estudian cuál ha sido la evolución del sector de distribución eléctrica en América del Sur, a través de datos

de empresas distribuidoras de los distintos países que han realizado o no reformas en su sector eléctrico para el período 1994-1997. Los autores encuentran como resultado principal que no ha habido cambios significativos en la eficiencia técnica de la actividad. Sin embargo, existe evidencia parcial de que los países que han realizado la reforma han tenido una evolución tecnológica superior a los restantes con cierto patrón de diferenciación: los países con reforma mostraron un incremento en la participación del factor capital mientras que los restantes tuvieron un incremento en la participación de factor empleo.

Hattori (2002), analiza comparativamente la evolución de la eficiencia técnica y productividad del sector eléctrico japonés frente al estadounidense durante el período 1982-1997, centrándose en la actividad de distribución eléctrica. Encuentra que existe una brecha de eficiencia a favor de las empresas de Japón frente a las de Estados Unidos, la cual se mantiene luego de controlar por las variables ambientales. También halla que el nivel de eficiencia ha ido decreciendo año a año, lo cual da cuenta de la necesidad de incorporar un esquema regulatorio por incentivos (contrario al de Costo de Servicio vigente en los países de la muestra).

Estache, Rossi y Ruzzier (2004), continúan el análisis de tipo multi-país, estimando la eficiencia técnica del sector de distribución eléctrica en América del Sur durante los años 1994-2001, a partir de múltiples modelos y especificaciones, con el objetivo de obtener información que permita la aplicación de esquemas regulatorios de comparación internacional. Si bien los modelos presentan un correcto ajuste, hallan problemas de consistencia entre las distintas especificaciones, tanto en determinar los niveles de eficiencia, como en el ranking de las empresas, lo cual suele ser usual en la literatura. Sin embargo, estos problemas de consistencia se ven reducidos cuando se analizan los resultados año a año¹⁸. En cuanto a la evolución de la eficiencia técnica, los autores hallan que no existe evidencia empírica suficiente para asegurar una variación de la misma, aunque sí se detecta la presencia de cambio tecnológico.

Retomando los estudios que se centran en un solo país, Melo y Espinosa (2004) analizan la eficiencia técnica del sector de distribución eléctrica en Colombia para el período

¹⁸ Lo cual se encuentra alineado con los resultados del estudio de Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier (1999) para un corte transversal de 1994.

1993-2003. Con el objetivo examinar el impacto de las variables ambientales y la evolución de la eficiencia en el tiempo, los autores hallan evidencia significativa de que las variables ambientales no deben ser omitidas en la función de producción. Sin embargo, encuentra que, durante el período de análisis, no se registraron cambios significativos de los niveles de eficiencia de las empresas. Además, concluyen que, si bien en Colombia las empresas privadas poseen un mejor desempeño, el mismo puede deberse a que las mismas se encuentran localizadas en regiones con mejores condiciones ambientales.

Por otro lado, Malcolm Abbott (2006) estudia cuál ha sido el impacto de la reforma iniciada en 1991 en el sector eléctrico australiano, la cual tuvo como resultado la segmentación de las empresas verticalmente integradas (provenientes de cinco estados diferentes). A partir del análisis de un panel de datos de treinta años (1969-1999), el autor encuentra indicios significativos de mejora en la performance del sector, la cual comienza previa a la reforma pero que se acelera a partir de los años 90'.

Von Hirschhausen, Cullman y Kappeler (2006) se destacan por estudiar el impacto que las variables ambientales de escala y localización provocan en la productividad y eficiencia técnica del sector de distribución eléctrica alemán. Los autores hallan que el nivel de eficiencia del sector es bajo, y que además las empresas con menor escala poseen mayores ineficiencias. De manera inesperada, encuentran evidencia significativa que las empresas del Este de Alemania resultan más eficientes.

Los autores Ramos-Real, Tovar, Iooty, De Almeida y Pinto (2009) estudian la evolución de la productividad de las empresas de distribución eléctrica brasileñas durante el período 1998-2005 (posterior al cambio a un esquema regulatorio por incentivos). Hallan como resultado que más de la mitad de las empresas han tenido una evolución positiva pero moderada. Sin embargo, se observa que, en una parte menor de la muestra, los resultados han sido negativos o estadísticamente iguales a cero.

Pérez-Reyes y Tovar (2010), analizan la evolución de la productividad y eficiencia técnica de corto plazo en el sector de distribución eléctrica en Perú durante los años 1996-2002. Se centran en analizar el impacto de la reforma regulatoria realizada en el año 1993, y hallan evidencia significativa de cambio tecnológico y mejora de la eficiencia técnica.

Por otro lado, Patiño Moya, Gómez Flórez y Osorio Medina (2010) analizan la evolución de la eficiencia técnica del sector de distribución eléctrica de Colombia durante

los años 2004-2007. Al igual que el estudio de Melo y Espinosa, considera múltiples especificaciones a fines de corroborar el impacto de las variables ambientales y la evolución de la eficiencia en el tiempo. Si bien hallan evidencia significativa del impacto de las variables ambientales en la tecnología de producción, observan que, durante el período de análisis, no se registró un cambio significativo en la evolución de la eficiencia técnica ni en la productividad (cambio tecnológico).

Tovar, Ramos-Real y De Almeida (2010), retoman el análisis de la evolución de la eficiencia técnica y productividad del sector de distribución eléctrica brasileño, pero para el período 1998-2005. Encuentran que existe evidencia significativa de cambio tecnológico positivo, pero evolución negativa de la eficiencia técnica. Al combinar los resultados con un análisis sobre el tamaño de las empresas, alcanzan dos resultados adicionales: la contribución de la escala es positiva en la evolución las empresas más pequeñas mientras que el cambio tecnológico es positivo y más fuerte en las empresas de mayor escala.

Çelen y Yalçın (2012), estudian la evolución de la productividad y eficiencia en el sector de distribución eléctrica turco, pero considerando una variable adicional de calidad de servicio como producto (construida por los autores), durante el período 2002-2009. Encuentran como resultado, que existe un alto grado de eficiencia en el sector, y que, de buscar incrementar la misma, la variable de producto más relevante sería la calidad de servicio, y para el caso de los insumos, el número de empleados. Por otro lado, no hallan pruebas de mejora de la eficiencia técnica durante el período, pero sí de cambio tecnológico.

En un estudio posterior, pero realizado a partir de la misma base de datos, Çelen (2013) estudia el impacto de múltiples variables ambientales sobre los resultados de eficiencia en el sector de distribución eléctrica turco. Halla que existen efectos significativos y positivos sobre la eficiencia de las empresas de las variables ambientales de densidad de clientes, propiedad privada y, paradójicamente, pérdidas de energía.

Filippini y Wetzel (2014) analizan el impacto de la reforma del sector de distribución eléctrica de Nueva Zelanda durante el período 1996-2011. De manera similar a Abott, los autores prestan especial interés a los efectos de separación vertical de la actividad. De acuerdo a los resultados, hallan que dicha la reforma del sector tuvo como resultado una mejoría en términos de eficiencia tanto en el corto, como en el largo plazo.

Pérez-Reyes (2015) expande su estudio realizado en el año 2010 junto a Tovar, y analiza la evolución de la eficiencia técnica del sector de distribución eléctrica peruano en el largo plazo (período 1996-2014), considerando diversas variables ambientales. El autor encuentra evidencia significativa de mejora de la eficiencia técnica, especialmente en los primeros años, lo cual se asocia a la reforma regulatoria de Perú de 1993. Por otro lado, no halla evidencia de impacto de las variables ambientales referidas al entorno de localización (selva, costa o sierra).

Finalmente, García-Montoya y López-Lezama (2017), estudian la eficiencia técnica del sector de distribución eléctrica de Colombia durante el año 2016. A diferencia de estudios anteriores, contempla un enfoque de Costos Totales, pero considerando el impacto que posee la calidad de servicio en los mismos. Los autores hallan evidencia significativa de la variable SAIFI en los costos totales, por lo que concluye que la misma debiese ser tomada en cuenta en los procesos regulatorios de fijación de tarifas.

2.2.2. Lecciones aprendidas

La revisión realizada permite extraer algunas lecciones relevantes respecto a los avances de la literatura en torno a varios aspectos: objetivos de estudio, enfoque metodológico, variables consideradas y resultados obtenidos. A continuación, se presenta un resumen de dichas lecciones.

En primer lugar, se remarca el hecho que los estudios empíricos iniciales¹⁹, solían tener objetivos más bien simples, donde se buscaba estimar la eficiencia técnica del sector y, en todo caso, relacionar los resultados con alguna variable externa no introducida en el modelo (esquema de organización de las empresas, propiedad o escala).

Cabe destacar que, además, estos estudios contaban con herramientas relativamente limitadas, y aplicaban modelos de frontera básicos (fronteras estocásticas de un solo producto o modelos no paramétricos), sobre datos organizados en formato de corte transversal.

¹⁹ Algunos ejemplos de ello son los estudios de Weyman-Jones (1991); Hjalmarsson y Veiderpass (1992); Bagdadioglu, Price y Weyman-Jones (1996); Khumbhakar y Hjalmarsson (1998); y Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier (1999).

En lo que refiere a las variables de insumos, aquellos usualmente considerados eran el número de trabajadores y alguna noción de capital (red de distribución o capacidad de transformación).

En cambio, para el caso de los productos, algunos trabajos como el de Weyman-Jones (1991) y de Kumbhakar y Hjalmarsson (1996) consideraban las ventas de energía, mientras que otros como el de Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier (1999) tomaban en cuenta al número de clientes.

A medida que el conjunto de conocimientos se fue extendiendo, y se introdujeron herramientas de estimación más sofisticadas, como la utilización de funciones de distancia, y el desarrollo de modelos aplicables sobre datos de panel²⁰, fue posible profundizar el grado de análisis y, como consecuencia, los objetivos de investigación comenzaron a ser más ambiciosos.

Además, comenzó a darse en los trabajos una mayor consistencia entre las variables seleccionadas como insumos y productos: trabajadores, red de distribución, capacidad de transformación y pérdidas de energía fueron las variables de insumos más consideradas, mientras que clientes y ventas de energía en conjunto, las de producto²¹.

En cuanto al cambio de objetivos, los principales temas de investigación pasaron a ser la evolución de la eficiencia técnica o cambio tecnológico en el sector a lo largo del tiempo, y/o el impacto de las variables ambientales en la eficiencia de las empresas.

En lo que respecta a la evolución del sector, al menos para el caso de países latinoamericanos, los hallazgos fueron diversos. Aquellos autores que estudiaron el sector eléctrico de Colombia²² o de América del Sur²³ a nivel global, encontraron que no existieron cambios significativos en la eficiencia técnica durante el período de análisis. En cambio,

²⁰ Como por ejemplo el modelo de *Time-decay* de Battese y Coelli (1992).

²¹ La aplicación de funciones de distancia permitió estimar fronteras estocásticas con más de un producto.

²² Melo y Espinosa (2004) y Patiño Moya, Gómez Florez y Osirio Medina (2010).

²³ Rodríguez Pardina y Rossi (2000) y Estache, Rossi y Ruzzier (2004).

aquellos que dedicaron su estudio a empresas situadas en Perú²⁴, hallaron evidencia significativa de evolución positiva de la eficiencia técnica.

Por otro lado, para el caso de los trabajos que analizan la evolución de la eficiencia técnica en Brasil, los resultados fueron contradictorios. Mientras que el estudio de Ramos-Real, Tovar, Iotty, De Almeida y Pinto (2009) halló evolución positiva moderada en algunas empresas; el trabajo posterior de Tovar, Ramos-Real y De Almeida (2010) para el mismo período de análisis encontró evidencia significativa de evolución negativa de la eficiencia técnica, aunque presencia de cambio tecnológico.

En lo que refiere al estudio del impacto de las variables ambientales en la estimación de la eficiencia técnica, el mismo puede reducirse a su vez en dos grandes grupos: aquellos que analizan el impacto de reformas puntuales en el sector, las cuales se encuentran asociadas a un momento dado del tiempo; y aquellos que estudian la relación entre la eficiencia y las características del entorno que rodea a cada empresa, como pueden ser la densidad de clientes o habitantes en su área de servicio, el consumo medio de los mismos, la estructura del mercado, o las condiciones geográficas en su zona de localización.

En cuanto al primer grupo, en líneas generales los autores han hallado evidencia significativa del impacto de las distintas reformas regulatorias en el desempeño del sector de cada país, especialmente en aquellos casos que tienden a la privatización o implementación de esquemas por incentivos²⁵.

En lo que refiere al segundo grupo, que estudia el impacto de las variables ambientales de entorno, los resultados han sido relativamente consistentes. Autores como Hattori (2002); Melo y Espinosa (2004); Von Hirschhausen, Cullman y Kappeler (2006); Patiño Moya, Gómez Flórez y Osorio Medina (2010) y Çelen (2013) hallaron evidencia significativa positiva del impacto de la densidad de clientes o habitantes en la eficiencia.

Además, también de acuerdo a Hattori (2002); Melo y Espinosa (2004) y Patiño Moya, Gómez Flórez y Osorio Medina (2010), se observa que valores elevados de consumo medio se relacionan directamente con mayores scores de eficiencia.

²⁴ Pérez-Reyes y Tovar (2010) y Pérez-Reyes (2015).

²⁵ Rodríguez Pardina y Rossi (2000); Abbot (2006); Pérez-Reyes y Tovar (2010) y Çelen (2013).

Cabe destacar que, este resultado, se encuentra en la misma línea que el hallado por Rodríguez Pardina y Rossi (2000) y Estache, Rossi y Ruzzier (2004), quienes observan que estructuras de mercado con mayor participación de clientes residenciales (que suelen poseer un menor consumo medio), afectan negativamente la eficiencia del sector.

En cambio, en lo referente a los trabajos que estudian el impacto de la geografía en la localización²⁶, los resultados no fueron significativos.

Finalmente, en lo que respecta a los desarrollos más recientes, se destaca como cambio en los objetivos el buscar explorar el impacto de variables de calidad en la especificación de los modelos de fronteras de eficiencia estimados. Dichas variables corresponden a indicadores de frecuencia y duración de interrupción del servicio, para los cuales algunos autores, como Çelen y Yalçin (2012), Çelen (2013), Filippini y Wetzel (2014) y García-Montoya y López-Lezama (2016) han encontrado evidencia significativa de la importancia de su implementación.

2.3. El contexto latinoamericano

Siguiendo el proceso iniciado por el Reino Unido, una importante cantidad de países optaron por implementar fuertes transformaciones en la organización de su sector eléctrico. Sin embargo, en lo que refiere a la región latinoamericana, este proceso no fue homogéneo. Los caminos tomados por cada país fueron diferentes, especialmente en lo que refiere a la regulación específica de la actividad de distribución eléctrica.

En este apartado, se presenta a modo de contexto, una breve descripción del esquema regulatorio adoptado para la actividad de distribución eléctrica, en cada uno de los nueve países de localización de las empresas analizadas por el presente trabajo: Argentina, Brasil, Chile, Ecuador, El Salvador, México, Paraguay, Perú y Uruguay.

Además, al final del capítulo, se incluye una clasificación de los esquemas regulatorios adoptados en la región, de acuerdo a las características analizadas. La misma será tomada en consideración para la especificación de los modelos de fronteras (sección 4.3).

²⁶ Pérez-Reyes y Tovar (2010) y Pérez-Reyes (2015).

2.3.1. Argentina

Con la promulgación de la Ley Régimen de la Energía Eléctrica en el año 1992, Argentina se convirtió en el segundo país de la región, después de Chile, en iniciar un proceso de reestructuración sobre su sector eléctrico. Dicha ley, estableció el marco regulatorio para la cadena productiva, incluyendo las condiciones de privatización de las empresas provinciales existentes, la separación vertical de la actividad, el diseño del mercado mayorista eléctrico y la creación de un organismo regulador a nivel nacional²⁷, denominado ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad).

En lo que respecta específicamente a la actividad de distribución eléctrica, las privatizaciones alcanzaron a más del 60% de las empresas, y se estableció además un esquema de regulación por incentivos del tipo de Precio Máximo, con revisión cada cinco años (Pollit, 2008).

Sin embargo, a partir de la severa crisis macroeconómica que atravesó el país a finales del año 2001, la aplicación del marco regulatorio en el sector eléctrico fue interrumpida. La Ley de Emergencia Económica, promulgada en enero del año 2002, estableció el congelamiento en pesos de las tarifas de distribución y determinó, además, la renegociación de todos los contratos de servicios públicos (Pollit, 2008).

Durante los años posteriores, los valores de las tarifas de distribución fueron determinados a partir de negociaciones individuales entre las empresas y el organismo estatal creado para tales fines, denominado UNIREN (Unidad de Renegociación de Contratos de los Servicios Públicos). Con la salvedad de algunos casos puntuales, los procesos de revisión integral de tarifas no fueron llevados a cabo (o implementados sus resultados), hasta finales del año 2016.

²⁷ Cabe destacar que, a diferencia de la mayoría de los países de la región, Argentina posee organismos reguladores provinciales que cuentan con un elevado grado de autonomía a la hora de determinar las tarifas eléctricas. El papel central del ENRE se encuentra asociado al desarrollo de la metodología de cálculo tarifario, así como también el desarrollo de regulaciones relacionadas con aspectos de seguridad y estándares de calidad de servicio.

Se entiende que, durante el período de análisis del presente estudio (2003-2016), la regulación de la actividad en Argentina operó en la forma de una suerte de Costo de Servicio *de facto*.

La Tabla 2, resume las principales características del esquema argentino.

Tabla 2 – Esquema regulatorio de distribución eléctrica: Argentina

Ítem	Definición
<i>General</i>	
País	Argentina
Organización de la actividad	Monopolio por región.
Propiedad de las empresas	Mayoritariamente empresas privadas.
Número de clientes	Alrededor de 14,9 millones.
Acceso a la electricidad	Prácticamente 100%.
Ente regulador	Ente Regulador de la Electricidad (ENRE) a nivel nacional (cada provincia posee un regulador propio).
<i>Regulación</i>	
Esquema regulatorio	Precio Máximo, pero no ha sido aplicado. Costo de Servicio de facto.
Duración del período tarifario	Cinco años. Suspendido durante el período de interés.
Remuneración del servicio de distribución	Valor Agregado de Distribución (VAD) se constituye por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario más los costos de operación, mantenimiento y comercialización.
Costos de O&M	Metodología definida por cada regulador provincial. Usualmente como porcentaje de la base de activos reconocida.
Base tarifaria	Metodología definida por cada regulador provincial: valor nuevo de reemplazo (VNR) de las instalaciones existentes, o valor contable inicial al momento de la privatización más las adiciones; han sido las opciones más usuales.
Tasa de retorno	Metodología no definida expresamente, pero se estipula la posibilidad de aplicación del método del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC).
Costos de comercialización	Incluidos en el VAD.
Traslado de compras de energía	Se reconocen los precios estacionales, proyectados trimestralmente.
Pérdidas de energía	Pérdidas reconocidas determinadas por cada regulador provincial.
Mecanismo de actualización	El proceso de revisión tarifaria y actualización del VAD fue suspendido a partir de la Ley de Emergencia Económica, en enero del 2002. Se concedieron aumentos del VAD a partir de las negociaciones realizadas por las empresas y la UNIREN.
Factor X	No se aplica.
<i>Otros</i>	
Régimen de calidad de Servicio	Metas de indicadores SAIFI y SAIDI, determinadas en cada contrato de concesión. Se establecen sanciones y resarcimiento a clientes finales.
Comercialización	Existente, a nivel de grandes usuarios.

Fuente: Elaboración propia

2.3.2. Brasil

A inicios de la década del 90', el marco regulatorio del sector eléctrico brasileño se caracterizaba por una importante participación pública a lo largo de todos los segmentos de la industria. Mientras que el Gobierno Federal controlaba la actividad de generación, la transmisión y distribución eran llevadas a cabo por empresas estatales.

En lo que respecta a la actividad distribución eléctrica, el esquema adoptado, tenía como característica principal, la existencia de subsidios cruzados entre las empresas de menores costos y aquellas de costos elevados. Ello, generaba desincentivos hacia la persecución de eficiencia, y de acuerdo Tovar, Ramos-Real y De Almeida (2010), fue además uno de los causales que, una parte importante de las distribuidoras incurrieran en un grave deterioro de su performance financiera.

Por este motivo, a finales de los años 90', se inició en Brasil un proceso de reforma del sector. El mismo, se caracterizó por la privatización de un importante número de empresas distribuidoras, la creación del organismo regulador ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), y el establecimiento de un esquema regulatorio de incentivos del tipo de Precio Máximo (el cual se encuentra vigente en la actualidad).

Bajo este esquema, la ANEEL, fija durante períodos de cinco años las tarifas del servicio de distribución eléctrica. Para ello, separa en primer lugar, aquellos costos que son gestionables por la propia empresa, de los no gestionables (Alvarez, 2007).

Los costos no gestionables son reconocidos en su totalidad y trasladados luego a los consumidores a modo de pass-through. Ellos comprenden a las compras de energía (incluyendo las pérdidas hasta cierto umbral), los cargos de utilización del sistema de transmisión y, otros impuestos y tasas.

Por otro lado, los costos gestionables, se separan en líneas generales, en un componente de anualidad sobre la base de capital y otro componente asociado a los costos de operación y mantenimiento reconocidos (Alvarez, 2007).

Mientras que el primer componente se basa en la aplicación de una tasa de descuento²⁸ sobre la valuación actual de los activos existentes, la determinación de los costos de operación y mantenimiento es llevada a cabo mediante la aplicación de un modelo de comparación de empresas de similares características dentro del país. En este sentido, se entiende el esquema regulatorio brasileño, si bien de Precio Máximo, toma algunos conceptos prestados de los esquemas de Competencia por Comparación.

Además, cabe destacar que las tarifas, incorporan un mecanismo anual de ajuste por inflación, así como también un factor de reducción asociado a las expectativas de ganancias de productividad por mayor escala de negocio (crecimiento en el número de clientes, o del consumo de energía en el área de concesión).

La Tabla 3, resume las principales características del esquema brasileño.

Tabla 3 – Esquema regulatorio de distribución eléctrica: Brasil

Ítem	Definición
<i>General</i>	
País	Brasil
Organización de la actividad	Monopolio por región.
Propiedad de las empresas	Empresas públicas y privadas.
Número de clientes	Alrededor de 74,6 millones.
Acceso a la electricidad	Prácticamente 100%.
Ente regulador	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).
<i>Regulación</i>	
Esquema regulatorio	Precio Máximo.
Duración del período tarifario	Cinco años.
Remuneración del servicio de distribución	Denominados Costos Gerenciables o Valor Parcela B, incluyen los costos de administración, operación y mantenimiento, más la anualidad sobre el capital.
Costos de O&M	Reconocidos a partir de un modelo de comparación entre empresas similares.
Base tarifaria	Base de activos física-contable, valorizada por su costo de reemplazo, teniendo en cuenta depreciaciones e incorporaciones.
Tasa de retorno	Calculada por la ANEEL a través del método WACC.
Costos de comercialización	Se reconoce un componente de comercialización.
Traslado de compras de energía	Denominados Costos Gerenciables o Valor Parcela A, incluyen los costos de generación, pérdidas reconocidas por el regulador y el costo por el uso del sistema de transmisión.

²⁸ Esta tasa es calculada por la ANEEL a través del método WACC.

Ítem	Definición
Pérdidas de energía	Pérdidas reconocidas determinadas por la ANEEL, sin beneficios por mejor desempeño.
Mecanismo de actualización	Actualización anual de acuerdo a la inflación.
Factor X	Ajuste anual por ganancias de productividad y escala.
<i>Otros</i>	
Régimen de calidad de Servicio	Metas de indicadores tiempo total de interrupción por cliente medio (DEC) y frecuencia de interrupción por cliente medio (FEC) determinadas por la ANEEL. Se establecen sanciones y resarcimiento a clientes finales.
Comercialización independiente	Existente, a nivel de grandes usuarios.

Fuente: Elaboración propia

2.3.3. Chile

Tal como fue previamente mencionado, Chile se caracteriza por haber sido el primer país de Latinoamérica en reestructurar su sector eléctrico. En dicho proceso, se estableció la separación vertical de la actividad, y la privatización y segmentación de las principales empresas del sector (hasta ese momento, de propiedad pública).

Además, un segundo aspecto fundamental de la reforma, fueron las modificaciones regulatorias aplicadas en el ámbito de la distribución eléctrica. Las mismas, introdujeron por primera vez, lo que podría considerarse como *principios de mercado* sobre la actividad de distribución, etapa de la cadena productiva caracterizada como monopolio natural (algo que hasta ese momento se creía imposible) (Rudnick & Raineri, 1997).

La innovación del esquema chileno, consistía en la aplicación de un esquema Competencia por Comparación, en el cual los costos reconocidos a la empresa monopolista, dependían de su eficiencia relativa frente a una empresa de referencia eficiente de carácter virtual, construida por el propio organismo regulador (Rudnick & Raineri, 1997). De esta forma, se sentaban las bases de la variante de regulación conocida bajo el nombre de Empresa Modelo.

Actualmente, en el esquema chileno, la Comisión Nacional de Energía (CNE) (organismo regulador) fija las tarifas de distribución por períodos de cuatro años, en base a los costos anuales de inversión²⁹, operación y mantenimiento de una empresa modelo de

²⁹ Reconocidos como una tasa de descuento del 10% sobre la valuación a nuevo de la base de capital de la empresa modelo.

referencia, diseñada y adaptada de manera eficiente para el área típica de distribución³⁰ en la cual opera la empresa.

La metodología aplicada para construir la empresa de referencia y, los pasos a seguir para la posterior determinación de las tarifas, pueden ser divididos en cuatro etapas. En la primera de ellas, se recolecta y valida información provista por la empresa real. Luego, en base a la misma, se define y se dimensiona la empresa eficiente y su correspondiente estructura organizacional. En la tercera etapa, se determinan los costos a reconocer y su asignación entre los distintos tipos de consumidores. Finalmente se establecen los mecanismos de actualización para los próximos cuatro años (dentro del período de fijación) (Rudnick & Donoso, 2000).

Cabe destacar que, en lo que respecta a la actualización, las tarifas de distribución son ajustadas mensualmente de acuerdo factores de actualización que consideran las variaciones en el índice de precios del consumidor y el tipo de cambio. Asimismo, se considera una reducción por mejoras esperadas en la eficiencia, producto de las ganancias de escala ante el crecimiento del número de clientes.

La Tabla 4, resume las principales características del esquema chileno.

Tabla 4 – Esquema regulatorio de distribución eléctrica: Chile

Ítem	Definición
<i>General</i>	
País	Chile
Organización de la actividad	Monopolio por región, alto grado de concentración.
Propiedad de las empresas	Privada.
Número de clientes	Alrededor de 5,5 millones.
Acceso a la electricidad	Prácticamente 100%.
Ente regulador	Comisión Nacional de Energía (CNE).

³⁰ El área típica de distribución refiere a una caracterización que define distintos escalones de costos medios de distribución, de acuerdo a la densidad de los usuarios en el área de operación de la empresa. Tal como ha sido mencionado previamente, este concepto ha sido incorporado con el objetivo que el modelo regulatorio no resulte demasiado alejado de la realidad (Rudnick & Raineri, 1997).

Ítem	Definición
<i>Regulación</i>	
Esquema regulatorio	Empresa Modelo.
Duración del período tarifario	Cuatro años.
Remuneración del servicio de distribución	Valor Agregado de Distribución (VAD) incluye los costos anuales de inversión, operación y mantenimiento de una empresa modelo de referencia, por área típica de distribución.
Costos de O&M	Costos reconocidos de una empresa modelo de referencia ubicada en el área típica de distribución.
Base tarifaria	Valor nuevo de reemplazo (VNR) de una empresa modelo de referencia adaptada a la demanda.
Tasa de retorno	Tasa de actualización real anual fijada por ley en 10%.
Costos de comercialización	Incluidos en el VAD.
Traslado de compras de energía	Se reconocen las compras al precio promedio ponderado de la energía de acuerdo a los precios vigentes.
Pérdidas de energía	Se reconoce un nivel de pérdidas técnicas y no técnicas de acuerdo al sentido económico (umbral límite en el cual el costo de eliminarlas supera su beneficio).
Mecanismo de actualización	Actualización mensual de acuerdo al tipo de cambio, inflación, precios industriales y cambios en aranceles de equipos importados.
Factor X	Ajuste en cada proceso de revisión general por ganancias de escala.
<i>Otros</i>	
Régimen de calidad de Servicio	Metas de indicadores frecuencia de interrupción por transformador medio (FMIT), tiempo total de interrupción por transformador medio (TTIT), frecuencia de interrupción por kilovoltiamperio (KVA) medio (FMIK), tiempo total de interrupción por KVA medio (TTIK), SAIFI y SAIDI; por área típica de distribución, determinadas por la CNE. se establecen sanciones y resarcimiento a clientes finales.
Comercialización independiente	Inexistente.

Fuente: Elaboración propia

2.3.4. Ecuador

De manera similar al caso argentino, Ecuador, ha evidenciado un proceso incompleto de reforma de su sector eléctrico. El mismo, tuvo sus inicios a mediados de la década del 90', con la aprobación del Ley Régimen del Sector Eléctrico, que estableció la reestructuración del sector mediante la separación vertical y la privatización de las empresas públicas (que hasta ese momento controlaban toda la cadena productiva). La estrategia general del sector, se centraba en el desarrollo de un Plan de Electrificación Nacional de carácter indicativo, el cual se creía que traería incentivos a la inversión por parte de agentes privados (Ponce-Jara, Castro, Pelaez-Samaniego, Espinoza-Abad & Ruiz, 2017).

Sin embargo, la incapacidad de las tarifas eléctricas para cubrir los costos de operación, junto a las dificultades para actualizar las mismas (dadas las asimetrías de ingreso de los consumidores ecuatorianos) y, el elevado nivel de pérdidas de distribución provocado por el estado de desinversión; provocaron en buena medida el fracaso de la reforma (Ponce-Jara, Castro, Pelaez-Samaniego, Espinoza-Abad & Ruiz, 2017). La crisis política y social del año 2005 puso el punto final a este proceso de reforma.

De acuerdo a la nueva Constitución de la República, promulgada en el año 2008, se dispuso que el Estado asumiese el control total sobre los sectores estratégicos, incluyendo entre ellos, al servicio público de suministro eléctrico. Esto llevó a la re-estatización de aquellas empresas previamente privatizadas.

En la actualidad, la actividad de distribución eléctrica es llevada a cabo por 20 empresas públicas, aunque, más de la mitad de ellas forman parte de la empresa integrada verticalmente CNEL (Corporación Nacional de Electricidad).

En lo que respecta a la fijación de las tarifas, se mantiene un esquema tradicional de Costo de Servicio, sin retorno sobre el capital. Bajo el mismo, la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL), determina durante el primer semestre de cada año, los cargos a cobrar por la prestación del servicio, basado en la realización de un estudio de costos.

La Tabla 5, resume las principales características del esquema ecuatoriano.

Tabla 5 – Esquema regulatorio de distribución eléctrica: Ecuador

Ítem	Definición
<i>General</i>	
País	Ecuador
Organización de la actividad	Monopolio por región, alto grado de concentración e integración vertical parcial.
Propiedad de las empresas	Pública.
Número de clientes	Alrededor de 4,7 millones.
Acceso a la electricidad	Prácticamente 100%.
Ente regulador	Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL).
<i>Regulación</i>	
Esquema regulatorio	Costo de Servicio.
Duración del período tarifario	Revisión anual de tarifas.

Ítem	Definición
<i>General</i>	
Remuneración del servicio de distribución	Se reconocen los costos de distribución, comercialización y alumbrado público. Consideran la operación, mantenimiento, y expansión del sistema.
Costos de O&M	Costos de operación y mantenimiento reportados por las empresas y justificados en sus estados financieros y presupuestos.
Base tarifaria	Valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las depreciación aprobada por la ARCONEL.
Tasa de retorno	No se reconoce tasa de retorno, solo se remunera la depreciación del capital.
Costos de comercialización	Incluidos en la remuneración por el servicio.
Traslado de compras de energía	Se reconocen las compras efectuadas al precio promedio ponderado de la energía en los contratos regulados con los generadores.
Pérdidas de energía	Históricamente se han reconocido los niveles de pérdidas propios de cada empresa.
Mecanismo de actualización	No se aplica.
Factor X	No se aplica.
<i>Otros</i>	
Régimen de calidad de Servicio	Metas de indicadores FMIK y TTIK determinadas por la ARCONEL. Supervisión sin sanción.
Comercialización independiente	Inexistente.

Fuente: Elaboración propia

2.3.5. El Salvador

Al igual que en el caso brasileño, en El Salvador, la distribución eléctrica se encuentra regulada bajo un esquema de Precio Máximo. Dicho esquema fue establecido a mediados de la década del 90', durante el período de reestructuración del sector. En dicho proceso, se determinó la separación vertical de la actividad, que, hasta ese momento, era llevada a cabo por la empresa pública integrada verticalmente CEL (Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa). Además, se privatizó por completo al segmento de distribución eléctrica, formando cinco empresas separadas (CEPAL, 2002).

De acuerdo al esquema vigente, los cargos por el uso del sistema de distribución son fijados por períodos de cuatro años por parte de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) (organismo regulador), e incluyen un componente de anualidad sobre la base de capital, más otro asociado a los costos de operación y mantenimiento. El monto a reconocer por el primer componente se determina a partir de la aplicación de una tasa de descuento del 10% sobre la valuación de las instalaciones reales,

mientras que el segundo, se obtiene a partir de datos contables de la propia empresa (Superintendencia de la Competencia, 2016).

Estos cargos, son actualizados de forma trimestral mediante la aplicación de fórmulas de ajuste que, a diferencia del caso brasileño, solo consideran las variaciones en la inflación y en el tipo de cambio³¹. No se realiza un ajuste de eficiencia por mejoras esperadas en la productividad (es decir, no existe Factor X) (CEPAL, 2002).

La Tabla 6, resume las principales características del esquema salvadoreño.

Tabla 6 – Esquema regulatorio de distribución eléctrica: El Salvador

Ítem	Definición
<i>General</i>	
País	El Salvador
Organización de la actividad	Monopolio por región, alto grado de concentración.
Propiedad de las empresas	Privada.
Número de clientes	Alrededor de 1,6 millones.
Acceso a la electricidad	99,5% de la población.
Ente regulador	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).
<i>Regulación</i>	
Esquema regulatorio	Precio Máximo.
Duración del período tarifario	Cuatro años.
Remuneración del servicio de distribución	Los cargos de distribución comprenden al costo anual del capital y el costo total de operación y mantenimiento.
Costos de O&M	El Costo Total de Operación y Mantenimiento comprende a los costos de operación y mantenimiento registrados en la contabilidad de las empresas durante el último año base.
Base tarifaria	Se reconoce el Activo Bruto de Servicio. El mismo, consiste en instalaciones eléctricas reales de la empresa, adaptadas a la demanda del mercado, y valorizadas por el método de valor nuevo de reemplazo (VNR).
Tasa de retorno	Tasa de actualización real anual fijada por ley en 10%.
Costos de comercialización	Reconocidos a partir del cargo por comercialización.
Traslado de compras de energía	Los costos de compras de energía se trasladan directamente a los clientes finales, considerando al precio promedio ponderado entre la energía adquirida por contratos y las compras en el mercado spot.

³¹ Si bien este ítem se encuentra especificado en la regulación, el mismo no resulta relevante al día de la fecha, ya que, desde la entrada en vigencia de la Ley de Integración Monetaria promulgada en noviembre del año 2000, el tipo de cambio se encuentra fijado en 8,75 colones/dólares americanos.

Ítem	Definición
Pérdidas de energía	Se reconoce un nivel de pérdidas estándar de acuerdo a la red reconocida y la demanda del año base.
Mecanismo de actualización	Actualización anual de acuerdo a la inflación y el tipo de cambio (aunque este último se encuentra fijo por ley desde 2000).
Factor X	No se aplica.
<i>Otros</i>	
Régimen de calidad de Servicio	Metas de indicadores SAIFI, SAIDI, FMIK y TTIK; por densidad de servicio, determinadas por la SIGET. Se establecen sanciones y resarcimiento a clientes finales.
Comercialización independiente	Existente, generalmente ligada a las propias distribuidoras.

Fuente: Elaboración propia

2.3.6. México

La actividad de distribución eléctrica es llevada a cabo de manera monopólica por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La misma, es una empresa pública integrada verticalmente, que también monopoliza la actividad de transmisión y posee, actualmente, una participación dominante en el segmento de generación.

Las tarifas de distribución son fijadas anualmente por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) (organismo regulador), en base al reconocimiento de los costos de explotación contables y un componente de anualidad sobre la base de capital (considerando el valor a nuevo de reemplazo). Se incluye además un reconocimiento por la inflación durante el período, así como también una reducción por ganancias de escala y eficiencia.

Cabe destacar que, a partir del año 2014, México inició un importante proceso de reestructuración de su sector eléctrico. La Ley de la Industria Eléctrica, promulgada en dicho año, estableció la separación vertical de la cadena productiva, así como también permitió el ingreso de agentes privados en las actividades de generación y comercialización.

No obstante, si bien el esquema original implicaba la separación estructural de la CFE, las leyes secundarias emitidas luego por el Congreso en agosto del año 2014, permitieron a la empresa que la separación fuera sólo de tipo legal, a partir de la formación de empresas subsidiarias (Ibarra-Yunez, 2015).

La Tabla 7, resume las principales características del esquema mexicano.

Tabla 7 – Esquema regulatorio de distribución eléctrica: México

Ítem	Definición
<i>General</i>	
País	México
Organización de la actividad	Monopolio integrado verticalmente: Comisión Federal de Electricidad (CFE).
Propiedad de las empresas	Pública.
Número de clientes	Alrededor de 40,7 millones.
Acceso a la electricidad	Prácticamente 100%.
Ente regulador	Comisión Reguladora de Energía (CRE).
<i>Regulación</i>	
Esquema regulatorio	Costo de Servicio.
Duración del período tarifario	Revisión anual de tarifas.
Remuneración del servicio de distribución	Se reconocen los costos de explotación contables más un componente de anualidad sobre la base de capital.
Costos de O&M	Costos de explotación contables.
Base tarifaria	Valor nuevo de reemplazo (VNR) de los activos existentes.
Tasa de retorno	Calculada por la CRE a través del método WACC.
Costos de comercialización	Reconocidos a partir del cargo por suministro básico (comercialización)
Traslado de compras de energía	Hasta 2014 el mercado se encontraba integrado verticalmente en su totalidad. Actualmente se reconocen dos precios de energía: el proveniente del mercado eléctrico mayorista y el de contratos entre el suministrador básico (comercializador) y los generadores.
Pérdidas de energía	Se reconoce un nivel de pérdidas estándar diferente para cada una de las delegaciones de la empresa distribuidora. Es establecido por la CRE.
Mecanismo de actualización	Actualización mensual de acuerdo a la inflación y la variación en un índice de precios de combustibles.
Factor X	A partir de la modificación regulatoria en 2014, se estipula una reducción en concepto de ganancias por escala.
<i>Otros</i>	
Régimen de calidad de Servicio	Metas de indicadores SAIFI y SAIDI determinadas por la CRE. Supervisión sin sanción.
Comercialización independiente	Permitida a partir de 2014.

Fuente: Elaboración propia

2.3.7. Paraguay

Paraguay, se caracteriza por ser el único país de la región que no cuenta con un marco regulatorio puntual del sector eléctrico. Desde su creación en el año 1964, la empresa pública Administración Nacional de Energía (ANDE), ha sido la encargada de llevar a cabo de

manera monopólica, las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización eléctrica en el país (Santos, Santos & Pereira Júnior, 2014).

La participación privada en el sector eléctrico no se encuentra permitida, y los múltiples intentos de modernizar y liberalizar cualquiera de las actividades en el pasado resultaron en fracaso (Santos, Santos & Pereira Júnior, 2014).

En lo que respecta al esquema de regulación, podría decirse que se rige por un modelo tradicional del tipo de Costo de Servicio. De acuerdo a la Carta Orgánica de ANDE, las tarifas de suministro eléctrico deben ser determinadas de forma tal que las mismas cubran en todo momento la totalidad de los costos de explotación, más una tasa rentabilidad de entre el 8% y el 10% sobre las inversiones inmovilizadas.

Además, no existe período específico de revisión o actualización de tarifas, sino que dicho proceso se debe disparar a requerimiento de la empresa.

No obstante, cabe destacar que, durante el período considerado en el presente estudio (2003-2016), no ha habido actualizaciones tarifarias. Este hecho, de acuerdo a lo comentado por la propia empresa en sus memorias del estado financiero del año 2017, ha provocado una importante disociación entre las tarifas eléctricas y los costos de explotación de la empresa.

La Tabla 8, resume las principales características del esquema paraguayo.

Tabla 8 – Esquema regulatorio de distribución eléctrica: Paraguay

Ítem	Definición
<i>General</i>	
País	Paraguay
Organización de la actividad	Monopolio integrado verticalmente: Administración Nacional de electricidad (ANDE).
Propiedad de las empresas	Pública.
Número de clientes	Alrededor de 1,2 millones.
Acceso a la electricidad	99,3% de la población.
Ente regulador	No posee.
<i>Regulación</i>	
Esquema regulatorio	Costo de Servicio.
Duración del período tarifario	Inexistente. Revisiones disparadas a requisito de la empresa.

Ítem	Definición
Remuneración del servicio de distribución	De acuerdo a la carta orgánica de ANDE, las tarifas de suministro eléctrico deben cubrir la totalidad de los costos de explotación, más un componente de anualidad sobre las inversiones inmovilizadas.
Costos de O&M	Costos de explotación comprenden a todos los gastos imputables a las actividades de abastecimiento de energía eléctrica, desde la producción hasta la venta, incluidos los de administración y generales (sin considerar gastos financieros).
Base tarifaria	Inversión inmovilizada, debe ser determinada en base al criterio del costo de reposición en moneda nacional de todos los bienes físicos e intangibles más el componente de ajuste correspondiente a la depreciación acumulada.
Tasa de retorno	Tasa de actualización real anual de acuerdo a la carta orgánica de ANDE debe ser de entre el 8 y el 10%.
Costos de comercialización	Incluidos en la remuneración por el servicio.
Traslado de compras de energía	No existe mercado de energía, ya que ANDE se encuentra integrada verticalmente.
Pérdidas de energía	No existe regulación sobre las pérdidas de energía reconocidas.
Mecanismo de actualización	Inexistente. Revisiones disparadas a requisito de la empresa. No ha habido actualizaciones tarifarias durante el período de interés.
Factor X	No se aplica.
<i>Otros</i>	
Régimen de calidad de Servicio	No existen metas de indicadores. ANDE calcula y publica los valores de indicadores denominados FEP y DEP para el Área Metropolitana. Estos, son equivalentes al FMIK y TTIK.
Comercialización independiente	Inexistente.

Fuente: Elaboración propia

2.3.8. Perú

Al igual que en Chile, la actividad de distribución eléctrica en Perú se encuentra regulada bajo un esquema del tipo de Competencia por Comparación, en su modalidad de Empresa Modelo.

El mismo, fue establecido durante el proceso de reforma del sector, a partir de la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el año 1993. Dicha ley, cambió sustancialmente la forma en la cual se encontraba organizada la industria, estableciendo la separación vertical de la actividad y promoviendo la privatización de un número importante de empresas generadoras y distribuidoras.

No obstante, cabe destacar que, a diferencia de lo ocurrido en otros países de la región, el proceso de privatización no fue completo. Debido a los incrementos incurridos en las tarifas eléctricas durante los años posteriores a la promulgación de la ley, la privatización

comenzó a ser políticamente cuestionada e incluso resistida³². Al día de la fecha, al menos un tercio de las empresas permanecen de propiedad estatal, bajo la órbita del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) (Pérez-Reyes, 2015).

En lo que refiere propiamente al esquema regulatorio, el Osinergmin (organismo regulador), fija las tarifas del servicio de distribución por períodos de cuatro años. Para ello, se basa en el diseño de empresas modelo de referencia, diferenciadas por tipo de subsistema eléctrico³³, a partir de las cuales se determinan los costos a reconocer en concepto de operación, mantenimiento y anualidad sobre la base de capital.

Una particularidad que posee el esquema peruano, es que el mismo, toma algunos elementos de los modelos de Competencia por Comparación originales. A la hora de diseñar la empresa modelo para cada subsistema, los principales parámetros de red son extraídos de los valores reales de la empresa que resulte más eficiente, para el sector típico al cual pertenece dicho subsistema (Pérez-Reyes, 2015).

Finalmente, se destaca que, al igual que para Chile y Brasil, las tarifas poseen un mecanismo mensual de ajuste por inflación, así como también un factor anual de reducción por ganancias de escala.

La Tabla 9, resume las principales características del esquema peruano.

Tabla 9 – Esquema regulatorio de distribución eléctrica: Perú

Ítem	Definición
<i>General</i>	
País	Perú
Organización de la actividad	Monopolio por región.
Propiedad de las empresas	Empresas públicas y privadas.
Número de clientes	Alrededor de 6,4 millones.
Acceso a la electricidad	96,4% de la población.
Ente regulador	Osinergmin.

³² Específicamente en la regiones sur y oriente del país.

³³ Cada empresa distribuidora se divide en múltiples subsistemas eléctricos. Estos últimos, dependiendo de su densidad poblacional, pertenecerán a un distinto sector típico (que usualmente varían en una escala del 1 al 5, dónde el primero es el urbano y el último el rural).

Ítem	Definición
<i>Regulación</i>	
Esquema regulatorio	Empresa Modelo.
Duración del período tarifario	Cuatro años.
Remuneración del servicio de distribución	Valor Agregado de Distribución (VAD) incluye los costos anuales de inversión, operación y mantenimiento de una empresa modelo de referencia, por área típica de distribución. Para la confección de los parámetros se toman en cuenta valores reales correspondientes a la empresa más eficiente dentro cada área típica.
Costos de O&M	Costos reconocidos de una empresa modelo de referencia ubicada en el área típica de distribución.
Base tarifaria	Valor nuevo de reemplazo (VNR) de una empresa modelo de referencia adaptada a la demanda.
Tasa de retorno	Tasa de actualización real anual fijada por ley en 12%.
Costos de comercialización	Incluidos en el cargo fijo por usuario.
Traslado de compras de energía	Los precios en barra que el distribuidor traslada a las tarifas son determinados anualmente.
Pérdidas de energía	Se reconoce un nivel de pérdidas estándar de acuerdo a los parámetros considerados para la determinación del VAD según el área típica de distribución.
Mecanismo de actualización	Actualización mensual de acuerdo a la inflación mayorista, precios de combustible, variación salarial y cambios en aranceles de equipos importados.
Factor X	Ajuste anual por ganancias de escala.
<i>Otros</i>	
Régimen de calidad de Servicio	Metas de indicadores SAIFI y SAIDI determinadas por el Osinergmin. Se establecen sanciones y resarcimiento a clientes finales.
Comercialización independiente	Inexistente.

Fuente: Elaboración propia

2.3.9. Uruguay

Desde su creación en el año 1912, la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), lleva a cabo de manera monopólica las actividades de transmisión, distribución y comercialización eléctrica en Uruguay. La UTE, es una empresa de propiedad estatal, integrada verticalmente, y que, en sus inicios, también ostentaba el monopolio de la generación eléctrica (actualmente participa de manera dominante en dicha actividad).

Durante el año 1997, se llevó a cabo en Uruguay, una importante reforma del marco regulatorio del sector eléctrico. En la misma, se estableció la separación contable de las actividades, se habilitó la participación privada en el ámbito de generación a través de la creación del mercado eléctrico mayorista y, además, se creó al primer organismo regulador

del sector, denominado Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica³⁴ (UREE) (Ruchansky & Bouille, 2003).

En cuanto a la fijación de las tarifas, el Reglamento de Distribución, establece que las mismas deben basarse en las correspondientes a una empresa modelo de referencia, operando en el área típica de suministro. No obstante, dicho reglamento no ha sido implementado.

En la práctica, se mantiene un esquema del tipo tradicional de Costo de Servicio, que contempla entre uno y tres ajustes anuales de tarifas de distribución, asociados a las variaciones en el nivel de inflación y otros índices asociados a los costos de servicio.

La Tabla 10, resume las principales características del esquema uruguayo.

Tabla 10 – Esquema regulatorio de distribución eléctrica: Uruguay

Ítem	Definición
<i>General</i>	
País	Uruguay
Organización de la actividad	Monopolio integrado verticalmente: Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).
Propiedad de las empresas	Pública.
Número de clientes	Alrededor de 1,3 millones.
Acceso a la electricidad	Prácticamente 100%.
Ente regulador	Unidad Reguladora de Servicios de energía y agua (URSEA).
<i>Regulación</i>	
Esquema regulatorio	Empresa Modelo, pero no ha sido aplicado. Costo de Servicio de facto.
Duración del período tarifario	Cuatro años de acuerdo al Reglamento de Distribución. En la práctica las revisiones generales no han sido llevadas a cabo.
Remuneración del servicio de distribución	El Reglamento de Distribución establece que el servicio sea remunerado por el Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE), comprendido por los costos unitarios de una empresa modelo de referencia, operando en un área típica definida. En la práctica, esta metodología no ha sido aplicada.
Costos de O&M	Costos reconocidos de una empresa modelo de referencia ubicada en el área típica de distribución.
Base tarifaria	Valor nuevo de reemplazo (VNR) de una empresa modelo de referencia adaptada a la demanda.
Tasa de retorno	Definida por el poder ejecutivo, en base a las propuestas de cálculo presentadas por el regulador.
Costos de comercialización	Incluidos en el VADE.

³⁴ Posteriormente modificado a URSEA (Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua).

Ítem	Definición
Traslado de compras de energía	Se reconoce el traslado completo en aquellos casos que las compras de energía contratada mediante procesos de licitación pública.
Pérdidas de energía	Se reconoce un nivel de pérdidas estándar de acuerdo a los parámetros considerados para la determinación del VADE según el área típica de distribución.
Mecanismo de actualización	En la práctica suelen haber entre una y tres actualizaciones anuales, asociadas al nivel de inflación, precios de combustible, variación salarial y tipo de cambio.
Factor X	El Reglamento de Distribución estipula una reducción en concepto de ganancias por escala, pero la misma no ha sido aplicada.
<i>Otros</i>	
Régimen de calidad de Servicio	Metas de indicadores SAIFI y SAIDI determinadas por el URSEA Se establecen sanciones y resarcimiento a clientes finales.
Comercialización independiente	Inexistente.

Fuente: Elaboración propia

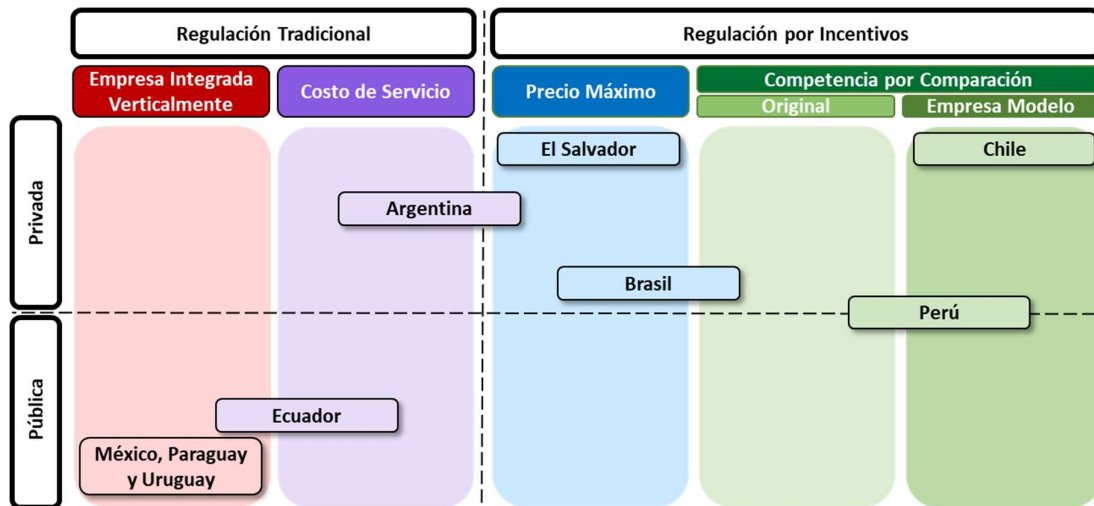
2.3.10. Clasificación

En la Figura 1, se presenta un mapa de clasificación de la actividad de distribución eléctrica en cada país, tomando en cuenta el tipo de esquema regulatorio adoptado y la propiedad de las empresas que prestan el servicio (pública o privada).

Cabe destacar que, para determinar el esquema regulatorio, se consideraron las características principales de cada caso más allá de que particularmente algunos tomen mecanismos de otras variantes

Aquellos casos en los que no existen períodos regulares de revisión tarifaria, o que, el marco regulatorio no ha sido implementado, se les consideró como regulación por Costo de Servicio. Asimismo, si bien Brasil y Perú determinan algunos de sus componentes tarifarios a través de la comparación con otras empresas similares, se entiende que en líneas generales se trata de países con esquema de Precio Máximo y Empresa Modelo respectivamente.

Figura 1 – Mapa de clasificación de la actividad de distribución eléctrica



Fuente: Elaboración propia

3. Metodología

3.1. Análisis de eficiencia

3.1.1. Definición de eficiencia

Dado que el objetivo central del presente trabajo consiste en estudiar cuál ha sido el desempeño de la eficiencia en el sector de distribución eléctrica latinoamericano según la propiedad de las empresas y el esquema regulatorio adoptado en el país en el cual operan, un punto que merece especial atención es, en primer lugar, definir a qué nos referimos con dicho concepto.

De acuerdo a la teoría microeconómica, se reconocen dos tipos de eficiencia:

La primera de ellas, denominada *eficiencia técnica*, analiza la capacidad que tiene una empresa en conseguir el máximo nivel de producto dado un conjunto de insumos. Una empresa será técnicamente eficiente cuando se halle en un punto situado en la frontera de posibilidades de producción.

Cabe destacar que, si bien se suele utilizar como sinónimo, el concepto de *productividad* difiere del de eficiencia técnica. Esto se debe a que, la productividad, tiene en consideración el impacto de la escala. Por ejemplo, puede que una empresa se encuentre situada sobre la frontera de producción, pero que exista un punto en el cual pueda mejorar

la relación entre productos e insumos mediante un incremento de escala (es decir que la empresa se encuentra ubicada en un segmento de la función de producción donde presenta retornos crecientes a escala).

En cambio, la *eficiencia asignativa*, analiza si la combinación de productos e insumos es la óptima, de acuerdo al precio de los mismos. Este tipo de eficiencia se encuentra directamente relacionada con la maximización de los beneficios (o minimización de los costos), y requiere de información de los precios de los factores (Coelli, Rao, O'Donnell & Battese, 2005).

Por lo general, se suele asumir que las diferencias en la eficiencia técnica son de tipo endógenas, y se deben a elementos que se encuentran bajo el control de las propias empresas, mientras que las variaciones en la eficiencia de asignación pueden ser en ocasiones exógenas, y originarse en factores fuera del control de las mismas, como la diferencia entre los precios proyectados y los observados (Lovell, 1993).

3.1.2. Fronteras de eficiencia

Uno de los enfoques metodológicos más aplicados durante los últimos 50 años para la medición de la eficiencia, consiste en la aplicación de las técnicas de frontera. Bajo las mismas, se construyen fronteras de tecnología que representan las mejores prácticas del sector, en las que, el cálculo de la eficiencia surge a partir de la distancia que exista entre el vector de producción o costos de la empresa, y la frontera del sector.

De acuerdo a Rossi (2015), existen dos alternativas a la hora de construir una frontera: la primera de ellas, consiste en definir teóricamente a la misma, según el conocimiento ingenieril que se posee sobre el proceso productivo de la industria. Por otro lado, la segunda alternativa es estimar la frontera empíricamente, a partir de información observada.

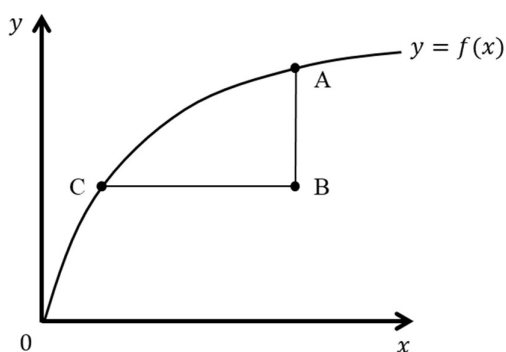
Dada la naturaleza empírica de este trabajo, se ha optado por la segunda opción³⁵. Cabe mencionar que esto implica que la medida de eficiencia obtenida será de tipo relativa, entre cada empresa individual y el resultado del total de la muestra³⁶.

Una vez definido el enfoque bajo el cual se construirá la frontera, el siguiente paso corresponde en especificar la relación tecnológica que será estimada. A grandes rasgos, existen dos alternativas teóricas principales:

1. *Fronteras de Producción*, basadas en la maximización de funciones de producción (incluyen además a las funciones de distancia, ya sean orientadas a insumos o a productos).
2. *Fronteras de Costos*, centradas la minimización de funciones de costos (incluyen además a las fronteras de beneficios).

Las fronteras de producción se caracterizan por permitir la estimación de la eficiencia técnica, y representan el producto máximo que una empresa puede obtener, dado un vector de insumos (Melo & Espinosa, 2004). De esta forma, una empresa localizada en la frontera de la Figura 2, será eficiente técnicamente, mientras que una localizada en el punto *B* podría potencialmente elevar su producto hasta *A* (o alternativamente reducir sus insumos hasta *C*).

Figura 2 – Medición de eficiencia técnica en frontera de producción



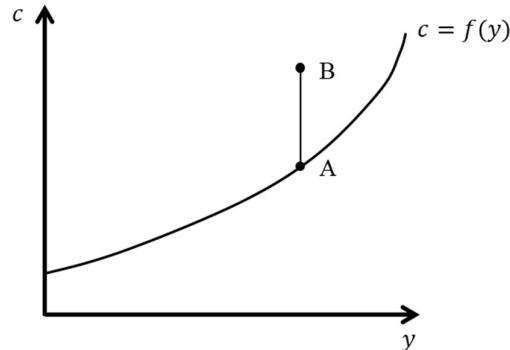
Fuente: Elaboración propia

³⁵ La cual es consistente con la sugerencia de Farrell (1957), quien recomienda la estimación empírica dada la complejidad que los procesos productivos tienen en la práctica.

³⁶ Por lo tanto, que una empresa resulte completamente eficiente no implica que la misma no tenga oportunidades de mejorar su performance. Tan solo es señal que, en la muestra, no existen empresas con mejor desempeño (Rossi, 2015).

Por otro lado, las fronteras de costos permiten estimar la eficiencia económica (técnica y asignativa), y representan el costo mínimo óptimo, dado un vector de productos (Melo & Espinosa, 2004). Análogamente al caso anterior, una empresa localizada en la frontera de la Figura 3, será eficiente en términos económicos, mientras que una localizada en el punto *B* podría potencialmente reducirlos hasta alcanzar los costos *A*.

Figura 3 – Medición de eficiencia económica en frontera de costos



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, distintos enfoques teóricos, permiten medir diferentes tipos de eficiencia. La elección del mismo depende entonces de las características intrínsecas del sector a analizar y de la información que se dispone.

Para el caso particular del sector de distribución eléctrica, dado que se trata de un servicio público regulado donde las empresas en general se encuentran obligadas a proveer el servicio (el producto es exógeno) se suele recomendar utilizar un modelo de frontera de costos. Sin embargo, en contra de este argumento se hallan distintas cuestiones tanto teóricas como prácticas.

A nivel teórico, algunos autores destacan que, en muchos casos la actividad se encuentra en manos de empresas estatales, las cuales pueden no tener como objetivo principal la maximización del beneficio propio. Por este motivo, el desempeño relativo debe ser analizado únicamente a partir de comparaciones a nivel técnico (Estache, Rossi & Ruzzier, 2004).

Por otro lado, en términos prácticos, la estimación de fronteras de costos requiere información de precios e insumos en unidades monetarias, la cual puede no encontrarse disponible o ser poco confiable (en caso que provenga de registros contables). Esta dificultad

además se ve potenciada, en caso de realizarse una comparación de empresas entre múltiples países (ya que las unidades monetarias no son homogéneas y se debe tomar algún supuesto adicional al respecto) (Rodríguez Pardina & Rossi, 2000).

Dados los objetivos de comparación internacional de este trabajo, la gran cantidad de empresas de propiedad pública en la región, y la dificultad de obtener series de información confiable respecto a precios de insumos, se ha optado por seguir un enfoque basado la eficiencia técnica.

Cabe destacar que, los problemas mencionados en cuanto a la condición de producto exógeno en la actividad, serán solventados a partir de la implementación de funciones de distancia orientadas a insumos (aspecto sobre el cual se profundiza en apartados posteriores).

3.1.3. Modelos paramétricos vs. No paramétricos

Tal como se ha visto en la revisión de la literatura empírica, a la hora de estimar la frontera de eficiencia, existen dos familias de métodos principales: el primero de ellos consiste en el método no paramétrico de análisis envolvente de datos (DEA), mientras que su alternativa es la estimación econométrica de la frontera, a partir del método conocido como fronteras estocásticas de eficiencia.

Bajo modelos del tipo DEA, se busca determinar cuáles son las empresas que forman la superficie envolvente o frontera eficiente, a través del análisis de las combinaciones lineales de productos e insumos. Si bien este tipo de enfoque tiene la ventaja de no precisar que se defina una forma funcional a priori, el mismo presenta problemas a medida que se incrementa el número de variables incluidas en el modelo (se debilita su potencia para discriminar la eficiencia de las empresas). Además, al no hacer supuesto de la distribución del término de error los datos no poseen las propiedades estadísticas deseables y se hace imposible el testeo de hipótesis (Ferro, 2007).

Por otro lado, la estimación de fronteras estocásticas de eficiencia tiene como principal desventaja el requerir una forma funcional sobre la frontera, la cual, en caso de no ser correctamente especificada, puede resultar en errores de predicción.

No obstante, la evidencia empírica sugiere que el riesgo de una incorrecta especificación puede ser reducido al considerar una forma funcional flexible, como el caso de la translogarítmica (Coelli y Perelman, 2001).

En cuanto a las ventajas de la estimación de modelos de fronteras estocásticas, se destaca que las mismas permiten diferenciar los efectos de la ineficiencia de las empresas del ruido estadístico, así como también el testeo de hipótesis sobre las distintas variables a incorporar en el modelo.

Además, cuando se trabaja con datos de panel (como es el caso del presente estudio), es posible relajar algunos de los supuestos paramétricos, lo cual permite obtener predicciones consistentes de eficiencia técnica y, dependiendo de la especificación, incluir en el análisis el impacto que posee el paso del tiempo en la frontera (Coelli, Rao, O'Donnell & Battese, 2005).

Si bien cada una de las alternativas mencionadas tiene sus ventajas y desventajas, se ha optado en este trabajo por la estimación de modelos de fronteras estocásticas. La justificación de esta elección, reside en que dicha metodología, permite el testeo de hipótesis de significatividad individual de variables que son centrales para los objetivos del presente trabajo: el esquema regulatorio adoptado, la propiedad de las empresas y/o el paso del tiempo.

3.2. Fronteras estocásticas de producción

3.2.1. Descripción de la técnica

En términos generales, la técnica de fronteras estocásticas de producción puede entenderse como una extensión del modelo de regresión lineal, la cual se basa en la premisa microeconómica que la función de producción representa el producto óptimo alcanzable, a partir de un conjunto de insumos dado (Melo & Espinosa, 2004). De esta forma, la ineficiencia es identificada a partir de los errores del modelo de regresión, y los estimadores dan cuenta de la mejor práctica del sector, en vez del promedio (Greene, 1993).

Cabe destacar que, dicha técnica se caracteriza por separar el término de error en dos componentes. El primero de ellos, hace referencia a la ineficiencia, que se encuentra bajo el

control de la propia empresa, mientras que el segundo, representa los efectos aleatorios (provocados por el ruido estadístico)³⁷.

La estructura básica del modelo para datos de panel, puede ser formulada a partir de la siguiente ecuación:

$$(1) \quad Y_{it} = \beta_0 + X'_{it}\beta + \varepsilon_{it}$$

Dónde Y_{it} es el producto de la empresa i ($i=1, 2, \dots, N$) en el momento t ($t=1, 2, \dots, T$), X'_{it} es el vector (traspuesto) de k insumos para cada empresa y unidad de tiempo, β_0 es el término constante, β es un vector de ($k \times 1$) parámetros desconocidos a ser estimados, y ε_{it} es el término de error especificado por:

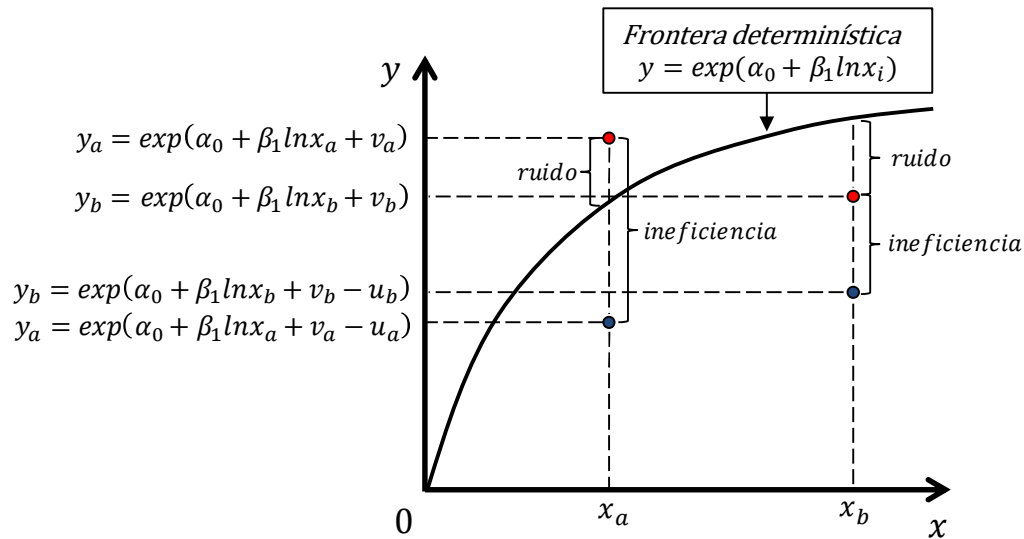
$$(2) \quad \varepsilon_{it} = v_{it} - u_{it}$$

En el que los v_{it} son considerados como ruido estadístico y supuestos como independientes e idénticamente distribuidos, mientras que los u_{it} son las variables aleatorias no negativas que representan la ineficiencia técnica.

A modo de ejemplo, en la Figura 4, se representa la función de producción determinística para dos empresas: a y b .

³⁷ El cual agrupa factores como errores de medición y variables omitidas entre otros.

Figura 4 – Ineficiencia y ruido estadístico



Fuente: Elaboración propia

De solo considerarse el ruido estadístico v_i , el producto hipotético de la empresa (rojo), se ubicaría por encima o debajo de la frontera de producción determinística de acuerdo a si se trata del caso de ruido positivo (empresa a) o, del caso de ruido negativo (empresa b).

Al tomar en cuenta al efecto de la ineficiencia u_i , se puede notar que el producto observado de cada empresa (azul), termina ubicándose por debajo de la frontera de producción determinística. Esto, se debe a que la suma de ambos componentes del error, resulta negativa ($v_{it} - u_{it} < 0$)³⁸.

Cabe destacar que, en los modelos de fronteras estocásticas, se supone que el error tiene un sesgo positivo en la función de producción. Si el error estuviese simétricamente distribuido, no existirían unidades productivas ineficientes (Melo & Espinosa, 2004). La distribución del término de ineficiencia a considerar debe tener en cuenta tal aspecto.

Si bien múltiples distribuciones han sido propuestas, las más utilizadas en la práctica han sido la media-normal, y su generalización más flexible, la normal-truncada³⁹.

³⁸ De hecho, el producto observado puede ubicarse por encima de la frontera de producción determinística si y solo si, el efecto del ruido estadístico es positivo y mayor en valor absoluto al efecto de la ineficiencia.

³⁹ Para más información, ver Stevenson (1980).

Esta última, se obtiene al truncar en cero una distribución normal con media μ y varianza σ^2 . Cabe destacar que, de resultar μ igual a cero, la distribución sería la media-normal. Esta hipótesis puede ser verificada a partir del test de diferencia de verosimilitud (Stevenson, 1980).

Otro aspecto relevante de la técnica de fronteras estocásticas es que, de acuerdo a Schmidt y Sickles (1984), cuando las estimaciones son llevadas en formatos de corte transversal, la misma puede aparejar tres serios problemas: en primer lugar, las estimaciones del término de ineficiencia no resultan consistentes (ya que solo existe una única observación por empresa). Además, tanto para la estimación del modelo, como para la separación entre ineficiencia y ruido, se requiere asumir supuestos fuertes sobre la distribución del cada uno de estos términos (particularmente el término de ineficiencia). Por último, puede que sea incorrecto asumir que la ineficiencia es independiente de los regresores.

No obstante, de acuerdo a Kumbhakar & Lovell (2003) y Rossi (2015), estos problemas pueden ser solventados al tratar con datos de panel: el primero de ellos, se soluciona al incluir una mayor cantidad de observaciones por empresa. El segundo, puede ser evitado en gran medida, pero al costo de asumir que la ineficiencia es invariante en el tiempo⁴⁰. El tercer problema, en cambio, dependerá de la técnica de estimación considerada, ya que no todos los modelos de datos de panel requieren de dicho supuesto. Además, observaciones repetidas de la misma muestra de empresas pueden también servir como un sustituto de este supuesto.

En el presente trabajo, el primer y tercer problema se solventan al contar con un período de información largo (catorce años) para la mayoría de las empresas.

Con respecto al segundo, en cambio, dado que existe un interés central en analizar el desempeño de las empresas en el largo plazo, resulta imposible evitar el supuesto de distribución del término de ineficiencia. En ese sentido, se ha optado por asumir una distribución normal-truncada, considerando su flexibilidad y utilización en la literatura empírica revisada.

⁴⁰ Estos son los casos del modelo de efectos fijos y el modelo de efectos aleatorios, bajo el supuesto de ineficiencia invariante en el tiempo. Para más información, ver Kumbhakar & Lovell (2003)

Finalmente, como será detallado en apartados posteriores, el modelo a estimar será el *time-decay* propuesto por Battese y Coelli (1992), de efectos aleatorios, e ineficiencia variante en el tiempo.

3.2.2. Funciones de distancia

Uno de los problemas más habituales a la hora de estimar la eficiencia a través de técnicas de fronteras estocásticas de producción, es el de las industrias multi-producto. El mismo, hace referencia a casos en que las empresas del sector a analizar, producen diferentes bienes o servicios, los cuales en la práctica no resultan lo suficientemente homogéneos como para ser integrados en un solo producto (Melo & Espinosa, 2004). Es en este caso, que surge como alternativa la herramienta de *funciones de distancia*, diseñada por Shephard (1953)⁴¹.

En la práctica, existen dos alternativas de aproximación: funciones orientadas a productos, y funciones orientadas a insumos.Cuál de ellas debe ser considerada depende de las características intrínsecas del sector (Coelli, Rao, O'Donnell & Battese, 2005).

Las funciones de distancia orientadas a productos, analizan en qué medida un vector de productos puede ser proporcionalmente expandido, manteniendo constante el vector de insumos. Son considerados en aquellos casos que las empresas poseen un mayor control sobre sus productos que sobre sus insumos.

Por otro lado, las funciones de distancia orientadas a insumos permiten obtener la cantidad máxima en la que un vector de insumos puede ser radialmente contraído sin que se afecte el vector de productos. Este es el caso del sector de distribución eléctrica, donde las empresas cuentan con mayor control sobre sus insumos que sobre sus productos (que son prácticamente exógenos al tener la obligación de suministro) (Estache, Rossi & Ruzzier, 2004).

⁴¹ Además, esta herramienta posee el beneficio adicional de que puede ser utilizada para estimar la eficiencia técnica en aquellos casos que no se cuenta con información de precios, y no es posible asegurar que las empresas operan bajo la lógica de maximización de beneficios (por tratarse de un sector altamente regulado o ser empresas de propiedad pública).

Cuando se trabaja con un panel de datos, la función de distancia orientada a insumos definida sobre M productos y K insumos toma la siguiente forma:

$$(3) \quad D_{it}^I = D^I(x_{1it}, x_{2it}, \dots, x_{Kit}, y_{1it}, y_{2it}, \dots, y_{Mit})$$

Dónde x_{Kit} hace referencia insumo K ($k=1, 2, \dots, K$), de la empresa i ($i=1, 2, \dots, N$), en el momento t ($t=1, 2, \dots, T$). $D_{it}^I \geq 1$, por otro lado, hace referencia a la máxima cantidad por la cual el vector de insumos puede contraerse radialmente sin cambiar el vector de productos⁴².

Siguiendo lo explicitado por Coelli, Rao, O'Donnell & Battese (2005), el primer paso para estimar una función de distancia es el de definir la forma funcional de D^I . La misma, debe ser idealmente flexible, fácil de calcular y permitir la imposición de homogeneidad (Coelli & Perelman, 2000). Siguiendo la práctica observada en la revisión de la literatura, en este estudio se ha optado por considerar la forma funcional translogarítmica, la cual cumple las tres condiciones mencionadas.

Al aplicar dicha forma funcional a la función de distancia, se obtiene la siguiente ecuación:

$$(4) \quad \ln D_{it}^I = \alpha_0 + \sum_{m=1}^M \alpha_m \ln y_{mit} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \alpha_{mn} \ln y_{mit} \ln y_{nit} + \\ \sum_{k=1}^K \beta_k \ln x_{kit} + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^K \beta_{kl} \ln x_{kit} \ln x_{lit} + \\ \frac{1}{2} \sum_{m=1}^M \sum_{k=1}^K \delta_{mk} \ln y_{mit} \ln x_{kit} + v_{it}$$

Dónde α, β y δ son parámetros a ser estimados, y v_{it} es el ruido estadístico. Se requieren las siguientes restricciones para permitir homogeneidad de grado 1 en insumos y simetría:

$$(5) \quad \sum_{k=1}^K \beta_k = 1$$

$$(6) \quad \sum_{l=1}^K \beta_{kl} = 0, \quad k = 1, 2, \dots, K$$

$$(7) \quad \sum_{m=1}^M \delta_{mk} = 0, \quad m = 1, 2, \dots, M$$

⁴² Para más información sobre las propiedades de la función de distancia, ver Coelli, Rao, O'Donnell & Battese (2005).

$$(8) \quad \alpha_{mn} = \alpha_{nm}, n = 1, 2, \dots, M; \quad \beta_{kl} = \beta_{lk}, l = 1, 2, \dots, K$$

Para poder determinar la frontera, D_{it}^l debe ser igual a uno (lo cual garantizaría la restricción de homogeneidad). De acuerdo a Lovell, Travers, Richardson y Wood (1994), esta condición puede imponerse al normalizar la función de distancia por uno de sus inputs (seleccionado de forma arbitraria).

Por ejemplo, si se normaliza con respecto al input x_K se obtiene:

$$(9) \quad \ln\left(\frac{D_{it}^l}{x_{Kit}}\right) = \alpha_0 + \sum_{m=1}^M \alpha_m \ln y_{mit} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \alpha_{mn} \ln y_{mit} \ln y_{nit} + \\ \sum_{k=1}^{K-1} \beta_k \ln\left(\frac{x_{kit}}{x_{Kit}}\right) + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{K-1} \sum_{l=1}^{K-1} \beta_{kl} \ln\left(\frac{x_{kit}}{x_{Kit}}\right) \ln\left(\frac{x_{lit}}{x_{Kit}}\right) + \\ \frac{1}{2} \sum_{m=1}^M \sum_{k=1}^{K-1} \delta_{mk} \ln y_{mit} \ln\left(\frac{x_{kit}}{x_{Kit}}\right) + v_{it}$$

La cual puede reescribirse como:

$$(10) \quad \ln\left(\frac{D_{it}^l}{x_{Kit}}\right) = TL(x_{kit}/x_{Kit}, y_{mit}, \alpha, \beta, \delta) + v_{it}$$

$$i = 1, 2, \dots, N; t = 1, 2, \dots, T$$

$$(11) \quad \ln(D_{it}^l) - \ln(x_{Kit}) = TL(x_{kit}/x_{Kit}, y_{mit}, \alpha, \beta, \delta) + v_{it}$$

$$i = 1, 2, \dots, N; t = 1, 2, \dots, T$$

Dónde TL representa la función translogarítmica, que puede traducirse en la siguiente ecuación estimable:

$$(12) \quad -\ln(x_{Kit}) = TL(x_{kit}/x_{Kit}, y_{mit}, \alpha, \beta, \delta) + v_{it} - \ln(D_{it}^l)$$

$$i = 1, 2, \dots, N; t = 1, 2, \dots, T$$

Dónde $\ln(D_{it}^l) = u_{it}$, y puede interpretarse como las variables aleatorias no negativas que representan la ineficiencia técnica.

En el presente trabajo se ha optado por utilizar funciones de distancia orientadas a insumos. La justificación de ello radica en los siguientes puntos:

1. Por un lado, existe un consenso general que la actividad de distribución eléctrica posee las características de una industria multi-producto (siendo el total de clientes y las ventas de energía, los productos más habituales).

2. Además, al tratarse de un sector estrictamente regulado y/o en manos de empresas públicas, no opera la lógica habitual de maximización de beneficios.
3. Finalmente, se considera un enfoque orientado a insumos, dada la obligación de suministro de las empresas.

3.2.3. Variación de la ineficiencia y cambio tecnológico

Cuando el análisis de eficiencia se realiza a lo largo de un período de tiempo considerable, es de esperar que la relación producto-insumo de las empresas se vea modificada.

De acuerdo a Diewert (1992), de contar con información suficiente de precios y cantidades y, estableciendo supuestos sobre la estructura tecnológica y el comportamiento de las empresas, es posible dimensionar dicho cambio a partir de la construcción de índices de productividad⁴³.

Otra alternativa posible, es calcular el cambio en dicha relación a partir de técnicas no paramétricas o econométricas, generando lo que se conoce como un índice de productividad de Malmquist (1953). A diferencia de los casos anteriores, no se requiere de información de precios ni supuestos sobre la estructura tecnológica o el comportamiento de las empresas, pero se precisa la estimación de una función de producción.

Si bien las técnicas de índices permiten medir el cambio en la relación producto-insumo, las mismas poseen dificultades para distinguir las fuentes del mismo (Kumbhakar & Lovell, 2003).

Cambios en la relación producto-insumo de una empresa a lo largo del tiempo pueden deberse a un acercamiento de la misma a la frontera (mejora de eficiencia técnica), o a que directamente la frontera se ha desplazado gracias a los avances tecnológicos y resulta posible alcanzar puntos de mayor producción a cada nivel de insumos. Estos últimos, refieren a cambios de productividad, y son conocidos comúnmente bajo el nombre de *Cambio Tecnológico* (Coelli, Rao, O'Donnell & Battese, 2005).

⁴³ Tales como, el índice de Fisher (1922) o el índice de Törnqvist (1936).

A fines de poder diferenciar ambos efectos, se debe estimar un modelo econométrico que permita que la ineficiencia varíe en el tiempo de forma tal que:

$$(13) \quad u_{it} = f(t) \cdot u_i$$

Dónde $f(t)$, es justamente una función que determina la variación de la ineficiencia técnica a lo largo del tiempo.

Entre las especificaciones más utilizadas en la práctica, se hallan el modelo de Kumbhakar (1990), y el modelo *time-decay* de Battese y Coelli (1992):

$$(14) \quad \text{Kumbhakar (1990): } f(t) = [1 + \exp(\alpha t + \beta t^2)]^{-1}$$

Dónde α y β son parámetros a estimar. La función permanece en el intervalo unitario pudiendo ser no-creciente o no-decreciente, cóncava o convexa, dependiendo de los signos y magnitudes de α y β .

$$(15) \quad \text{Battese \& Coelli (1992): } f(t) = \exp[\eta(t - T)]$$

Dónde $f(t) \geq 0$, $f(T) = 1$ y η es un parámetro a estimar. De resultar η positivo, el modelo da cuenta de ineficiencia decreciente en el tiempo. En cambio, si η es negativo los efectos de la ineficiencia resultan crecientes.

Mientras que el modelo de Kumbhakar (1990) goza de una mayor flexibilidad, el modelo *time-decay* de Battese & Coelli (1992) cuenta con la ventaja de poder ser estimado en paneles de datos desbalanceados.

Bajo cualquiera de estas dos especificaciones, el nivel de eficiencia técnica de la firma i en el período t se obtiene a partir de la siguiente esperanza condicional:

$$(16) \quad ET_{it} = E[\exp(-u_{it})/\varepsilon_{it}]$$

En lo que respecta al cambio tecnológico, el mismo puede incorporarse en el modelo a partir de la inclusión de un término de tendencia determinística en el vector de regresores o de un set de dummies temporales para cada año.

Dados que los objetivos del presente trabajo involucran el análisis del efecto del tiempo en el desempeño del sector para un panel de catorce años que se encuentra levemente

desbalanceado, se ha optado por considerar la especificación *time-decay* con dummies temporales para cada año. Cabe destacar que, para permitir su estimación, se utiliza el método de máxima verosimilitud.

3.2.4. Variables ambientales

El desempeño de las empresas suele encontrarse condicionado por variables exógenas que afectan al ambiente en el cual llevan a cabo sus respectivas actividades. Dichas variables, no corresponden a insumos necesarios del proceso productivo, ni tampoco a productos resultantes del mismo. No obstante, poseen un impacto relevante en la tecnología de producción (Kumbhakar & Lovell, 2003). Cuando se trata de variables observables no estocásticas, estas son denominadas bajo el nombre de *variables ambientales*.

En el caso particular de la actividad de distribución eléctrica, algunas de las variables ambientales más reconocidas son: las condiciones geográficas en la cual se desempeña la actividad, el tipo de clientes a los cuales se abastece (rural-urbano o residencial-industrial), su densidad de localización, el esquema regulatorio del país, o la propiedad de la empresa (pública o privada).

Más allá de cuáles sean las variables ambientales a considerar, en la práctica se han propuesto dos enfoques teóricos alternativos: el primero de ellos, implica que los factores ambientales afectan directamente a la tecnología de producción, por lo cual deben ser incorporados directamente en la función como regresores (Coelli, Perelman & Romano, 1999). De esta forma, se incluye entonces al modelo, el siguiente término:

$$(17) \quad \sum_{j=1}^J \theta_j \ln z_{jit}$$

Dónde z_{jit} hace referencia a cada una de las j variables ambientales, y cada θ_j es el parámetro asociado a ser estimado.

La segunda alternativa, supone en cambio que los factores ambientales afectan directamente al componente estocástico de la frontera de producción. De acuerdo a este enfoque, propuesto por Battese y Coelli (1995), la ineficiencia resulta una función del vector de variables ambientales tal que:

$$(18) \quad u_{it} \sim N^+(z'_{it}\theta, \sigma^2)$$

En el presente trabajo, las estimaciones serán realizadas a partir de la primera alternativa. La justificación de ello radica en que se entiende que las variables ambientales que afectan a la actividad de distribución eléctrica poseen una influencia directa en el desempeño de las empresas, y por lo tanto en la tecnología de producción⁴⁴ (Melo & Espinosa, 2004).

3.3. Especificación del modelo

Tal como fue presentado en el apartado previo, se estimará un modelo de fronteras estocásticas de eficiencia, bajo la técnica de función de distancia orientada insumos. El efecto del paso del tiempo será analizado a partir de la modelización de la alternativa *time-decay* de Battese y Coelli (1992), y se incorporarán los efectos de las variables ambientales de interés a partir de su inclusión directa en la función de distancia, bajo la forma de regresores.

A continuación, se describe en profundidad el proceso de selección de variables, las especificaciones finalmente consideradas y las características de la base de datos.

3.3.1. Selección de variables

Una vez definida la metodología a seguir, el siguiente paso, es el de la selección de variables. El mismo, consiste en determinar las variables de producto, insumo y ambiente que se considerarán para la estimación de la frontera.

En lo que refiere a los productos, tal como fue mencionado previamente, existe el consenso general de que la actividad de distribución eléctrica posee las características de una industria multi-producto. De acuerdo a Neuberg (1977), tanto el número total de clientes, cómo las ventas de energía podrían ser tenidas en cuenta como tales. Además, como bien indican los autores Jamasb y Pollit (2003), la inclusión de estas dos dimensiones de producto al modelo, permite que se refleje el efecto de la dispersión de la demanda a lo largo de la red de distribución⁴⁵.

⁴⁴ Por lo que resultaría en un error, omitirlas del modelo general.

⁴⁵ Éste, resulta uno de los mayores determinantes de los costos distribución. Mientras que el número de clientes da cuenta de la cantidad de puntos de conexión que requiere una red dada, la energía

Por estos motivos, en el presente estudio se ha optado por considerar a las ventas de energía, medidas en gigavatios-hora (GWh), y al número de clientes como variables de producto. Tal selección resulta consistente con la literatura empírica (ver Tabla 11).

Tabla 11 – Variables Consideradas en la Literatura Empírica

Variables Consideradas	Cantidad de trabajos	Autores
<i>Variables de Producto</i>		
<i>Ventas de Energía</i>	11 / 20	Bagdadioglu, Price y Weyman-Jones (1996); Estache, Rossi y Ruzzier (2004); Abbot (2006); Von Hirschhausen, Cullman y Kappeler (2006); Ramos-Real, Tovar, Iooty, De Almeida y Pinto (2009); Pérez-Reyes y Tovar (2010); Tovar, Ramos-Real y De Almeida (2010); Çelen y Yalçin (2012); Çelen (2013); Filippini y Wetzel (2014) y; Pérez-Reyes (2015).
<i>Clientes</i>	11 / 20	Bagdadioglu, Price y Weyman-Jones (1996); Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier (1999); Rodríguez Pardina y Rossi (2000); Estache, Rossi y Ruzzier (2004); Ramos-Real, Tovar, Iooty, De Almeida y Pinto (2009); Pérez-Reyes y Tovar (2010); Tovar, Ramos-Real y De Almeida (2010); Çelen y Yalçin (2012); Çelen (2013); Filippini y Wetzel (2014) y; Pérez-Reyes (2015).
<i>Ventas de Energía por Sector o Nivel de Tensión</i>	6 / 20	Weyman-Jones (1991); Hjalmarsson y Veiderpass (1992); Kumbhakar y Hjalmarsson (1998); Hattori (2002); Melo y Espinosa (2004); Patiño Moya y; Gómez Flórez y Osorio Medina (2010).
<i>Clientes por Sector o Nivel de Tensión</i>	2 / 20	Hjalmarsson y Veiderpass (1992) y; Von Hirschhausen, Cullman y Kappeler (2006).
<i>Variables de Insumo</i>		
<i>Número de Empleados</i>	17 / 20	Weyman-Jones (1991); Bagdadioglu, Price y Weyman-Jones (1996); Kumbhakar y Hjalmarsson (1998); Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier (1999); Rodríguez Pardina y Rossi (2000); Hattori (2002); Estache, Rossi y Ruzzier (2004); Melo y Espinosa (2004); Abbot (2006); Von Hirschhausen, Cullman y Kappeler (2006); Ramos-Real, Tovar, Iooty, De Almeida y Pinto (2009); Pérez-Reyes y Tovar (2010); Patiño Moya, Gómez Flórez y Osorio Medina (2010); Tovar, Ramos-Real y De Almeida (2010); Çelen y Yalçin (2012); Çelen (2013) y; Pérez-Reyes (2015).
<i>Red de Distribución</i>	14 / 20	Weyman-Jones (1991); Hjalmarsson y Veiderpass (1992); Bagdadioglu, Price y Weyman-Jones (1996); Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier (1999); Rodríguez Pardina y Rossi (2000); Estache, Rossi y Ruzzier (2004); Von Hirschhausen, Cullman y Kappeler (2006); Ramos-Real, Tovar, Iooty, De Almeida y Pinto (2009); Patiño Moya, Gómez Flórez y Osorio Medina (2010); Tovar, Ramos-Real y De Almeida (2010); Çelen y Yalçin (2012); Çelen (2013); Pérez-Reyes (2015) y; García-Montoya y López-Lezama (2017).
<i>Capacidad de Transformación</i>	13 / 20	Hjalmarsson y Veiderpass (1992); Bagdadioglu, Price y Weyman-Jones (1996); Kumbhakar y Hjalmarsson (1998); Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier (1999); Rodríguez Pardina y Rossi (2000); Hattori (2002); Estache, Rossi y Ruzzier (2004); Melo y Espinosa (2004); Abbot (2006); Patiño Moya, Gómez Flórez y Osorio Medina (2010); Çelen y Yalçin (2012); Çelen (2013) y; Pérez-Reyes (2015).
<i>Pérdidas</i>	7 / 20	Bagdadioglu, Price y Weyman-Jones (1996); Von Hirschhausen, Cullman y Kappeler (2006); Ramos-Real, Tovar, Iooty, De Almeida y Pinto (2009); Pérez-Reyes y Tovar (2010); Tovar, Ramos-Real y De Almeida (2010); Çelen (2013) y; Pérez-Reyes (2015).
<i>Calidad</i>	1 / 20	Çelen (2013).

venta explica la capacidad de transformación y distribución que requiere la misma. Se recuerda que, dada la obligación de suministro, ambos productos son exógenos a la distribuidora.

Variables Consideradas	Cantidad de trabajos	Autores
<i>Variables Ambientales</i>		
<i>Densidad de Servicio</i>	9 / 20	Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier (1999); Rodríguez Pardina y Rossi (2000); Hattori (2002); Melo y Espinosa (2004); Von Hirschhausen, Cullman y Kappeler (2006); Ramos-Real, Tovar, Iooty, De Almeida y Pinto (2009); Patiño Moya, Gómez Flórez y Osorio Medina (2010); Çelen (2013) y; Filippini y Wetzel (2014).
<i>Estructura de Mercado</i>	6 / 20	Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier (1999); Rodríguez Pardina y Rossi (2000); Estache, Rossi y Ruzzier (2004); Pérez-Reyes y Tovar (2010); Çelen (2013) y; Pérez-Reyes (2015).
<i>Dummy característica de Propiedad, Reforma o País</i>	6 / 20	Rodríguez Pardina y Rossi (2000); Hattori (2002); Von Hirschhausen, Cullman y Kappeler (2006); Pérez-Reyes y Tovar (2010); Çelen (2013) y; Pérez-Reyes (2015).

Fuente: Elaboración propia en base a la literatura empírica revisada (Tabla 1)

Cabe destacar que, algunos de los trabajos revisados, realizan alguna discriminación de las ventas de energía o clientes de acuerdo a su categoría (residencial, industrial y comercial) o su nivel de tensión (baja tensión y alta tensión). Si bien esta diferenciación fue descartada debido a falta de información, se entiende que, en todo caso, la misma debiese ser representada mediante variables ambientales (ya que se trata de una característica del mercado, que muchas veces queda fuera del control de la propia empresa).

En lo que respecta a los insumos, para llevar a cabo la actividad de distribución eléctrica, se precisa de dos factores: trabajo y capital.

En cuanto al factor trabajo, en el presente estudio se consideró al número de empleados propios. Dado que la variable se incluye a nivel agregado, ello implica el supuesto de que existe una distribución uniforme en el grado de calificación de los empleados y el nivel de tercerización de cada empresa.

Si bien estos supuestos son fuertes, dada la falta de mejor información, y la limitación de grados de libertad de los modelos, se entiende que dicha variable resulta el *proxy* más adecuado del factor trabajo. Además, cabe destacar que se trata de la variable de insumo que más veces ha sido considerada en la literatura empírica revisada.

Por otro lado, en lo que respecta al capital, se tomaron en cuenta dos insumos: la longitud de la red de distribución⁴⁶ (medida en KM) y la capacidad total de transformación (medida en MVA). Tal selección se justifica en el hecho que, para llevar a cabo la actividad

⁴⁶ Se entiende como red de distribución a la red de baja y media tensión.

de distribución eléctrica, la energía debe ser primero transformada en bloques de menor nivel de tensión, para luego ser transportada mediante las redes hasta los consumidores finales (Patiño Moya, Gómez Flórez & Osorio Medina, 2010).

Además de estos insumos, cabe destacar que algunos autores incorporan en sus modelos a las pérdidas de energía y/o a alguna noción de calidad de servicio.

Las pérdidas de energía hacen referencia a las diferencias existentes entre la energía comprada por las distribuidoras (o generada en el caso de empresas integradas verticalmente), y la energía finalmente vendida. Las mismas pueden diferenciarse entre *pérdidas técnicas*, que responden al efecto físico de disipación de la energía en forma de calor, y *pérdidas no técnicas*, asociadas con el fraude y el robo.

Con la excepción de un porcentaje menor que la regulación de cada país suele reconocer, las pérdidas de energía suelen ser vistas como un costo relativamente controlable por las distribuidoras⁴⁷. De hecho, algunos autores como Jamasb, Mota, Newbery y Pollit (2005) destacan que las mismas son una de las mayores fuentes de ineficiencia en países en desarrollo, por lo que deben ser incluidas obligatoriamente en los modelos.

En cambio, en lo que respecta a la calidad de servicio, la misma suele medirse a través de indicadores de frecuencia y/o duración de interrupciones en el servicio. En ese sentido, en Latinoamérica, dos de los indicadores más considerados son el SAIFI (Frecuencia de Interrupción por Cliente Medio) y el SAIDI (Tiempo Total de Interrupción por Cliente Medio)⁴⁸.

A fines de poder discernir la importancia de las pérdidas de energía en la eficiencia técnica del sector, en el presente trabajo se estimaron dos tipos de modelos: sin pérdidas de energía y con pérdidas de energía (medidas en GWh).

En cambio, los indicadores de calidad de servicio no fueron originalmente considerados en los modelos de largo plazo debido a falta de información. No obstante, se incorporaron dos estimaciones adicionales del segundo grupo considerando al SAIFI y/o al

⁴⁷ El cual puede reducirse a partir de inversiones en capital.

⁴⁸ O sus alternativas FMIK (Frecuencia de Interrupción por KVA medio) y TTIK (Tiempo Total de Interrupción por KVA medio)

SAIDI como insumos, pero para un panel de datos reducido (con menor cantidad de empresas y durante el período 2011-2016).

Una vez definidos los productos e insumos, deben seleccionarse las variables ambientales que serán consideradas.

Tal como se observa en la Tabla 11, la mayor parte de la literatura revisada considera relevante incluir algún indicador de densidad de servicio en los modelos de fronteras. La justificación de ello radica en la importancia que tal variable posee en la eficiencia, entendiendo que existe una reducción de costos medios conforme se incrementa el número de clientes o energía distribuida por metro cuadrado del área de servicio (Llona, 1999).

Si bien la densidad de servicio puede ser evaluada a partir de múltiples variables, las dos formas más habituales son la densidad de clientes por área de servicio (Clientes/KM²) y la densidad de clientes por red de distribución (Clientes/KM). Dada la limitación en la información disponible respecto al área de servicio, y el hecho que tanto los clientes como los km de red de distribución son variables consideradas en los productos e insumos⁴⁹, estos indicadores debieron ser descartados. No obstante, se consideró tomar como *proxy* de la densidad de servicio, a la densidad poblacional del área en el cual operan las empresas (Habitantes/KM²).

En segundo lugar, al tratarse de una comparación de empresas ubicadas en múltiples países, se ha optado por incluir en los modelos al PIB per cápita a paridad de poder de compra (PPP) como variable de control. La justificación de ello radica en el que tal indicador podría permitir captar algunas diferencias ambientales de índole socio-económica, que hayan sido omitidas en el modelo (Estache, Rossi & Ruzzier, 2004).

Por otro lado, se construyeron tres variables ambientales adicionales de tipo *dummy* o *dummy categórica* a fines de explicar los efectos de la propiedad de las empresas, el esquema regulatorio adoptado, y el país en el modelo (objetivos centrales del presente estudio).

La variable Propiedad Pública, toma valor 1 cuando se trata de una empresa de propiedad pública (controlada estatalmente) y 0 en el caso de ser de capitales privados. Cabe

⁴⁹ Por lo cual podría darse un problema de elevada multicolinealidad de considerar tal indicador.

destacar que algunas empresas cambian de control durante el período considerado, efecto que se ve reflejado en la misma variable.

Por otro lado, la variable Esquema Regulatorio se representa a partir de una variable dummy categórica que diferencia los casos de empresas localizadas en un país con regulación Precio Máximo (Brasil y El Salvador), con regulación por Empresa Modelo (Chile y Perú) y donde la actividad se organiza bajo una única empresa verticalmente integrada (México, Paraguay y Uruguay). La categoría que no se incluye corresponde a los casos de aplicación de un esquema de regulación por Costo de Servicio (Argentina y Ecuador)⁵⁰.

La última variable ambiental considerada comprende una dummy categórica por país, la cual busca capturar cualquier diferencia que previamente haya sido omitida. Debido a la aparición de multicolinealidad perfecta, se incluyen dummies solamente para los casos de Brasil, Chile, Ecuador, México y Paraguay.

Finalmente, cabe destacar que, en referencia a las variables ambientales, se estimaron tres grupos de modelos: sin variables ambientales, con todas las variables ambientales menos la dummy por país y con la totalidad de las variables ambientales.

3.3.2. Especificación de los modelos

Conforme a lo desarrollado en el presente capítulo, se detalla a continuación la especificación final de los modelos estimados (ver Tabla 12).

Tabla 12 – Modelos estimados

Variable	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7	Modelo 8
	(2003-2016)	(2003-2016)	(2003-2016)	(2003-2016)	(2003-2016)	(2003-2016)	(2011-2016)	(2011-2016)
Productos								
<i>Ventas</i>	X	X	X	X	X	X	X	X
<i>Clientes</i>	X	X	X	X	X	X	X	X
Insumos								
<i>Red de Distribución</i>	X	X	X	X	X	X	X	X
<i>Empleados</i>	X	X	X	X	X	X	X	X
<i>MVA</i>	X	X	X	X	X	X	X	X

⁵⁰ Se toma como base la clasificación general realizada en el capítulo 3, en el apartado correspondiente al análisis del contexto latinoamericano.

Variable	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7	Modelo 8
	(2003-2016)	(2003-2016)	(2003-2016)	(2003-2016)	(2003-2016)	(2003-2016)	(2011-2016)	(2011-2016)
<i>Pérdidas</i>				X	X	X	X	X
<i>Calidad - SAIFI</i>							X	
<i>Calidad - SAIDI</i>								X
VARIABLES AMBIENTALES								
<i>Densidad Poblacional</i>		X	X		X	X	X	X
<i>PBI per cápita PPP</i>		X	X		X	X	X	X
<i>Propiedad Pública</i>		X	X		X	X	X	X
<i>Esquema Regulatorio</i>		X	X		X	X	X	X
<i>País</i>			X			X	X	X

Fuente: Elaboración propia

Las variables de productos son y_1 : ventas de energía e y_2 : clientes.

Las de insumos son x_1 : red de distribución (seleccionado arbitrariamente para cumplir la condición de homogeneidad de grado 1), x_2 : número de empleados, x_3 : capacidad de transformación, x_4 : pérdidas de Energía, x_{5a} : SAIFI y x_{5b} : SAIDI.

Las variables ambientales son z_1 : densidad poblacional, z_2 : PIB per cápita PPP, z_3 : propiedad pública, z_4 : esquema regulatorio y z_5 : país.

La variable DT hace referencia a los distintas dummies temporales, v y u los componentes de error, y α , β , δ , ω y θ son los coeficientes a ser estimados.

Siguiendo la recomendación habitual en la práctica, todas las variables han sido normalizadas respecto a su media geométrica⁵¹. De esta forma, los coeficientes de primer orden pueden ser interpretados como elasticidades de distancia evaluadas en la media de la muestra (Cuesta & Orea, 2002).

- *Modelo 1*: Sin pérdidas de energía, sin variables ambientales

$$(19) \quad -\ln(x_{1it}) = \alpha_0 + \sum_{m=1}^2 \alpha_m \ln y_{mit} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{n=1}^2 \alpha_{mn} \ln y_{mit} \ln y_{nit} + \sum_{k=2}^3 \beta_k \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) + \frac{1}{2} \sum_{k=2}^3 \sum_{l=2}^3 \beta_{kl} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) \ln \left(\frac{x_{lit}}{x_{1it}} \right) + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{k=2}^3 \delta_{mk} \ln y_{mit} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) + \sum_{t=2}^{14} \omega_t DT_t + v_{it} - u_{it}$$

⁵¹ Para más información respecto a las propiedades de la función translogarítmica, ver Boisvert (1982).

- *Modelo 2:* Sin pérdidas de energía, con variables ambientales de densidad de servicio, PIB per cápita, propiedad y esquema regulatorio, sin controlar por país

$$(20) \quad -\ln(x_{1it}) = \alpha_0 + \sum_{m=1}^2 \alpha_m \ln y_{mit} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{n=1}^2 \alpha_{mn} \ln y_{mit} \ln y_{nit} + \\ \sum_{k=2}^3 \beta_k \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) + \frac{1}{2} \sum_{k=2}^3 \sum_{l=2}^3 \beta_{kl} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) \ln \left(\frac{x_{lit}}{x_{1it}} \right) + \\ \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{k=2}^3 \delta_{mk} \ln y_{mit} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) + \sum_{t=2}^{14} \omega_t DT_t + \sum_{j=1}^4 \theta_j \ln z_{jit} + v_{it} - u_{it}$$

- *Modelo 3:* Sin pérdidas de energía, con todas las variables ambientales

$$(21) \quad -\ln(x_{1it}) = \alpha_0 + \sum_{m=1}^2 \alpha_m \ln y_{mit} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{n=1}^2 \alpha_{mn} \ln y_{mit} \ln y_{nit} + \\ \sum_{k=2}^3 \beta_k \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1i}} \right) + \frac{1}{2} \sum_{k=2}^3 \sum_{l=2}^3 \beta_{kl} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1i}} \right) \ln \left(\frac{x_{lit}}{x_{1i}} \right) + \\ \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{k=2}^3 \delta_{mk} \ln y_{mit} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) + \sum_{t=2}^{14} \omega_t DT_t + \sum_{j=1}^5 \theta_j \ln z_{jit} + v_{it} - u_{it}$$

- *Modelo 4:* Con pérdidas de energía, sin variables ambientales

$$(22) \quad -\ln(x_{1it}) = \alpha_0 + \sum_{m=1}^2 \alpha_m \ln y_{mit} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{n=1}^2 \alpha_{mn} \ln y_{mit} \ln y_{nit} + \\ \sum_{k=2}^4 \beta_k \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) + \frac{1}{2} \sum_{k=2}^4 \sum_{l=2}^4 \beta_{kl} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) \ln \left(\frac{x_{lit}}{x_{1it}} \right) + \\ \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{k=2}^4 \delta_{mk} \ln y_{mit} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1i}} \right) + \sum_{t=2}^{14} \omega_t DT_t + v_{it} - u_{it}$$

- *Modelo 5:* Con pérdidas de energía y variables ambientales de densidad de servicio, PIB per cápita, propiedad y esquema regulatorio, sin controlar por país

$$(23) \quad -\ln(x_{1it}) = \alpha_0 + \sum_{m=1}^2 \alpha_m \ln y_{mit} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{n=1}^2 \alpha_{mn} \ln y_{mit} \ln y_{nit} + \\ \sum_{k=2}^4 \beta_k \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) + \frac{1}{2} \sum_{k=2}^4 \sum_{l=2}^4 \beta_{kl} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) \ln \left(\frac{x_{lit}}{x_{1it}} \right) + \\ \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{k=2}^4 \delta_{mk} \ln y_{mit} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) + \sum_{t=2}^{14} \omega_t DT_t + \sum_{j=1}^4 \theta_j \ln z_{jit} + v_{it} - u_{it}$$

- *Modelo 6:* Con pérdidas de energía y con todas las variables ambientales

$$(24) \quad -\ln(x_{1it}) = \alpha_0 + \sum_{m=1}^2 \alpha_m \ln y_{mit} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{n=1}^2 \alpha_{mn} \ln y_{mit} \ln y_{nit} + \\ \sum_{k=2}^4 \beta_k \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1i}} \right) + \frac{1}{2} \sum_{k=2}^4 \sum_{l=2}^4 \beta_{kl} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) \ln \left(\frac{x_{lit}}{x_{1it}} \right) + \\ \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{k=2}^4 \delta_{mk} \ln y_{mit} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) + \sum_{t=2}^{14} \omega_t DT_t + \sum_{j=1}^5 \theta_j \ln z_{jit} + v_{it} - u_{it}$$

- Modelos 7 y 8: Panel reducido, con pérdidas de energía, variable de calidad de servicio y todas las variables ambientales

$$(25) \quad -\ln(x_{1i}) = \alpha_0 + \sum_{m=1}^2 \alpha_m \ln y_{mit} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{n=1}^2 \alpha_{mn} \ln y_{mit} \ln y_{nit} + \sum_{k=2}^5 \beta_k \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) + \frac{1}{2} \sum_{k=2}^5 \sum_{l=2}^5 \beta_{kl} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) \ln \left(\frac{x_{lit}}{x_{1it}} \right) + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^2 \sum_{k=2}^5 \delta_{mk} \ln y_{mit} \ln \left(\frac{x_{kit}}{x_{1it}} \right) + \sum_{t=2}^6 \omega_t DT_t + \sum_{j=1}^5 \theta_j \ln z_{jit} + v_{it} - u_{it}$$

Una vez estimados los distintos modelos, la selección del de mejor ajuste para el caso de los de largo plazo se realiza a partir de la prueba de razón de verosimilitud⁵².

3.3.3. Base de datos

Para la estimación de la función de distancia de los modelos 1 al 6, se trabajó con un panel de datos de 73 empresas distribuidoras de energía, localizadas en 9 países diferentes, durante el período 2003-2016.

Tabla 13 – Estadística Descriptiva, Panel 2003-2016

Variable	Definición	Unidad	Obs.	Promedio	Máximo	Mínimo	Desvío Est.
<i>Productos</i>							
-Ventas	Ventas de energía	GWh	951	8.093	218.072	17	22.565
-Clientes	Número de clientes	#	951	1.461.889	40.766.173	5.236	3.964.938
<i>Insumos</i>							
-Empleados	Número de empleados (en área de distribución para empresas IV)	#	951	1.724	38.120	34	4.301
-Red de Distribución	KM de red de distribución en baja y media tensión	KM	951	47.550	779.117	249	104.461
-Capacidad de Transformación	Capacidad total de transformación en MT/BT	MVA	951	2.475	56.564	10	6.006
-Pérdidas de Energía	Pérdidas de energía en la red de distribución	GWh	951	1.250	37.877	2	3.570
<i>Variables Ambientales</i>							
-Densidad Poblacional	Cantidad de habitantes por KM2 en la región donde opera la distribuidora	Hab/KM2	951	259	7.543	2	880
-PBI per Cápita	Producto Bruto Interno per cápita a paridad de poder de compra (base 2012)	\$ PPP, base 2012	951	13.038	22.379	5.763	4.335

⁵² La prueba de razón de verosimilitud permite comparar la bondad de ajuste entre dos modelos. En la misma se relaciona un primer modelo más simple frente a otro más complejo, a fines de evaluar si el mismo ajusta significativamente mejor a los datos considerados. Cabe destacar que la prueba resulta válida sólo cuando los modelos difieren en uno o más parámetros, y su rechazo indica que el modelo más complejo es entonces el de mejor ajuste (Melo & Espinosa, 2004).

Variable	Definición	Unidad	Obs.	Promedio	Máximo	Mínimo	Desvío Est.
-Propiedad Pública	Dummy para empresas de propiedad pública	-	349	0,37	1	0	0,48
- ER: Precio Máximo	Dummy para empresas bajo esquema regulatorio de tipo Precio Máximo	-	326	0,34	1	0	0,47
- ER: Empresa Modelo	Dummy para empresas bajo esquema regulatorio de tipo Empresa Modelo	-	154	0,16	1	0	0,37
- ER: Empresa IV	Dummy para empresas integradas verticalmente	-	42	0,04	1	0	0,21
- País: Brasil	Dummy para empresas localizadas en Brasil	-	256	0,27	1	0	0,44
- País: Chile	Dummy para empresas localizadas en Chile	-	98	0,10	1	0	0,30
- País: Ecuador	Dummy para empresas localizadas en Ecuador	-	280	0,29	1	0	0,46
- País: México	Dummy para empresas localizadas en México	-	14	0,01	1	0	0,12
- País: Paraguay	Dummy para empresas localizadas en Paraguay	-	14	0,01	1	0	0,12

Fuente: Elaboración propia

Se trata de un panel levemente desbalanceado⁵³, que cuenta con 951 observaciones, y un mínimo de 14 por país (en el caso de única empresa integrada verticalmente).

Tabla 14 – Cantidad de Observaciones por País, Panel 2003-2016

País	Cantidad de Empresas	Observaciones		
		Total	Empresas Privadas	Empresas Públicas
<i>Argentina</i>	15	149	140	9
<i>Brasil</i>	19	256	214	42
<i>Chile</i>	7	98	98	0
<i>Ecuador</i>	20	280	66	214
<i>El Salvador</i>	5	70	70	0
<i>México</i>	1	14	0	14
<i>Paraguay</i>	1	14	0	14
<i>Perú</i>	4	56	14	42
<i>Uruguay</i>	1	14	0	14
Total	73	951	602	349

Fuente: Elaboración propia

⁵³ Se recuerda que esto no es un problema, ya que el modelo *time-decay* de Battese y Coelli (1992) permite trabajar con paneles desbalanceados.

Tabla 15 – Estadística Descriptiva de las Empresas por País, Panel 2003-2016

País	Cantidad de Empresas	Variables (Promedio 2003-2016)							
		Ventas (GWh)	Clientes (#)	Empleados (#)	Red de Distr. (KM)	Cap. de Transf. (MVA)	Pérd. Energía (GWh)	Dens. Pob. (Hab/KM2)	PBI per cáp. (\$ PPP, base 2012)
<i>Argentina</i>	15	5.010	698.788	985	15.028	1.629	684	359	18.174
<i>Brasil</i>	19	14.694	2.648.434	2.784	104.270	4.522	2.306	103	13.926
<i>Chile</i>	7	1.737	346.133	293	9.352	564	159	22	19.391
<i>Ecuador</i>	20	667	192.518	503	7.748	312	134	484	9.478
<i>El Salvador</i>	5	910	293.983	255	7.908	368	95	322	6.351
<i>México</i>	1	174.700	30.881.724	33.416	700.417	46.020	26.813	53	16.564
<i>Paraguay</i>	1	7.084	1.188.162	2.587	61.521	2.536	2.043	15	9.411
<i>Perú</i>	4	2.103	580.345	379	18.024	745	199	91	9.593
<i>Uruguay</i>	1	7.502	1.303.915	4.813	69.384	4.573	1.547	19	16.180
Total	73	8.093	1.461.889	1.724	47.550	2.475	1.250	259	13.038

Fuente: Elaboración propia

Dicho panel fue confeccionado por el propio autor, a partir de información disponible públicamente, recolectada de diversas fuentes. Entre ellas, se encuentran principalmente los organismos reguladores de cada país, asociaciones de distribuidores de energía, o las memorias de estados financieros anuales y/o reportes de sustentabilidad publicados por las propias empresas. Un mayor detalle al respecto al proceso de confección de base de datos puede encontrarse en el anexo A.1. Base de datos, al final de este trabajo.

Por último, en el caso de los modelos 7 y 8, por problemas de disponibilidad de información, se debió reducir el panel de datos a 57 empresas, localizadas en 8 países, durante el período 2011-2016.

Tabla 16 – Estadística Descriptiva, Panel 2011-2016

Variable	Definición	Unidad	Obs.	Promedio	Máximo	Mínimo	Desvío Estándar
<i>Productos</i>							
-Ventas	Ventas de energía	GWh	339	6.733	46.499	33	10.210
-Clientes	Número de clientes	#	339	1.257.400	8.260.736	8.745	1.681.257
<i>Insumos</i>							
-Empleados	Número de empleados (en área de distribución para empresas IV)	#	339	1.425	9.545	40	1.922
-Red de Distribución	KM de red de distribución en baja y media tensión	KM	339	47.521	486.484	389	79.945
-Capacidad de Transformación	Capacidad total de transformación en MT/BT	MVA	339	2.190	14.452	13	3.018
-Pérdidas de Energía	Pérdidas de energía en la red de distribución	GWh	339	1.058	8.681	3	1.679

Variable	Definición	Unidad	Obs.	Promedio	Máximo	Mínimo	Desvío Estándar
-SAIFI	Frecuencia de Interrupción por Cliente Medio	#	339	17	153	2	18
-SAIDI	Duración de Interrupción por Cliente Medio	#	339	26	218	1	24
<i>Variables Ambientales</i>							
-Densidad Poblacional	Cantidad de habitantes por KM2 en la región donde opera la distribuidora	Hab/KM2	339	318	7.543	3	1.008
-PBI per Cápita	Producto Bruto Interno per cápita a paridad de poder de compra (base 2012)	\$ PPP, base 2012	339	13.304	22.379	6.463	4.228
-Propiedad Pública	Dummy para empresas de propiedad pública	-	168	0,50	1	0	0,50
- ER: Precio Máximo	Dummy para empresas bajo esquema regulatorio de tipo Precio Máximo	-	132	0,39	1	0	0,49
- ER: Empresa Modelo	Dummy para empresas bajo esquema regulatorio de tipo Empresa Modelo	-	57	0,17	1	0	0,37
- ER: Empresa IV	Dummy para empresas integradas verticalmente	-	12	0,04	1	0	0,19
- País: Brasil	Dummy para empresas localizadas en Brasil	-	102	0,30	1	0	0,46
- País: Chile	Dummy para empresas localizadas en Chile	-	33	0,10	1	0	0,30
- País: Ecuador	Dummy para empresas localizadas en Ecuador	-	120	0,35	1	0	0,48
- País: Paraguay	Dummy para empresas localizadas en Paraguay	-	6	0,02	1	0	0,13

Fuente: Elaboración propia

Esto resulta en un panel levemente desbalanceado de 339 observaciones, y un mínimo de 6 por país (en el caso de única empresa integrada verticalmente).

Tabla 17 – Cantidad de Observaciones por País, Panel 2011-2016

País	Cantidad de Empresas	Observaciones		
		Total	Empresas Privadas	Empresas Públicas
<i>Argentina</i>	3	18	18	0
<i>Brasil</i>	17	102	84	18
<i>Chile</i>	6	33	33	0
<i>Ecuador</i>	20	120	0	120
<i>El Salvador</i>	5	30	30	0
<i>México</i>	0	0	0	0
<i>Paraguay</i>	1	6	0	6
<i>Perú</i>	4	24	6	18
<i>Uruguay</i>	1	6	0	6
Total	57	339	171	168

Fuente: Elaboración propia

Tabla 18 – Estadística Descriptiva de las Empresas por País, Panel 2011-2016

País	Cantidad de Empresas	Variables (Promedio 2011-2016)									
		Ventas (GWh)	Clientes (#)	Empleados (#)	Red de Distr. (KM)	Cap. de Transf. (MVA)	Pérd. Energía (GWh)	SAIFI	SAIDI	Dens. Pob. (Hab/KM2)	PBI per Cáp. (\$ PPP)
<i>Argentina</i>	3	13.613	1.846.578	2.618	23.964	4.420	2.000	9	31	1.255	19.279
<i>Brasil</i>	17	16.277	3.014.462	2.869	123.707	4.939	2.617	9	17	103	15.125
<i>Chile</i>	6	2.294	455.125	362	10.770	745	202	8	21	25	21.765
<i>Ecuador</i>	20	861	230.278	550	8.656	451	129	29	35	513	10.427
<i>El Salvador</i>	5	993	326.330	261	8.922	442	109	7	13	330	6.707
<i>Paraguay</i>	1	9.285	1.349.089	3.061	65.957	2.822	2.459	45	46	16	10.524
<i>Perú</i>	4	2.597	695.833	409	22.921	920	240	13	30	96	11.342
<i>Uruguay</i>	1	8.412	1.384.684	4.883	75.436	4.674	1.641	5	11	20	19.053
Total	57	6.733	1.257.400	1.425	47.521	2.190	1.058	17	26	318	13.304

Fuente: Elaboración propia

4. Hallazgos

4.1. Interpretación de los coeficientes y resultados esperados

En el presente capítulo, se exhiben los resultados alcanzados para la estimación de la función de distancia de cada una de las ocho especificaciones propuestas. No obstante, previo a ello, corresponde hacer una breve mención respecto a la interpretación de los coeficientes y los resultados esperados.

En primer lugar, cabe destacar que, al encontrarse las variables expresadas en logaritmos naturales, y estar normalizadas respecto a sus medias geométricas, los coeficientes de primer orden pueden ser interpretados como elasticidades (Coelli, Rao, O'Donnell & Battese, 2005).

Asimismo, dado que se trata de un modelo de función de distancia orientado a insumos, se espera que los coeficientes asociados a los productos (ventas y clientes) posean signo negativo. Esto se debe a que, un aumento en la producción, manteniendo constante el nivel de insumos empleados, debiese reducir la distancia entre la empresa observada y la frontera eficiente (Patiño Moya, Gómez Flórez & Osorio Medina, 2010).

En cambio, se espera que los signos de los coeficientes asociados a los insumos resulten positivos. La explicación de ello es similar a la anterior. A medida que la empresa aumenta la utilización de insumos, de mantenerse constante el nivel de producción, debiera

incrementarse la distancia entre la empresa y la frontera eficiente. Cabe mencionar que también se espera que los coeficientes de segundo orden y de los términos cruzados resulten positivos.

En lo que refiere a las variables ambientales, el signo esperado dependerá de cada caso particular. De encontrarse signos positivos, ello implicará que el entorno en el cual la empresa opera, afecta de manera favorable a la tecnología de producción. En cambio, de resultar el signo negativo, el efecto del entorno será desfavorable.

En tal sentido, se espera que los coeficientes asociados a las variables ambientales de densidad poblacional, PIB per cápita PPP, esquema regulatorio Precio Máximo y esquema regulatorio Empresa Modelo resulten positivos.

En primer lugar, a medida que la densidad poblacional sea mayor, la densidad de clientes también debiera incrementarse, lo cual implicaría una menor necesidad de insumos de capital por cliente (menor cantidad de km de red y de capacidad de transformación).

De forma similar, se espera que, a mayor ingreso per cápita, mayor sea el consumo de energía por usuario, lo cual debiese generar nuevamente una ganancia por economías de densidad (y menor necesidad de insumos de capital por cliente).

Por último, se posee la hipótesis que las empresas localizadas en países con esquemas regulatorios por incentivos (Precio Máximo y Empresa Modelo), debieran tener un mejor desempeño en materia de eficiencia técnica, frente a aquellas localizadas en países con regulación de tipo tradicional (Costo de Servicio).

Cabe destacar que, para las variables ambientales de propiedad pública, empresa verticalmente integrada y país, no se posee a priori una hipótesis de comportamiento.

En lo que respecta al impacto del paso del tiempo, al tratarse de modelos bajo la especificación *time-decay* de Battese y Coelli (1992), será relevante diferenciar los efectos de cambios en la eficiencia técnica (acercamiento o alejamiento de las empresas a la frontera) de los de cambio tecnológico (desplazamiento de la frontera).

El primer efecto, se observa a partir del análisis del coeficiente η . De resultar el mismo positivo, el modelo dará cuenta de ineficiencia técnica decreciente en el tiempo (acercamiento de las empresas a la frontera de eficiencia). En cambio, de resultar η negativo,

los efectos de la ineficiencia serán crecientes en el tiempo (alejamiento de las empresas a la frontera de eficiencia).

Por otro lado, el cambio tecnológico puede analizarse a partir de la observación de los coeficientes asociados a las dummies temporales. El signo de los mismos indicará desplazamientos positivos o negativos de la frontera de cada uno de los años del período respecto al primero de ellos (2003).

Finalmente, existen dos coeficientes adicionales a ser contemplados, indicados por las letras γ y μ . El término γ^{54} es un parámetro que oscila entre 0 y 1, y explica en qué proporción el término de error se debe a factores que pueden ser controlados por las empresas. De resultar $\gamma=0$, todas las desviaciones se deberán exclusivamente al ruido estadístico, mientras que de resultar $\gamma=1$, todas las desviaciones se deberán a la ineficiencia técnica.

En cambio, el término μ se encuentra relacionado con la distribución del término de ineficiencia. De resultar el mismo estadísticamente igual a cero, se entenderá que la ineficiencia se distribuye como una media-normal, mientras que, de ser μ significativamente distinto a cero, se distribuirá como una normal-truncada.

4.2. Modelos de largo plazo (2003 – 2016)

4.2.1. Modelos sin pérdidas de energía

En la Tabla 19 y Tabla 20 se presentan los resultados de las estimaciones de la función de distancia orientada a insumos para los modelos sin pérdidas de energía (1, 2 y 3).

⁵⁴ Para la estimación de los modelos se han considerado la parametrización propuesta por Battese y Corra (1977), bajo la cual $\sigma^2 = \sigma_v^2 + \sigma_u^2$ y $\gamma = \sigma_u^2 / (\sigma_v^2 + \sigma_u^2)$.

Tabla 19 – Estimación de la función de distancia, modelos sin pérdidas de energía

Variable	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3	
	Coefficiente	Error Estándar	Coefficiente	Error Estándar	Coefficiente	Error Estándar
Productos e Insumos						
$\ln y_1$ (Ventas)	-0,225 ***	0,032	-0,224 ***	0,034	-0,280 ***	0,038
$\ln y_2$ (Clientes)	-0,577 ***	0,041	-0,613 ***	0,038	-0,554 ***	0,039
$\ln(x_2/x_1)$ (Empleados)	0,282 ***	0,014	0,292 ***	0,014	0,287 ***	0,015
$\ln(x_3/x_1)$ (MVA)	0,428 ***	0,018	0,417 ***	0,018	0,417 ***	0,017
$\ln y_1 \ln y_2$	0,614 ***	0,140	0,488 ***	0,137	0,566 ***	0,129
$\ln y_1 \ln(x_2/x_1)$	-0,239 ***	0,049	-0,243 ***	0,049	-0,266 ***	0,049
$\ln y_1 \ln(x_3/x_1)$	0,301 ***	0,063	0,263 ***	0,066	0,280 ***	0,065
$\ln y_2 \ln(x_2/x_1)$	0,260 ***	0,052	0,257 ***	0,052	0,273 ***	0,052
$\ln y_2 \ln(x_3/x_1)$	-0,333 ***	0,067	-0,278 ***	0,073	-0,280 ***	0,073
$\ln(x_2/x_1) \ln(x_3/x_1)$	-0,299 ***	0,039	-0,285 ***	0,039	-0,274 ***	0,039
$(\ln y_1)^2$	-0,323 ***	0,062	-0,272 ***	0,061	-0,330 ***	0,059
$(\ln y_2)^2$	-0,248 ***	0,085	-0,178 **	0,082	-0,189 **	0,079
$(\ln(x_2/x_1))^2$	0,217 ***	0,022	0,217 ***	0,023	0,215 ***	0,023
$(\ln(x_3/x_1))^2$	0,008	0,028	0,001	0,027	-0,012	0,027
Constante	0,641 ***	0,103	0,362 ***	0,070	0,396 ***	0,064
Variables Ambientales						
$\ln z_1$ (Dens. Poblacional)	-	-	0,064 ***	0,019	0,077 ***	0,022
$\ln z_2$ (PBI per cápita PPP)	-	-	0,038	0,072	0,036	0,078
z_3 (Propiedad Pública)	-	-	0,026	0,017	0,053 ***	0,017
z_{4a} (ER: Precio Máximo)	-	-	0,216 ***	0,070	0,167	0,133
z_{4b} (ER: Empresa Modelo)	-	-	0,464 ***	0,069	0,155 ***	0,071
z_{4c} (ER: Empresa IV)	-	-	-0,015	0,157	-0,350 *	0,202
z_{5a} (País: Brasil)	-	-	-	-	-0,174	0,129
z_{5b} (País: Chile)	-	-	-	-	0,306 ***	0,092
z_{5c} (País: Ecuador)	-	-	-	-	-0,265 ***	0,073
z_{5d} (País: México)	-	-	-	-	-0,231	0,359
z_{5e} (País: Paraguay)	-	-	-	-	0,680 **	0,281

Aclaraciones: * Indica rechazo al 10% de significatividad, ** 5%, y *** al 1%.

Fuente: Elaboración propia

En primer lugar, puede observarse que, para los tres modelos, la totalidad de los coeficientes de primer orden resultaron ser estadísticamente significativos y, además, presentaron los signos correctos. Ello implica que la función de distancia estimada es bien comportada, y cumple por lo tanto con todas las propiedades teóricas esperadas.

En tal sentido, el hecho de que los coeficientes asociados a los productos sean negativos, asegura el cumplimiento de las condiciones de regularidad que debe presentar una función de distancia orientada a insumos. Tal como fue mencionado previamente, ello se explica porque, a medida que se incrementa la producción, ceteris paribus el nivel de insumos, se reduce la distancia entre la empresa observada y la frontera.

Asimismo, dado que la suma de los coeficientes asociados a los productos es, en valores absolutos, menor a 1, ello resulta en una elasticidad de escala superior a la unidad⁵⁵, lo cual implica la existencia de retornos variables a escala. Este resultado es consistente con el hallado por otros autores para el sector de distribución eléctrica (Estache, Rossi & Ruzzier, 2004).

En lo que respecta a los insumos, se observa que, los coeficientes de primer orden resultaron significativos y positivos lo cual, además de garantizar el buen comportamiento del modelo, da cuenta que, a medida que la empresa aumenta la utilización de los mismos, ceteris paribus el nivel de producción, se incrementa la distancia entre la empresa y la frontera eficiente.

Se remarca además que, el insumo relacionado con el factor capital, capacidad de transformación en MVA, posee para los tres modelos, una elasticidad parcial notablemente superior a la del insumo relacionado al factor trabajo, cantidad de empleados. Ello sugiere que, para el sector de distribución eléctrica de los países analizados, el insumo capital tuvo una mayor relevancia relativa en la determinación de la eficiencia. Este resultado de mayor relevancia del factor capital es consistente con el alcanzado por algunos autores, tales como Estache, Rossi y Ruzzier (2004); Pérez-Reyes y Tovar (2010) y Patiño Moya, Gómez Flórez y Osorio Medina (2010).

Un último aspecto a mencionar en relación a los coeficientes asociados a los productos e insumos en el modelo, es el de los resultados en los términos cruzados y de segundo orden. En este caso, se observa que, con la excepción del término correspondiente al cuadrado de la capacidad de transformación, todos resultaron significativos. No obstante, en algunos casos, los signos fueron opuestos a lo esperado⁵⁶.

Una vez terminado el análisis de los coeficientes asociados a productos e insumos, es posible diferenciar el efecto que genera la incorporación de las variables ambientales a partir de los resultados de los modelos 2 y 3.

⁵⁵ La elasticidad de escala se obtiene a partir de $\varepsilon = \left| \frac{1}{\alpha_1 + \alpha_2 + \dots + \alpha_m} \right|$.

⁵⁶ Se entiende que este es resultado habitual cuando se estiman funciones de tipo translogarítmicas y el mismo no reside mayor importancia.

En tal sentido, se destaca en primer lugar, que el coeficiente asociado a la densidad poblacional ha resultado positivo y significativo. Esto, corroboraría a priori la hipótesis de existencia de economías de densidad, además de encontrarse en línea con lo observado en la revisión de la literatura empírica. Algunos de los autores que han hallado resultados similares son Hattori (2002); Melo y Espinosa (2004); Von Hirschhausen, Cullman y Kappeler (2006); Patiño Moya, Gómez Flórez y Osorio Medina (2010) y Çelen (2013).

En cambio, la variable PIB per cápita a paridad de poder de compra, aunque positiva, no ha resultado relevante a nivel individual.

En lo relativo a la variable propiedad pública, se observa que, en ambos casos, el signo del coeficiente asociado ha resultado positivo, pero solamente significativo al incluir las variables dummies por país en el modelo 3.

Cabe mencionar que este resultado es llamativo, ya que, si bien a priori no se poseía una hipótesis clara sobre su comportamiento, el hecho de que se trate de empresas que no necesariamente tienen como objetivo la maximización de su beneficio propio, podía dar lugar a que no existan incentivos suficientes para la búsqueda de una mejor eficiencia técnica, y por lo tanto se esperasen peores resultados.

En lo que respecta a las variables dummies por esquema regulatorio, si bien algunos de los resultados pueden ser levemente diferentes entre los modelos 2 y 3, se observa que los mismos concuerdan en líneas generales.

En primer lugar, se destaca el hecho que, en ambos modelos, el coeficiente asociado al esquema regulatorio Empresa Modelo resulta positivo y significativo. Ello da cuenta que, el hecho de ser reguladas bajo este esquema, favorece a la tecnología de producción de las empresas distribuidoras (el entorno opera positivamente sobre la determinación de la eficiencia técnica). Asimismo, al incorporar las dummies por país, este resultado se mantiene, pero se diferencia significativamente en sentido positivo para el caso de las empresas localizadas en Chile.

En cambio, en lo que respecta al otro esquema regulatorio por incentivos, el Precio Máximo, se puede notar que, si bien en ambos casos el efecto es positivo, solo resulta significativo en el modelo 2.

De hecho, cuando se incorporan las variables dummies por país, se observa que las empresas localizadas en Brasil poseen un coeficiente asociado negativo, que, en valores absolutos, incluso supera levemente al coeficiente positivo del esquema regulatorio. El elevado error estándar de ambos coeficientes provoca que los mismos no resulten significativos frente al caso de base del modelo 3 (empresas localizadas en Argentina).

En lo que refiere al tercer esquema regulatorio analizado, empresas integradas verticalmente, se observa que el coeficiente resulta negativo en ambos modelos, pero sólo significativamente distinto a cero, para el caso que incorpora las dummies por país.

Este resultado, se desprende del hecho que existen diferencias relevantes entre las tres empresas que conforman la categoría regulatoria Empresa IV. De hecho, la empresa ANDE, que realiza la actividad de manera monopólica en Paraguay, posee un coeficiente significativamente positivo, lo cual la diferencia del caso de las empresas CFE de México y UTE de Uruguay.

Cabe destacar que el modelo 3, además, permite notar que existencia diferencias significativas y negativas entre las empresas localizadas en Ecuador frente a las de Argentina (ambas reguladas bajo esquema de tipo de Costo de Servicio).

A modo de conclusión, los resultados obtenidos en los coeficientes asociados a las variables de esquema regulatorio y país de los modelos 2 y 3, permiten corroborar el cumplimiento a medias de la hipótesis que esquemas regulatorios por incentivos favorecen a la tecnología de producción, y en tal sentido a una mayor eficiencia técnica. Esto resulta cierto para el caso del esquema de Empresa Modelo, pero no existe suficiente evidencia para asegurar lo mismo para el esquema de tipo Precio Máximo.

Tabla 20 – Coeficientes de dummies temporales y otros parámetros, modelos sin pérdidas de energía

Variable	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3	
	Coeficiente	Error Estándar	Coeficiente	Error Estándar	Coeficiente	Error Estándar
Dummies Temporales						
<i>dt</i> ₂₌₂₀₀₄	0,002	0,014	-0,004	0,014	-0,003	0,014
<i>dt</i> ₃₌₂₀₀₅	0,021	0,014	0,013	0,016	0,016	0,015
<i>dt</i> ₄₌₂₀₀₆	0,011	0,015	0,000	0,018	0,005	0,017
<i>dt</i> ₅₌₂₀₀₇	-0,002	0,017	-0,015	0,020	-0,009	0,020
<i>dt</i> ₆₌₂₀₀₈	-0,016	0,019	-0,032	0,023	-0,025	0,023
<i>dt</i> ₇₌₂₀₀₉	-0,018	0,020	-0,038	0,024	-0,035	0,023
<i>dt</i> ₈₌₂₀₁₀	-0,018	0,022	-0,041	0,027	-0,035	0,026
<i>dt</i> ₉₌₂₀₁₁	-0,032	0,024	-0,058 *	0,030	-0,051 *	0,029
<i>dt</i> ₁₀₌₂₀₁₂	-0,053 **	0,026	-0,080 **	0,033	-0,072 **	0,032

Variable	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3	
	Coefficiente	Error Estándar	Coefficiente	Error Estándar	Coefficiente	Error Estándar
$dt_{11=2013}$	-0,085 ***	0,028	-0,114 ***	0,036	-0,104 ***	0,034
$dt_{12=2014}$	-0,111 ***	0,030	-0,141 ***	0,037	-0,130 ***	0,035
$dt_{13=2015}$	-0,141 ***	0,032	-0,170 ***	0,038	-0,160 ***	0,035
$dt_{14=2016}$	-0,171 ***	0,033	-0,200 ***	0,039	-0,190 ***	0,035
Otros Parámetros						
η (eta)	0,012 ***	0,002	0,018 ***	0,003	0,021 ***	0,003
μ (mu)	0,575 ***	0,103	0,400 ***	0,077	0,250 ***	0,087
γ (gamma)	0,947	0,012	0,925	0,022	0,925	0,029
Log likelihood Function	911,243		934,887		951,868	

Aclaraciones: * Indica rechazo al 10% de significatividad, ** 5%, y *** al 1%.

Fuente: Elaboración propia

Al incluir en el análisis los resultados de los coeficientes asociados al paso del tiempo en el modelo, se pueden observar dos hallazgos relevantes.

En primer lugar, se puede notar que, en los tres casos, el coeficiente η (eta) resulta positivo y significativo, lo cual da cuenta de que ha existido en las empresas de la región una mejoría en la eficiencia técnica por acercamiento de las mismas a la frontera de eficiencia durante el período de análisis.

No obstante, al estudiar los coeficientes asociados a las dummies temporales, se observa que no existe evidencia de cambio tecnológico positivo. De hecho, a partir de los años 2011 y 2012 en adelante se observan valores significativos menores a cero, lo cual da cuenta de un desplazamiento negativo de la frontera de eficiencia.

Estos resultados difieren de los hallados por Rodríguez Pardina y Rossi (2000) y Estache, Rossi y Ruzzier (2004), quienes para la región no habían encontrado evidencia de evolución de la eficiencia a lo largo del tiempo. Sin embargo, cabe destacar que no solo se trata de una muestra distinta de empresas y años, sino que también, a diferencia de estos autores, el presente trabajo considera un período de tiempo mayor (13 años frente a 4 y 7 respectivamente), el cual permite considerar los efectos de largo plazo.

Finalmente, respecto a los resultados de los parámetros μ (mu) y γ (gamma), se obtienen dos conclusiones adicionales, las cuales se corroboran para los tres modelos estimados.

Por un lado, al rechazar la prueba de que μ sea igual a cero, se comprueba que la distribución es del término de ineficiencia es del tipo normal truncada.

Por el otro, la presencia de un elevado γ , da cuenta de que la eficiencia se encuentra bajo el control de las empresas, y prima la ineficiencia técnica sobre el ruido estadístico.

4.2.2. Modelos con pérdidas de energía

En la Tabla 21 y Tabla 22 se presentan los resultados de las estimaciones de la función de distancia orientada a insumos para los modelos con pérdidas de energía (4, 5 y 6).

Tabla 21 – Estimación de la función de distancia, modelos con pérdidas de energía

Variable	Modelo 4			Modelo 5			Modelo 6		
	Coefficiente	Error Estándar		Coefficiente	Error Estándar		Coefficiente	Error Estándar	
Productos e Insumos									
<i>ln y₁ (Ventas)</i>	-0,332 ***	0,030		-0,329 ***	0,030		-0,338 ***	0,036	
<i>ln y₂ (Clientes)</i>	-0,555 ***	0,030		-0,577 ***	0,033		-0,560 ***	0,035	
<i>ln(x₂/x₁) (Empleados)</i>	0,199 ***	0,014		0,204 ***	0,014		0,201 ***	0,014	
<i>ln(x₃/x₁) (MVA)</i>	0,361 ***	0,016		0,338 ***	0,016		0,342 ***	0,016	
<i>ln(x₄/x₁) (Pérdidas)</i>	0,222 ***	0,014		0,231 ***	0,014		0,225 ***	0,014	
<i>ln y₁ ln y₂</i>	0,649 ***	0,121		0,573 ***	0,131		0,548 ***	0,124	
<i>ln y₁ ln(x₂/x₁)</i>	-0,142 ***	0,049		-0,133 ***	0,049		-0,122 **	0,050	
<i>ln y₁ ln(x₃/x₁)</i>	0,095	0,062		0,069	0,060		0,082	0,061	
<i>ln y₁ ln(x₄/x₁)</i>	0,071	0,050		0,011	0,049		-0,011	0,049	
<i>ln y₂ ln(x₂/x₁)</i>	0,233 ***	0,050		0,227 ***	0,050		0,209 ***	0,050	
<i>ln y₂ ln(x₃/x₁)</i>	-0,102	0,066		-0,035	0,067		-0,034	0,067	
<i>ln y₂ ln(x₄/x₁)</i>	-0,200 ***	0,053		-0,163 ***	0,052		-0,143 ***	0,052	
<i>ln(x₂/x₁) ln(x₃/x₁)</i>	-0,211 ***	0,034		-0,194 ***	0,034		-0,198 ***	0,034	
<i>ln(x₂/x₁) ln(x₄/x₁)</i>	-0,092 **	0,037		-0,123 ***	0,036		-0,132 ***	0,036	
<i>ln(x₃/x₁) ln(x₄/x₁)</i>	0,163 ***	0,031		0,129 ***	0,031		0,128 ***	0,030	
<i>(ln y₁)²</i>	-0,339 ***	0,055		-0,291 ***	0,059		-0,284 ***	0,055	
<i>(ln y₂)²</i>	-0,258 ***	0,074		-0,223 ***	0,078		-0,202 **	0,079	
<i>(ln(x₂/x₁))²</i>	0,150 ***	0,023		0,172 ***	0,023		0,179 ***	0,024	
<i>(ln(x₃/x₁))²</i>	-0,028	0,024		-0,033	0,026		-0,042	0,026	
<i>(ln(x₄/x₁))²</i>	-0,035 *	0,020		0,008	0,021		0,020	0,020	
<i>Constante</i>	0,471 ***	0,052		0,195 ***	0,045		0,224	0,060	
Variables Ambientales									
<i>ln z₁ (Dens. Poblacional)</i>	-	-		0,028 *	0,017		0,038	0,024	
<i>ln z₂ (PBI per cápita PPP)</i>	-	-		-0,007	0,062		0,019	0,064	
<i>z₃ (Propiedad Pública)</i>	-	-		0,095 ***	0,016		0,107 ***	0,016	
<i>z_{4a} (ER: Precio Máximo)</i>	-	-		0,159 **	0,064		0,152	0,117	
<i>z_{4b} (ER: Empresa Modelo)</i>	-	-		0,382 ***	0,057		0,183 ***	0,065	
<i>z_{4c} (ER: Empresa IV)</i>	-	-		-0,113	0,176		-0,417 *	0,250	
<i>z_{5a} (País: Brasil)</i>	-	-		-	-		-0,087	0,108	
<i>z_{5b} (País: Chile)</i>	-	-		-	-		0,238 **	0,098	
<i>z_{5c} (País: Ecuador)</i>	-	-		-	-		-0,077	0,076	
<i>z_{5d} (País: México)</i>	-	-		-	-		0,048	0,419	
<i>z_{5e} (País: Paraguay)</i>	-	-		-	-		0,618 *	0,352	

Aclaraciones: * Indica rechazo al 10% de significatividad, ** 5%, y *** al 1%.

Fuente: Elaboración propia

En primer lugar, se puede observar que, en líneas generales, los resultados alcanzados para esta serie de modelos con pérdidas de energía son similares a los analizados previamente en el apartado anterior (1, 2 y 3).

Una vez más, el hecho que los coeficientes de primer orden asociados a los productos e insumos sean significativos, y posean el signo adecuado, verifica que se trata de modelos bien comportados.

En lo que respecta a las diferencias encontradas frente a las especificaciones anteriores, se halla en primer lugar, que la variable de insumo pérdidas de energía resulta, no solo estadísticamente relevante, sino que además posee una elasticidad levemente superior a la del insumo asociado al factor trabajo, cantidad de empleados. Este hecho, es consistente con lo comentado por los autores Jamasb, Mota, Newbery y Pollit (2005), quienes destacan que las pérdidas de energía son una de las mayores fuentes de ineficiencia en los países en desarrollo, motivo por el cual deben ser obligatoriamente incluidas en los modelos.

Otro aspecto en el cual los resultados difieren, es el del coeficiente asociado a la variable ambiental densidad poblacional. Si bien en los casos 5 y 6 se observa que la variable posee signo positivo, cabe destacar que solo resulta relevante en el primero de ellos, y tan solo al 10% de significación. Este resultado implica que, al incorporar las pérdidas de energía en el modelo, no pueda asegurarse el cumplimiento de la hipótesis de existencia de economías de densidad en la actividad.

Una posible explicación al respecto, se halla en que, probablemente, exista una correlación positiva entre las pérdidas de energía no técnicas, que suelen ser el principal componente en las pérdidas totales en empresas situadas en países en desarrollo, y la densidad poblacional del área en el cual las empresas operan.

Cabe destacar que, además, la variable ambiental PIB per cápita a paridad de poder de compra no ha resultado estadísticamente significativa en ninguno de los modelos.

En lo que respecta al resto de las variables ambientales, propiedad, esquema regulatorio y control por país, se observa que los resultados alcanzados se encuentran en línea con los de los modelos anteriores.

Nuevamente, se repite el hecho llamativo de que el coeficiente asociado a la variable propiedad pública resulta positivo y significativo, aunque esta vez, para ambas especificaciones.

Asimismo, también se vuelve a dar el resultado de que el único esquema regulatorio que posee coeficientes positivos y significativos en ambos casos es el de Empresa Modelo,

lo cual, una vez más, verifica el impacto positivo de este esquema en la actividad. Además, las empresas localizadas en Chile, poseen un diferencial positivo y significativo.

En lo que refiere al esquema Precio Máximo, si bien el modelo 5 parecería implicar que la aplicación de tal esquema conlleva efectos positivos al entorno de producción, al incorporar el control por país, se observa que se incrementa el desvío estándar de los coeficientes y, por lo tanto, la evidencia no permite asegurar la significatividad estadística de tal resultado.

Por otro lado, para el caso de las empresas integradas verticalmente, se observan coeficientes negativos, pero los mismos sólo resultan significativos en el modelo 6, al incorporar el control por país. En este caso, se observa una diferencia positiva para la empresa ANDE de Paraguay, respecto a la CFE de México y la UTE de Uruguay.

Por último, cabe destacar que al incorporar en la ecuación las pérdidas de energía, el modelo 6 no permite asegurar la existencia de diferencias significativas entre las empresas localizadas en Ecuador frente a las de Argentina (diferencia sí se observaba en el modelo 3).

Tabla 22 – Coeficientes de dummies temporales y otros parámetros, modelos con pérdidas de energía

Variable	Modelo 4		Modelo 5		Modelo 6	
	Coefficiente	Error Estándar	Coefficiente	Error Estándar	Coefficiente	Error Estándar
Dummies Temporales						
<i>dt</i> ₂₌₂₀₀₄	0,002	0,012	0,004	0,012	0,002	0,012
<i>dt</i> ₃₌₂₀₀₅	0,021 *	0,012	0,024 *	0,013	0,020	0,013
<i>dt</i> ₄₌₂₀₀₆	0,008	0,013	0,015	0,014	0,011	0,014
<i>dt</i> ₅₌₂₀₀₇	0,009	0,013	0,019	0,016	0,014	0,016
<i>dt</i> ₆₌₂₀₀₈	0,010	0,014	0,022	0,018	0,015	0,018
<i>dt</i> ₇₌₂₀₀₉	0,008	0,015	0,009	0,018	0,000	0,018
<i>dt</i> ₈₌₂₀₁₀	0,012	0,016	0,016	0,021	0,007	0,020
<i>dt</i> ₉₌₂₀₁₁	0,011	0,017	0,016	0,023	0,005	0,023
<i>dt</i> ₁₀₌₂₀₁₂	0,005	0,018	0,014	0,025	0,002	0,025
<i>dt</i> ₁₁₌₂₀₁₃	-0,014	0,019	-0,001	0,027	-0,014	0,026
<i>dt</i> ₁₂₌₂₀₁₄	-0,029	0,020	-0,014	0,028	-0,028	0,027
<i>dt</i> ₁₃₌₂₀₁₅	-0,053 **	0,022	-0,035 **	0,028	-0,050 *	0,028
<i>dt</i> ₁₄₌₂₀₁₆	-0,081 ***	0,022	-0,061 **	0,028	-0,076 ***	0,028
Otros Parámetros						
η (<i>eta</i>)	0,013 ***	0,002	0,014 ***	0,003	0,014 ***	0,003
μ (<i>mu</i>)	0,349 ***	0,097	0,131	0,181	0,061	0,222
γ (<i>gamma</i>)	0,959	0,012	0,965	0,018	0,967	0,019
Log likelihood Function	1051,965		1090,694		1097,65	

Aclaraciones: * Indica rechazo al 10% de significatividad, ** 5%, y *** al 1%.

Fuente: Elaboración propia

En lo que respecta al efecto del paso del tiempo, se observan que los resultados de las especificaciones con pérdidas de energía son muy similares a los de los modelos sin dicha variable.

En primer lugar, se repite el hecho que, para los tres casos, el coeficiente η (eta) resulta positivo y significativo, lo cual da cuenta de una mejoría en la eficiencia técnica por acercamiento de las empresas a la frontera de eficiencia durante el período de análisis.

Por otro lado, al analizar los coeficientes asociados a las dummies temporales, se puede notar que existe evidencia muy limitada de cambio tecnológico positivo, la cual solo se cumple para el año 2005 en los modelos 4 y 5. De hecho, en los años 2015 para los modelos 4 y 6, y 2016 para la totalidad de los modelos, se observan valores significativos negativos de la variable dummy temporal, lo cual da cuenta de un retroceso en la frontera de eficiencia.

En lo que respecta a los otros parámetros, se repite la presencia de un elevado coeficiente γ (lo cual implica que prima la ineficiencia técnica sobre el ruido estadístico), pero se observa que, para los modelos 5 y 6, no es posible rechazar la prueba de que μ sea igual a cero. Ello implica que, en estas dos especificaciones, la distribución del término de error es de tipo media-normal.

Finalmente, una vez que se encuentran estimadas y analizada la consistencia de los resultados de las seis especificaciones, es posible realizar la prueba de razón de verosimilitud previamente mencionada, a fines de poder seleccionar la de mejor ajuste. En la Tabla 23 se observa que el modelo 6 ha resultado el más adecuado⁵⁷.

⁵⁷ Dado que se trata de una prueba que compara la bondad de ajuste entre dos modelos, el procedimiento seguido ha sido comparar a aquellos sin pérdidas por un lado (modelo 1 frente al 2 y 2 frente al 3), y luego aquellos con pérdidas (modelo 4 frente al 5 y 5 frente al 6). Finalmente, los dos modelos de mejor ajuste, 3 y 6, se compararon entre sí.

Tabla 23 – Prueba de razón de verosimilitud

Prueba de Razón de Verosimilitud	Estadístico Chi ²
<i>Modelo 1 vs. Modelo 2</i>	47,29 ***
<i>Modelo 2 vs. Modelo 3</i>	33,96 ***
<i>Modelo 4 vs. Modelo 5</i>	77,46 ***
<i>Modelo 5 vs. Modelo 6</i>	13,91 **
<i>Modelo 3 vs. Modelo 6</i>	291,56 ***

Aclaraciones: * Indica rechazo al 10% de significatividad, ** 5%, y *** al 1%.

Fuente: Elaboración propia

4.2.3. Resultados de eficiencia técnica

Luego de haber estimado las seis especificaciones propuestas, se calcularon los valores de eficiencia técnica de las empresas distribuidoras. La Tabla 24 resume los resultados alcanzados. Cabe aclarar que, para evitar distorsiones en la presentación de los mismos, se ha excluido en la confección de las tablas resumen del presente apartado a aquellas empresas que no presentaron observaciones durante la totalidad del período de análisis⁵⁸.

Tabla 24 – Eficiencia técnica por modelo (largo plazo)

Estadístico	Cantidad de Observaciones	Eficiencia Técnica (Promedio Geométrico)					
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
<i>Promedio Geométrico</i>	896	52,4%	60,0%	67,8%	63,2%	69,6%	71,6%
<i>Desvío Estándar</i>	896	17,0%	14,8%	14,9%	17,8%	16,3%	16,1%
<i>Mínimo</i>	896	20,3%	23,6%	28,0%	27,2%	32,1%	33,1%
<i>Máximo</i>	896	97,3%	96,8%	98,3%	98,4%	98,0%	98,2%

Fuente: Elaboración propia

Como puede observarse, la media geométrica de los valores calculados de eficiencia técnica difiere de acuerdo al modelo seleccionado, y oscila en valores intermedios que varían entre el 52,4% para el modelo 1 (valor más bajo), y 71,6% para el modelo 6 (valor más elevado). De hecho, a medida que se incorporan más variables en los modelos (ya sea el insumo pérdidas o las variables de entorno), la eficiencia técnica tiende a incrementarse, lo cual da cuenta del impacto significativo de las mismas.

⁵⁸ Pasando de 73 empresas y 952 observaciones, a 64 empresas y 896 observaciones.

Por otro lado, el hecho de que los valores de eficiencia resulten menores al 75% en cualquiera de los modelos sugiere que, en la región, existen importantes oportunidades de mejora en el desempeño de las empresas distribuidoras.

Además, otro aspecto a remarcar es el hecho que, en todos los casos, existe una gran dispersión en la eficiencia técnica de las empresas distribuidoras, teniendo en cuenta las diferencias entre los valores mínimos y máximos supera en algunos casos los 75 puntos porcentuales, y también que los valores de desvío estándar se encuentran en el orden 14,8% a 17,8%.

Tabla 25 – Eficiencia técnica por modelo y por año (largo plazo)

Año	Cantidad de Observaciones	Eficiencia Técnica (Promedio Geométrico)					
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2003	64	49,7%	56,4%	64,2%	60,7%	67,3%	69,3%
2004	64	50,2%	57,0%	64,8%	61,1%	67,7%	69,7%
2005	64	50,6%	57,6%	65,3%	61,5%	68,1%	70,1%
2006	64	51,0%	58,1%	65,9%	61,9%	68,4%	70,4%
2007	64	51,4%	58,7%	66,5%	62,3%	68,8%	70,8%
2008	64	51,8%	59,3%	67,1%	62,7%	69,1%	71,1%
2009	64	52,2%	59,8%	67,7%	63,0%	69,5%	71,5%
2010	64	52,6%	60,4%	68,2%	63,4%	69,8%	71,8%
2011	64	53,0%	60,9%	68,8%	63,8%	70,1%	72,1%
2012	64	53,4%	61,5%	69,3%	64,2%	70,5%	72,5%
2013	64	53,8%	62,0%	69,8%	64,6%	70,8%	72,8%
2014	64	54,2%	62,6%	70,4%	64,9%	71,1%	73,1%
2015	64	54,6%	63,1%	70,9%	65,3%	71,5%	73,5%
2016	64	55,0%	63,6%	71,4%	65,6%	71,8%	73,8%
Total	896	52,4%	60,0%	67,8%	63,2%	69,6%	71,6%

Fuente: Elaboración propia

Si los valores calculados de eficiencia técnica se comparan año a año (ver Tabla 25), es posible notar que existe una evolución positiva de la misma, la cual se cumple más allá de la especificación seleccionada. Este resultado es consistente con los valores positivos y significativos presentados por el coeficiente η (eta) en el apartado anterior.

Tabla 26 – Eficiencia técnica por modelo y esquema regulatorio (largo plazo)

Esquema Regulatorio	Cantidad de Observaciones	Eficiencia Técnica (Promedio Geométrico)					
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
<i>Costo de Servicio</i>	392	50,6%	63,4%	72,1%	60,3%	70,3%	71,8%
<i>Precio Máximo</i>	308	50,6%	56,2%	63,9%	62,5%	68,2%	70,6%
<i>Empresa Modelo</i>	154	73,6%	66,4%	72,7%	85,2%	77,8%	80,6%

Esquema Regulatorio	Cantidad de Observaciones	Eficiencia Técnica (Promedio Geométrico)					
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
<i>Empresa IV</i>	42	26,3%	40,5%	45,8%	35,6%	48,6%	50,1%
Total	896	52,4%	60,0%	67,8%	63,2%	69,6%	71,6%

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, en la Tabla 26, se presentan los resultados del cálculo de la eficiencia técnica de las empresas según el modelo estimado, y agrupadas por esquema regulatorio. En la misma, se puede observar que, las empresas que operan en países bajo un esquema regulatorio del tipo de Empresa Modelo han sido, en promedio, las de mejor desempeño, mientras que aquellas integradas verticalmente han tenido los valores más bajos de eficiencia técnica.

Además, cabe destacar que, a medida que se incorporan variables ambientales en la estimación (modelos 2, 3, 5 y 6), se reducen las diferencias entre los valores calculados de eficiencia técnica de cada grupo de empresas.

Tal resultado, se desprende del hecho que, al considerar variables ambientales en su especificación, estos modelos descuentan la influencia del entorno en las empresas. En otras palabras, los valores de eficiencia técnica de los modelos 2, 3, 5 y 6, son netos de la influencia del entorno⁵⁹, y pueden ser interpretados como una medida de desempeño administrativo, el cual permitiría predecir el comportamiento de las empresas si operasen bajo condiciones ambientales equivalentes (Melo & Espinosa, 2004).

Tabla 27 – Eficiencia técnica por modelo y propiedad (largo plazo)

Propiedad	Cantidad de Observaciones	Eficiencia Técnica (Promedio Geométrico)					
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
<i>Privada</i>	553	57,9%	64,4%	70,4%	67,2%	74,4%	75,4%
<i>Pública</i>	343	44,5%	53,6%	63,9%	57,3%	62,5%	65,9%
Total	896	52,4%	60,0%	67,8%	63,2%	69,6%	71,6%

Fuente: Elaboración propia

⁵⁹ Se recuerda que los valores de eficiencia de los modelos 2 y 5 son netos de la influencia de la densidad poblacional, PIB per cápita a paridad de poder de compra, propiedad de la empresa y esquema regulatorio; mientras que en 3 y 6, además de las variables anteriores, son netos también del país de localización.

Si se realiza un ejercicio similar, pero separando los valores de eficiencia técnica de acuerdo a la propiedad de la empresa, se observa que aquellas distribuidoras de propiedad pública han tenido un desempeño peor a las de propiedad privada (ver Tabla 27).

Este resultado, pareciera a priori, contradecirse con lo observado en los modelos 3, 5 y 6; respecto al signo positivo y significativo del coeficiente asociado a tal característica. No obstante, el mismo se explica por el hecho de que, a pesar de que el efecto global sea positivo, este resulta inferior al impacto negativo que pueden generar otras variables, como por ejemplo, el esquema regulatorio bajo el cual operan⁶⁰.

Entre los autores que, bajo distintas circunstancias, también han hallado un peor desempeño en las empresas de propiedad pública se hallan Bagdadioglu, Price y Weyman-Jones (1996); Kumbhakar y Hjalmarsson (1998); Melo y Espinosa (2004) y Çelen (2013).

Nuevamente, a medida que se incorporan las variables ambientales en los modelos, la diferencia hallada en los valores de eficiencia técnica entre ambos grupos de empresas tiende a reducirse.

Tabla 28 – Eficiencia técnica por modelo y densidad de clientes (largo plazo)

Rango de Densidad de Clientes	Cantidad de Observaciones	Eficiencia Técnica (Promedio Geométrico)					
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
<i>Clientes/KM < 20</i>	311	42,9%	52,6%	60,3%	54,9%	61,8%	63,9%
$20 \leq \text{Clientes/KM} < 40$	346	54,2%	62,9%	71,0%	63,7%	71,2%	73,4%
$40 \leq \text{Clientes/KM} < 60$	116	60,9%	61,7%	71,4%	73,0%	74,2%	77,8%
$60 \leq \text{Clientes/KM} < 80$	79	70,5%	73,0%	76,4%	78,3%	82,9%	81,7%
$80 \leq \text{Clientes/KM}$	44	63,8%	68,7%	76,6%	74,7%	82,8%	82,5%
Total	896	52,4%	60,0%	67,8%	63,2%	69,6%	71,6%

Fuente: Elaboración propia

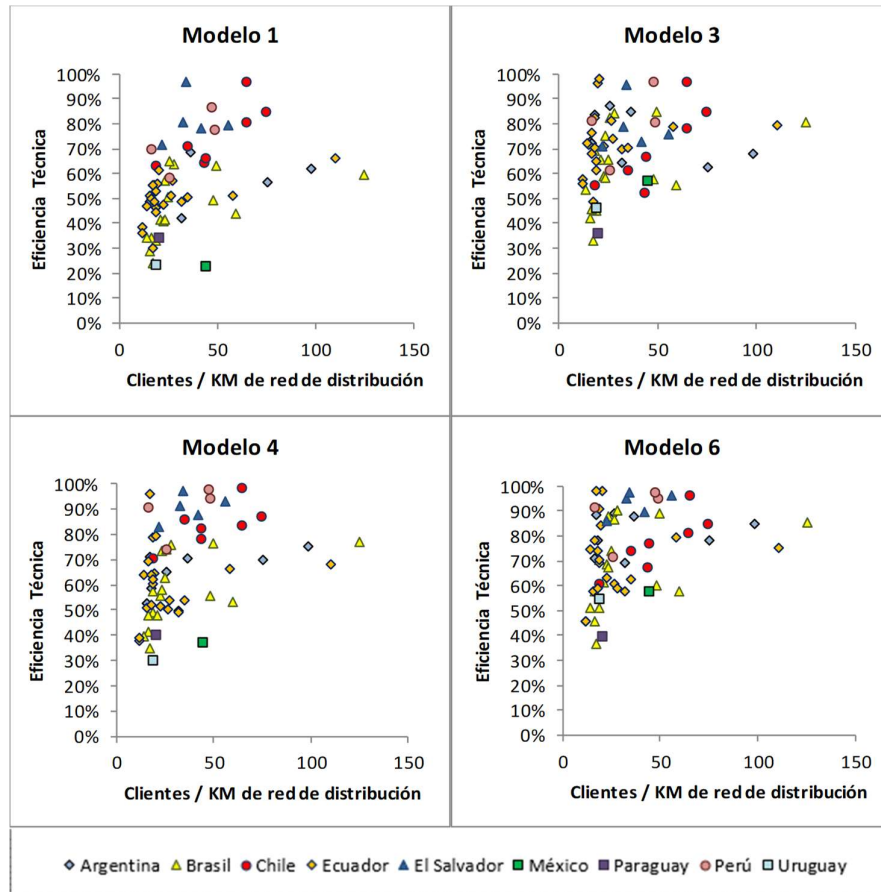
Por último, en la Tabla 28, se ha realizado un ejercicio de comparación de los resultados de eficiencia técnica, de acuerdo con el modelo estimado y a distintos rangos de densidad de servicio. Para ello, se ha considerado como medida de densidad al indicador

⁶⁰ A modo de ejemplo, más del 75% de las empresas de propiedad pública de la muestra operan en países bajo esquemas regulatorio de tipo tradicional.

habitual al ratio de clientes por kilómetro de red de distribución, el cual debió ser obviado de los modelos por razones de multicolinealidad⁶¹.

Como puede observarse, existen indicios de que hay una relación positiva entre la eficiencia técnica y la mayor densidad de clientes, la cual se evidencia de manera aún más clara en los modelos 3 y 6 que contemplan la totalidad de las variables ambientales.

Figura 5 – Eficiencia Técnica por densidad de clientes (largo plazo)



Fuente: Elaboración propia

⁶¹ Se recuerda que el efecto de la densidad en la actividad fue considerado a partir de la variable *proxy* de densidad poblacional en el área de operación.

4.3. Modelos de corto plazo (2011 – 2016)

4.3.1. Modelos con calidad de servicio

En la Tabla 29 y Tabla 30 se presentan los resultados de las estimaciones de la función de distancia orientada a insumos para los modelos que incorporan, además de las pérdidas y la totalidad de las variables ambientales, a los indicadores calidad de servicio SAIFI o SAIDI como insumos (modelos 7 y 8).

Cabe recordar que, debido a la falta de información, los mismos han sido estimados para un panel de datos reducido (con menor cantidad de empresas y durante el período 2011-2016).

Tabla 29 – Estimación de la función de distancia, modelos con calidad de servicio

Variable	Modelo 7 ($x_5 = \text{SAIFI}$)		Modelo 8 ($x_5 = \text{SAIDI}$)	
	Coefficiente	Error Estándar	Coefficiente	Error Estándar
Productos e Insumos				
$\ln y_1$ (Ventas)	-0,484 ***	0,052	-0,479 ***	0,052
$\ln y_2$ (Clientes)	-0,349 ***	0,057	-0,380 ***	0,057
$\ln(x_2/x_1)$ (Empleados)	0,166 ***	0,025	0,179 ***	0,024
$\ln(x_3/x_1)$ (MVA)	0,331 ***	0,027	0,333 ***	0,027
$\ln(x_4/x_1)$ (Pérdidas)	0,259 ***	0,029	0,268 ***	0,027
$\ln(x_5/x_1)$ (Calidad)	0,044 ***	0,016	0,021 **	0,011
$\ln y_1 \ln y_2$	0,968 **	0,395	1,026 ***	0,399
$\ln y_1 \ln(x_2/x_1)$	0,130	0,137	0,097	0,124
$\ln y_1 \ln(x_3/x_1)$	0,236 *	0,131	0,302 ***	0,116
$\ln y_1 \ln(x_4/x_1)$	-0,183	0,150	-0,223	0,140
$\ln y_1 \ln(x_5/x_1)$	-0,091	0,084	-0,058	0,062
$\ln y_2 \ln(x_2/x_1)$	0,000	0,138	-0,046	0,131
$\ln y_2 \ln(x_3/x_1)$	-0,169	0,153	-0,267 **	0,136
$\ln y_2 \ln(x_4/x_1)$	0,168	0,162	0,208	0,158
$\ln y_2 \ln(x_5/x_1)$	-0,044	0,102	-0,038	0,070
$\ln(x_2/x_1) \ln(x_3/x_1)$	-0,324 ***	0,079	-0,306 ***	0,074
$\ln(x_2/x_1) \ln(x_4/x_1)$	-0,330 ***	0,086	-0,288 ***	0,080
$\ln(x_2/x_1) \ln(x_5/x_1)$	0,083 *	0,046	0,024	0,032
$\ln(x_3/x_1) \ln(x_4/x_1)$	0,187 **	0,074	0,174 ***	0,065
$\ln(x_3/x_1) \ln(x_5/x_1)$	0,025	0,043	0,004	0,034
$\ln(x_4/x_1) \ln(x_5/x_1)$	0,125 **	0,057	0,113 **	0,044
$(\ln y_1)^2$	-0,426 **	0,186	-0,439 **	0,180
$(\ln y_2)^2$	-0,643 ***	0,236	-0,680 ***	0,239
$(\ln(x_2/x_1))^2$	0,219 ***	0,057	0,240 ***	0,049
$(\ln(x_3/x_1))^2$	0,021	0,058	0,016	0,054
$(\ln(x_4/x_1))^2$	0,088	0,056	0,086 *	0,050
$(\ln(x_5/x_1))^2$	-0,063 ***	0,022	-0,039 ***	0,015
Constante	0,226 ***	0,088	0,117	0,082
Variables Ambientales				
$\ln z_1$ (Dens. Poblacional)	-0,019	0,023	-0,008	0,018
$\ln z_2$ (PBI per cápita PPP)	0,045	0,130	0,059	0,128
z_3 (Propiedad Pública)	-0,115	0,167	-0,070	0,153
z_{4a} (ER: Precio Máximo)	0,222	0,156	0,317 **	0,151
z_{4b} (ER: Empresa Modelo)	0,313 *	0,186	0,424 **	0,179
z_{4c} (ER: Empresa IV)	-0,271	0,337	-0,186	0,314
z_{5a} (País: Brasil)	-0,162	0,121	-0,144	0,118

Variable	Modelo 7 ($x_5 = \text{SAIFI}$)		Modelo 8 ($x_5 = \text{SAIDI}$)	
	Coefficiente	Error Estándar	Coefficiente	Error Estándar
z_{5b} (País: Chile)	0,085	0,206	0,098	0,197
z_{5c} (País: Ecuador)	0,073	0,184	0,169	0,178
z_{5e} (País: Paraguay)	0,264	0,418	0,263	0,392

Aclaraciones: * Indica rechazo al 10% de significatividad, ** 5%, y *** al 1%.

Fuente: Elaboración propia

En primer lugar, puede observarse que, los modelos estimados han resultado ser bien comportados. Nuevamente, se verifica el hecho de que los coeficientes de primer orden asociados a los productos e insumos sean significativos, y además posean el signo adecuado.

En tal sentido, este resultado señala que los indicadores de calidad de servicio deben ser considerados como insumos a la hora de estimar las funciones de distancia. No obstante, cabe destacar que su importancia relativa a la hora de determinar la eficiencia técnica es considerablemente menor. Ello se desprende del hecho que, en ambos modelos, el coeficiente de elasticidad asociado a la variable calidad ha resultado bajo, siendo incluso menor a 0,05.

Si se comparan los resultados alcanzados respecto las especificaciones estimadas anteriormente (más precisamente el modelo número 6), se observan que existen diferencias importantes en lo referido a las variables ambientales.

En el corto plazo, solo las variables correspondientes al esquema regulatorio Precio Máximo, para la especificación 7, y Empresa Modelo, para ambas especificaciones, han resultado significativas y de signo positivo. Ello da cuenta de que, en el corto plazo, se tratarían de esquemas que favorecen como entorno a la determinación de la eficiencia técnica (aunque la evidencia es parcial para el esquema Precio Máximo).

Asimismo, otra diferencia relevante, se observa en el hecho que los signos asociados a los coeficientes de propiedad pública y de la variable de control correspondiente a Ecuador han presentado del signo opuesto a los modelos previamente calculados (2, 3, 5 y 6). No obstante, en todos estos casos los resultados no han sido estadísticamente significativos.

Cabe destacar que, estas diferencias se originan en parte del hecho que, para estos modelos, se considera una base de datos diferente, con una menor cantidad de empresas (16 empresas menos), y un período mucho más corto (2011-2016). Esto último provoca que, al

igual que para algunos de los estudios previamente mencionados⁶², se pierdan de vista los efectos de largo plazo en desarrollo de la actividad.

Tabla 30 – Coeficientes de dummies temporales y otros parámetros, modelos con calidad de servicio

Variable	Modelo 7		Modelo 8	
	Coefficiente	Error Estándar	Coefficiente	Error Estándar
Dummies Temporales				
<i>dt₂₌₂₀₁₂</i>	-0,006	0,011	-0,009	0,011
<i>dt₃₌₂₀₁₃</i>	-0,006	0,016	-0,013	0,014
<i>dt₄₌₂₀₁₄</i>	-0,013	0,019	-0,023	0,017
<i>dt₅₌₂₀₁₅</i>	-0,036	0,022	-0,042 **	0,019
<i>dt₆₌₂₀₁₆</i>	-0,057 **	0,026	-0,070 ***	0,021
Otros Coeficientes				
η (<i>eta</i>)	0,024	0,015	0,027 **	0,011
μ (<i>mu</i>)	0,043	0,236	0,042	0,208
γ (<i>gamma</i>)	0,975	0,017	0,976	0,014
<i>Log likelihood Function</i>	427,507		427,458	

Aclaraciones: * Indica rechazo al 10% de significatividad, ** 5%, y *** al 1%.

Fuente: Elaboración propia

En lo que respecta a la evolución de la eficiencia técnica en el período, se observa que, en ambos modelos, el coeficiente η (*eta*) ha resultado positivo, lo cual indicaría nuevamente que existe evidencia de una mejoría en la eficiencia técnica de las empresas, por acercamiento de las mismas a la frontera de eficiencia. No obstante, dicho resultado ha sido estadísticamente significativo solo para el modelo 8.

Asimismo, en lo referido a los coeficientes asociados a las dummies temporales, se puede observar también que, de manera consistente con las especificaciones previamente estimadas, se obtuvieron resultados significativos de cambio tecnológico negativo para los últimos años del período (2016 para el modelo 7, 2015 y 2016 para el modelo 8).

Finalmente, en lo que respecta a los otros parámetros, al igual que en el resto de los modelos estimados, se repite la presencia de un elevado coeficiente γ , lo cual señala que el efecto de la ineficiencia técnica prima sobre el del ruido estadístico.

Por otro lado, también se repite lo observado para los modelos 5 y 6, en el sentido que no es posible rechazar la prueba de que μ sea igual a cero. Ello implica que la distribución del término de error es de tipo media-normal.

⁶² Rodríguez Pardina y Rossi (2000) y Estache, Rossi y Ruzzier (2004).

4.3.2. Resultados de eficiencia técnica

Una vez estimados los modelos de corto plazo, se procedió a calcular los valores de eficiencia técnica de las empresas distribuidoras. La Tabla 31 resume los resultados alcanzados. Nuevamente, para evitar distorsiones en la presentación de los mismos, se ha excluido en la confección de las tablas resumen del presente capítulo a aquellas empresas que no presentaron observaciones durante la totalidad del período de análisis⁶³.

Tabla 31 – Eficiencia técnica por modelo (corto plazo)

Estadístico	Cantidad de Observaciones	Eficiencia Técnica	
		Modelo 7	Modelo 8
<i>Promedio Geométrico</i>	324	76,2%	75,7%
<i>Desvío Estándar</i>	324	14,6%	15,0%
<i>Mínimo</i>	324	43,0%	43,4%
<i>Máximo</i>	324	98,5%	98,4%

Fuente: Elaboración propia

Como puede observarse, la media geométrica de los valores calculados de eficiencia técnica alcanza valores similares en ambos modelos, los cuales son levemente superiores al 75%, y dan cuenta nuevamente de la existencia de oportunidades de mejora en el desempeño de las empresas.

Además, al igual que para los modelos de largo plazo, se observa la presencia de una importante dispersión en los resultados de eficiencia técnica de las empresas de la región. El desvío estándar en ambas especificaciones se halla el orden del 15%, y además existen diferencias de más de 55 puntos porcentuales entre los mínimos y máximos.

Tabla 32 – Eficiencia técnica por modelo y por año (corto plazo)

Año	Cantidad de Observaciones	Eficiencia Técnica (Promedio Geométrico)	
		Modelo 7	Modelo 8
2011	54	74,9%	74,3%
2012	54	75,4%	74,9%
2013	54	75,9%	75,5%
2014	54	76,4%	76,0%
2015	54	76,9%	76,6%
2016	54	77,4%	77,2%
Total	324	76,2%	75,7%

Fuente: Elaboración propia

⁶³ Pasando de 57 empresas y 339 observaciones, a 54 empresas y 324 observaciones.

Por otro lado, al comparar los valores de la eficiencia técnica año a año (ver Tabla 32), se comprueba la evolución positiva de la misma, lo cual resulta consistente con los valores positivos hallados para el coeficiente η (eta)⁶⁴.

Tabla 33 – Eficiencia técnica por modelo y esquema regulatorio (corto plazo)

Esquema Regulatorio	Cantidad de Observaciones	Eficiencia Técnica (Promedio Geométrico)	
		Modelo 7	Modelo 8
<i>Costo de Servicio</i>	138	75,5%	75,4%
<i>Precio Máximo</i>	132	76,0%	75,7%
<i>Empresa Modelo</i>	42	81,7%	80,2%
<i>Empresa IV</i>	12	67,8%	66,1%
Total	324	76,2%	75,7%

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 33, se presentan los resultados del cálculo de la eficiencia técnica de las empresas, agrupadas de acuerdo al esquema regulatorio bajo el cual operan.

Una vez más, se puede observar que, las empresas localizadas en países bajo un esquema regulatorio del tipo de Empresa Modelo han sido, en promedio, las de mejor desempeño, seguidas por las reguladas bajo esquemas Precio Máximo o de Costo de Servicio. En cambio, las empresas integradas verticalmente han tenido los valores más bajos de eficiencia técnica. Estos resultados son consistentes con los observados para los modelos de largo plazo, aunque las diferencias entre cada grupo son de un orden menor⁶⁵.

Tabla 34 – Eficiencia técnica por modelo y propiedad (corto plazo)

Propiedad	Cantidad de Observaciones	Eficiencia Técnica (Promedio Geométrico)	
		Modelo 7	Modelo 8
<i>Privada</i>	156	78,8%	79,0%
<i>Pública</i>	168	73,8%	72,8%
Total	324	76,2%	75,7%

Fuente: Elaboración propia

Respecto a la separación de acuerdo a la propiedad, se observa que esta vez, si bien las empresas de propiedad pública tuvieron un peor desempeño que las privadas, las diferencias

⁶⁴ Más allá que para el modelo 7, este coeficiente no resultó significativo.

⁶⁵ Se recuerda que en los modelos 7 y 8 consideran la totalidad de las variables ambientales en su especificación, motivo por el cual la medida de eficiencia es neta de la influencia de las mismas.

resultaron leves, siendo de sólo el 5% para el modelo 7 y del 6,2% para el modelo 8 (ver Tabla 34).

En tal sentido, cabe recordar que, a diferencia de los modelos de largo plazo, en las especificaciones 7 y 8, el coeficiente asociado a la propiedad de la empresa resultó negativo (aunque no significativo).

Tabla 35 – Eficiencia técnica por modelo y densidad de clientes (corto plazo)

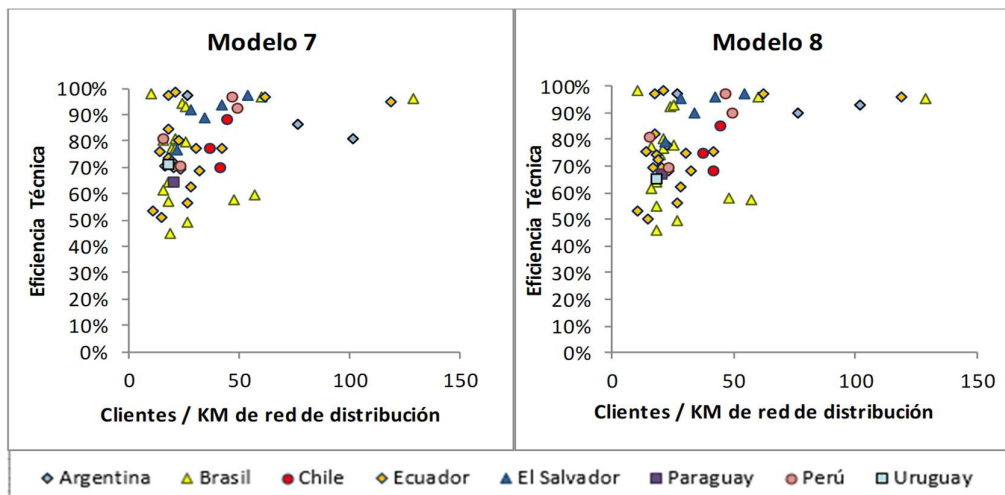
Rango de Densidad de Clientes	Cantidad de Observaciones	Eficiencia Técnica (Promedio Geométrico)	
		Modelo 7	Modelo 8
$Clientes/KM < 20$	100	67,4%	66,5%
$20 \leq Clientes/KM < 40$	139	77,6%	77,6%
$40 \leq Clientes/KM < 60$	51	81,4%	80,2%
$60 \leq Clientes/KM < 80$	17	87,4%	88,4%
$80 \leq Clientes/KM$	17	96,1%	96,2%
Total	324	76,2%	75,7%

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, en la Tabla 35 y la Figura 6, se presenta el ejercicio de comparación de los resultados de eficiencia técnica, de acuerdo al modelo estimado y a los distintos rangos de densidad de servicio (considerado como medida de densidad al indicador de clientes por kilómetro de red de distribución).

Nuevamente, se observan indicios de una relación positiva entre la eficiencia técnica y la mayor densidad de clientes.

Figura 6 – Eficiencia Técnica por densidad de clientes (largo plazo)



Fuente: Elaboración propia

5. Conclusiones

En el presente trabajo, se analizó el desempeño en términos de eficiencia de las empresas pertenecientes al sector de distribución de energía eléctrica latinoamericano, durante el período 2003-2016. Tal como fue presentado en la sección introductoria, se buscó responder las siguientes preguntas de investigación:

- a) ¿Cuál ha sido el desempeño en términos de eficiencia técnica de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en la región latinoamericana durante el período de análisis (2003-2016)?
- b) ¿De qué manera los resultados pueden haber sido afectados por el esquema regulatorio adoptado en el país de localización?
- c) ¿De qué manera los resultados pueden haber sido afectados por la propiedad de las empresas?

Para ello, se estimó un modelo de fronteras estocásticas de eficiencia, bajo la técnica de función de distancia orientada insumos. Ocho especificaciones fueron consideradas, de acuerdo a aspectos tales como, la inclusión de las pérdidas de energía entre los insumos, el control por variables ambientales y la incorporación de indicadores de calidad de servicio.

En particular, estas especificaciones, pueden dividirse en tres grupos de modelos:

1. Modelos de largo plazo sin pérdidas de energía, comprendido por las especificaciones 1, 2 y 3.
2. Modelos de largo plazo con pérdidas de energía, comprendido por las especificaciones 4, 5 y 6.
3. Modelos de corto plazo con calidad de servicio, comprendido por las especificaciones 7 y 8.

Mientras que la especificación 1 no considera el efecto del entorno en la función de producción, las especificaciones 2 y 3, incluyen a las siguientes variables: propiedad de la empresa (pública o privada), esquema regulatorio adoptado en el país de localización, densidad poblacional, PIB per cápita a paridad de poder de compra y, únicamente para la especificación 3, control adicional por país.

El segundo grupo de modelos, denominados de largo plazo con pérdidas de energía (especificaciones 4, 5 y 6), replica al grupo anterior, pero incorporando en todos los casos, a la variable pérdidas de energía como insumo adicional.

Finalmente, el último grupo de modelos, denominados de corto plazo con calidad de servicio, mantiene la estructura de la especificación número 6, pero incorporando además un indicador de calidad de servicio como variable de insumo (SAIFI o SAIDI, respectivamente). A diferencia de los grupos anteriores, debido a limitaciones en la información disponible, estos modelos fueron estimados para una muestra de empresas reducida y bajo un período de tiempo de corto plazo (2011-2016).

En lo que refiere a los hallazgos principales de este trabajo, y como respuesta a la primera pregunta de investigación (a), se encontró que, la eficiencia técnica del sector de distribución eléctrica en la región latinoamericana alcanzó durante el período niveles intermedios. El hecho de que, bajo ninguna de las especificaciones de largo plazo, la media geométrica del nivel de eficiencia lograra superar el umbral del 75%, sugiere la existencia de importantes oportunidades de mejora en el desempeño de las empresas distribuidoras.

Además, fue posible percatar la existencia de un elevado grado de dispersión entre los resultados de eficiencia las empresas, con diferencias entre los valores mínimos y máximos que superaron, en algunos casos, los 75 puntos porcentuales.

En lo que respecta a la evolución en el tiempo de dicha eficiencia, se halló evidencia significativa de variación positiva. La inclusión de términos dummies temporales en las especificaciones, permitió determinar que dicho incremento se debió más bien al acercamiento de las empresas a la frontera de eficiencia, que al cambio tecnológico por desplazamiento de la frontera. De hecho, en relación a este último punto, se encontró evidencia de que el desplazamiento fue incluso negativo durante los últimos años del período.

Por otro lado, la estimación de las diversas especificaciones de largo plazo, permitió arribar a conclusiones relevantes respecto al resto de las preguntas de investigación planteadas.

En referencia al efecto que el esquema regulatorio adoptado en el país de localización puede haber tenido sobre los resultados, correspondiente a la pregunta de investigación (b), se corroboró en primer lugar, y de manera parcial, la hipótesis habitual de que esquemas

regulatorios por incentivos favorecen a un mayor nivel de eficiencia. Esto, resultó especialmente cierto para el caso del esquema de Empresa Modelo, donde no solo el coeficiente asociado a dicha variable alcanzó valores positivos y significativos, sino también se observó que las empresas localizadas en países bajo este tipo de regulación (Chile y Perú) fueron, en promedio, las de mayor grado de eficiencia técnica.

En cambio, en lo que respecta a la regulación de tipo Precio Máximo, si bien el parámetro asociado a dicho esquema arrojó valores positivos en todos los modelos que fue incluido, solo resultó significativo bajo las especificaciones número 2 y número 5. De hecho, al analizar los valores medios de eficiencia técnica de las empresas según esquema regulatorio, se encontró que aquellas localizadas en países de regulación del tipo Precio Máximo, poseían incluso valores inferiores a las de costo de servicio (con la salvedad de la especificación 4).

Por otro lado, en lo que refiere al último esquema regulatorio analizado, para empresas verticalmente integradas, se encontró evidencia parcial de que este tipo de organización ha impactado de forma negativa. El parámetro asociado a dicha regulación resultó significativamente distinto a cero únicamente bajo las especificaciones 3 y 6, pero, a diferencia del caso anterior, fue posible observar que, en promedio, las empresas integradas verticalmente han sido las de peor desempeño en términos de eficiencia técnica.

En lo que corresponde al análisis de la propiedad de las empresas, y como respuesta a la última pregunta de investigación (c), se encontró que, llamativamente, la misma tuvo un efecto positivo y significativo para tres de las cuatro especificaciones de largo plazo que incluyeron a la variable de entorno (3, 5 y 6).

Sin embargo, a la hora de calcular la eficiencia técnica de acuerdo a la propiedad de las empresas, se observó que aquellas de propiedad pública tuvieron, durante el período de análisis, un desempeño peor que las distribuidoras de propiedad privada.

Si bien este resultado pareciera contradecirse con lo observado en las estimaciones; el mismo se explica por el hecho de que, a pesar de que el efecto global sea positivo, este resulta inferior al impacto negativo que pueden generar otras variables, como, por ejemplo, el esquema regulatorio bajo el cual operan dichas empresas públicas.

Además de los resultados principales, los modelos estimados dieron cuenta de algunos hallazgos adicionales respecto a tres variables que usualmente suelen ser de interés en el

sector de distribución eléctrica: las pérdidas de energía, la densidad de servicio y la calidad de servicio.

Con respecto a la primera, se encontró que la variable de insumo pérdidas de energía resultó estadísticamente relevante, e incluso con una elasticidad levemente superior a la del insumo asociado al factor trabajo.

Asimismo, la variable densidad de servicio, a través de su proxy densidad poblacional, resultó significativa y positiva en 3 de los 4 modelos de largo plazo que fue incluida. Este resultado, se vio además reforzado por el hecho de que la estimación de la eficiencia técnica dio cuentas de un comportamiento creciente ante incrementos en la densidad de clientes (ratio de clientes por kilómetro de red de distribución).

Cabe destacar que, en general, las conclusiones de los modelos de largo plazo son extensibles a aquellos de corto plazo. Por su parte, la estimación de estos últimos, permitió además evidenciar la importancia de incluir variables de calidad de servicio en la modelización, dado que ambas, SAIDI y SAIFI; resultaron ser insumos significativos en sus respectivos modelos (más allá de que su importancia relativa a la hora de determinar la eficiencia técnica sea considerablemente menor al resto de los otros insumos).

Finalmente, se desprenden de los hallazgos de este trabajo, algunas consideraciones relevantes que los organismos reguladores de la región deberán tener en cuenta a la hora de tomar futuras decisiones de política regulatoria.

En primer lugar, se hacen evidentes los beneficios que apareja la implementación de esquemas de regulación por incentivos basados en la variante de Empresa Modelo. En tal sentido, replicar algunos de los aspectos de los esquemas aplicados en Chile o Perú podría tener efectos positivos en el desarrollo de la actividad en otros países.

Asimismo, el hecho que las empresas verticalmente integradas hayan sido las de peor desempeño, arroja evidencia parcial en contra de este tipo de organización sobre el desarrollo de la actividad de distribución.

Por último, los resultados del presente trabajo no aportan evidencia concluyente de que la propiedad pública haya tenido un efecto significativamente negativo sobre la eficiencia de las empresas, a pesar de que, estas últimas, hayan tenido en promedio un peor desempeño que su contraparte privada.

Limitaciones en la información disponible provocaron que aspectos tales como la relación entre eficiencia técnica y calidad de servicio solo pudiesen ser analizados en el corto plazo y para una muestra reducida de empresas. Futuras investigaciones que logren solventar estos problemas a partir del acceso a fuentes de información más completas, podrán profundizar el análisis y extenderlo al largo plazo.

Referencias bibliográficas

- Abbott, M. (2006). The productivity and efficiency of the Australian electricity supply industry. *Energy Economics*, 28(4), 444-454.
- Alvarez, L. F. (2007). Brazilian Discos price cap regulation. In *2007 IEEE power engineering society general meeting* (pp. 1-6). IEEE.
- Arias, E. C., & Cadavid, J. V. (2004). La regulación económica de la distribución de la energía eléctrica. *Ecos de Economía: A Latin American Journal of Applied Economics*, 8(18), 99-139.
- Averch, H., & Johnson, L. L. (1962). Behavior of the firm under regulatory constraint. *The American Economic Review*, 52(5), 1052-1069.
- Bagdadioglu, N., Price, C. M. W., & Weyman-Jones, T. G. (1996). Efficiency and ownership in electricity distribution: a non-parametric model of the Turkish experience. *Energy Economics*, 18(1-2), 1-23.
- Battese, G. E., & Coelli, T. J. (1992). Frontier production functions, technical efficiency and panel data: with application to paddy farmers in India. *Journal of productivity analysis*, 3(1-2), 153-169.
- Battese, G. E., & Coelli, T. J. (1995). A model for technical inefficiency effects in a stochastic frontier production function for panel data. *Empirical economics*, 20(2), 325-332.
- Battese, G. E., & Corra, G. S. (1977). Estimation of a production frontier model: with application to the pastoral zone of Eastern Australia. *Australian journal of agricultural economics*, 21(3), 169-179.
- Boisvert, R. N. (1982). The Translog Production Function: Its Properties. *Its Several Interpretations and Estimation Problems*, Cornell University Department of Applied Economics and Management Research Bulletin, 82-28.

- Çelen, A. (2013). Efficiency and productivity (TFP) of the Turkish electricity distribution companies: An application of two-stage (DEA&Tobit) analysis. *Energy Policy*, 63, 300-310.
- Çelen, A., & Yalçın, N. (2012). Performance assessment of Turkish electricity distribution utilities: An application of combined FAHP/TOPSIS/DEA methodology to incorporate quality of service. *Utilities Policy*, 23, 59-71.
- CEPAL, I. C. (2002). *La Regulación de la Distribución de Energía Eléctrica en los Países con Empresas Privadas: los casos de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá*. Disponible en: <http://www.eclac.cl/publicaciones/Mexico/6/LCMEXL536>
- Coase, R. H. (1945). Price and output policy of state enterprise: a comment. *The Economic Journal*, 55(217), 112-113.
- Coelli, T. J., Rao, D. S. P., O'Donnell, C. J., & Battese, G. E. (2005). *An introduction to efficiency and productivity analysis*. Springer Science & Business Media.
- Coelli, T., & Perelman, S. (2000). Technical efficiency of European railways: a distance function approach. *Applied economics*, 32(15), 1967-1976.
- Coelli, T., & Perelman, S. (2001). Medición de la eficiencia técnica en contextos multiproducto. In *La medición de la eficiencia y la productividad* (pp. 113-138). Pirámide.
- Coelli, T., Perelman, S., & Romano, E. (1999). Accounting for environmental influences in stochastic frontier models: with application to international airlines. *Journal of productivity analysis*, 11(3), 251-273.
- Cuesta, R. A., & Orea, L. (2002). Mergers and technical efficiency in Spanish savings banks: A stochastic distance function approach. *Journal of Banking & Finance*, 26(12), 2231-2247.
- Dammert Lira, A., García Carpio, R., & Molinelli Aristondo, F. (2008). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Pontificia Universidad Católica del Perú. Fondo Editorial.

- Diewert, W. E. (1992). The measurement of productivity. *Bulletin of Economic Research*, 44(3), 163-198.
- Estache, A., Rossi, M. A., & Ruzzier, C. A. (2004). The case for international coordination of electricity regulation: evidence from the measurement of efficiency in South America. *Journal of Regulatory Economics*, 25(3), 271-295.
- Farrell, M. J. (1957). The measurement of productive efficiency. *Journal of the Royal Statistical Society: Series A (General)*, 120(3), 253-281.
- Farrer, T. H. F. B., & Giffen, R. (1902). *The State in its relation to Trade*. Macmillan and Company.
- Ferro, G. (2007). Uso de fronteras de eficiencia econométricas con fines de benchmarking. *Series de Textos de Discusión CEER/UADE*, (60).
- Filippini, M., & Wetzel, H. (2014). The impact of ownership unbundling on cost efficiency: Empirical evidence from the New Zealand electricity distribution sector. *Energy Economics*, 45, 412-418.
- Fisher, I. (1922). *The making of index numbers: a study of their varieties, tests, and reliability* (No. 1). Houghton Mifflin.
- García-Montoya, C. A., & López-Lezama, J. M. (2017). Caracterización del costo de distribución de energía eléctrica mediante modelos de fronteras de eficiencia considerando un indicador de calidad del servicio. *Información tecnológica*, 28(2), 37-46.
- Greene, W. H. (2008). The econometric approach to efficiency analysis. *The measurement of productive efficiency and productivity growth*, 1(1), 92-250.
- Hattori, T. (2002). Relative performance of US and Japanese electricity distribution: an application of stochastic frontier analysis. *Journal of Productivity Analysis*, 18(3), 269-284.

- Hill, L. J. (1995). *A primer on incentive regulation for electric utilities* (No. ORNL/CON-422). Oak Ridge National Lab., TN (United States).
- Hjalmarsson, L., & Veiderpass, A. (1992). Efficiency and ownership in Swedish electricity retail distribution. In *International Applications of Productivity and Efficiency Analysis* (pp. 3-19). Springer, Dordrecht.
- Ibarra-Yunez, A. (2015). Energy reform in Mexico: Imperfect unbundling in the electricity sector. *Utilities Policy*, 35, 19-27.
- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2003). International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. *Energy policy*, 31(15), 1609-1622.
- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2007). Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain. *Energy Policy*, 35(12), 6163-6187.
- Jamasb, T., Mota, R., Newbery, D., & Pollitt, M. (2004). *Electricity Sector Reform in Developing Countries: A Survey of Empirical Evidence on Determinants and Performance* (No. 0439). Faculty of Economics, University of Cambridge.
- Joskow, P. L. (2008). Incentive regulation and its application to electricity networks. *Review of Network Economics*, 7(4).
- Joskow, P. L. (2014). Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. In *Economic regulation and its reform: What have we learned?* (pp. 291-344). University of Chicago Press.
- Joskow, P. L., & Schmalensee, R. (1986). Incentive Regulation For Electric Utilities. *Yale Journal on Regulation*, 4(1), 2.
- Kumbhakar, S. C. (1990). Production frontiers, panel data, and time-varying technical inefficiency. *Journal of econometrics*, 46(1-2), 201-211.

- Kumbhakar, S. C., & Hjalmarsson, L. (1998). Relative performance of public and private ownership under yardstick competition: electricity retail distribution. *European Economic Review*, 42(1), 97-122.
- Kumbhakar, S. C., & Lovell, C. K. (2003). *Stochastic frontier analysis*. Cambridge university press.
- Laffont, J. J., & Tirole, J. (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. MIT press.
- Leibenstein, H. (1966). Allocative efficiency vs. "X-efficiency". *The American Economic Review*, 56(3), 392-415.
- Llona, J. S. B. (1999). *Regulación en el sector distribución eléctrica*. [Proyecto final de carrera] Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- Lovell, C. K. (1993). Production frontiers and productive efficiency. *The measurement of productive efficiency: Techniques and applications*, 3, 67.
- Lovell, C. K., Travers, P., Richardson, S., & Wood, L. (1994). Resources and functionings: a new view of inequality in Australia. In *Models and measurement of welfare and inequality* (pp. 787-807). Springer, Berlin, Heidelberg.
- Malmquist, S. (1953). Index numbers and indifference surfaces. *Trabajos de estadística*, 4(2), 209-242.
- Melo, L., & Espinosa, N. (2004). Ineficiencia en la distribución de energía eléctrica: una aplicación de las funciones de distancia estocásticas. *Borradores de Economía*; (No.321).
- Neuberg, L. G. (1977). Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems. *The Bell Journal of Economics*, 303-323.
- Newberry, D. M. (2002). *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities* (Vol. 2). MIT press.

Patiño Moya, Y. A., Gómez Flórez, G. A., & Osorio Medina, E. (2010). Evaluación del desempeño del sector de distribución de electricidad en Colombia: una aplicación del análisis de frontera estocástica. *Ensayos sobre política económica*, 28(62), 70-123.

Pérez-Arriaga, I. J. (Ed.). (2014). *Regulation of the power sector*. Springer Science & Business Media.

Pérez-Reyes, R. (2015). *Medición de la eficiencia y la productividad en la distribución de la energía eléctrica en Perú: 1996-2014*. [Tesis Doctoral] Universidad de las Palmas de Gran Canaria Departamento de Análisis Económico Aplicado.

Pérez-Reyes, R., & Tovar, B. (2010). Explaining the inefficiency of electrical distribution companies: Peruvian firms. *Energy Economics*, 32(5), 1175-1181.

Pollitt, M. (2008). Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries. *Energy economics*, 30(4), 1536-1567.

Ponce-Jara, M. A., Castro, M., Pelaez-Samaniego, M. R., Espinoza-Abad, J. L., & Ruiz, E. (2018). Electricity sector in Ecuador: An overview of the 2007–2017 decade. *Energy Policy*, 113, 513-522.

Ramos-Real, F. J., Tovar, B., Iooty, M., De Almeida, E. F., & Pinto Jr, H. Q. (2009). The evolution and main determinants of productivity in Brazilian electricity distribution 1998–2005: An empirical analysis. *Energy Economics*, 31(2), 298-305.

Rodríguez Pardina, M. A., & Rossi, M. (2000). *Technical change and catching-up: the electricity distribution sector in South America* (No. 11_2000). Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa.

Rodríguez Pardina, M. A., Rossi, M., & Ruzzier, C. (1999). *Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica: la experiencia sudamericana* (No. 15_1999). Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa.

Rossi, M. (2015). *The Econometrics Approach to the Measurement of Efficiency: A Survey* (No. 117). Universidad de San Andres, Departamento de Economía.

Ruchansky, B., & Bouille, D. (2003). Los Sistemas Eléctricos de Argentina y Uruguay dos senderos diferentes en la búsqueda de sustentabilidad. *Coloquio internacional “Energía, reformas institucionales y desarrollo en América Latina”*, UNAM–Universite PMF de Grenoble, México, 5-7.

Rudnick, H., & Donoso, J. A. (2000). Integration of price cap and yardstick competition schemes in electrical distribution regulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(4), 1428-1433.

Rudnick, H., & Raineri, R. (1997). Chilean distribution tariffs: Incentive regulation. *De) Regulation and Competition: The Electric Industry in Chile*, 223-257.

Santos, T., Santos, L., & Pereira Júnior, A. O. (2014). The Electricity Sector In Paraguay And Its Regulation Framework: Analysis and Perspectives. In *IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (IX CBPE)*.

Schmidt, P., & Sickles, R. C. (1984). Production frontiers and panel data. *Journal of Business & Economic Statistics*, 2(4), 367-374.

Shephard, R. W. (1953). *Cost and production functions*. Princeton University Press. Princeton, NJ.

Shleifer, A. (1985). A theory of yardstick competition. *The RAND journal of Economics*, 319-327.

Stevenson, R. E. (1980). Likelihood functions for generalized stochastic frontier estimation. *Journal of econometrics*, 13(1), 57-66.

Stoft, S. (1995). Revenue caps vs. price caps: implications for DSM. *LBL Report*, 37577, 1-38.

Superintendencia de la Competencia (2016). *Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador*. Disponible en: https://www.sc.gov.sv/index.php/sala_multimedia/estudio-la-distribucion-comercializacion-energia-electrica-salvador/

Törnqvist, L. (1936). The Bank of Finland's consumption price index.

Tovar, B., Ramos-Real, F. J., & De Almeida, E. F. (2011). Firm size and productivity. Evidence from the electricity distribution industry in Brazil. *Energy Policy*, 39(2), 826-833.

Von Hirschhausen, C., Cullmann, A., & Kappeler, A. (2006). Efficiency analysis of German electricity distribution utilities—non-parametric and parametric tests. *Applied Economics*, 38(21), 2553-2566.

Weyman-Jones, T. G. (1991). Productive efficiency in a regulated industry: The area electricity boards of England and Wales. *Energy Economics*, 13(2), 116-122.

Weyman-Jones, T. G. (2001). Yardstick and incentive issues in UK electricity distribution price controls. *Fiscal Studies*, 22(2), 233-247.

Anexos

A.1. Base de datos

El presente capítulo anexo se centra en detallar el proceso de confección de la base de datos utilizada para la estimación de los modelos de fronteras econométricas.

En primer lugar, se comenta a nivel país la fuente de recolección de datos, así como sus características generales.

Luego, para cada empresa de la muestra, se realiza un análisis descriptivo de las variables de interés con el objetivo de detectar cualquier inconsistencia. En los casos que así fuera, se explica el causal de las mismas y se comenta cuál fue su tratamiento.

A.1.1. Argentina

Para el caso de Argentina, se tomó como fuente principal los informes estadísticos anuales publicados por el sitio web Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA). Las mismas poseen información detallada para alrededor de 30 empresas distribuidoras, durante el período 2003-2016. Entre las variables de interés que fue posible recolectar de las mismas se encuentran las siguientes:

1. Área de Concesión
2. Clientes
3. Empleados
4. Km de Red BT
5. Km de Red MT
6. Km de Red AT
7. MVA MT/BT
8. Ventas Totales (GWh)
9. Ventas Residenciales (GWh) (a partir del año 2009)
10. Pérdidas de Distribución (a partir del año 2012)

Dado que la ADEERA no cuenta con series completas de pérdidas de distribución, y que, en algunos casos las empresas no poseen información actualizada de otras variables, fue preciso completar la información de algunas empresas a partir de recolección individual, vía lectura de las memorias de estados financieros anuales y/o reportes de sustentabilidad publicados por las mismas (en sus propios sitios web, o en la página de la Comisión Nacional de Valores). Esto redujo la cantidad de empresas consideradas a 15.

En lo que refiere a calidad de servicio, solo pudo obtenerse información de tres empresas: EDENOR, EDESUR y EDESA. En los dos primeros casos se tomó como fuente de información el Informe de Revisión Semestral del Desempeño del Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE), y para EDESA, a través de su propio Reporte de Sustentabilidad 2016. Se obtuvieron las siguientes series:

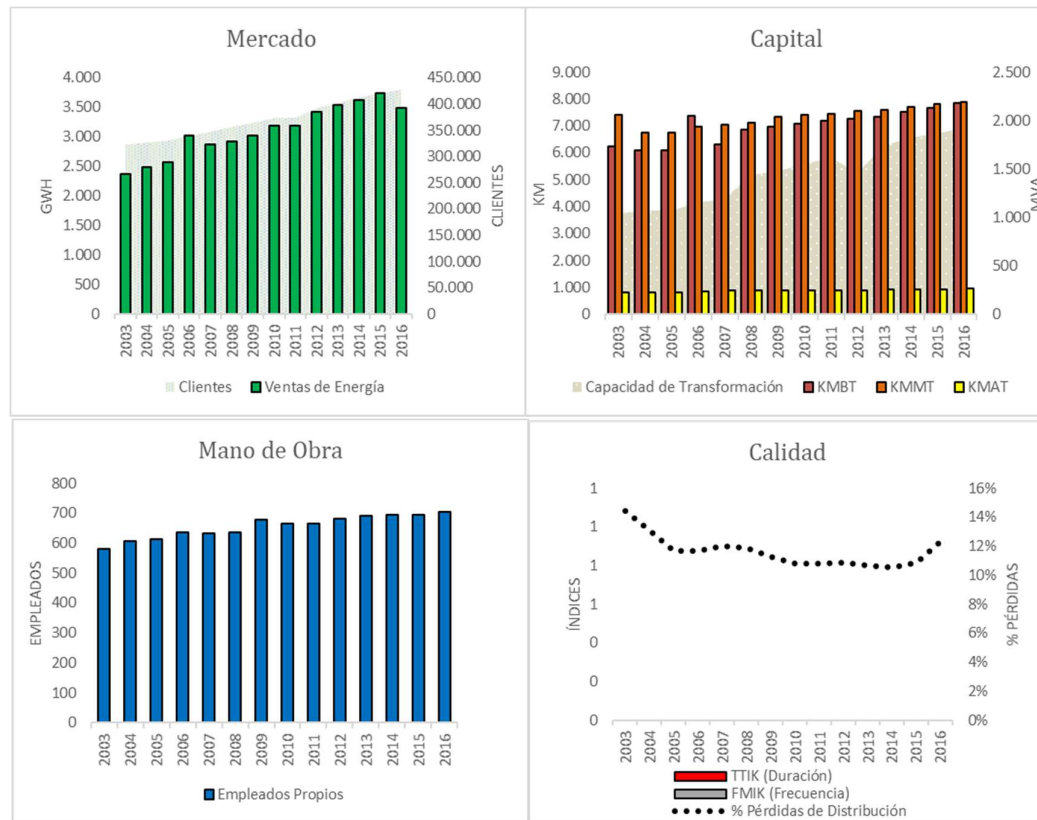
11. SAIFI: Frecuencia de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad)
12. SAIDI: Tiempo Total de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad)

No se dispuso de información respecto a la variable Clientes Rurales.

1) EDEMSA

La Empresa Distribuidora de Electricidad Mendoza S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en 11 departamentos de la provincia de Mendoza. La firma es controlada por la energética Andina Plc.

Figura 7 – EDEMSA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Las pérdidas exhiben un sendero de mejora hasta los últimos dos años.

En promedio, el 30% de la energía abastecida es para consumo residencial.

No fue posible obtener información de indicadores de calidad, ni de nivel de ruralidad.

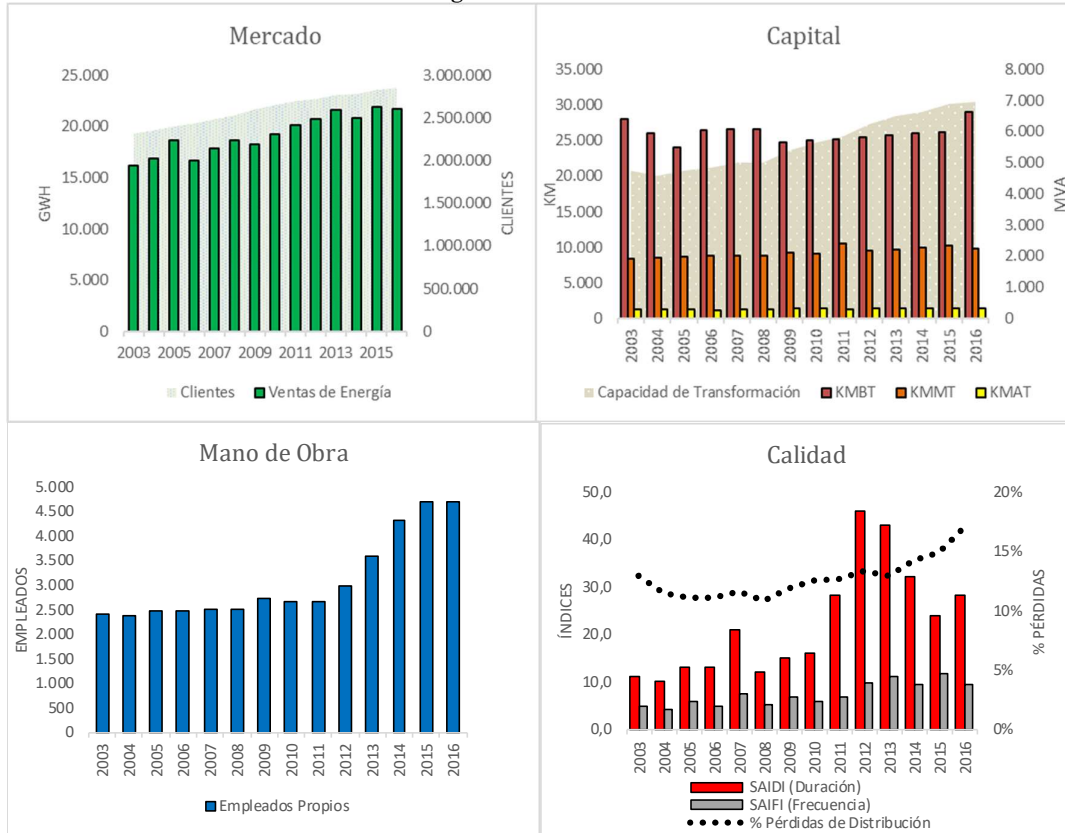
Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI.

Para el valor de KMBT de los años 2007 y 2011 se ha quitado los km pertenecientes a acometidas y alumbrado público (valores estimados).

2) EDENOR

La Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en el Noroeste del Gran Buenos Aires y la zona Norte de la Ciudad de Buenos Aires. La firma es controlada por el Holding Pampa Energía.

Figura 8 – EDENOR



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Tanto las pérdidas, como los indicadores de calidad, exhiben un deterioro durante los últimos ocho años.

En promedio, el 41,9% de la energía abastecida es para consumo residencial.

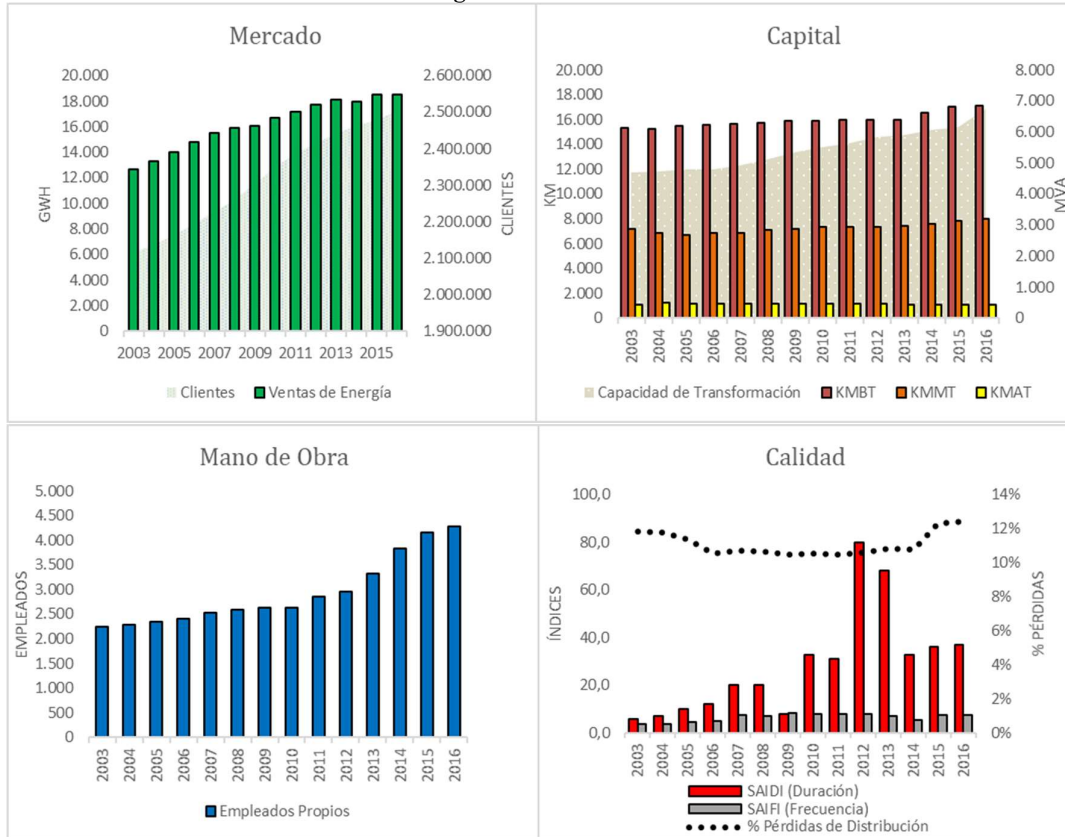
No fue posible obtener información de clientes rurales.

Tratamiento: Ninguno.

3) EDESUR

La Empresa Distribuidora Sur S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en once municipios del Gran Buenos Aires y la zona Sur Oeste de la Ciudad de Buenos Aires. La firma es controlada por ENEL.

Figura 9 – EDESUR



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Las pérdidas de distribución se mantienen prácticamente constantes, con la excepción de los últimos dos años.

Los indicadores de calidad, exhiben un sendero gradual de deterioro, especialmente en los últimos años.

En promedio, el 38,9% de la energía abastecida es para consumo residencial.

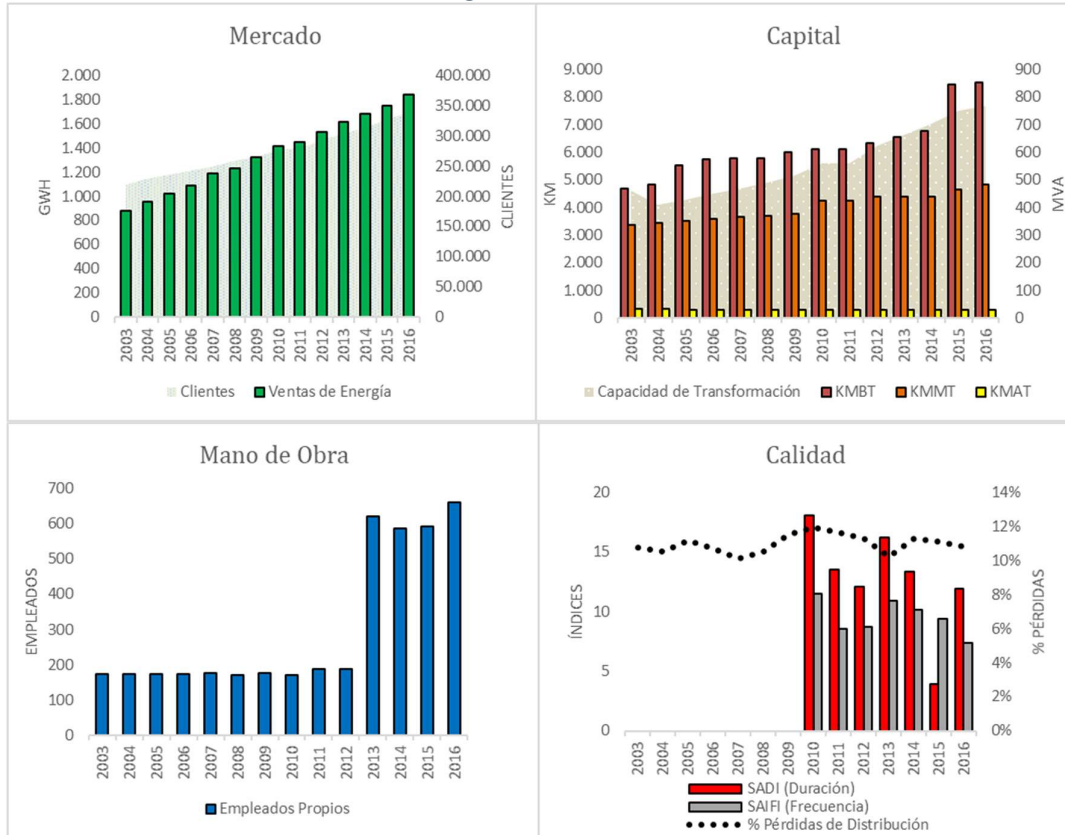
No fue posible obtener información de clientes rurales.

Tratamiento: Ninguno.

4) EDESA

La Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera la provincia de Salta. Pertenece a la empresa Salta Inversiones Eléctricas S.A. desde el año 2012.

Figura 10 – EDESA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Se observa un salto en la cantidad de empleados propios a partir del año 2013, el cual podría estar relacionado con la venta de la empresa por parte del grupo Pampa Energía durante el año anterior.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora durante los últimos años, mientras que las pérdidas varían irregularmente.

En promedio, el 47,3% de la energía abastecida es para consumo residencial.

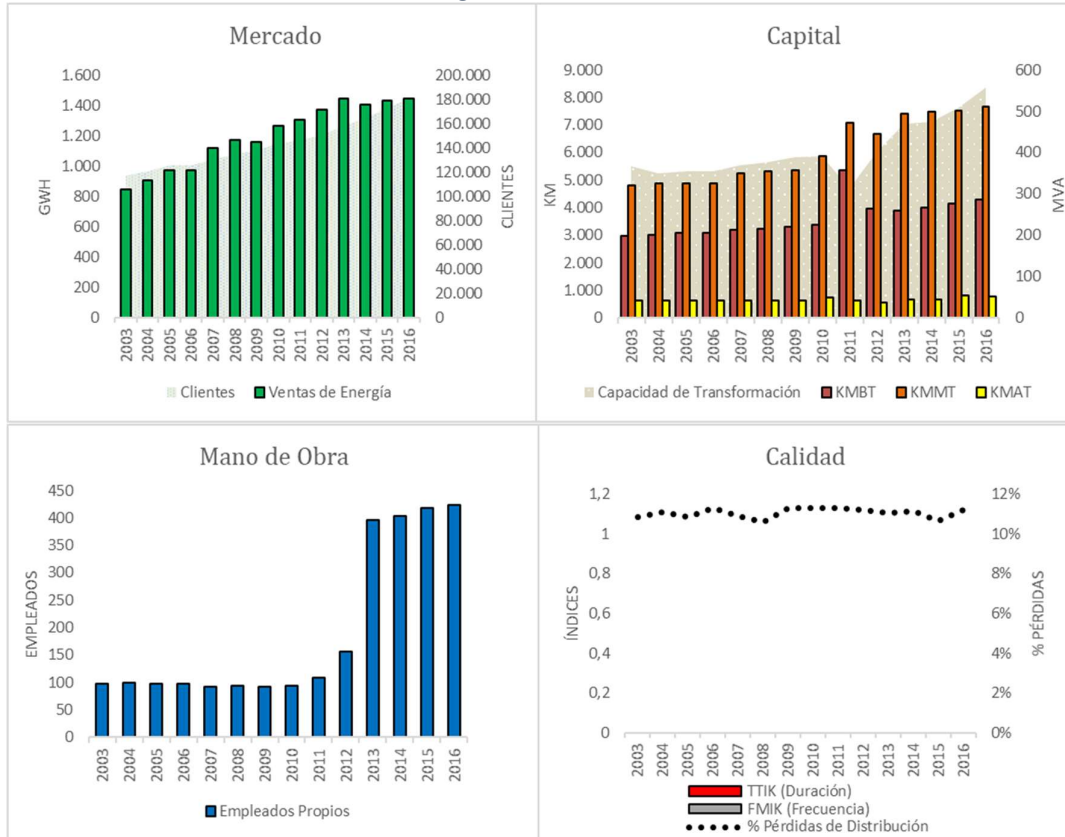
No fue posible obtener información de clientes rurales.

Tratamiento: SAIDI y SAIFI solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2010.

5) EDESAL

La Empresa Distribuidora de Electricidad de San Luis S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera la provincia de San Luis. Pertenece a la empresa constructora Rovella Carranza desde el año 2012.

Figura 11 – EDESAL



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Llama la atención un descenso en los MVA durante el año 2011, y un salto en la cantidad de empleados propios a partir del año 2013.

Las pérdidas se mantienen casi constantes en valores cercanos al 11%.

En promedio, el 28,4% de la energía abastecida es para consumo residencial.

No fue posible obtener información de clientes rurales, ni de indicadores de calidad.

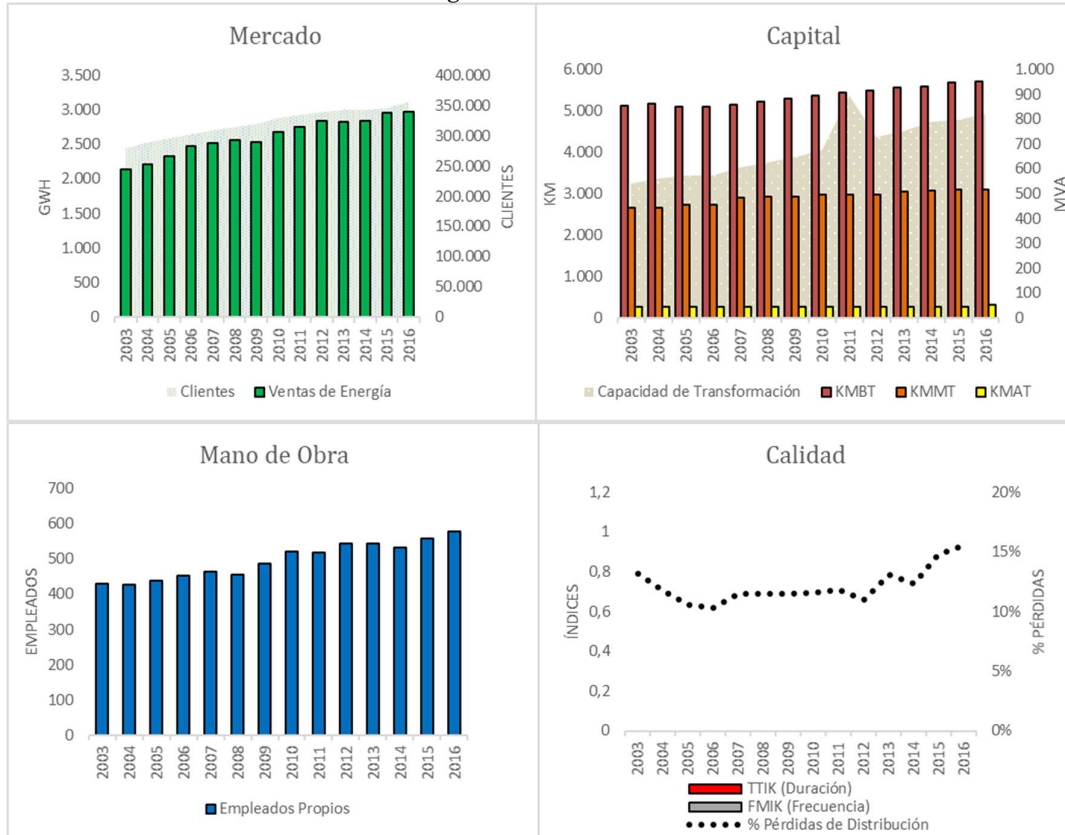
Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI.

El valor de MVA del año 2003 ha sido estimado a partir de la variación del número de CCTT.

6) EDELAP

La Empresa de Electricidad de la Plata es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera el Sur del Gran Buenos Aires, y la ciudad de La Plata. Actualmente pertenece al Grupo DESA.

Figura 12 – EDELAP



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Se observa un valor llamativamente alto en los MVA en el año 2011.

Las pérdidas exhiben un sendero irregular, con un leve deterioro durante los últimos años.

En promedio, el 30,1% de la energía abastecida es para consumo residencial.

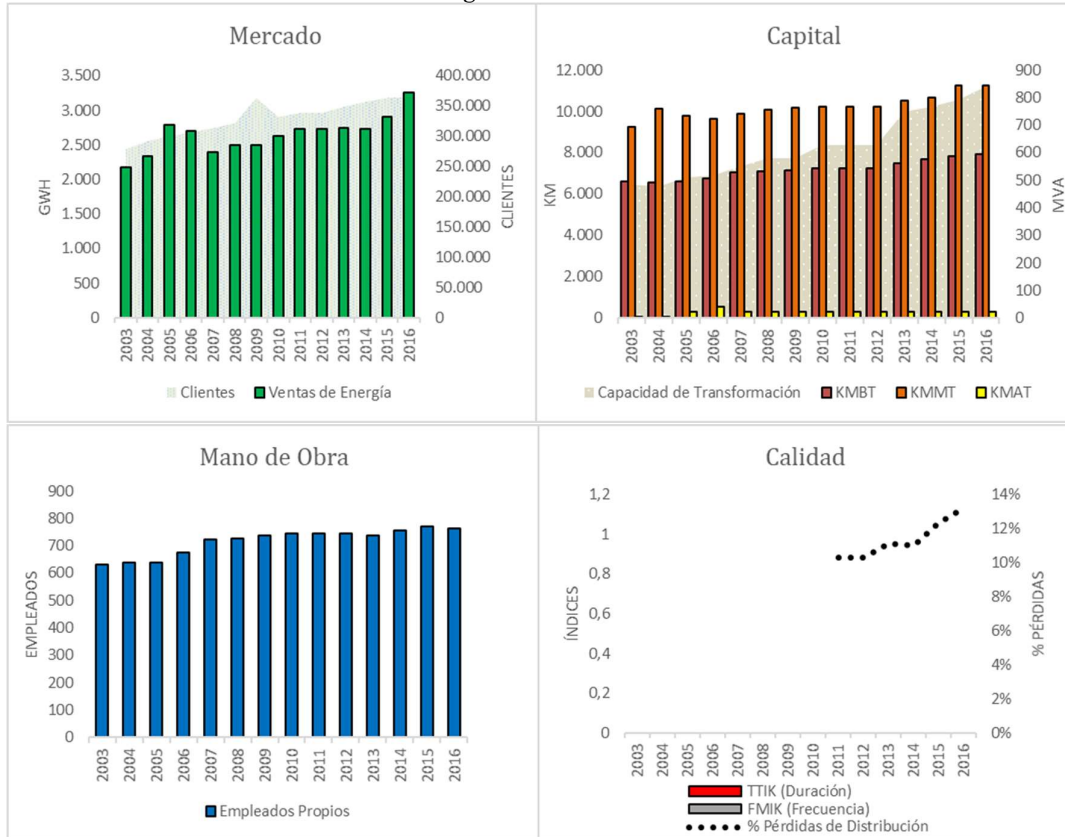
No fue posible obtener información de indicadores de calidad, ni de nivel de ruralidad.

Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI.

7) EDEN

La Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera la región Norte de la Provincia de Buenos Aires. Actualmente pertenece al Grupo DESA.

Figura 13 – EDEN



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Las pérdidas exhiben un deterioro durante los últimos cinco años.

En promedio, el 23,4% de la energía abastecida es para consumo residencial.

No fue posible obtener información de indicadores de calidad, ni de nivel de ruralidad.

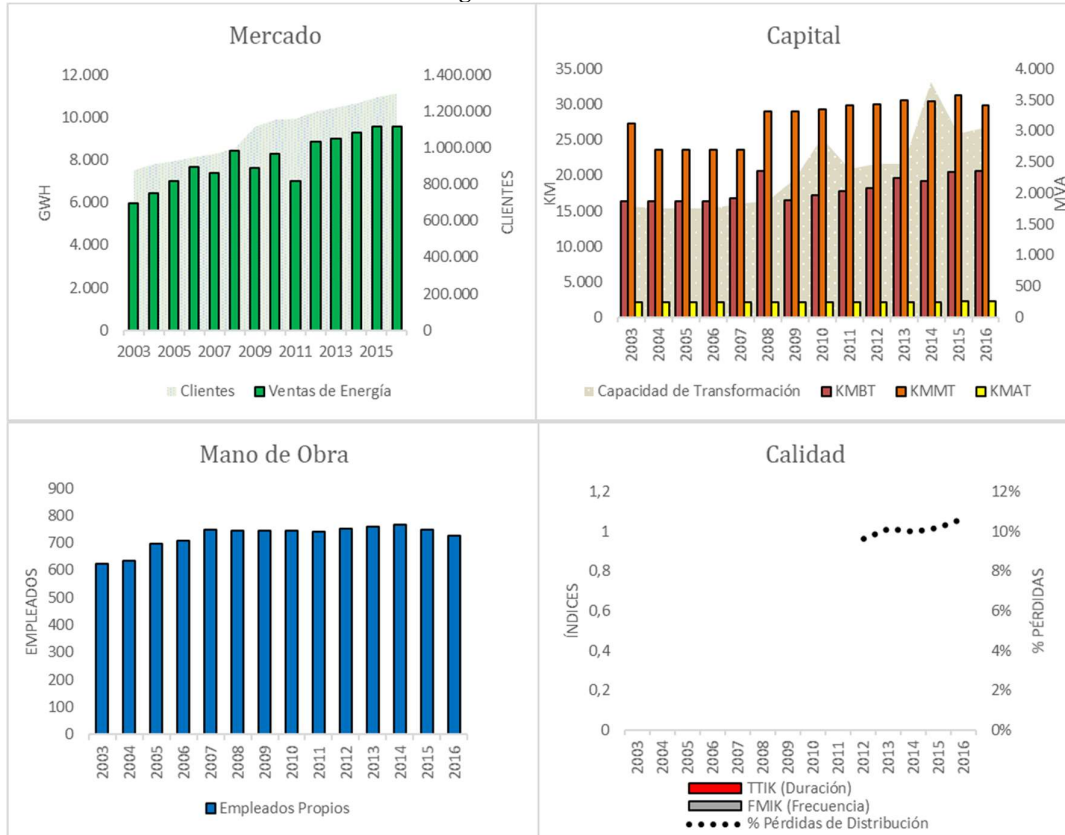
Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI. Las Pérdidas solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

La información publicada por la ADEERA para el año 2012 coincide exactamente con la del año 2011. Se optó por mantener los valores.

8) EPESF

La Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe es una distribuidora de energía eléctrica de propiedad pública que opera la provincia de Santa Fe.

Figura 14 – EPESF



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Se observan valores llamativamente altos en los MVA durante los años 2010 y 2014.

La mano de obra exhibe un leve crecimiento durante los primeros años, y luego se mantiene estable.

Las pérdidas exhiben un leve deterioro en los últimos dos años.

En promedio, el 28,6% de la energía abastecida es para consumo residencial.

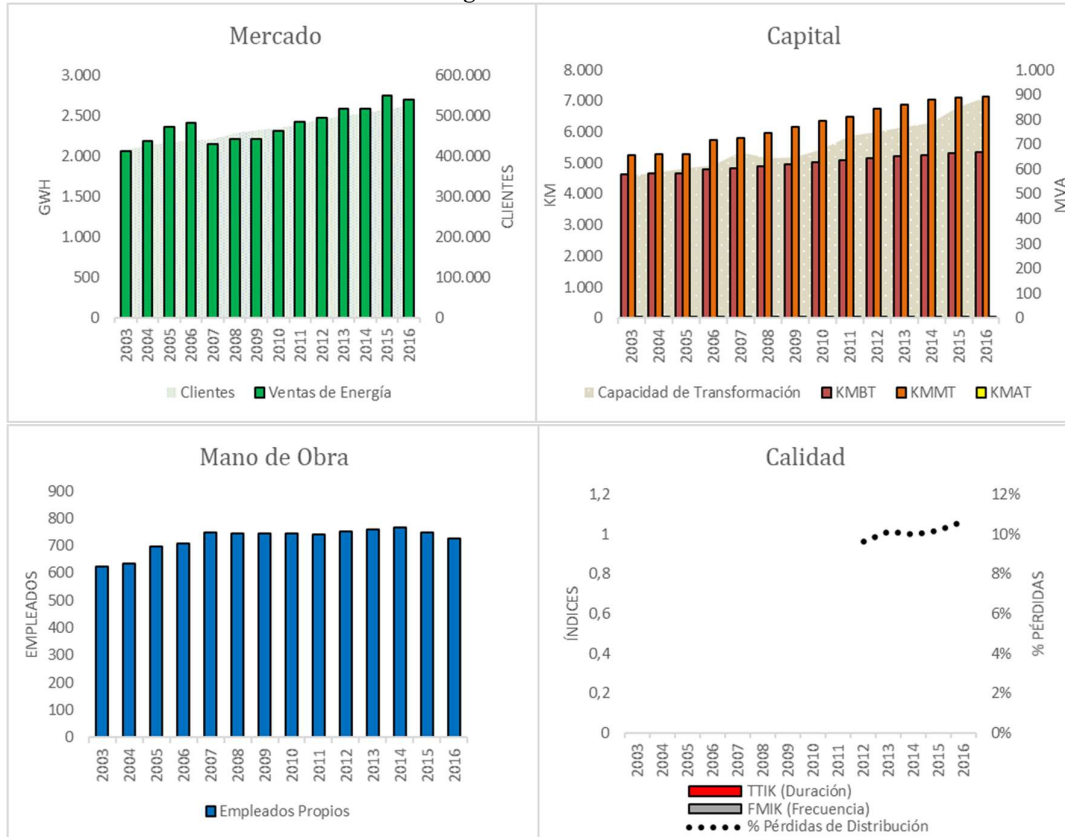
No fue posible obtener información de indicadores de calidad, ni de nivel de ruralidad.

Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI. Las Pérdidas solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

9) EDEA

La Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera la región Sur Este de la Provincia de Buenos Aires. Actualmente pertenece a la Inversora Eléctrica de Buenos Aires.

Figura 15 – EDEA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Las pérdidas exhiben un leve deterioro durante los últimos años.

En promedio, el 28,8% de la energía abastecida es para consumo residencial.

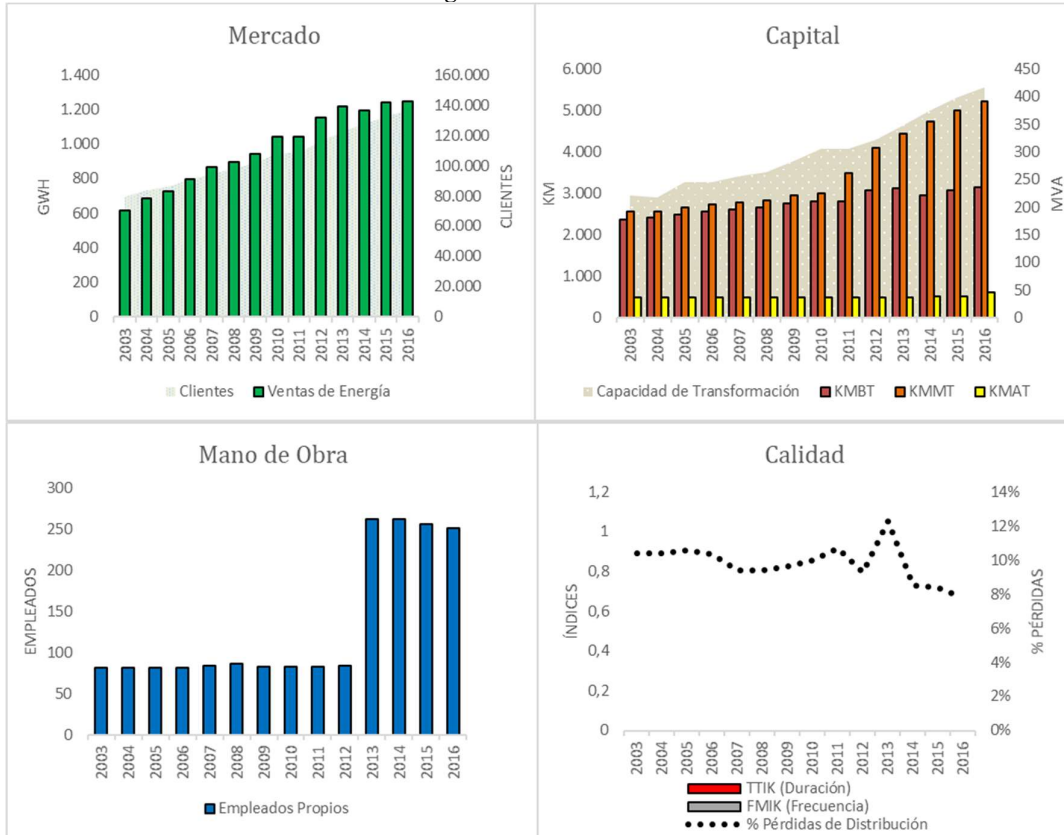
No fue posible obtener información de indicadores de calidad, ni de nivel de ruralidad.

Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI. Las Pérdidas solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

10) EDELAR

La Empresa Distribuidora de Electricidad de La Rioja S.A. es una distribuidora de energía eléctrica que opera la provincia de la Rioja. Fue estatizada en el año 2013.

Figura 16 – EDELAR



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Se observa un salto en la cantidad de empleados propios a partir del año 2013, el cual podría estar relacionado con la estatización de la empresa durante el año anterior (pertenecía originalmente al grupo Pampa Energía).

Las pérdidas exhiben un sendero de mejora, con la excepción del año 2013.

En promedio, el 36,8% de la energía abastecida es para consumo residencial.

No fue posible obtener información de indicadores de calidad, ni de nivel de ruralidad.

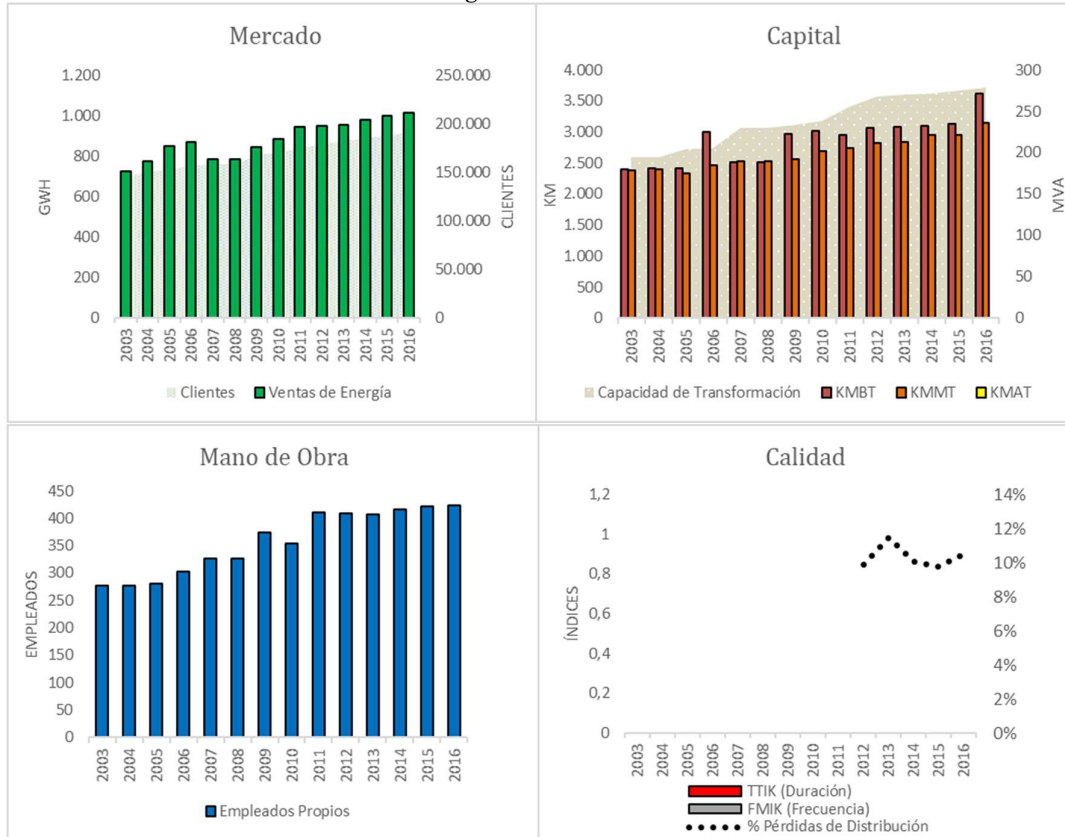
Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI.

El valor de MVA del año 2003 ha sido estimado a partir de la variación del número de CCTT.

11) EDES

La Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en la región Sur de la provincia de Buenos Aires. Pertenecer al grupo DESA.

Figura 17 – EDES



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Las pérdidas exhiben un sendero irregular durante los seis años que se posee información.

En promedio, el 32,2% de la energía abastecida es para consumo residencial.

No fue posible obtener información de indicadores de calidad, ni de nivel de ruralidad.

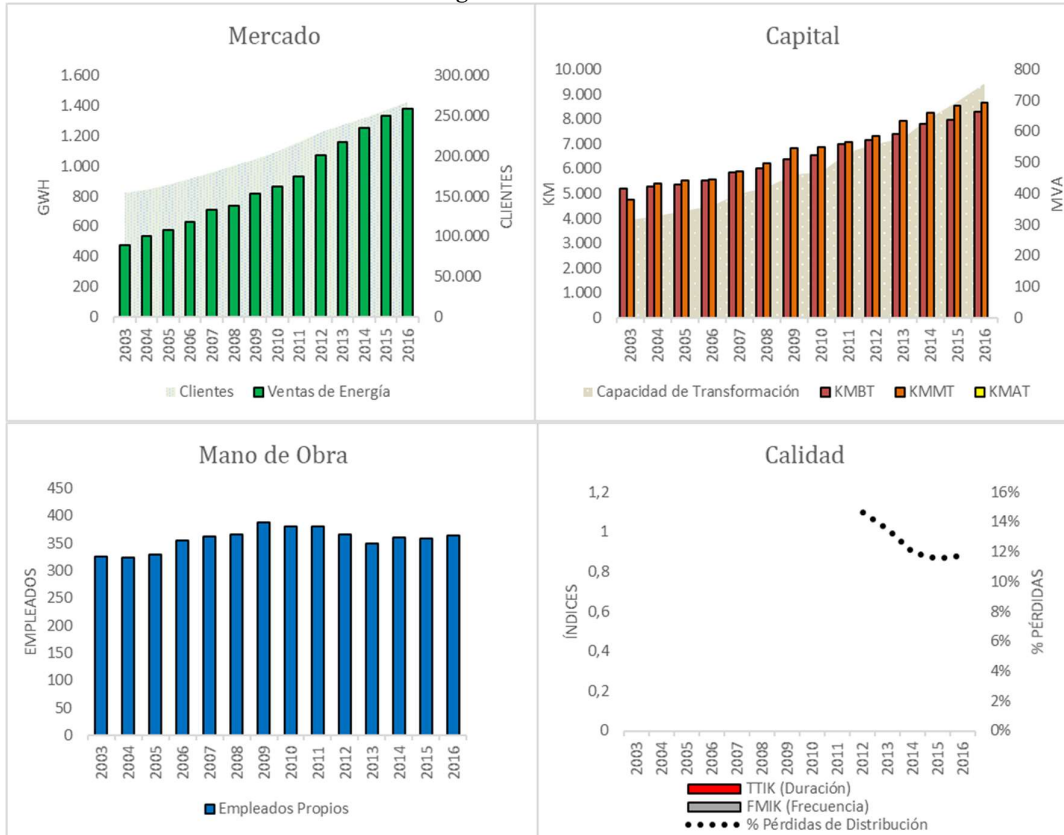
Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI. Las Pérdidas solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

El valor de MVA del año 2015 ha sido estimado como promedio de los años anteriores.

12) EDESE

La Empresa Distribuidora de Electricidad de Santiago del Estero S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera la provincia de Santiago del Estero. Pertenece a la empresa Resesa S.A.

Figura 18 – EDESE



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés, mientras que la mano de obra varía en forma irregular.

Las pérdidas exhiben un sendero de mejora durante los seis años que se posee información.

En promedio, el 58% de la energía abastecida es para consumo residencial.

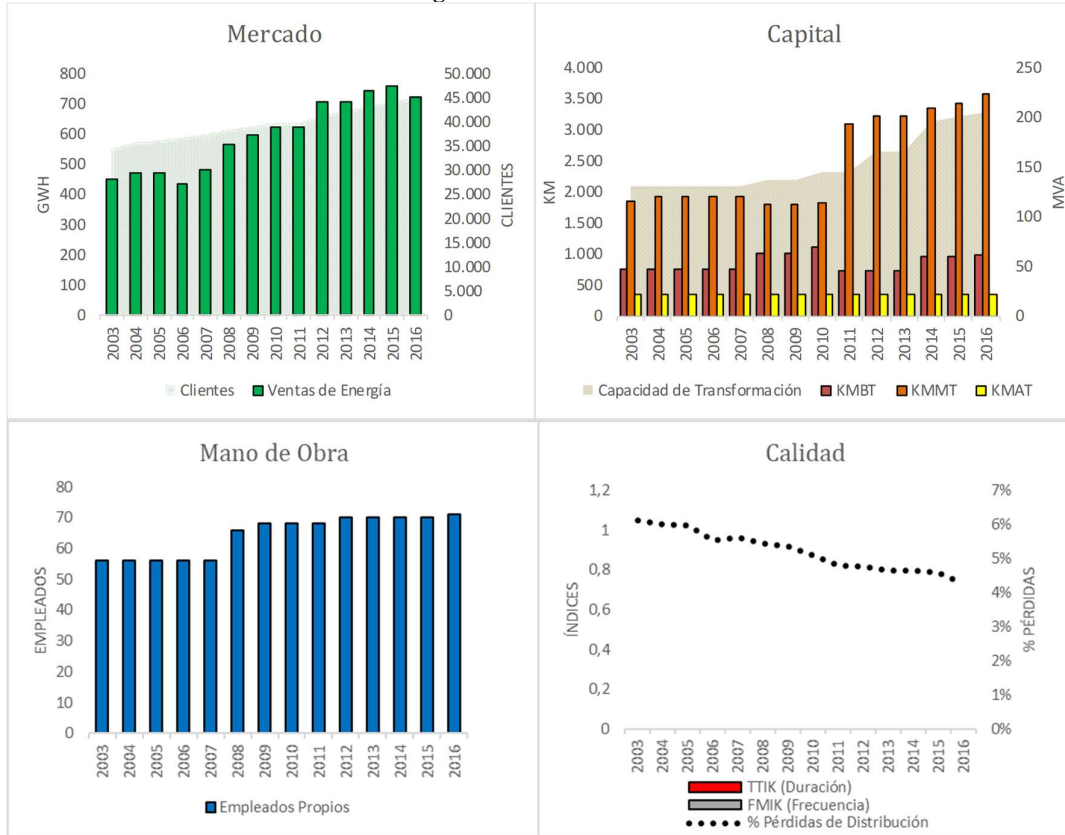
No fue posible obtener información de indicadores de calidad, ni de nivel de ruralidad.

Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI. Las Pérdidas solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

13) EDESTESA

La Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera la provincia de Mendoza.

Figura 19 – EDESTESA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés, mientras que la mano de obra varía en forma irregular.

Las pérdidas exhiben un sendero de mejora durante los seis años que se posee información.

En promedio, el 58% de la energía abastecida es para consumo residencial.

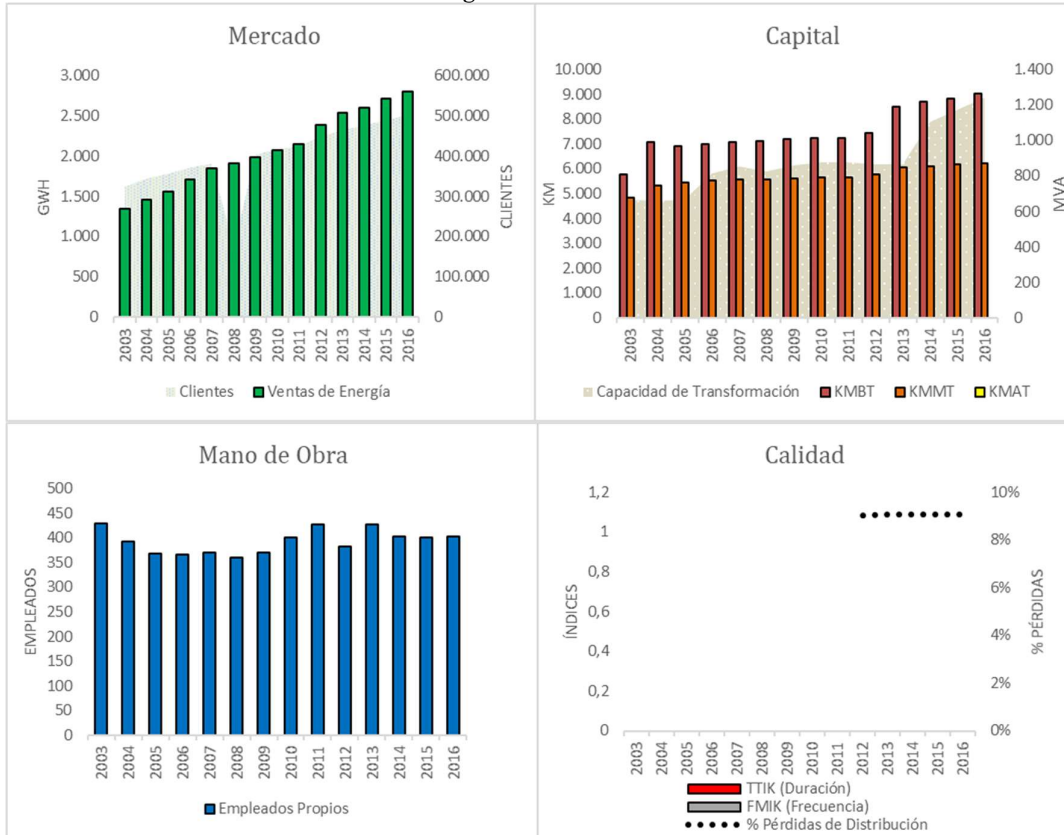
No fue posible obtener información de indicadores de calidad, ni de nivel de ruralidad.

Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI.

14) EDET

Es Empresa Distribuidora Eléctrica de Tucumán es una distribuidora de energía de capitales privados que opera la provincia de Tucumán. Es filial de la empresa eléctrica chilena Compañía General de Electricidad S.A.

Figura 20 – EDET



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés, mientras que la mano de obra varía en forma irregular.

Las pérdidas se mantienen constantes durante el período que se dispone información.

En promedio, el 49,5% de la energía abastecida es para consumo residencial.

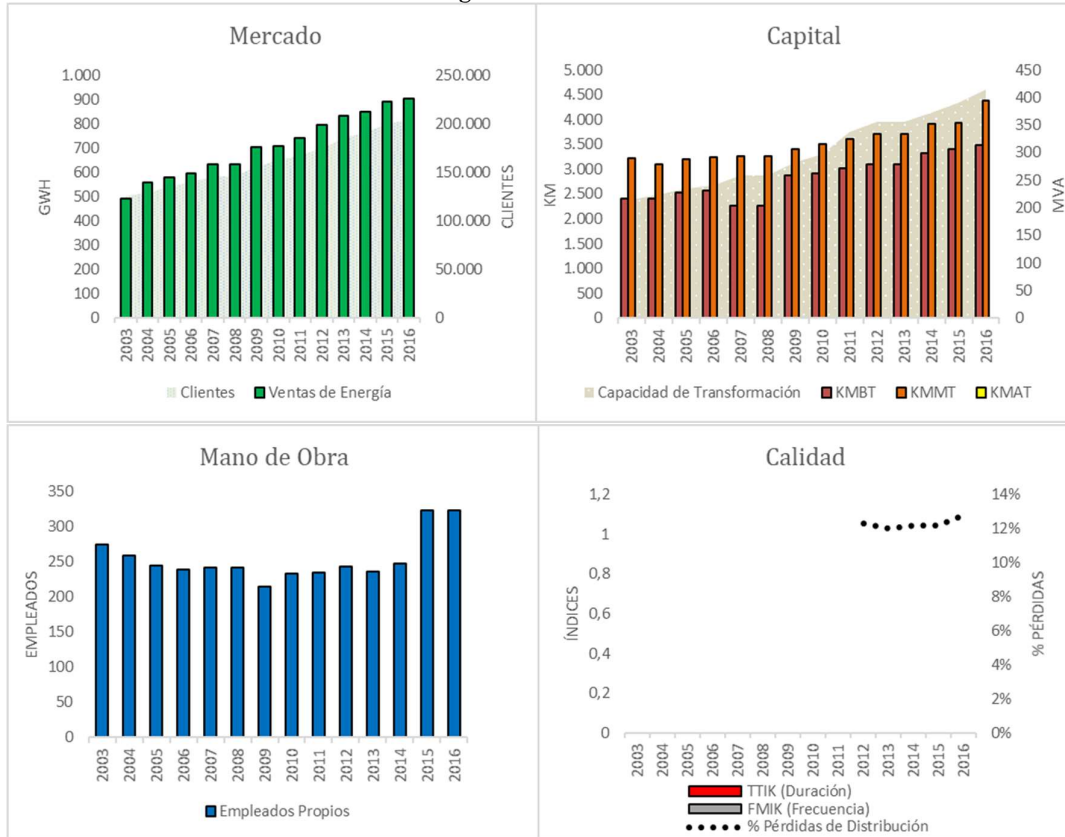
No fue posible obtener información de indicadores de calidad, ni de nivel de ruralidad.

Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI. Las Pérdidas solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

15) EJESA

La Empresa Jujeña de Energía S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera la provincia de Jujuy. Es filial de la empresa eléctrica chilena Compañía General de Electricidad S.A.

Figura 21 – EJESA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés, mientras que la mano de obra varía en forma irregular, con un salto durante los últimos dos años.

Las pérdidas exhiben un sendero estable durante el período.

En promedio, el 47,6% de la energía abastecida es para consumo residencial.

No fue posible obtener información de indicadores de calidad, ni de nivel de ruralidad.

Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI. Las Pérdidas solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

A.1.2. Brasil

Para el caso de Brasil, se tomó como fuente principal las bases de datos regulatorias publicadas por el sitio web de la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Las mismas poseen información detallada para alrededor de 60 empresas distribuidoras, durante el período 2003-2016. Entre las variables de interés que fue posible recolectar de las mismas se encuentran las siguientes:

1. Área de Concesión
2. Clientes
3. Suma de Km de Red BT y MT (como Km de red de distribución)
4. Km de Red AT (como Km de red de transmisión)
5. MVA MT/BT (hasta el año 2011)
6. Pérdidas de Distribución
7. FEC: Frecuencia de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad, equivalente al SAIFI)
8. DEC: Tiempo Total de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad, equivalente al SAIDI)

Como segunda fuente de datos, se consideró las series de información de mercado publicadas por la Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. De allí fue disponible obtener la siguiente información (para el mismo período):

9. Ventas Totales (GWh)
10. Ventas Residenciales (GWh)
11. Clientes Rurales

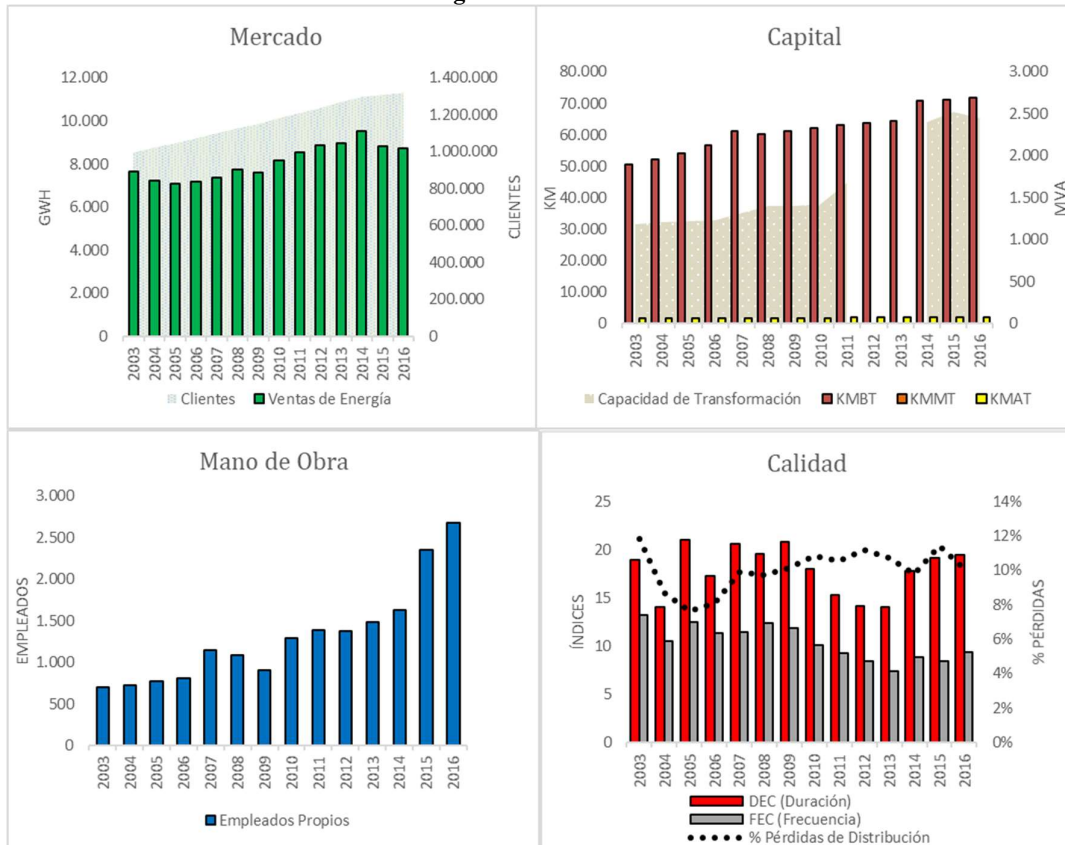
Sin embargo, dado que ninguna de las bases mencionadas exhibe información respecto a la cantidad de empleados y, que la última versión de la base regulatoria de la ANEEL, no posee datos sobre la cantidad de MVA instalados, fue preciso completar la información de cada empresa a partir de la recolección individual, a través de la lectura de las memorias de estados financieros anuales y/o reportes de sustentabilidad publicados por las mismas.

Debido la dificultad de este proceso, solo fue posible encontrar memorias y/o reportes completos para el caso de 20 empresas, ya sea a través de informes descargables en sus propios sitios web, o información publicada en el sitio de la Comissão De Valores Mobiliários (Autoridad del Mercado de valores en Brasil).

1) AESSUL

Es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en la región metropolitana y el centro-oeste del estado de Rio Grande do Sul. A partir del año 2016 fue vendida al grupo CPFL Energía, y se denomina RGE Sul.

Figura 22 – AES Sul



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. No fue posible completar la serie histórica de MVA instalados para los años a 2011 a 2014.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con valores aceptables y sin demasiada volatilidad.

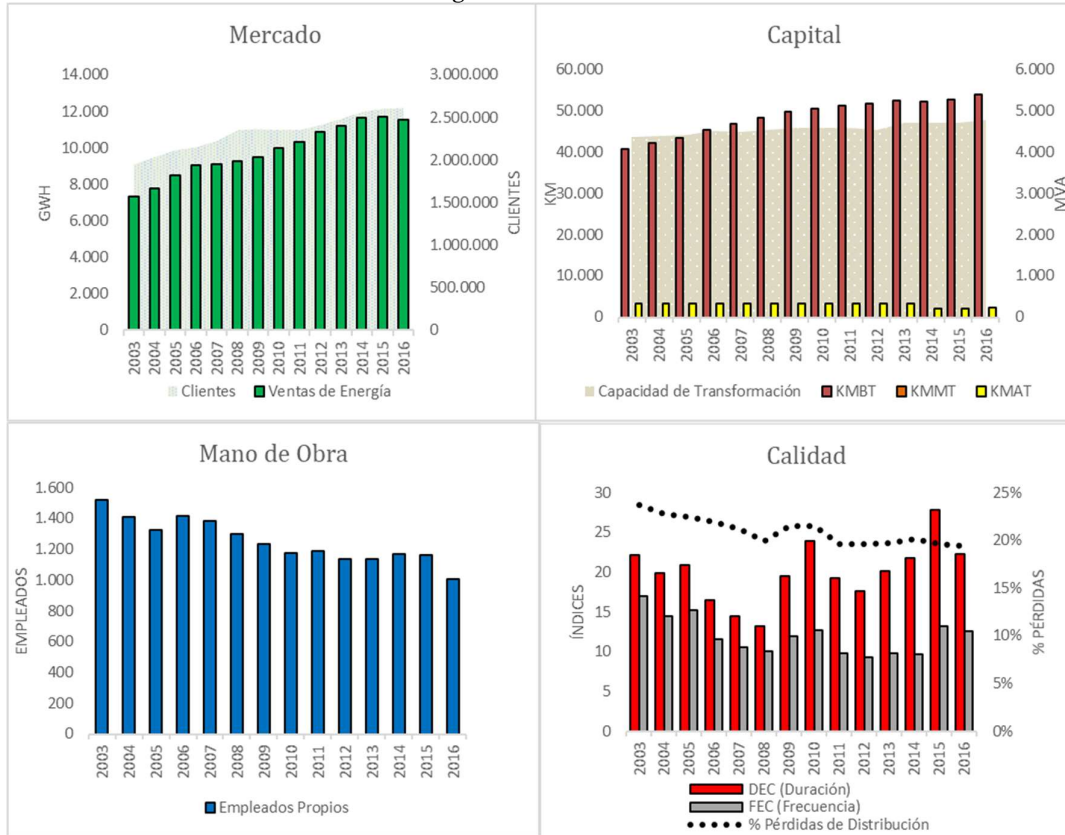
En promedio, el 26,3% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un bajo nivel de ruralidad (alrededor del 8,6% de los clientes).

Tratamiento: No se considera la empresa en aquellas especificaciones que consideren la variable capacidad de transformación.

2) AMPLA

Ampla Energia e Serviços S.A es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en el Estado de Río de Janeiro y es subsidiaria de ENEL. A partir del año 2015 cambió su nombre a ENEL Distribution Rio.

Figura 23 – AMPLA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período. La mano de obra, por otro lado, presenta una tendencia decreciente.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con valores aceptables y sin demasiada volatilidad. Se observa un sendero de reducción gradual en lo que refiere a las pérdidas de distribución.

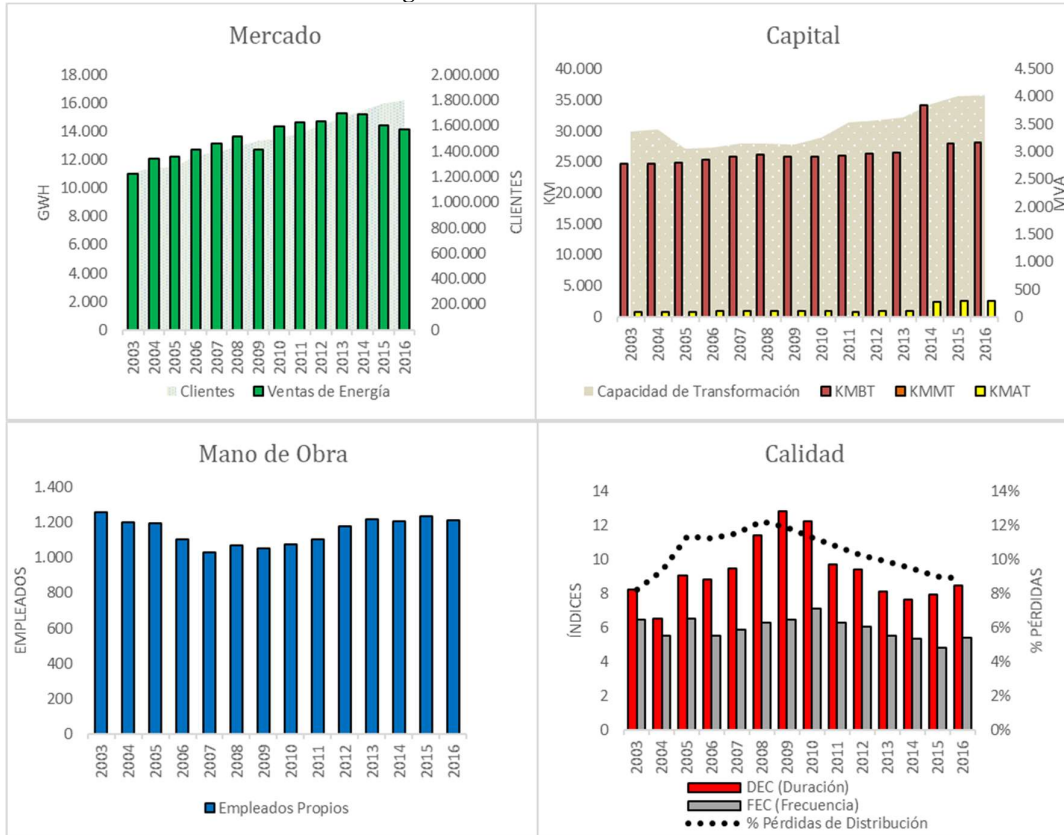
En promedio, el 39,3% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo alrededor del 2,4% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: La capacidad de transformación de los últimos tres años se estimó a partir de la evolución del número de subestaciones.

3) BANDEIRANTE

EDP Bandeirante es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en 28 municipios del Estado de São Paulo.

Figura 24 – EDP Bandeirante



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período.

En cuanto al capital se observa poca variación en los km de red, con la excepción de un valor extraño en el año 2014.

La mano de obra contratada varía de forma irregular, pero sin demasiada volatilidad.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables, con un sendero decreciente a partir de los últimos seis años.

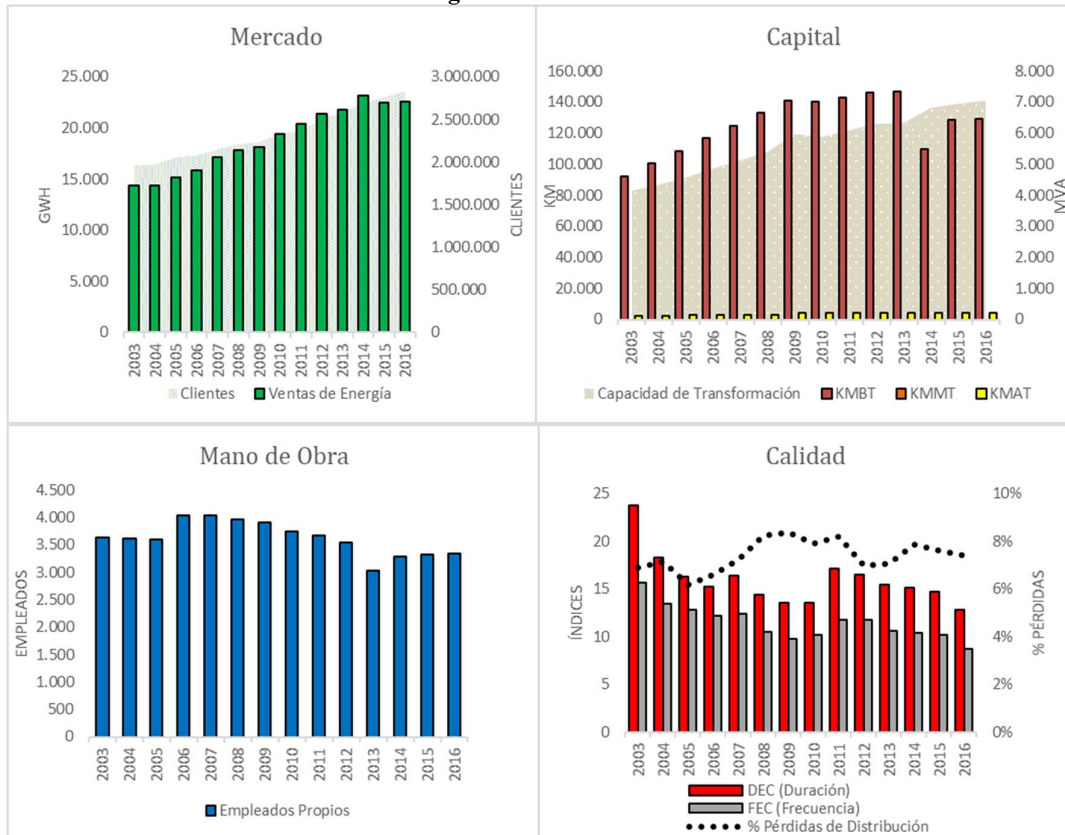
En promedio, el 21,8% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo del 0,5% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: No.

4) CELESC

Centrais Eléctricas de Santa Catarina S.A. es una distribuidora de energía eléctrica que opera en el Estado de Santa Catarina. El Gobierno del Estado de Santa Catarina posee más de la mitad del capital de la empresa.

Figura 25 – CELESC



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva en la primera y negativa en la segunda, durante el período de interés.

En cuanto al capital, se observa un llamativo descenso en el total de KM de red de baja tensión a partir del año 2014.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con valores aceptables y sin demasiada volatilidad.

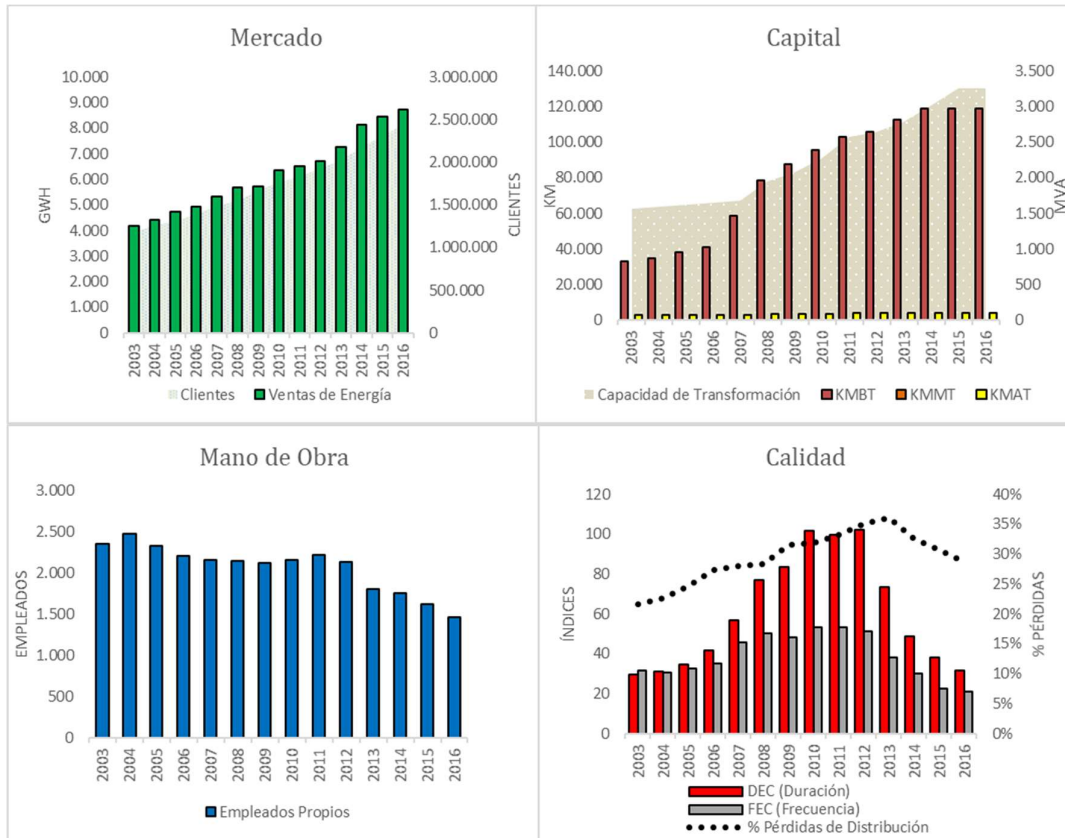
En promedio, el 22,5% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un bajo nivel de ruralidad (alrededor del 9,7% de los clientes).

Tratamiento: No.

5) CELPA

Centrais Eléctricas do Pará es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados, controlada por Equatorial Energia a partir del año 2012, que opera en 114 municipios del Estado de Pará.

Figura 26 – CELPA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período. La mano de obra, por otro lado, presenta una tendencia decreciente.

Los indicadores de calidad exhiben valores muy elevados, con un sendero creciente hasta el año 2012-2013, y luego una reducción gradual a partir de los últimos tres años.

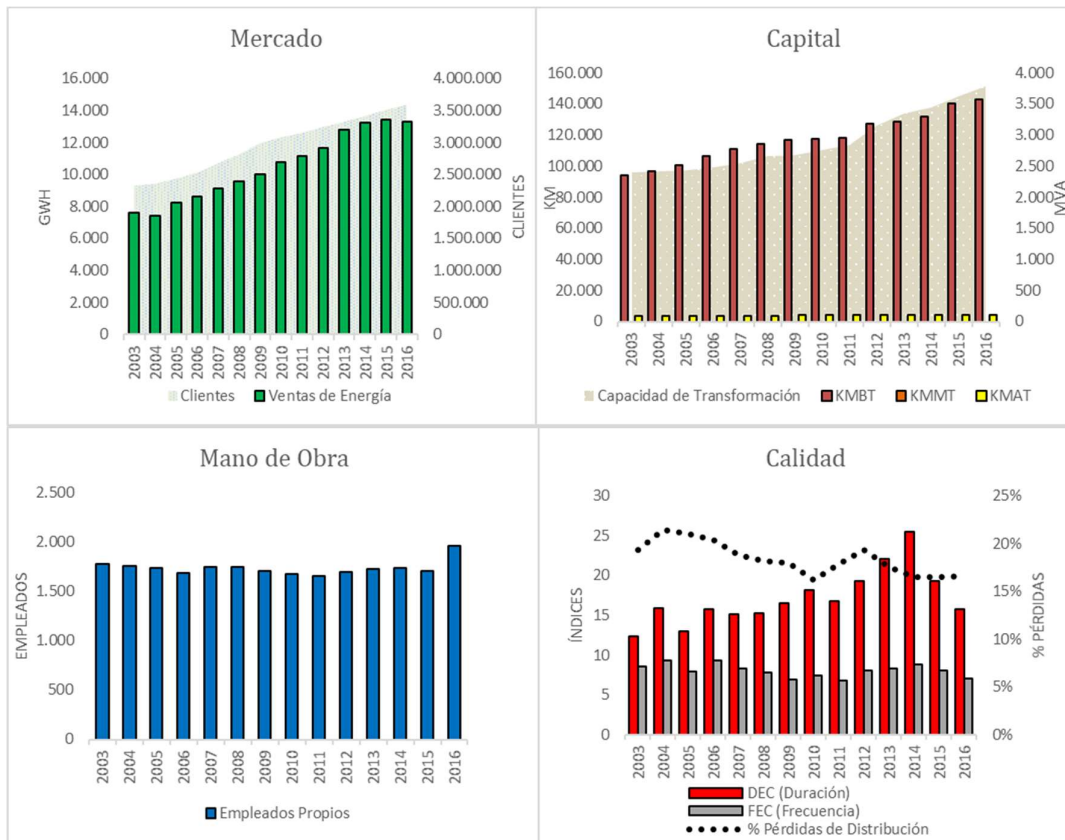
En promedio, el 38,4% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un bajo nivel de ruralidad (alrededor del 5% de los clientes).

Tratamiento: No.

6) CELPE

La Companhia Energética de Pernambuco es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados, controlada por el grupo Neoenergia, que opera en 184 municipios de Pernambuco.

Figura 27 – CELPE



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período.

La mano de obra contratada se mantiene casi constante excepto un salto en el último año.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables, con un sendero irregular durante el período.

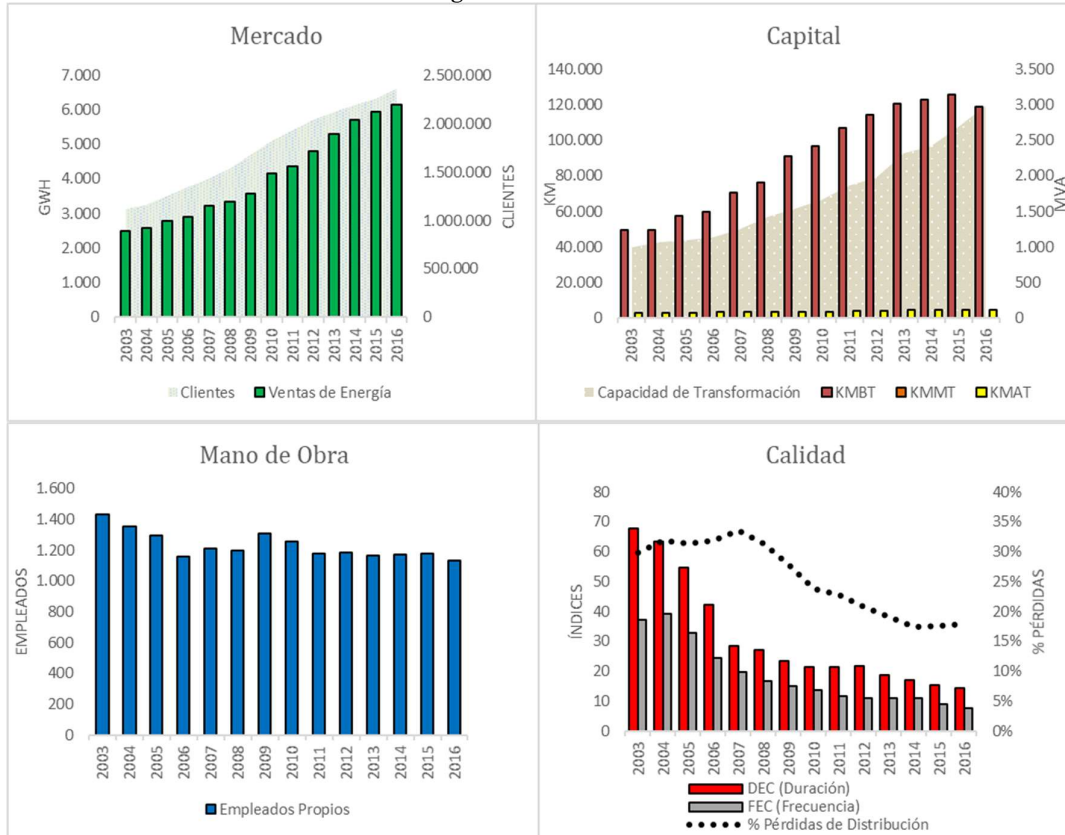
En promedio, el 34,8% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora con un nivel bajo de ruralidad (5,1% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: No.

7) CEMAR

La Companhia Energética do Maranhão S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en el Estado de Maranhão. Es controlada por Equatorial Energia.

Figura 28 – CEMAR



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período.

La mano de obra contratada presenta un comportamiento estable, sin demasiada volatilidad.

Los indicadores de calidad han mantenido un sendero decreciente, hasta alcanzar valores aceptables durante los últimos años.

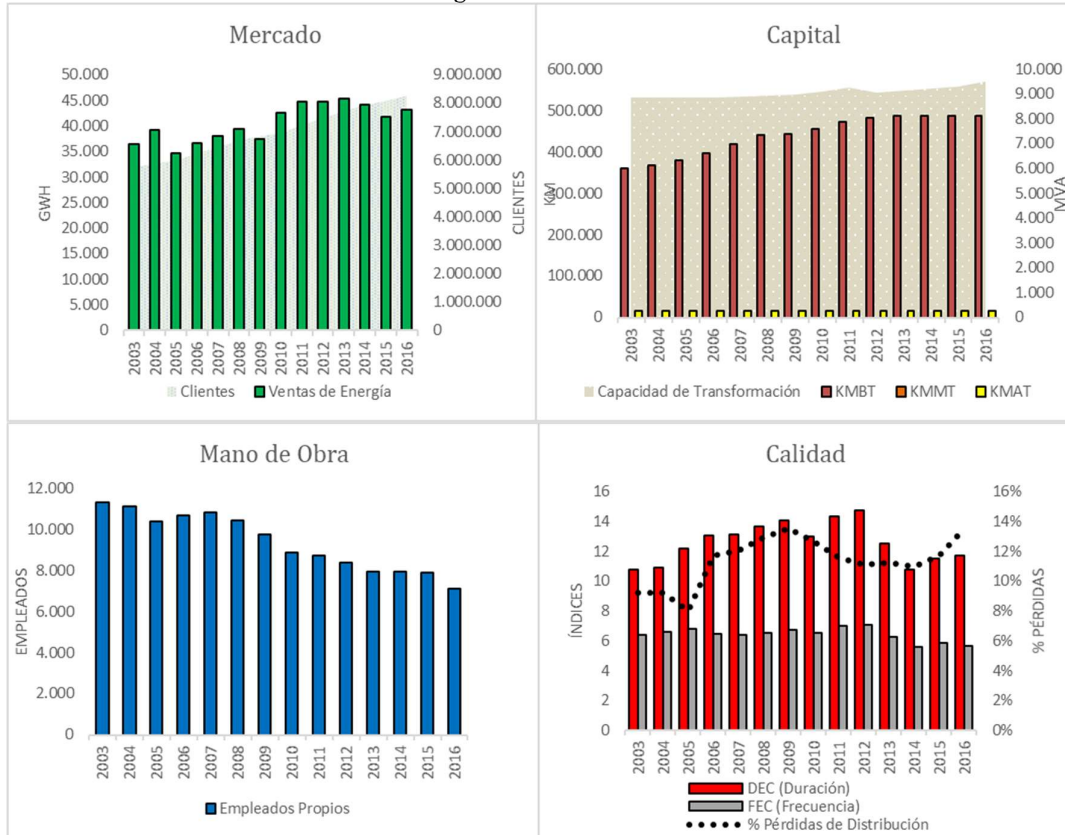
En promedio, el 45,8% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo del 3,3% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: No.

8) CEMIG

La Companhia Energética de Minas Gerais S.A es una distribuidora de energía eléctrica que opera en múltiples Estados, pero tiene su sede en Minas Gerais. Es controlada por el Gobierno del Estado de Minas Gerais.

Figura 29 – CEMIG



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con ciertas irregularidades, pero tendencia positiva durante el período. Llama la atención la evolución de los MVA instalados.

La mano de obra contratada posee una tendencia marcadamente decreciente.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables, con un sendero irregular.

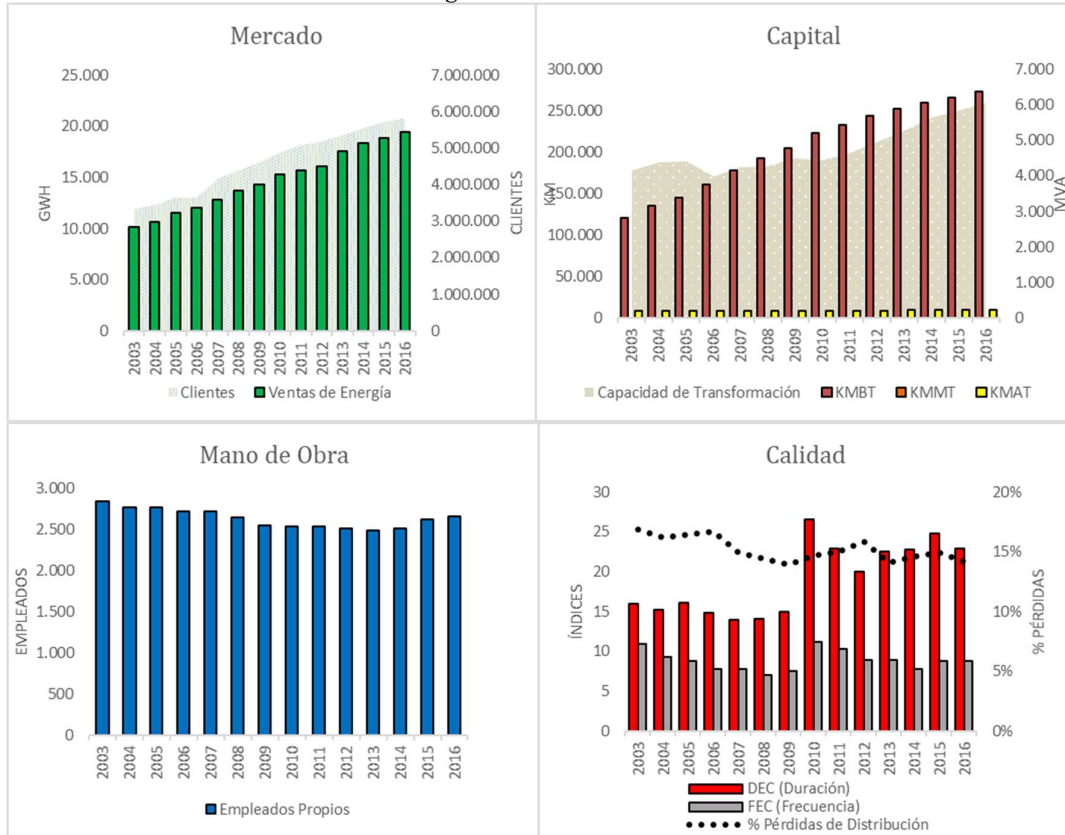
En promedio, el 19,9% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora de bajo nivel de ruralidad (7,8% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: No.

9) COELBA

La Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que pertenece al grupo Neoenergia y opera en 115 municipios del Estado de Bahía.

Figura 30 – COELBA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período.

La mano de obra contratada presenta una leve tendencia decreciente, con la excepción de los últimos años.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables, a pesar de que el DEC se ha incrementado considerablemente en los últimos 6 años.

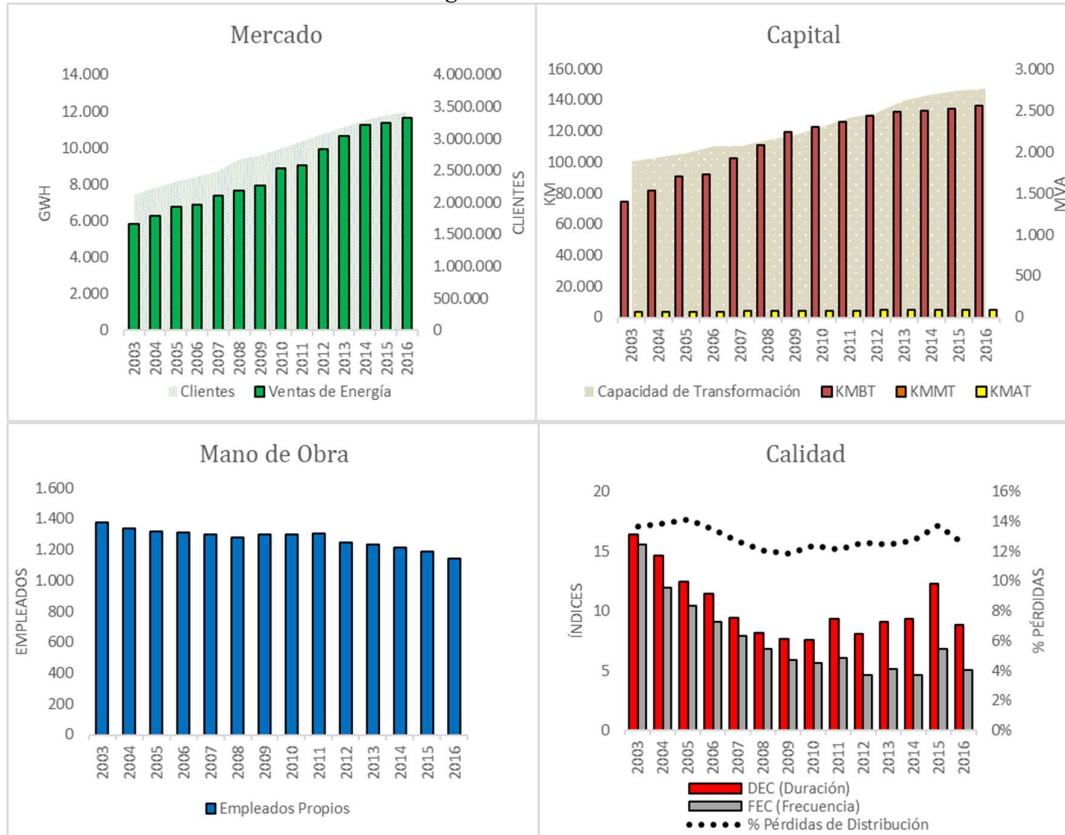
En promedio, el 33% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo del 4,3% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: No.

10) COELCE

La Companhia Energética do Ceará es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en todo el Estado de Ceará. A partir del año 2016 pasó a llamarse ENEL Ceará, al ser adquirida por dicho grupo.

Figura 31 – COELCE



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período. La mano de obra por otro lado, presenta una tendencia decreciente.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables, con un sendero decreciente hasta el año 2009-2010 y un incremento durante los últimos seis años.

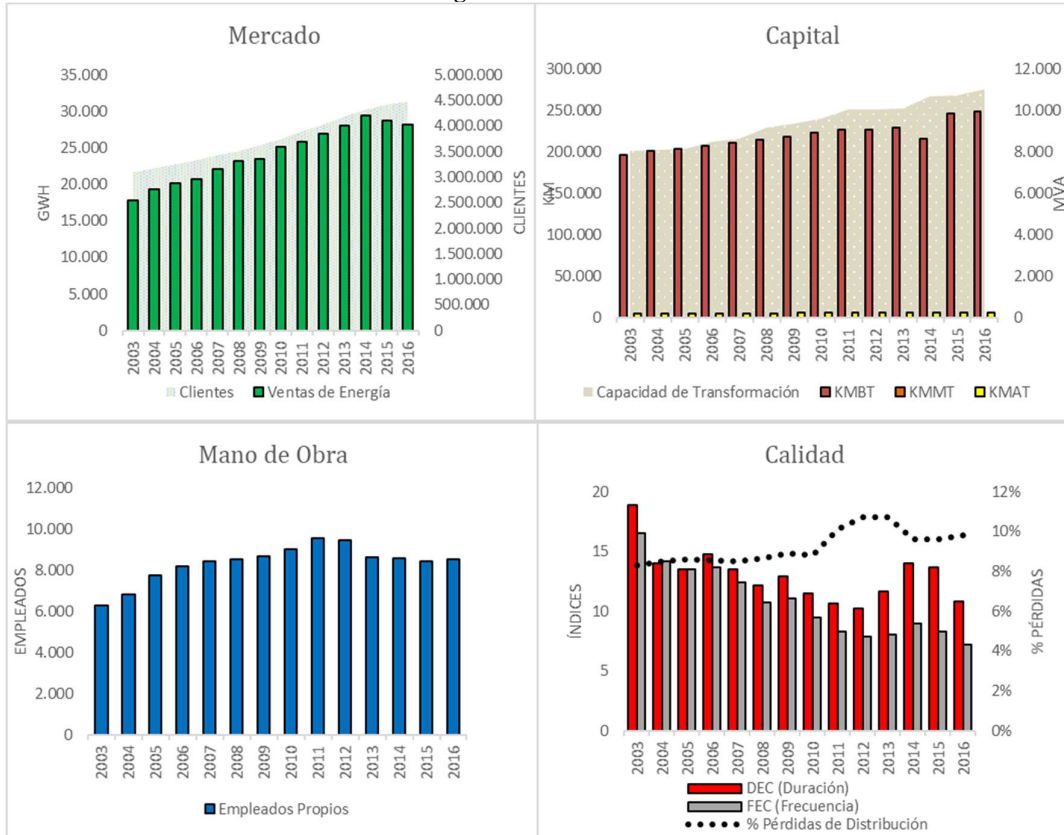
En promedio, el 33,7% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora con un nivel de ruralidad bajo (12,3% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: Debido a inconsistencias en la información de km de red, para los últimos dos años se tomó información de las memorias de estados financieros. La capacidad de transformación de los últimos tres años se estimó a partir de la evolución del número de subestaciones.

11) COPEL

La Companhia Paranaense de Energia es una distribuidora de energía eléctrica de propiedad estatal que opera en 393 ciudades del Estado de Paraná.

Figura 32 – COPEL



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período.

La mano de obra contratada posee una tendencia creciente hasta el año 2012. Luego se mantiene estable.

Los indicadores de calidad de suministro exhiben valores aceptables, con un sendero decreciente hasta el año 2012.

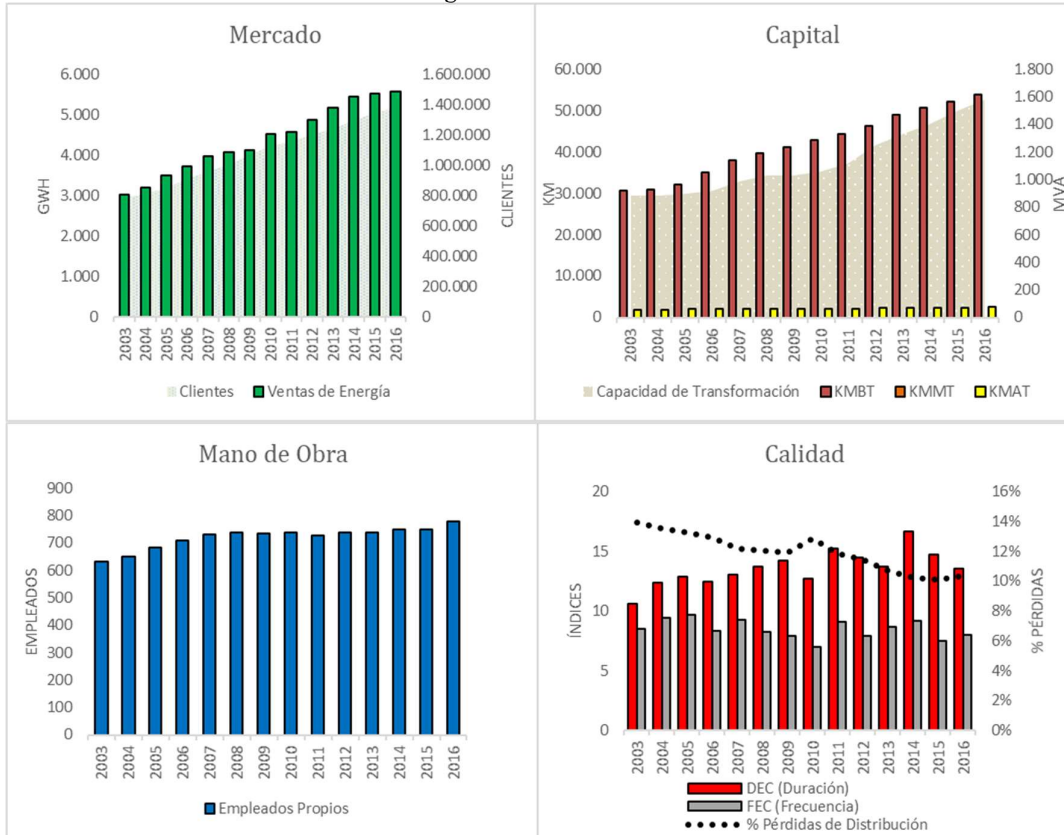
En promedio, el 23,9% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora con un nivel de ruralidad bajo (9,4% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: Debido a inconsistencias en la información de MVA, para todos los años, se tomó información de las memorias de estados financieros.

12) COSERN

La Companhia Energética do Rio Grande do Norte es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que pertenece al grupo Neoenergia y opera en de Estado de Rio Grande do Norte.

Figura 33 – COSERN



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con valores aceptables y sin demasiada volatilidad. Las pérdidas poseen una tendencia decreciente.

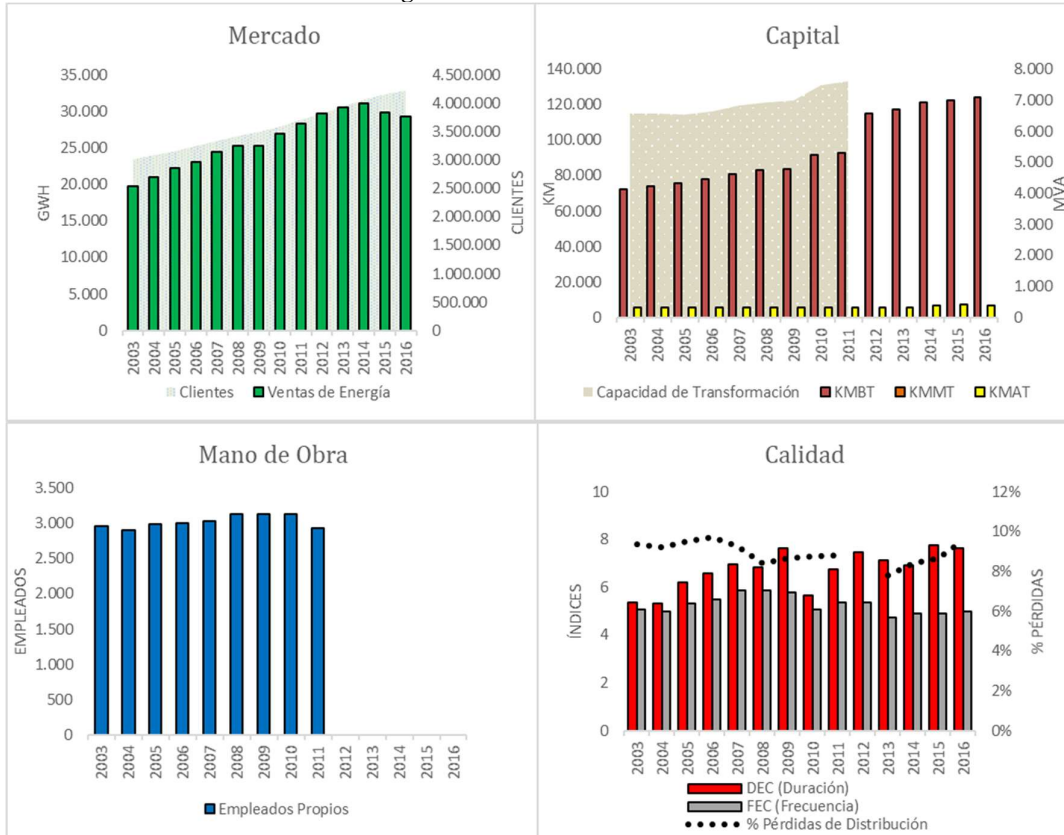
En promedio, el 31,9% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo el 5% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: No.

13) CPFLPAULISTA

La Companhia Paulista de Força e Luz es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en el Estado de São Paulo, y forma parte del grupo CPFL.

Figura 34 – CPFLPAULISTA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período. Por otro lado, en lo que respecta al capital, se observa un llamativo incremento en los km de red de distribución partir del año 2012.

La mano de obra contratada varía de forma irregular, sin demasiada volatilidad. No se poseen datos desde el 2012 en adelante.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables. No se posee información de pérdidas para el año 2012.

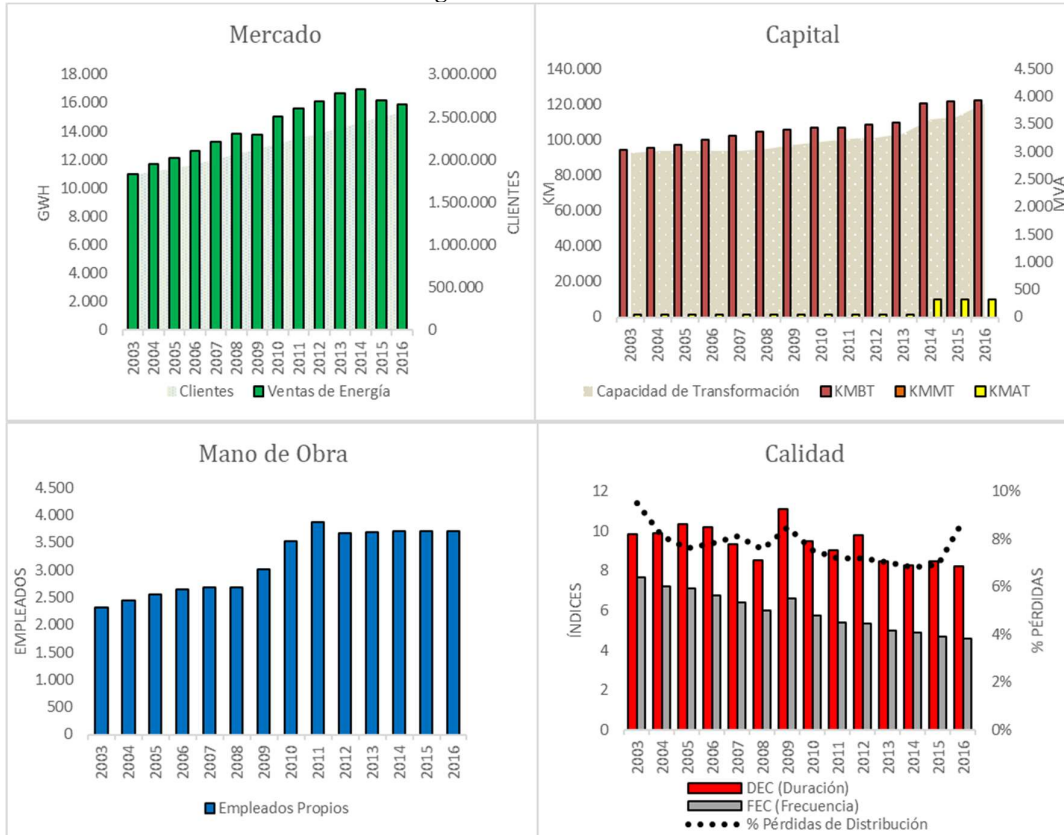
En promedio, el 27% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo del 2,2% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: Al no haber información de empleados propios a partir del año 2012 (variable principal de los modelos), se descarta la empresa en aquellas especificaciones que consideren dichos años.

14) ELEKTRO

Elektro es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que pertenece al grupo Neoenergia y opera en de Estados de São Paulo y Mato Grosso do Sul.

Figura 35 – ELEKTRO



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables, con un sendero decreciente, y poca volatilidad.

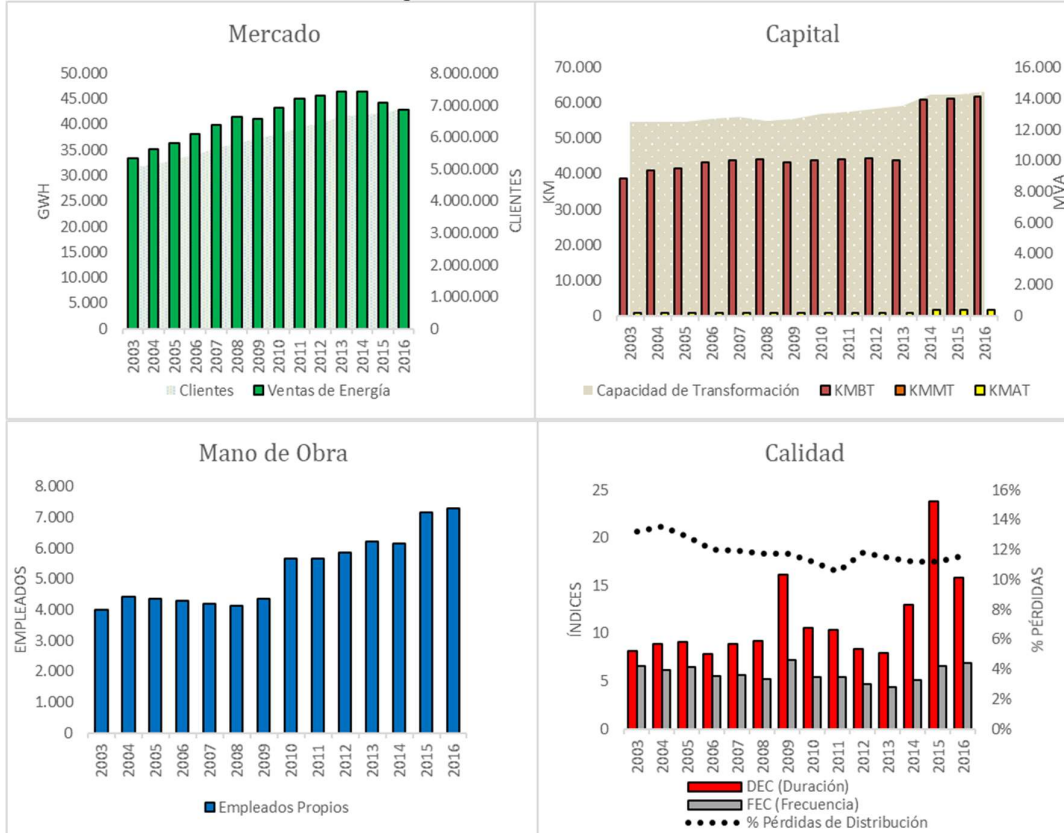
En promedio, el 25,5% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo del 5,4% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: No.

15) ELETROPAULO

La empresa AES Eletropaulo, es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en la región metropolitana de São Paulo. Actualmente pertenece al grupo ENEL, y se le denomina ENEL Distribution São Paulo.

Figura 36 – ELETROPAULO



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y mano de obra presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período.

En cuanto al capital se observa poca variación en los km de red, pero un salto importante en el año 2014.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables, aunque se observan algunos valores elevados en el indicador de duración (DEC).

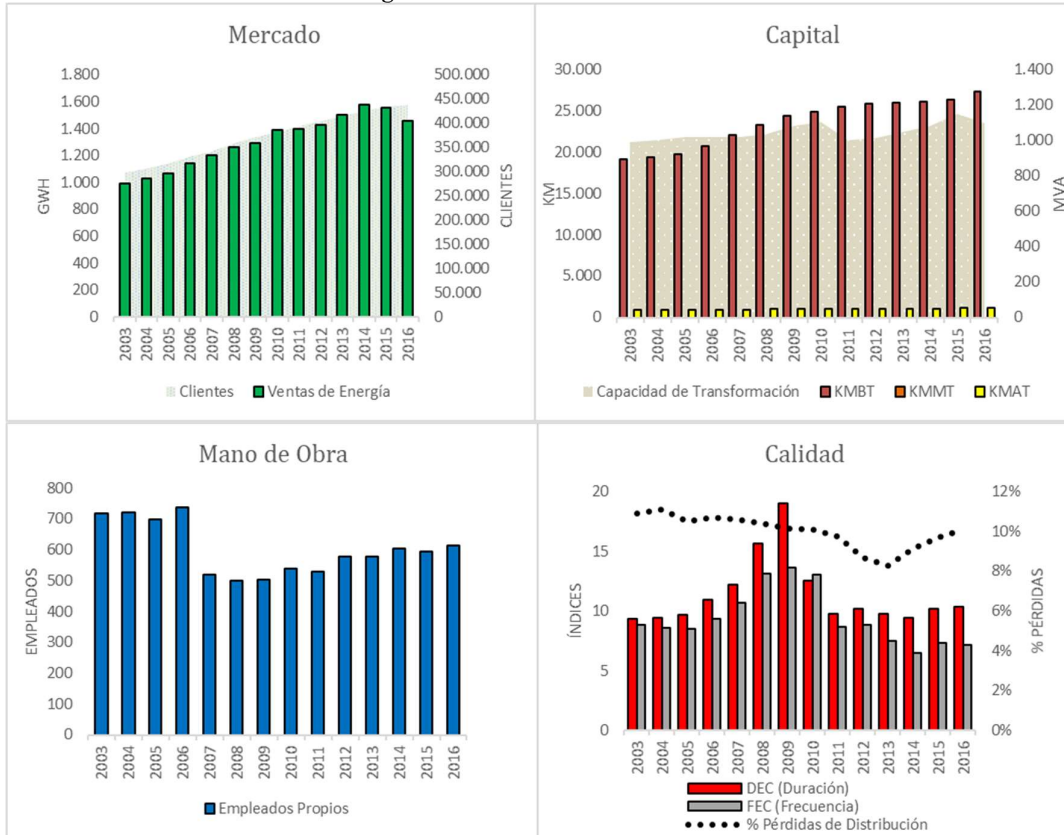
En promedio, el 34,9% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora urbana (casi sin clientes de tipo rural).

Tratamiento: No.

16) ENEMINASGERAIS

Energisa Minas Gerais es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en el Estado de Minas Gerais y forma parte del grupo Energisa a partir del año 2008.

Figura 37 – ENEMINASGERAIS



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período.

La mano de obra posee una reducción considerable a partir del 2007, y luego una tendencia positiva.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables, con tendencia creciente en los primeros años, que luego se ve revertida a partir de 2010.

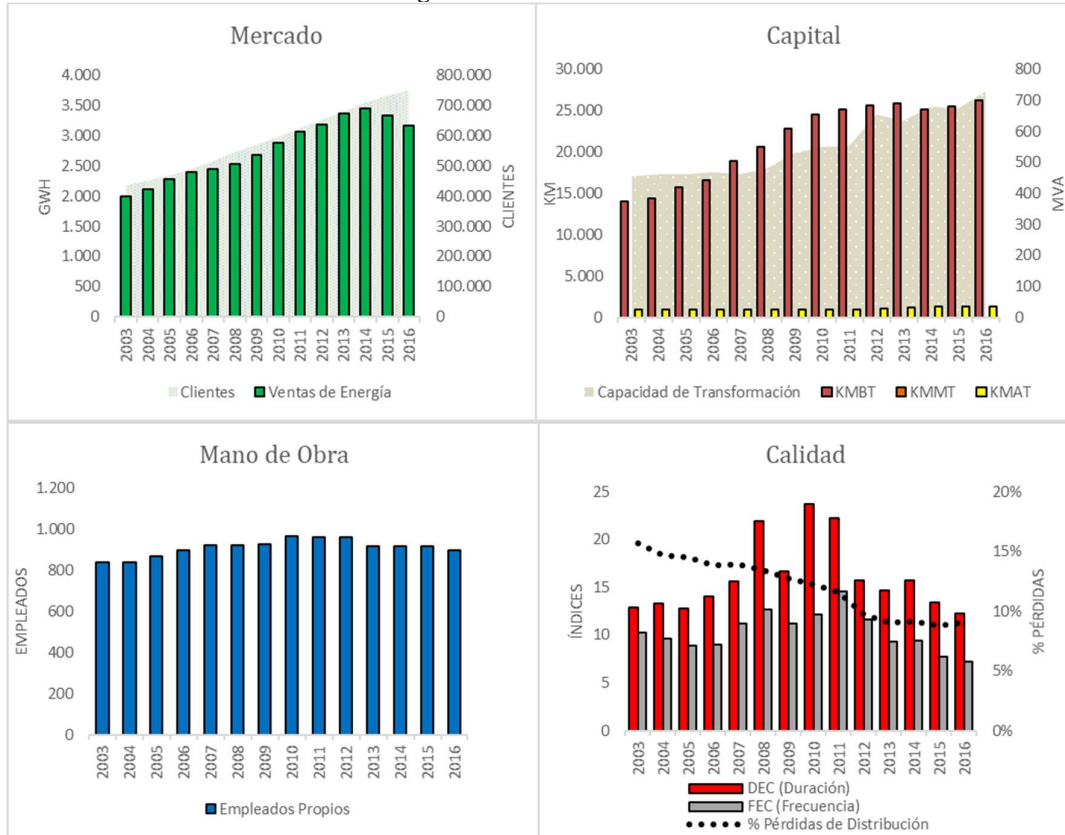
En promedio, el 29,1% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora con bajo nivel de ruralidad (15,1% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: Debido a inconsistencias en la información de MVA, para todos los años, se tomó información de las memorias de estados financieros.

17) ENESERGIPE

Energisa Sergipe es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en el Estado de Sergipe y forma parte del grupo Energisa a partir del año 2008.

Figura 38 – ENESERGIPE



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable durante el período, con tendencia positiva en las dos primeras, y constante en la última.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables, con un sendero irregular. Las pérdidas poseen una tendencia decreciente.

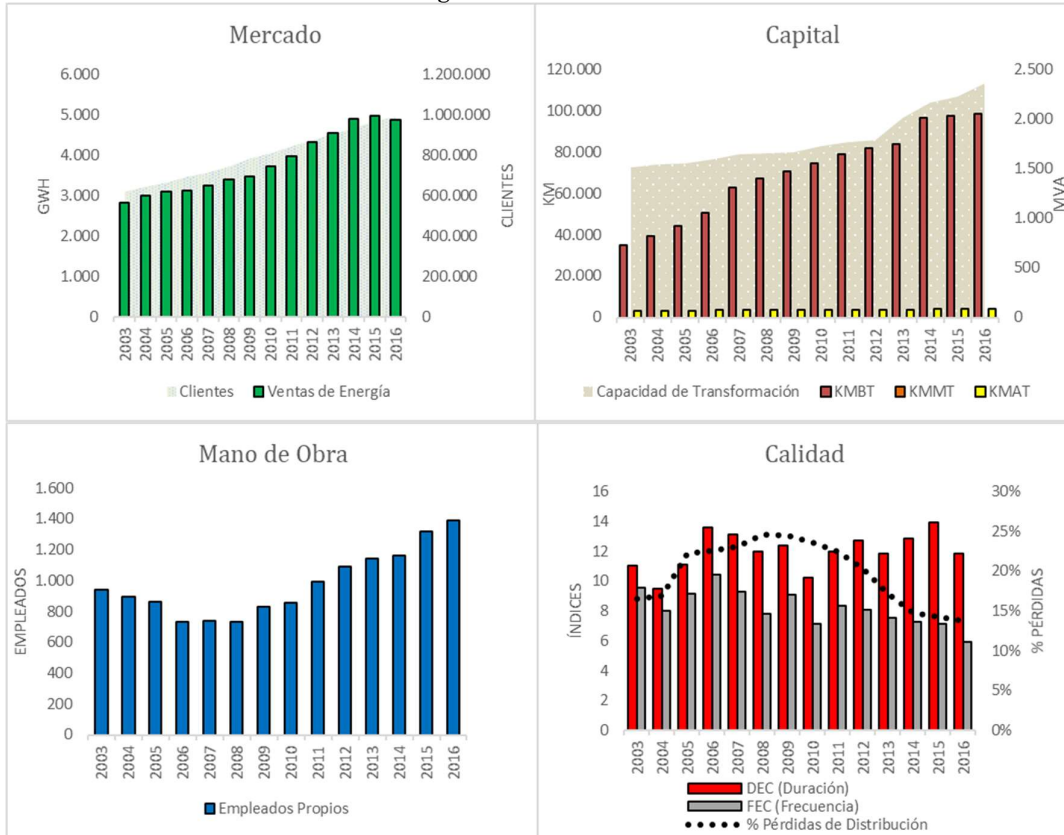
En promedio, el 25,6% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo del 2,7% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: No.

18) ENERSUL

La Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en 73 municipios del Estado de Mato Grosso do Sul. A partir del año 2014 forma parte del grupo Energisa.

Figura 39 – ENERSUL



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables, con un sendero irregular.

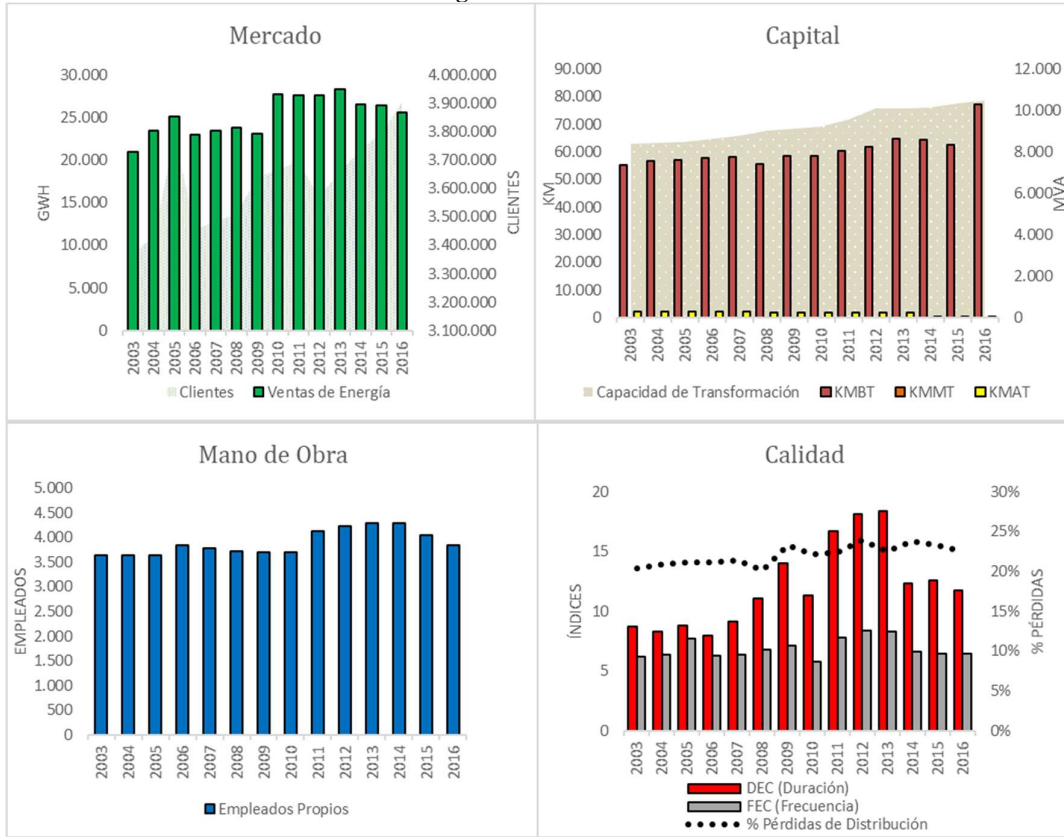
En promedio, el 31,3% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora con nivel bajo de ruralidad (8,9% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: No.

19) LIGHT

Light Serviços de Eletricidade es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en el municipio de Rio de Janeiro, y forma parte del Grupo Light S.A.

Figura 40 – LIGHT



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período.

La mano de obra contratada varía de forma irregular, pero sin demasiada volatilidad.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables, aunque con cierta volatilidad en lo referente a la duración (DEC) y las pérdidas.

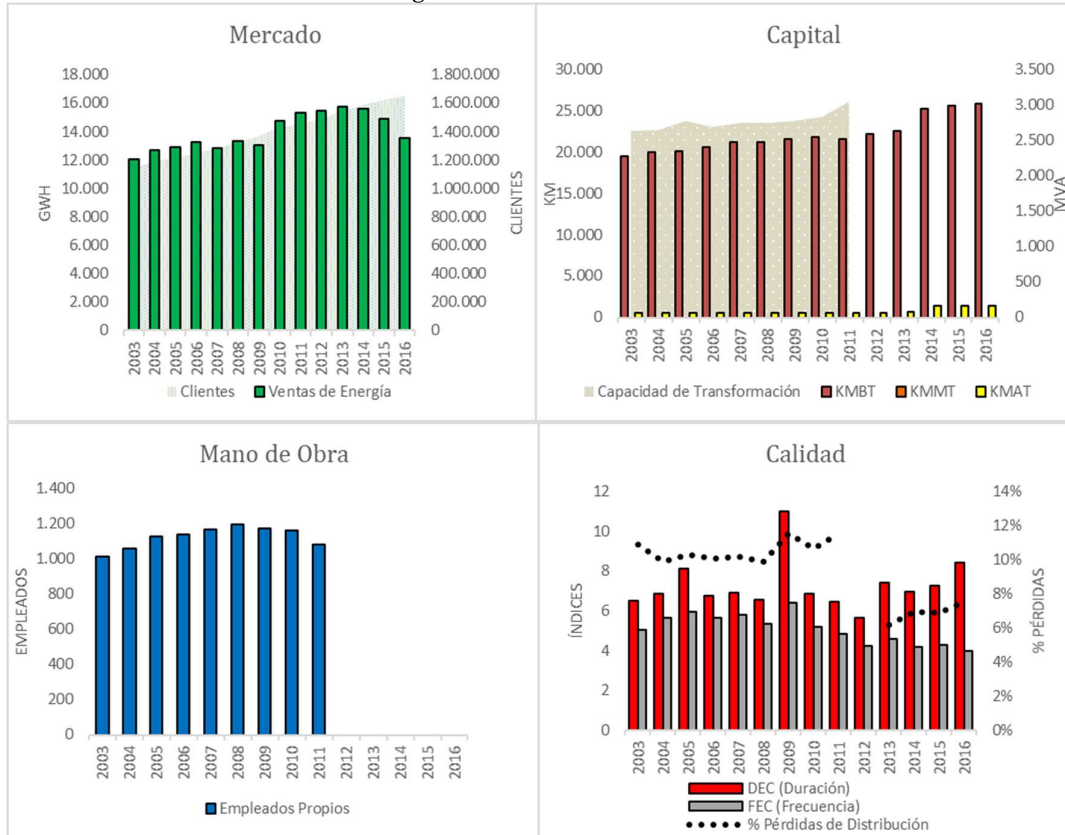
En promedio, el 31,2% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo del 0,3% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: No.

20) PIRATININGA

La Companhia Piratininga de Força e Luz es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en 27 municipios del Estado de São Paulo. Actualmente, forma parte del grupo empresario denominado CPFL.

Figura 41 – PIRATININGA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable con tendencia positiva durante el período.

La mano de obra contratada varía de forma irregular. No se poseen datos desde el 2012 en adelante.

Los indicadores de calidad exhiben valores aceptables. No se posee información de pérdidas para el año 2012.

En promedio, el 21,6% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo del 0,5% de los clientes son de tipo rural).

Tratamiento: Al no haber información de empleados propios a partir del año 2012 (variable principal de los modelos), se descarta la empresa en aquellas especificaciones que consideren dichos años.

A.1.3. Chile

En lo que refiere al caso de Chile, no fue posible hallar bases de datos públicas con información del sector. Por ese motivo, se tomó como fuente principal de información la recolección individual por empresa, a través de la lectura de las memorias de estados financieros anuales y/o reportes de sustentabilidad publicados por las mismas.

Para acceder a estos últimos, se realizó una búsqueda en el sitio web de las propias empresas, y se complementó la misma con los informes publicados en el sitio de la Comisión para el Mercado Financiero (Autoridad del Mercado de valores en Perú).

Debido la dificultad de este proceso, solo fue posible encontrar memorias y/o reportes completos para el caso de 7 empresas. Se recolectaron las siguientes variables de interés (para el período 2003-2016):

1. Clientes
2. Empleados
3. Km de Red BT
4. Km de Red MT
5. Km de Red AT
6. MVA MT/BT
7. Ventas Totales (GWh)
8. Ventas Residenciales (GWh)
9. Pérdidas de Distribución
10. SAIFI: Frecuencia de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad)
11. SAIDI: Tiempo Total de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad)

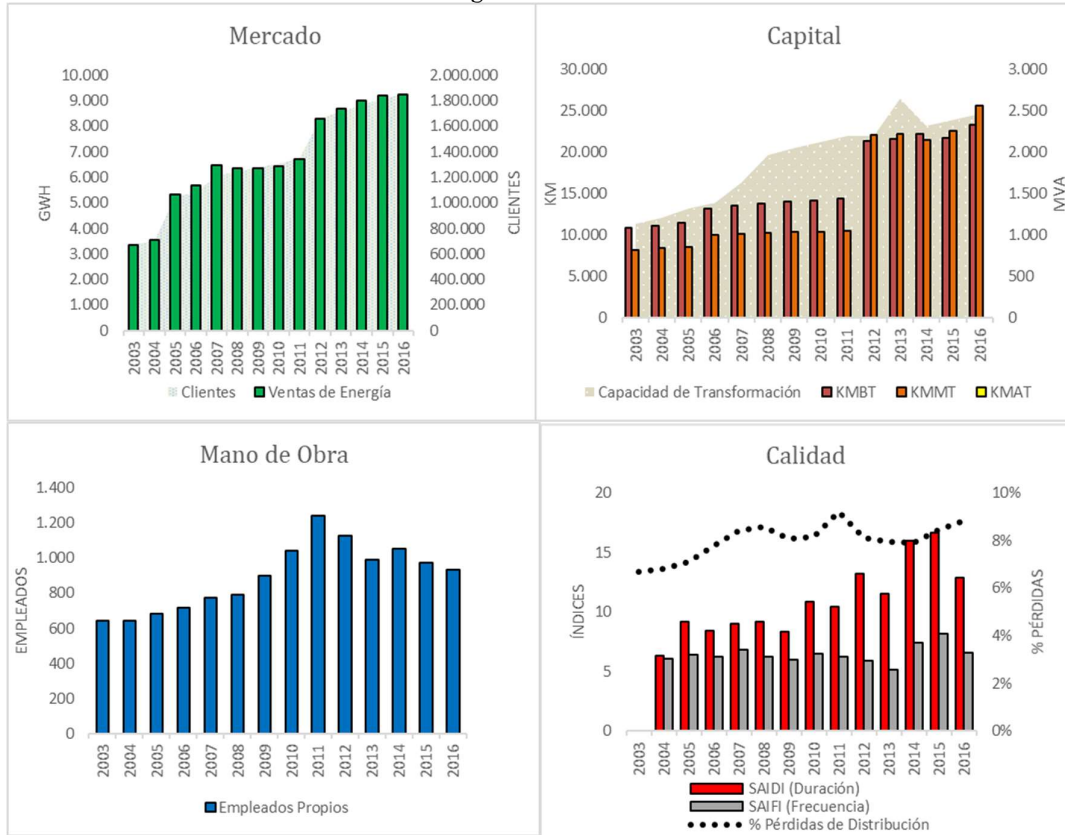
Cabe destacar que, en los casos de Ventas Residenciales, SAIDI y SAIFI, no fue posible completar las series históricas.

Asimismo, no se dispuso de información respecto a las variables Área de Concesión (no existe dicho concepto) y Clientes Rurales.

1) CGE

CGE Distribución, es una empresa de capitales privados que presta el servicio de distribución de energía eléctrica en la Región Metropolitana y las Regiones de Los Ríos y Los Lagos. Es subsidiaria de la Compañía General de Electricidad S.A.

Figura 42 – CGE



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. El salto evidenciado en el año 2012-2013 hace referencia a la absorción por parte del grupo CGE de la empresa EMEL Sur.

La mano de obra evidencia un crecimiento hasta el año 2011, el cual se revierte en los siguientes años.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con valores aceptables y una leve tendencia positiva en lo que refiere al SAIDI. No se posee información correspondiente al año 2003.

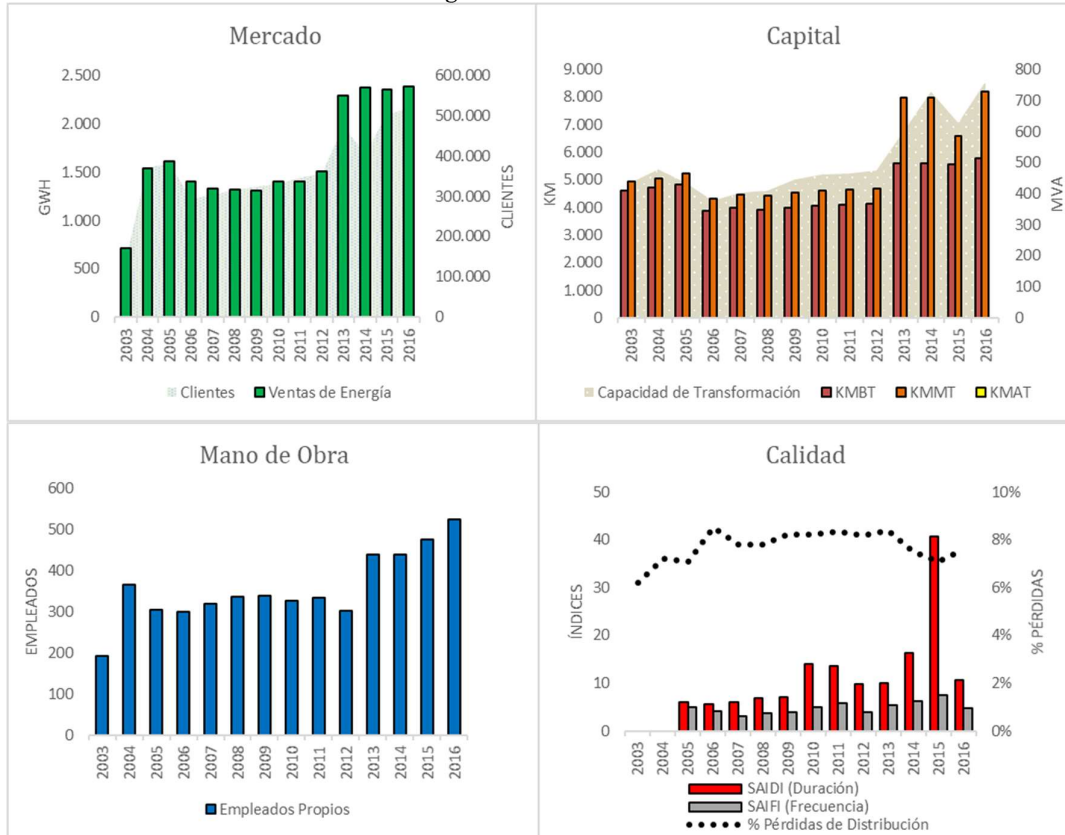
En promedio, el 35,2% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: SAIDI y SAIFI solo pueden considerarse en especificaciones que omitan el año 2003.

2) CONAFE

La Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A es una empresa de capitales privados que presta el servicio de distribución de energía eléctrica en las Regiones de Coquimbo y Valparaíso. Es subsidiaria de la Compañía General de Electricidad S.A.

Figura 43 – CONAFE



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Al igual que el caso anterior, el salto evidenciado en el año 2012-2013 hace referencia a la absorción por parte del grupo CGE de la empresa EMEL Sur.

La mano de obra varía de manera irregular, pero sin demasiada volatilidad.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con valores aceptables. Llama la atención el valor elevado del SAIDI durante el año 2015.

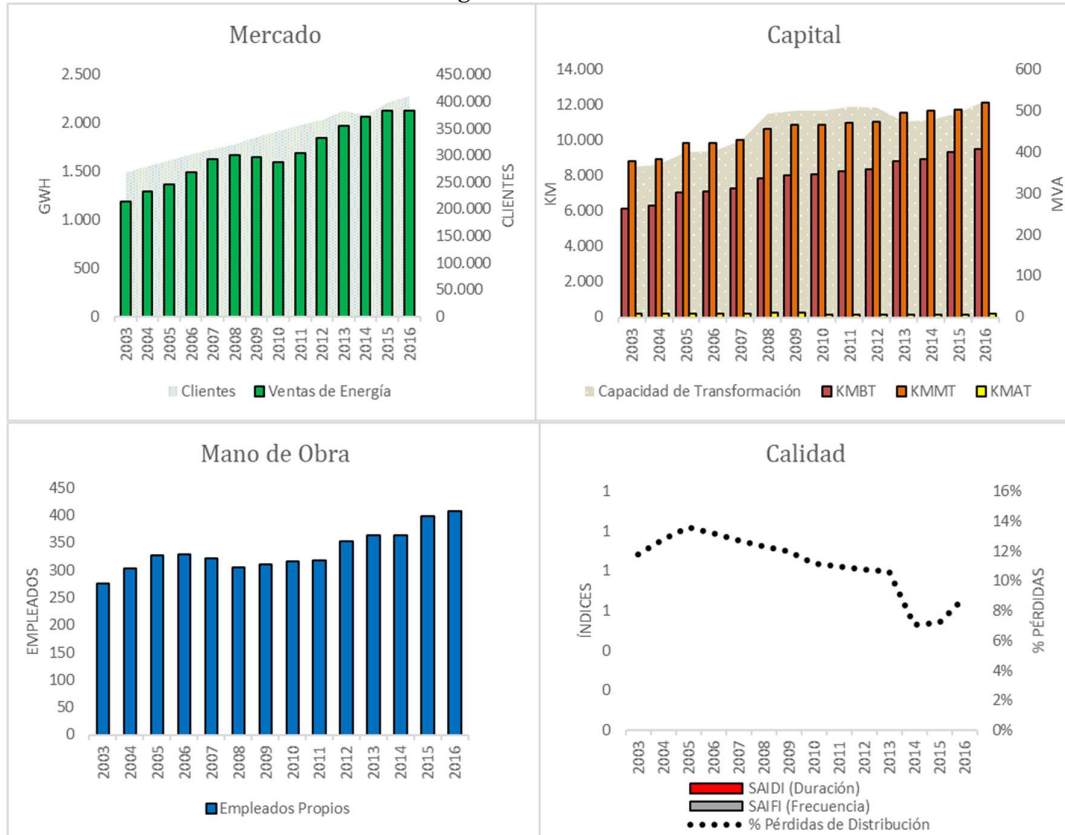
En promedio, el 35,5% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: SAIDI y SAIFI solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2005.

3) SAESA

La Sociedad Austral de Electricidad S.A es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en la Región de la Araucanía y Región de los Lagos. Es la principal subsidiaria del Grupo SAESA.

Figura 44 – SAESA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Se observa una reducción gradual en el porcentaje de pérdidas de distribución. No se poseen datos de indicadores de calidad de suministro.

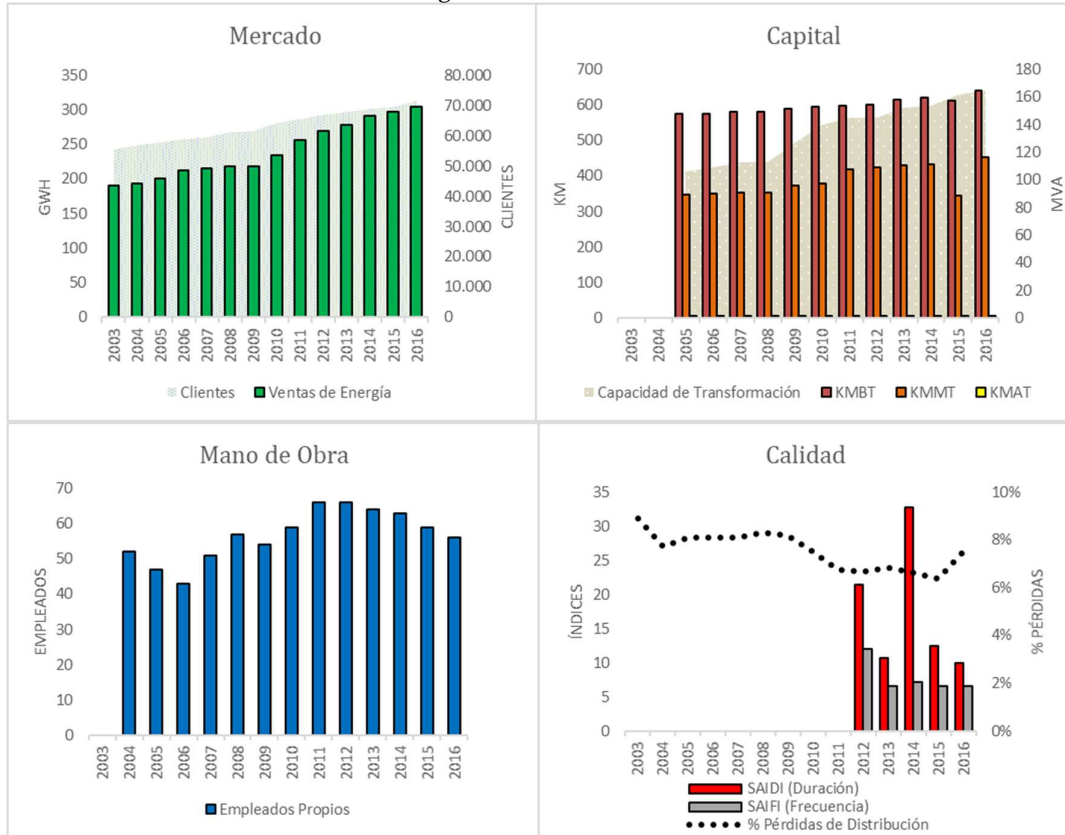
En promedio, el 33,6% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: No puede considerarse en especificaciones que tomen como variables al SAIDI y SAIFI.

4) EMELARI

La Empresa Eléctrica de Arica S.A. es una distribuidora eléctrica de capitales privados que opera en la Región de Arica. Es subsidiaria del Grupo Emelat que, desde el año 2007, es controlado por la Compañía General de Electricidad S.A.

Figura 45 – EMELARI



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período. No se poseen datos de capital para los dos primeros años.

La mano de obra varía de manera irregular, pero sin demasiada volatilidad. No se poseen datos de mano de obra para el año 2003.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con valores aceptables, excepto el del indicador SAIDI durante el 2014 (llamativamente elevado).

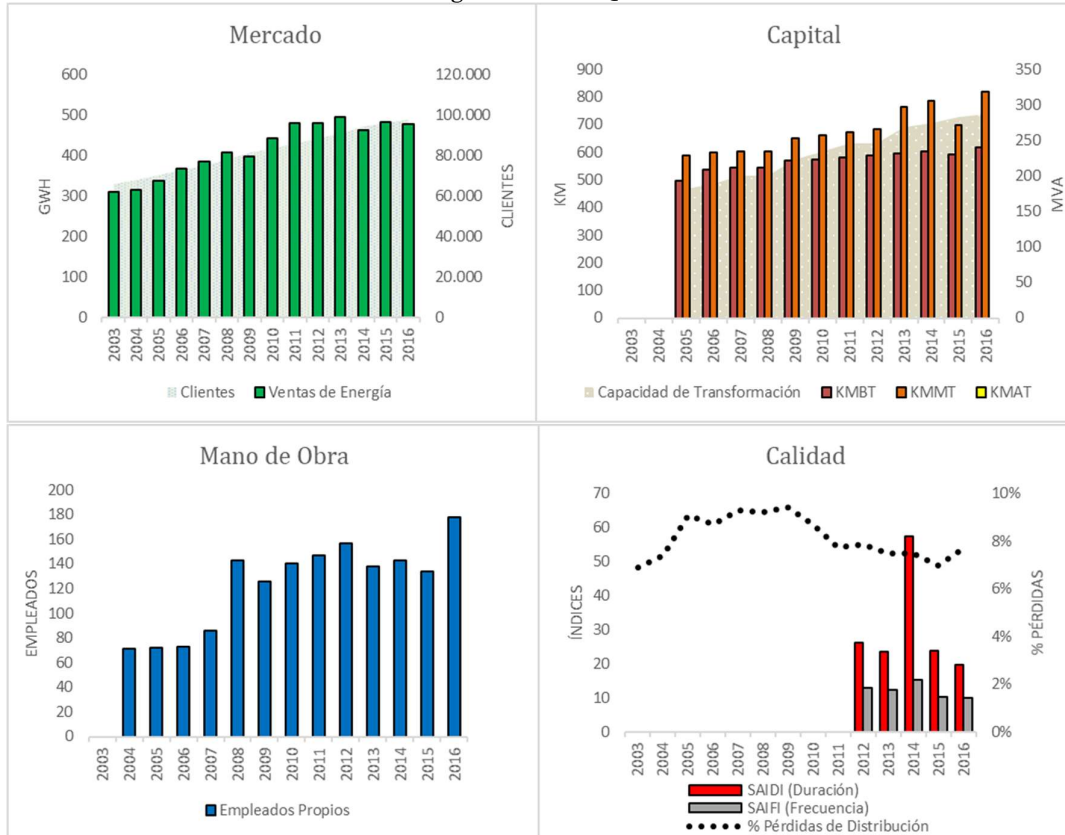
En promedio, el 42,5% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: SAIDI y SAIFI solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2012. Para poder suplir la falta de información de Km de red y empleados durante los dos primeros años (variables principales de los modelos), se considera igualar sus valores a los del año más cercano.

5) ELIQSA

La Empresa Eléctrica de Iquique S.A. es una distribuidora eléctrica de capitales privados que opera en la Región de Tarapacá. Es subsidiaria del Grupo Emelat que, desde el año 2007, es controlado por la Compañía General de Electricidad S.A.

Figura 46 – ELIQSA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. No se poseen datos de capital para los dos primeros años, ni de mano de obra para el año 2003.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con un valor llamativamente elevado de SAIDI en 2014.

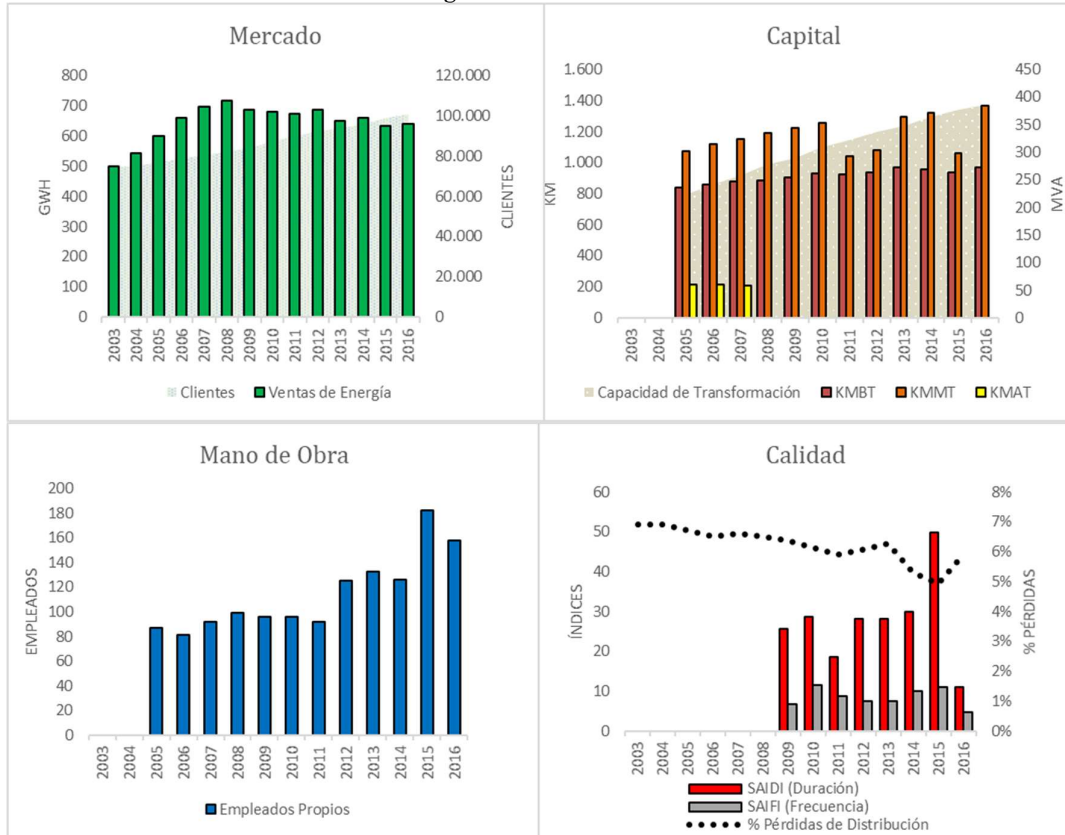
En promedio, el 41,5% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: SAIDI y SAIFI solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2012. Para poder suplir la falta de información de Km de red y empleados durante los dos primeros años (variables principales de los modelos), se considera igualar sus valores a los del año más cercano.

6) EMELAT

La Empresa Eléctrica Atacama S.A. es una distribuidora eléctrica de capitales privados que opera en la Región de Atacama. Es la principal subsidiaria del Grupo Emelat que, desde el año 2007, es controlado por la Compañía General de Electricidad S.A.

Figura 47 – EMELAT



Fuente: Elaboración propia

En lo que respecta a las variables de mercado, se observa un crecimiento gradual del número de clientes, el cual no se condice con la evolución de las ventas de energía.

Las variables de capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. No se posee información para los años 2003 y 2004.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con valores elevados.

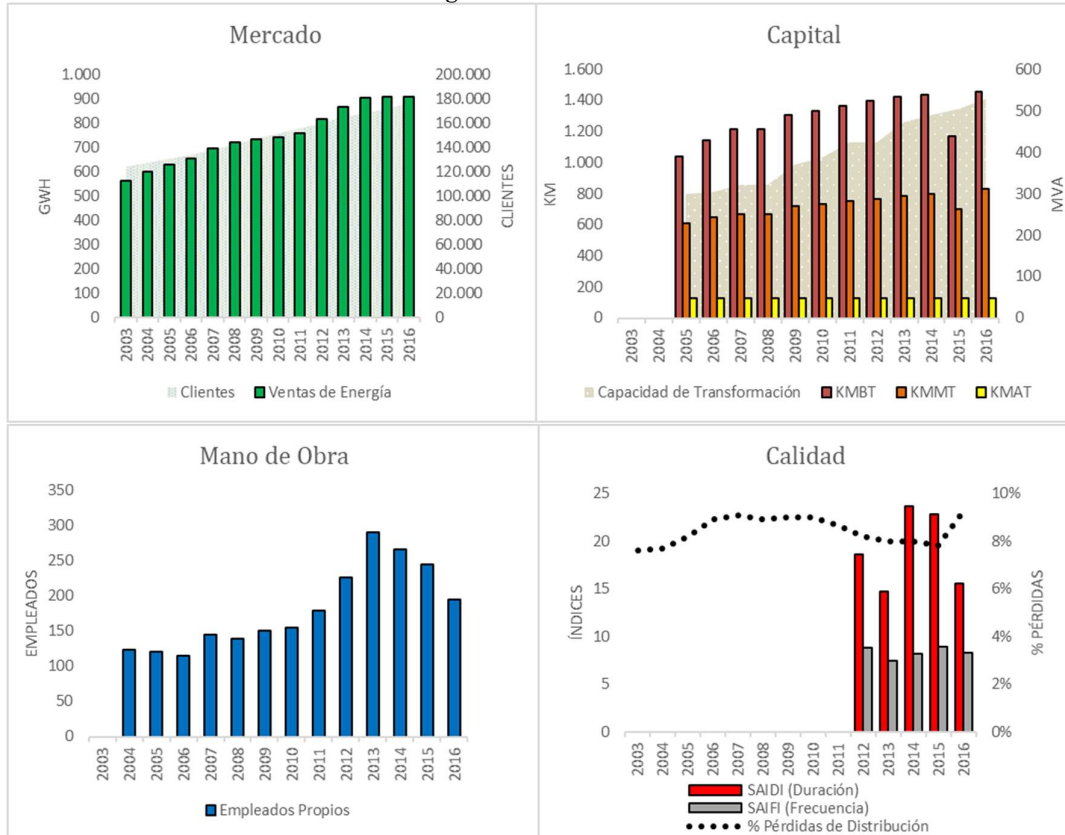
En promedio, el 20,5% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: SAIDI y SAIFI solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2009. Para poder suplir la falta de información de Km de red y empleados durante los dos primeros años (variables principales de los modelos), se considera igualar sus valores a los del año más cercano.

7) ELECDA

La Empresa Eléctrica de Antofagasta es una distribuidora eléctrica de capitales privados que opera en la Región de Antofagasta. Es subsidiaria del Grupo Emelat que, desde el año 2007, es controlado por la Compañía General de Electricidad S.A.

Figura 48 – ELECDA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. No se dispone información de capital para los años 2003 y 2004.

La mano de obra evidencia una tendencia de crecimiento hasta el año 2013, la cual luego se revierte. No se dispone información para el año 2003.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con valores aceptables.

En promedio, el 46,5% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: SAIDI y SAIFI solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2012. Para poder suplir la falta de información de Km de red y empleados durante los dos primeros años (variables principales de los modelos), se considera igualar sus valores a los del año más cercano.

A.1.4. Ecuador

Para el caso de Ecuador, se tomó como fuente principal los “Boletines Estadísticos del Sector Eléctrico”, publicados por el sitio web de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). Las mismas poseen información detallada para las 20 empresas distribuidoras que operan en el país, durante el período 2003-2016. Entre las variables de interés que fue posible recolectar de los mismos se encuentran las siguientes:

1. Área de Concesión
2. Clientes
3. Empleados
4. Km de Red BT
5. Km de Red MT
6. Km de Red AT (como Km de líneas de transmisión y subtransmisión)
7. MVA MT/BT
8. Ventas Totales (GWh)
9. Ventas Residenciales (GWh)
10. Pérdidas de Distribución

Como segunda fuente de datos, se consideró las bases de Calidad de Servicio Técnico, también publicadas por ARCONEL. De allí fue disponible obtener la siguiente información, para el período 2011-2016:

11. FMIK: Frecuencia de Interrupción por KVA Medio (indicador de calidad)
12. TTIK: Tiempo Total de Interrupción por KVA Medio (indicador de calidad)

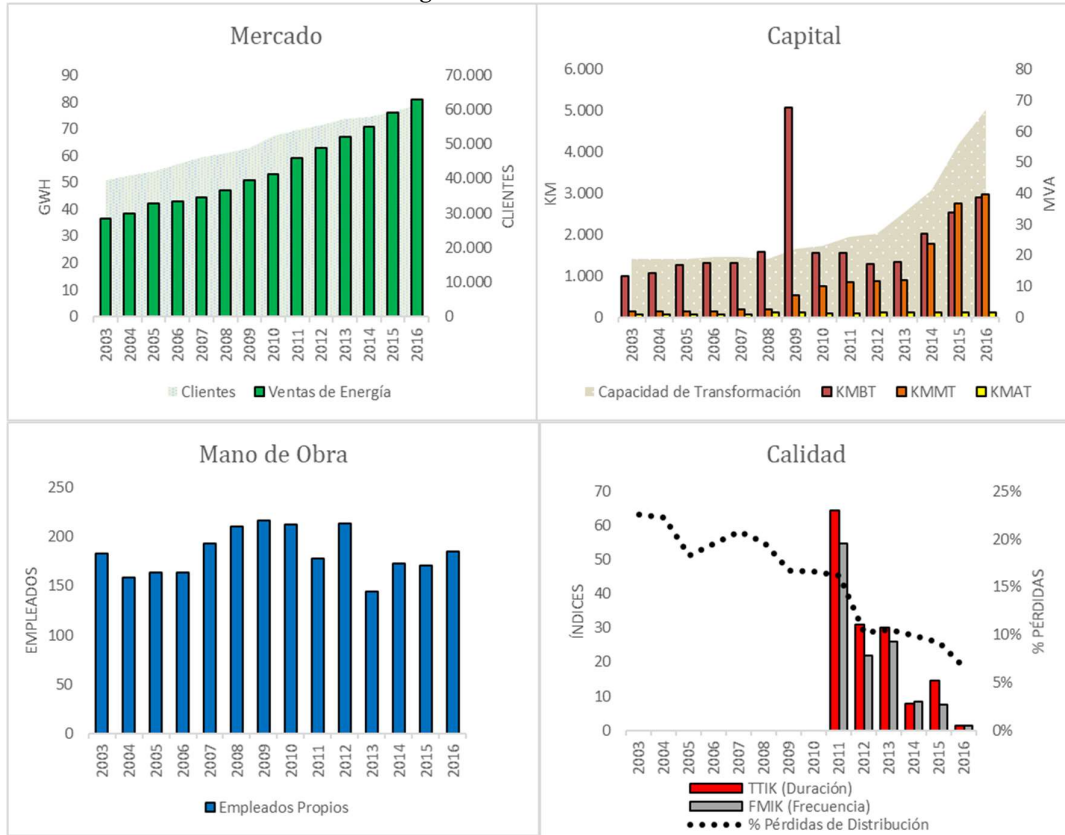
Finalmente, en lo que respecta al nivel de ruralidad, fue imposible encontrar información de clientes rurales por distribuidora. Por estos motivos, se realizó una valoración cualitativa basándose en el análisis de información de proporción de viviendas rurales por provincia, correspondiente al “Censo Nacional de Viviendas 2010” del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, y su asociación a las áreas de concesión de las empresas.

Se concluyó que 15 de las 20 distribuidoras poseen un nivel medio de ruralidad (entre el 20%-40%). Las excepciones son CNEL-El Oro, CNEL-Santo Domingo, EE Azogues y EE Galápagos, con un nivel bajo de ruralidad (5%-20%), y Eléctrica de Guayaquil, que es de tipo urbana (menor al 5% de las viviendas).

1) CNEL-Bolívar

CNEL-Bolívar hace referencia a la distribuidora privada Bolívar S.A., la cual, a partir del año 2008, forma parte de empresa estatal Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Presta su servicio en la Provincia de Bolívar.

Figura 49 – CNEL-Bolívar



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Llama la atención el elevado valor de KMBT durante el año 2009.

La serie de mano de obra da cuenta de una evolución irregular, pero sin demasiada volatilidad, mientras que los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora, aunque con valores muy elevados durante los años 2011, 2012 y 2013.

En promedio, el 54,7% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (33% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011. Se descartó la observación de KMBT del año 2009 por considerarse fuera de rango (se reemplaza por el promedio entre el año anterior y posterior).

2) CNEL-El Oro

CNEL-El Oro hace referencia a la distribuidora privada Regional El Oro S.A., la cual, a partir del año 2008, forma parte de empresa estatal Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Presta su servicio en la Provincia de El Oro.

Figura 50 – CNEL-El Oro



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

La serie de mano de obra da cuenta de una evolución irregular, pero sin demasiada volatilidad.

Si bien las pérdidas dan cuenta de un sendero de mejora, los indicadores de calidad exhiben un comportamiento irregular, con valores muy elevados.

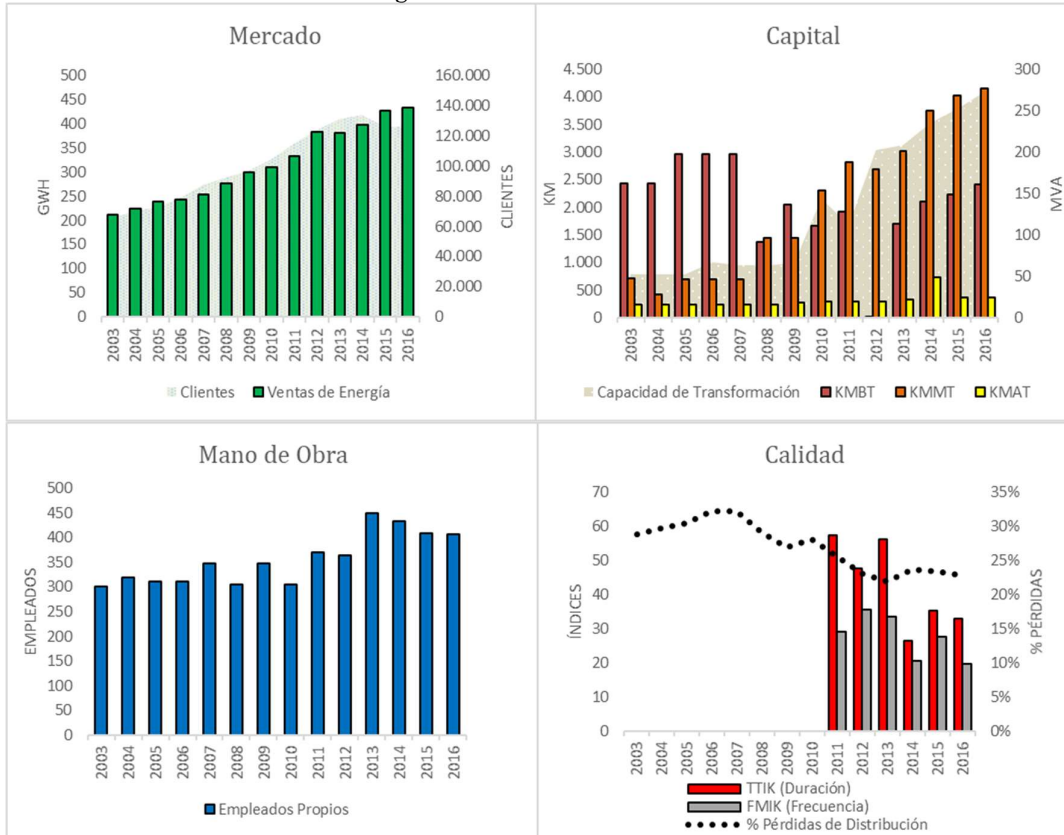
En promedio, el 40,3% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel bajo de ruralidad (15,8% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

3) CNEL-Esmeraldas

CNEL-Esmeraldas hace referencia a la distribuidora privada Regional Esmeraldas S.A., la cual, a partir del año 2008, forma parte de empresa estatal Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Presta su servicio en la Provincia de Esmeraldas.

Figura 51 – CNEL-Esmeraldas



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Llama la atención la reducción en los KMBT a partir del año 2008 (fecha de fusión de las empresas y creación de CNEL).

La serie de mano de obra da cuenta de una evolución irregular, pero sin demasiada volatilidad, mientras que los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora, aunque con valores muy elevados.

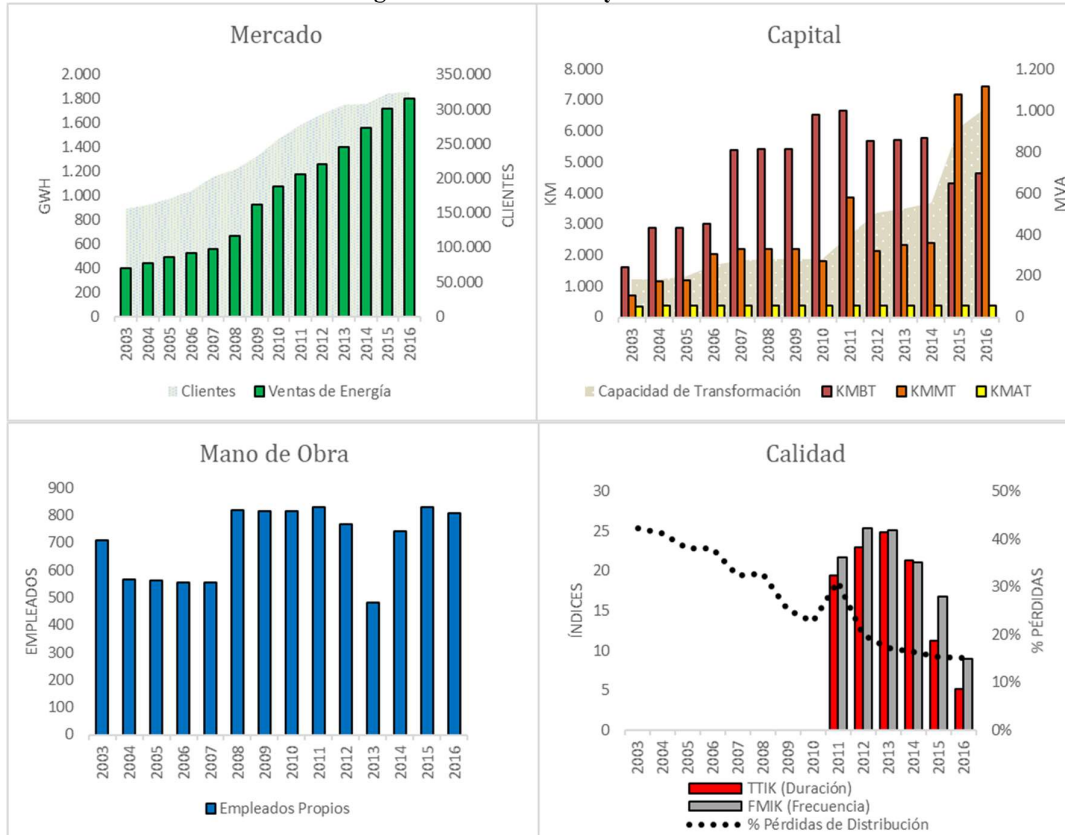
En promedio, el 35,9% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (31,9% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011

4) CNEL-Guayas los Ríos

CNEL-Guayas los Ríos hace referencia a la distribuidora privada Regional Guayas los Ríos S.A., la cual, a partir del año 2008, forma parte de empresa estatal Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Presta su servicio en las Provincias de Guayas y Los Ríos.

Figura 52 – CNEL-Guayas los Ríos



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

La serie de mano de obra da cuenta de una evolución irregular, con cierto nivel de volatilidad, mientras que los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora, con valores aceptables.

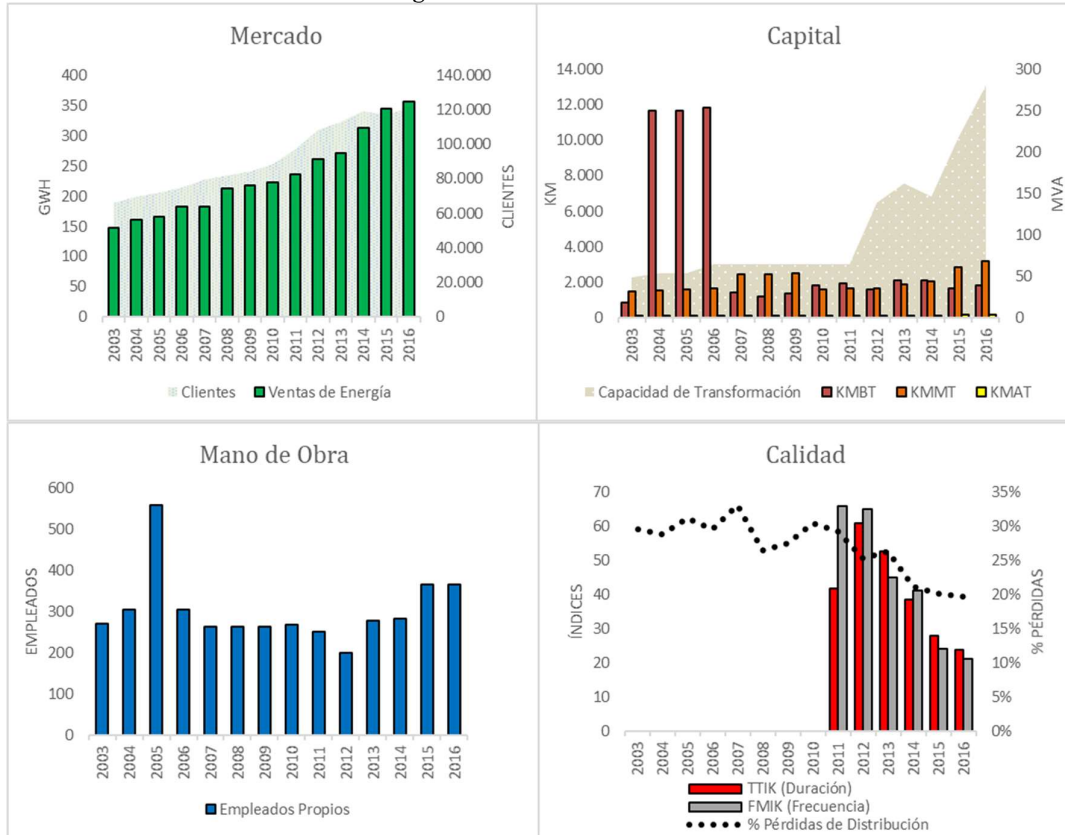
En promedio, el 42% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (21,6% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

5) CNEL-Los Ríos

CNEL-Los Ríos hace referencia a la distribuidora privada Los Ríos S.A., la cual, a partir del año 2008, forma parte de empresa estatal Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Presta su servicio en la Provincia de Los Ríos.

Figura 53 – CNEL-Los Ríos



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado presentan una evolución razonable, con tendencia positiva. Es llamativo el valor de KMBT durante los años 2004, 2005 y 2006.

La serie de mano de obra da cuenta de una evolución irregular, con un valor llamativo en el año 2005.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora, aunque con valores muy elevados durante los primeros años.

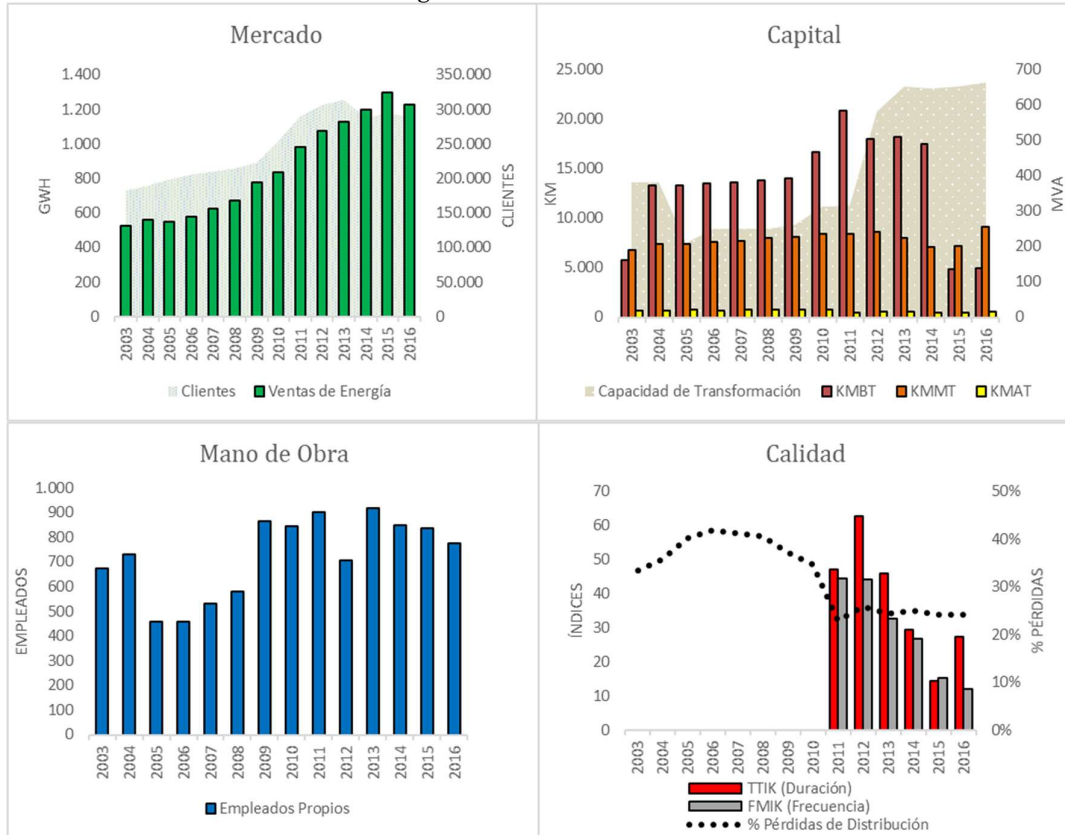
En promedio, el 54,7% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (33% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011. Debido a los valores fuera de rango en KMBT, se optó por dejar de lado la empresa para modelos que consideren los años 2004, 2005 y/o 2006.

6) CNEL-Manabí

CNEL-Manabí hace referencia a la distribuidora privada Manabí S.A., la cual, a partir del año 2008, forma parte de empresa estatal Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Presta su servicio en la Provincia de Manabí.

Figura 54 – CNEL-Manabí



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Llama la atención la reducción considerable en KMBT durante los años 2015 y 2016.

La serie de mano de obra da cuenta de una evolución irregular, aunque con tendencia positiva, mientras que los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora, aunque con valores muy elevados durante los primeros años.

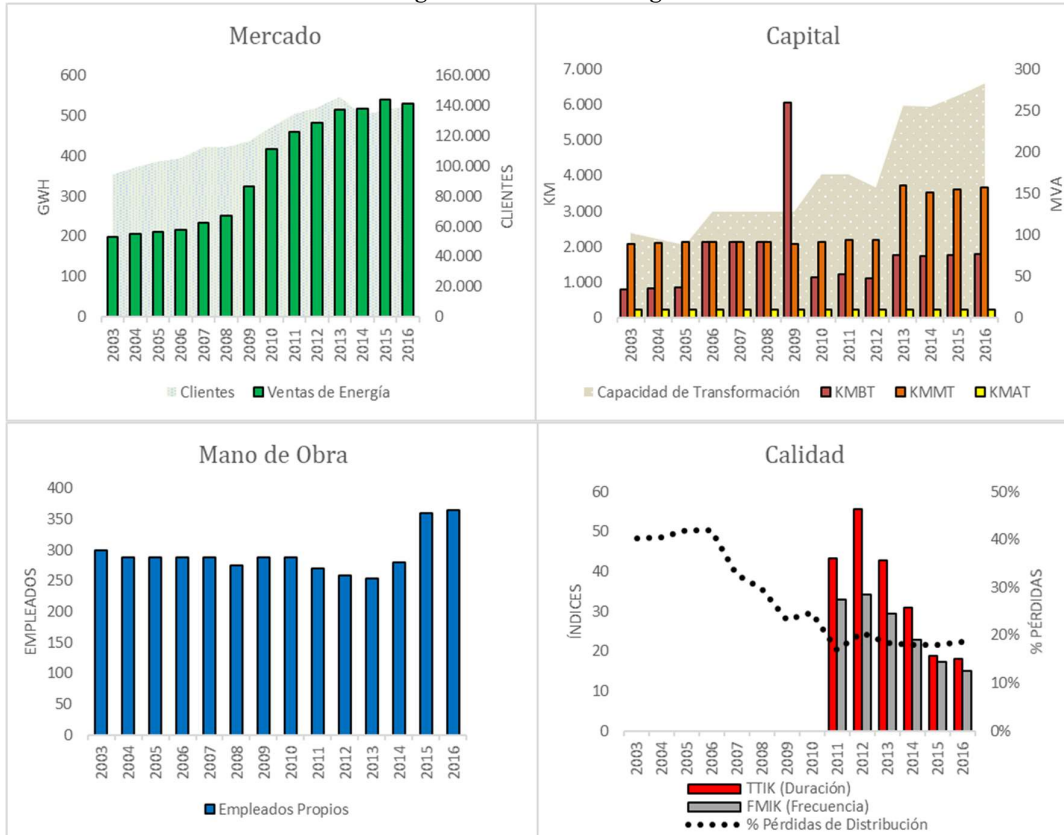
En promedio, el 37,3% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (22% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

7) CNEL-Milagro

CNEL-Milagro hace referencia a la distribuidora privada Milagro C.A., la cual, a partir del año 2008, forma parte de empresa estatal Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Presta su servicio en la Provincias de Guayas y Cañar.

Figura 55 – CNEL-Milagro



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Llama la atención el elevado valor de KMBT durante el año 2009.

La serie de mano de obra da cuenta de una evolución decreciente, aunque con un incremento en los últimos tres años, mientras que los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora, pero con valores muy elevados durante los años 2011, 2012 y 2013.

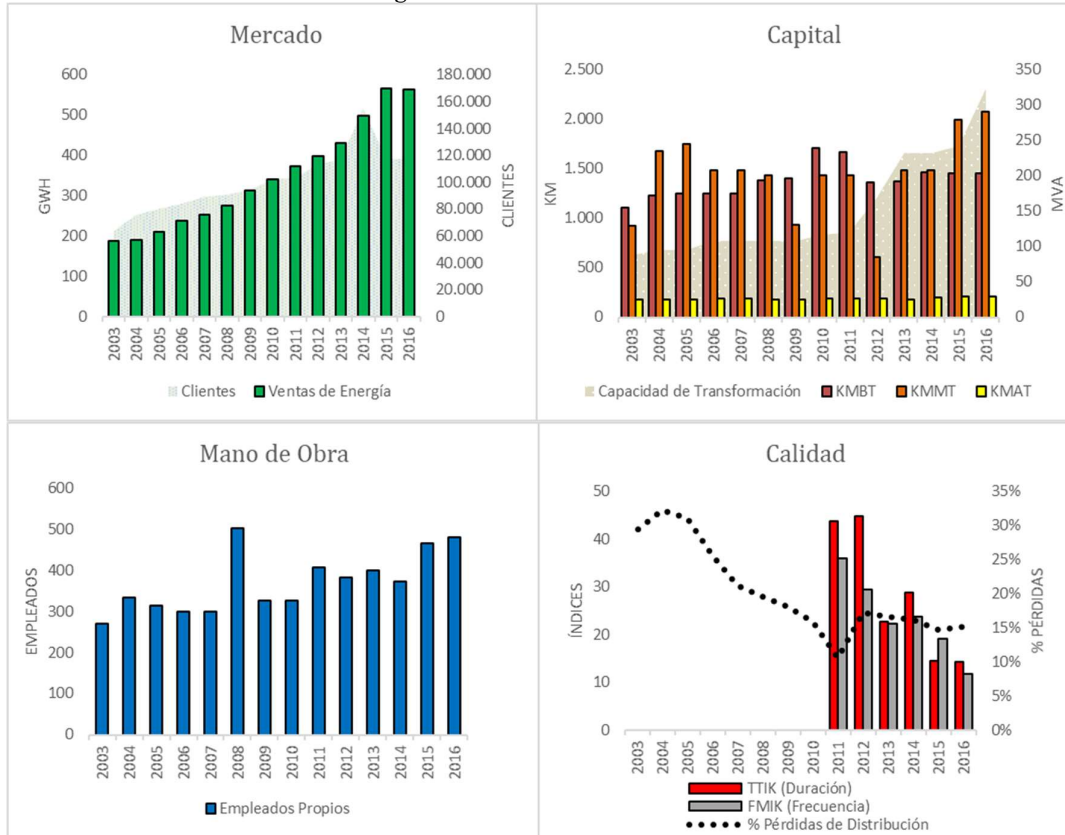
En promedio, el 35,2% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (21,6% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011. Se descartó la observación de KMBT del año 2009 por considerarse fuera de rango (se reemplaza por el promedio entre el año anterior y posterior).

8) CNEL-Santa Elena

CNEL-Santa Elena hace referencia a la distribuidora privada Península de Santa Elena S.A., la cual, a partir del año 2008, forma parte de empresa estatal Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Presta su servicio en la Provincias de Santa Elena y Guayas.

Figura 56 – CNEL-Santa Elena



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés

Los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora, aunque con valores muy elevados durante los primeros años.

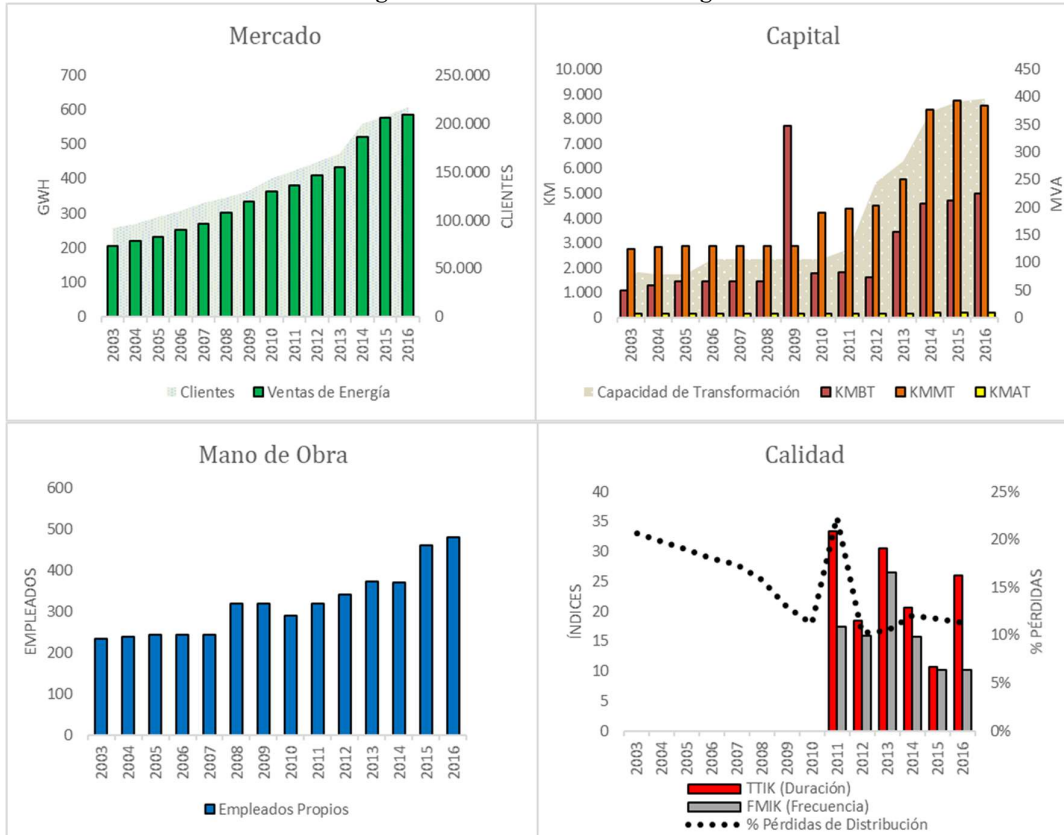
En promedio, el 33,9% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (37,6% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

9) CNEL-Santo Domingo

CNEL-Santo Domingo hace referencia a la distribuidora privada Santo Domingo S.A., la cual, a partir del año 2008, forma parte de empresa estatal Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Presta su servicio en la Provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas.

Figura 57 – CNEL-Santo Domingo



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Llama la atención el elevado valor de KMBT durante el año 2009.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con algunos valores muy elevados, en especial en materia de duración de interrupciones.

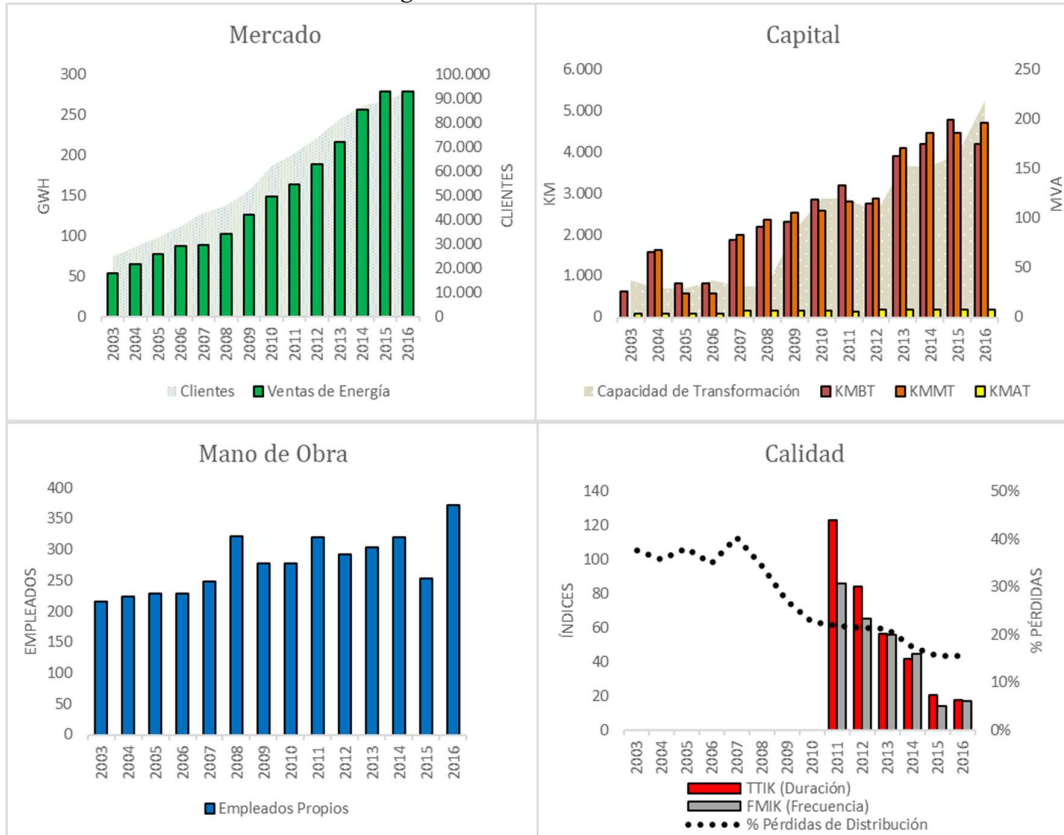
En promedio, el 42,9% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel bajo de ruralidad (15,3% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011. Se descartó la observación de KMBT del año 2009 por considerarse fuera de rango (se reemplaza por el promedio entre el año anterior y posterior).

10) CNEL-Sucumbíos

CNEL-Sucumbíos hace referencia a la distribuidora privada Regional Sucumbíos S.A., la cual, a partir del año 2008, forma parte de empresa estatal Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Presta su servicio en la Provincias de Orellana, Sucumbíos y Napo.

Figura 58 – CNEL Sucumbíos



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora, aunque con valores muy elevados.

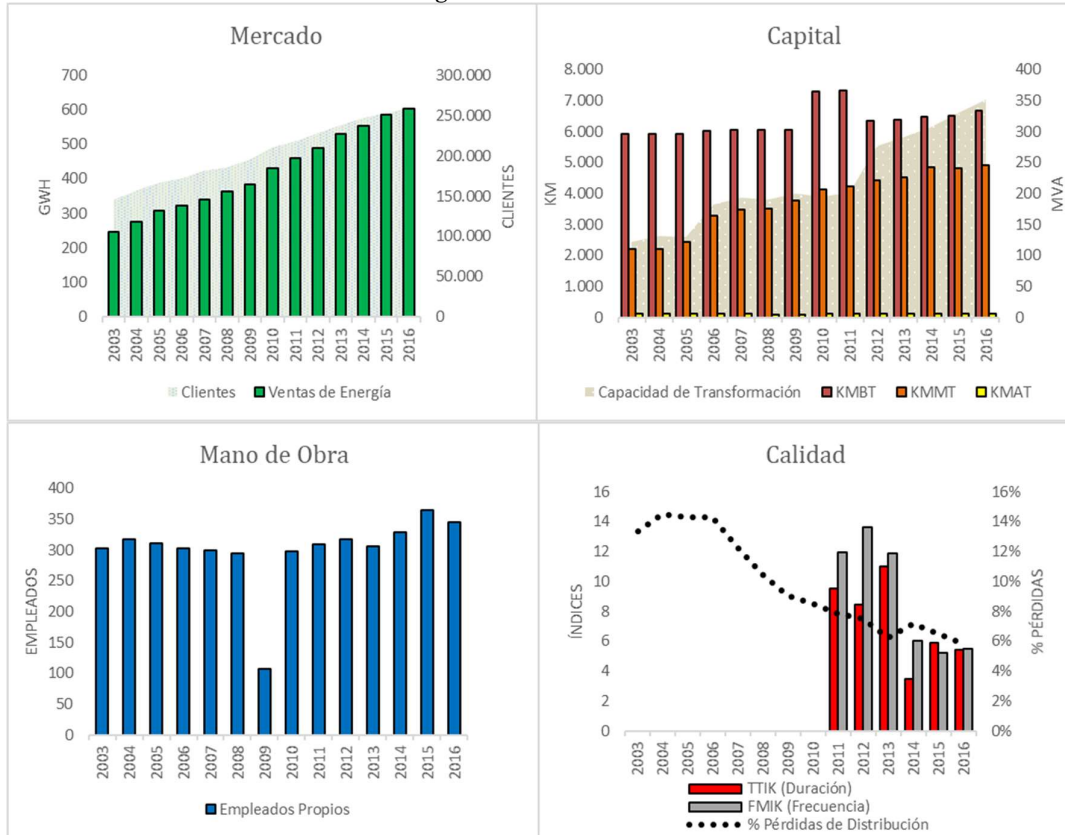
En promedio, el 36,4% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (34,4% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

11) EE Ambato

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de propiedad pública que opera en las Provincias de Tungurahua, Pastaza, Napo y Morona Santiago.

Figura 59 – EE Ambato



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

La serie de mano de obra presenta una evolución irregular, con un valor llamativamente bajo durante el año 2009.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora, y presentan valores aceptables.

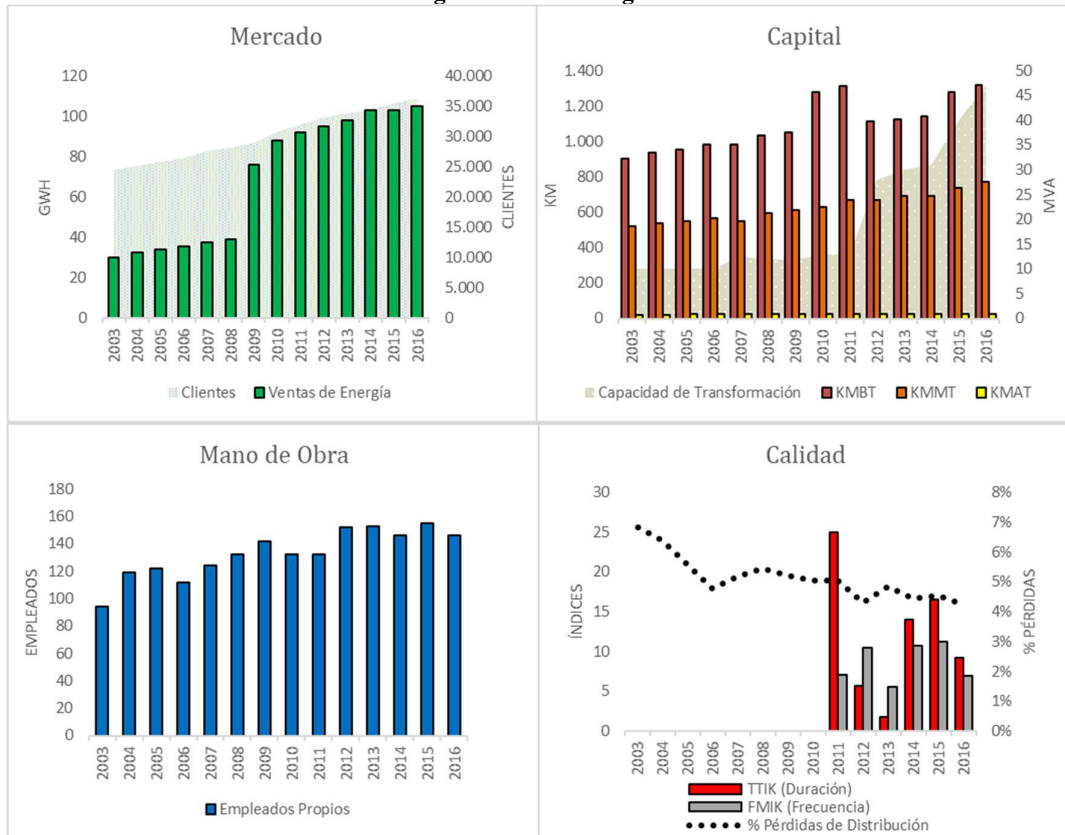
En promedio, el 43% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (42,1% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011. Se descartó la observación de Empleados Propios del año 2009 por considerarse fuera de rango (se reemplaza por el promedio entre el año anterior y posterior).

12) EE Azogues

La Empresa Eléctrica Azogues S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de propiedad pública que opera en las Provincias de Cañar y Chimborazo.

Figura 60 – EE Azogues



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una tendencia positiva durante el período de interés. Llama la atención el salto en las ventas de energía a partir del año 2009.

Los indicadores de calidad exhiben un comportamiento irregular, pero con valores aceptables.

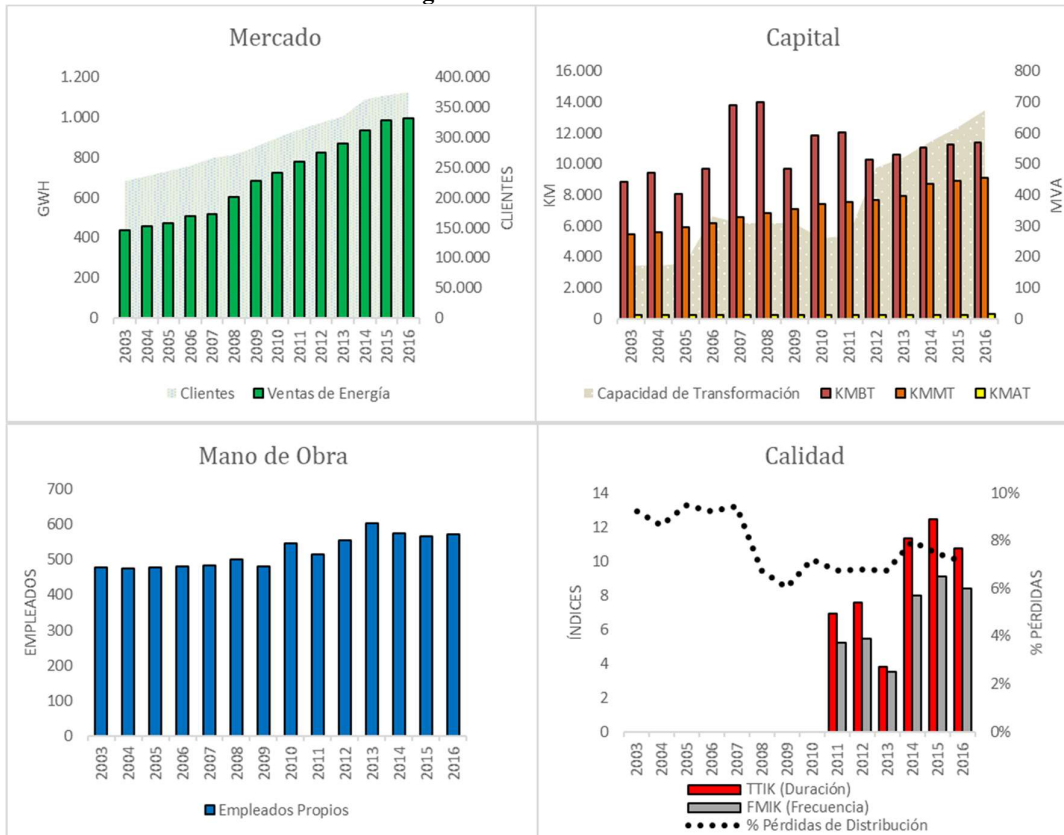
En promedio, el 40,6% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel bajo de ruralidad (12,4% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

13) EE Centrosur

La Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de propiedad pública que opera en las Provincias de Morona Santiago, Azuay y Cañar.

Figura 61 – EE Centrosur



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Los indicadores de calidad exhiben un comportamiento irregular, pero con valores aceptables.

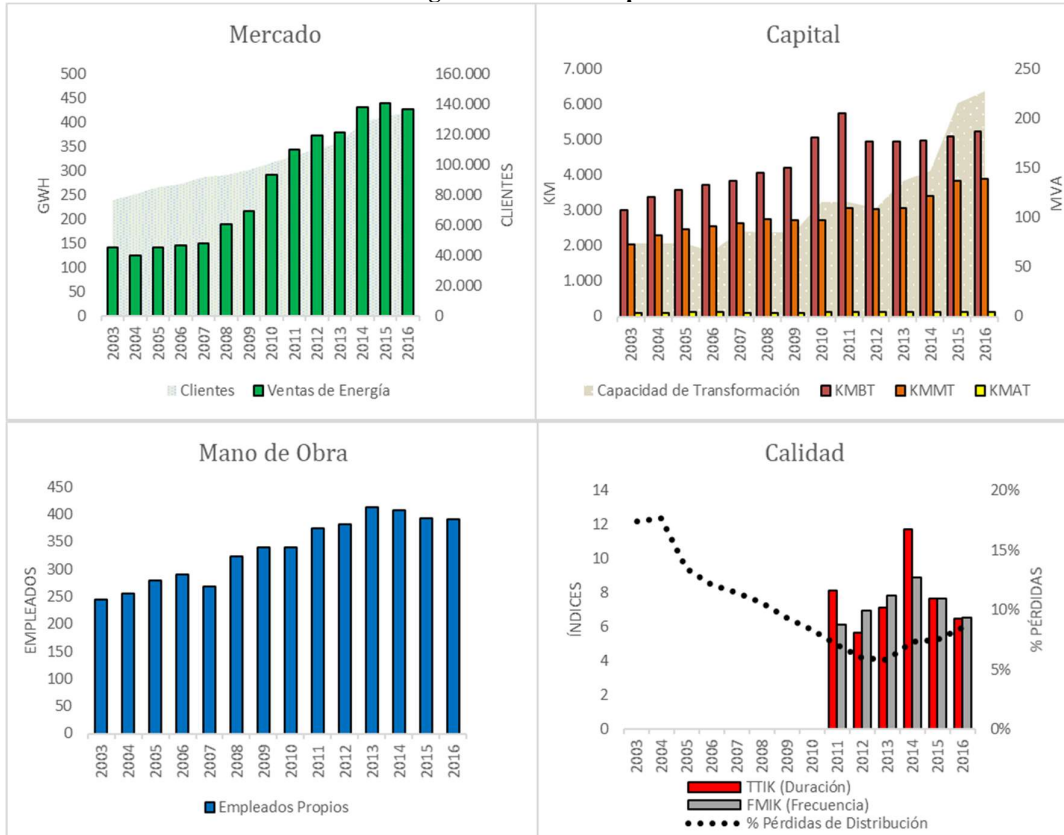
En promedio, el 43,5% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (37,3% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

14) EE Cotopaxi

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de propiedad pública que opera en la Provincia de Cotopaxi.

Figura 62 – EE Cotopaxi



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Los indicadores de calidad exhiben un comportamiento irregular, pero con valores aceptables.

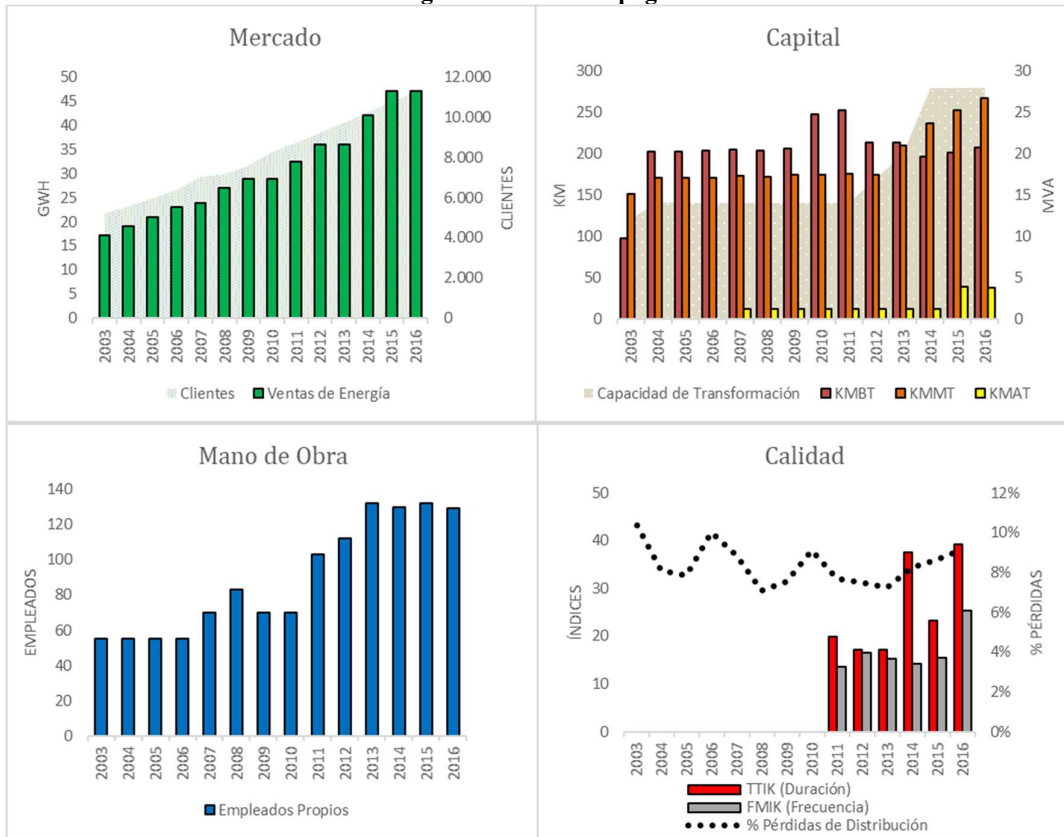
En promedio, el 29,7% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (40,8% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

15) EE Galápagos

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de propiedad pública que opera en la Provincia de Galápagos.

Figura 63 – EE Galápagos



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Los indicadores de calidad exhiben un comportamiento irregular, aunque con algunos valores demasiado altos en lo que respecta a duración de las interrupciones.

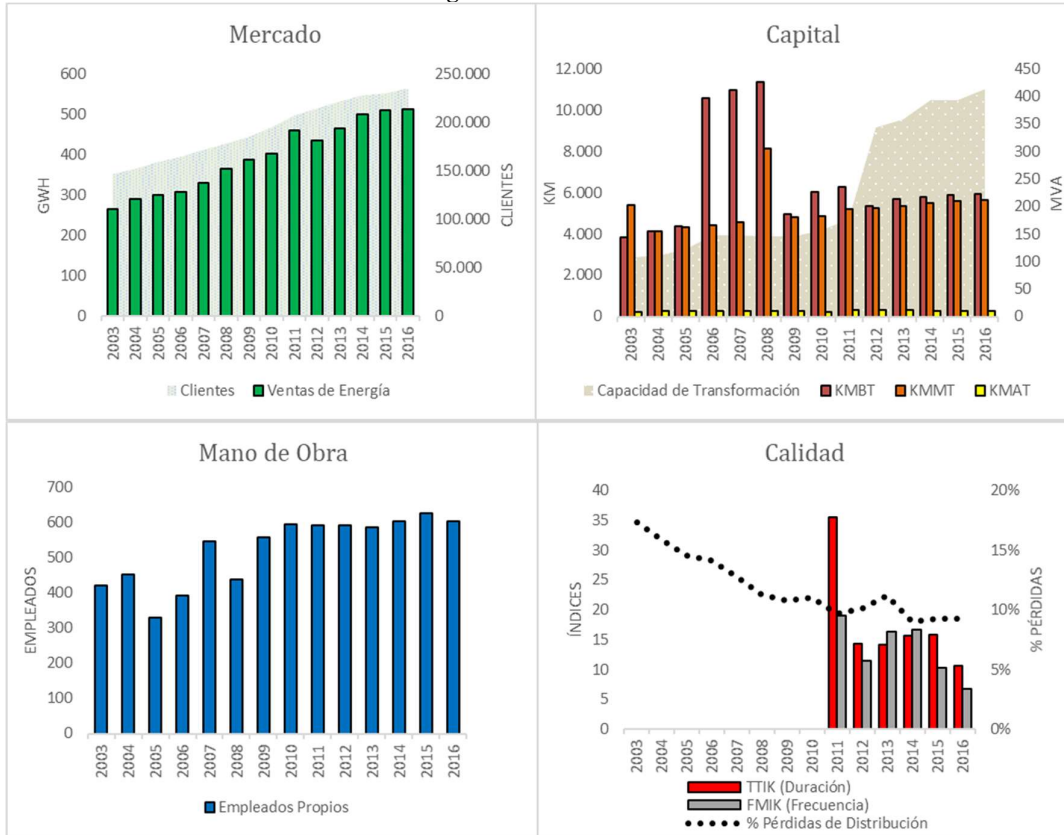
En promedio, el 41,1% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel bajo de ruralidad (15% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

16) EE Norte

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. es una distribidora de energía eléctrica de propiedad pública que opera en las Provincias de Imbabura, Carchi, Sucumbios y Pichincha.

Figura 64 – EE Norte



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

En lo que respecta al capital, llama la atención los valores muy elevados de KMBT durante los años 2006, 2007 y 2008.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora, con valores aceptables (excepto la primera observación del indicador TTIK).

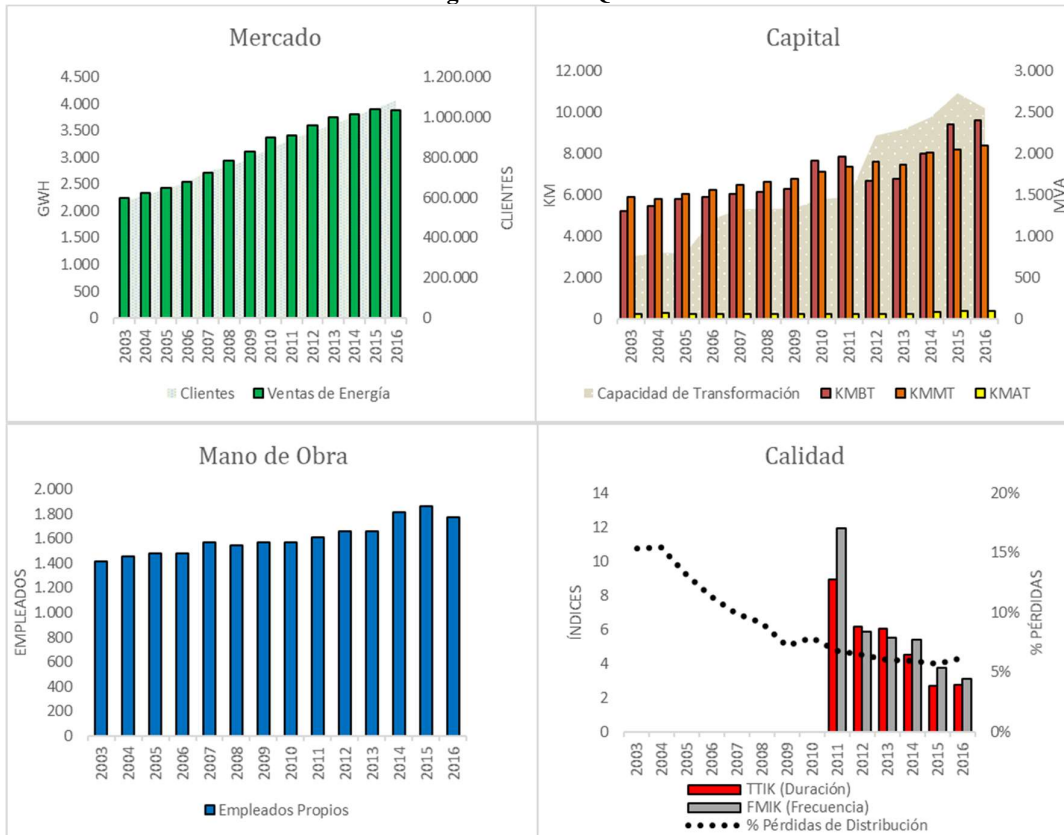
En promedio, el 43,5% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel medio de ruralidad (35,3% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011. Debido a los valores fuera de rango en KMBT, se optó por dejar de lado la empresa para modelos que consideren los años 2006, 2007 y/o 2008.

17) EE Quito

La Empresa Eléctrica Quito S.A. es una distribidora de energía eléctrica de propiedad pública que opera las Provincias de Napo y Pichincha.

Figura 65 – EE Quito



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Los indicadores de calidad exhiben un comportamiento decreciente, con valores aceptables.

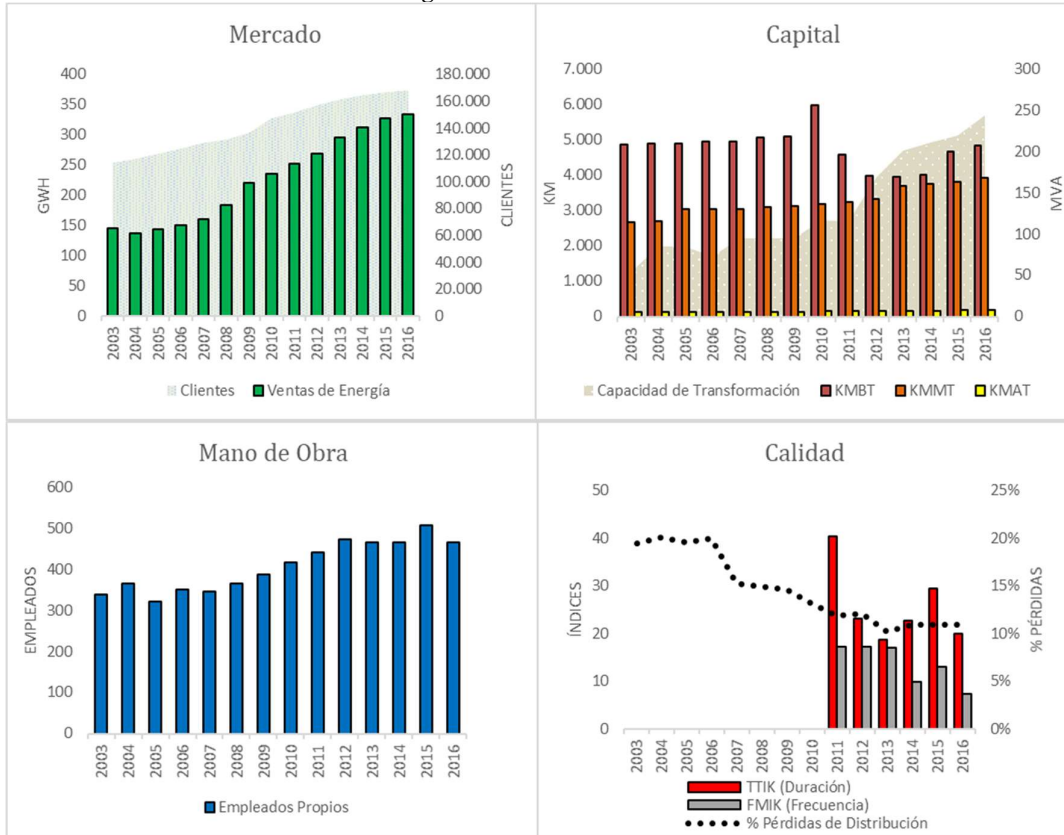
En promedio, el 39,6% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel bajo de ruralidad (27% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

18) EE Riobamba

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de propiedad pública que opera en la Provincia de Chimborazo.

Figura 66 – EE Riobamba



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés, con la salvedad de los KMBT.

Los indicadores de calidad exhiben un comportamiento decreciente, aunque con algunos valores elevados (en el caso del indicador TTIK).

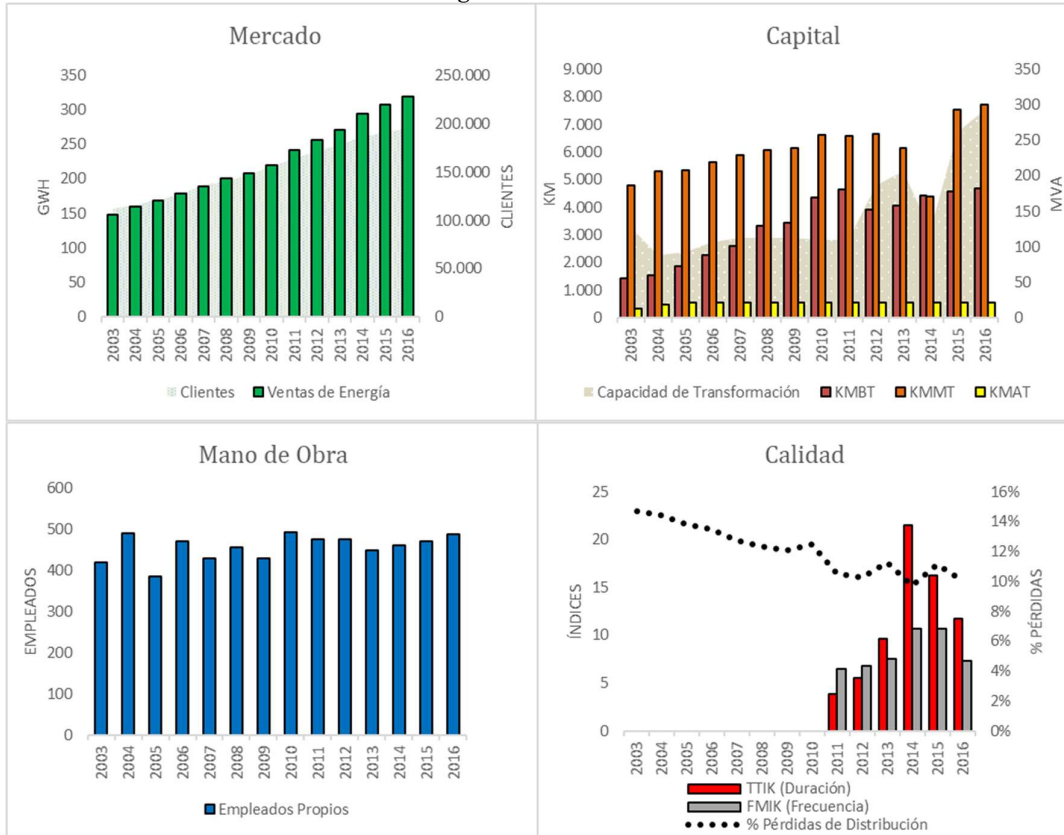
En promedio, el 45,2% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel bajo de ruralidad (39,5% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

19) EE Sur

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. es una distribuidora de energía eléctrica de propiedad pública que opera en el la Provincias de Loja, Zamora Chinchipe y Morona Santiago.

Figura 67 – EE Sur



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Es llamativo el valor de KMMT en el año 2014.

Los indicadores de calidad exhiben un comportamiento irregular, con valores aceptables.

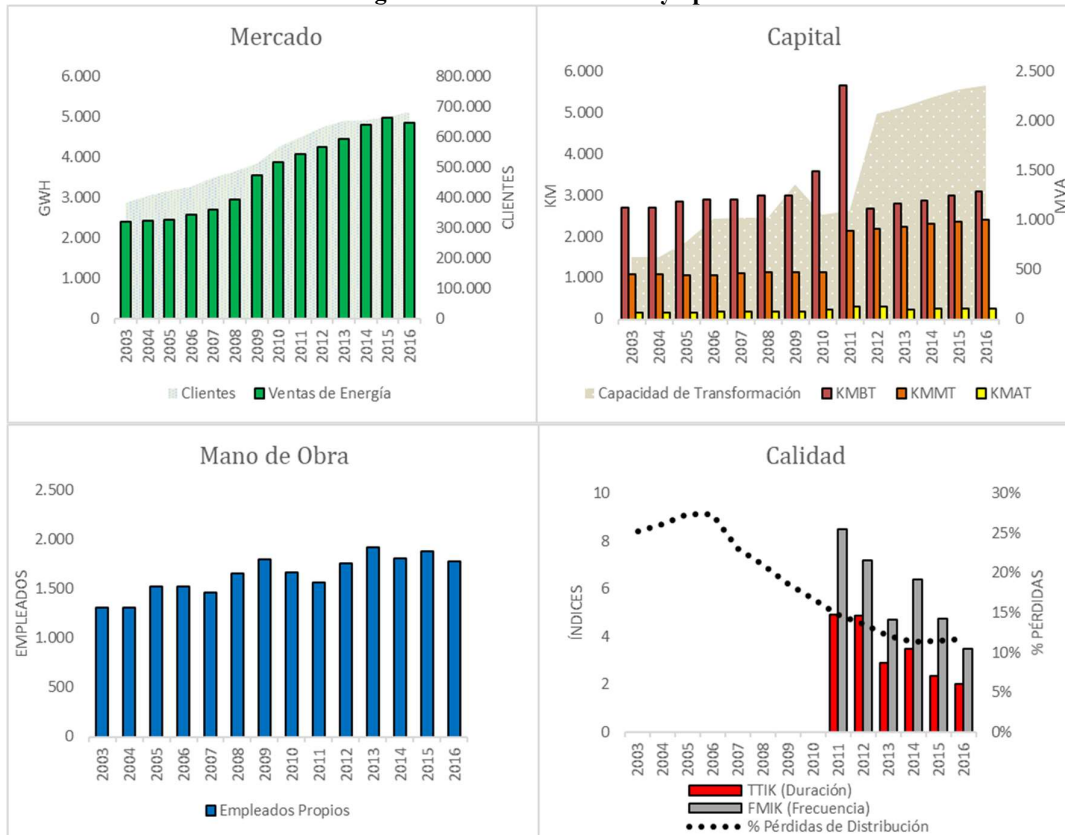
En promedio, el 52,7% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un nivel bajo de ruralidad (31,1% de las viviendas, aproximadamente).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

20) Eléctrica de Guayaquil

La empresa Eléctrica de Guayaquil es una distribuidora que opera en la ciudad de Guayaquil, Provincia de Guayas. A partir del año 2009 fue estatizada, y forma parte desde el año 2014 de la empresa estatal Corporación Nacional de Electricidad (CNEL).

Figura 68 – Eléctrica de Guayaquil



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Llama la atención el elevado valor de KMBT durante el año 2011.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero de mejora, con valores aceptables.

En promedio, el 31,2% de la energía abastecida es para consumo residencial y la empresa es de tipo urbana (casi sin viviendas rurales).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011. Se descartó la observación de KMBT del año 2011 por considerarse fuera de rango (se reemplaza por el promedio entre el año anterior y posterior).

A.1.5. El Salvador

Para el caso de El Salvador, se tomó como fuente principal los “Boletines de Estadísticas Eléctricas SIGET”, publicados por el sitio web de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET). Las mismas poseen información detallada para las 5 empresas distribuidoras que operan en el país, durante el período 2003-2016. Entre las variables de interés que fue posible recolectar se encuentran las siguientes:

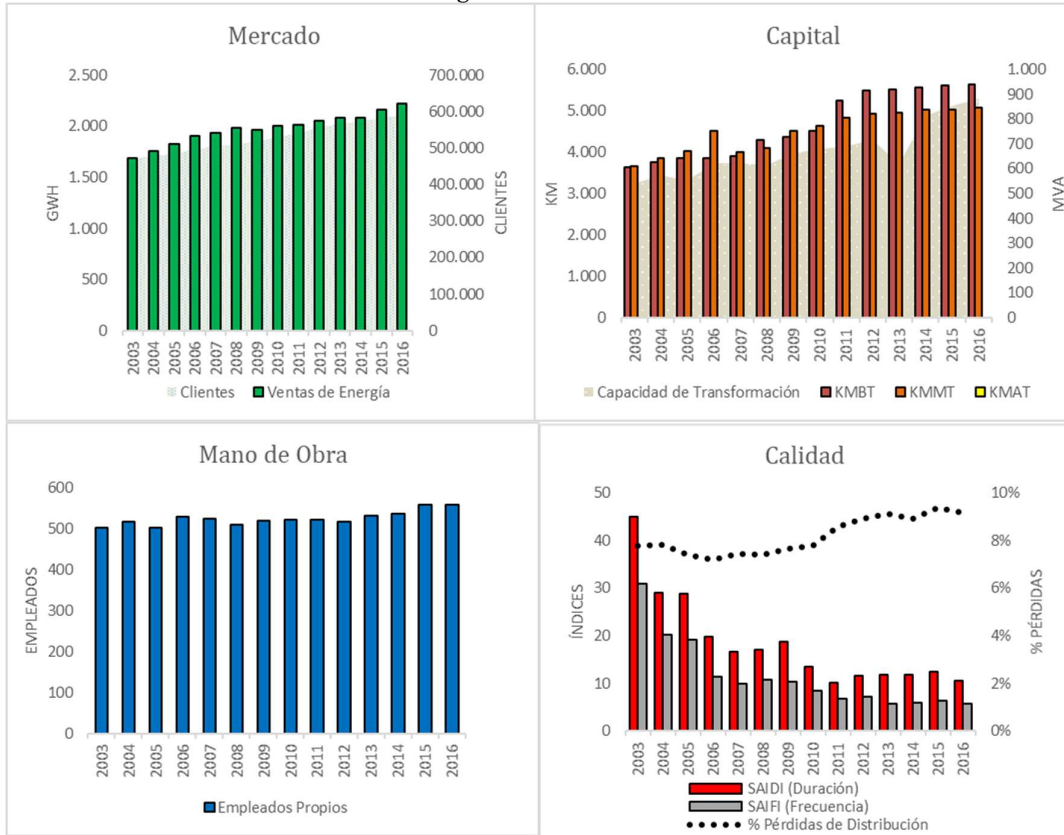
1. Área de Concesión
2. Clientes
3. Empleados
4. Km de Red BT
5. Km de Red MT
6. MVA MT/BT (a partir de la relación entre SAIDI, TTIK y Clientes)
7. Ventas Totales (GWh)
8. Ventas Residenciales (GWh)
9. Pérdidas de Distribución
10. SAIFI: Frecuencia de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad)
11. SAIDI: Tiempo Total de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad)

No se dispuso de información respecto a la variable Clientes Rurales.

1) CAESS

La Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador S.A., es una distribuidora eléctrica de capitales privados que opera en los Departamentos de Chalatenango, Cuscatlán, Cabañas y la zona Norte de la capital San Salvador. Es subsidiaria del Grupo AES.

Figura 69 – CAESS



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

La serie de mano de obra exhibe un comportamiento casi constante, con un ligero crecimiento en los últimos años.

Los indicadores de calidad han logrado una reducción importante, y presentan valores aceptables.

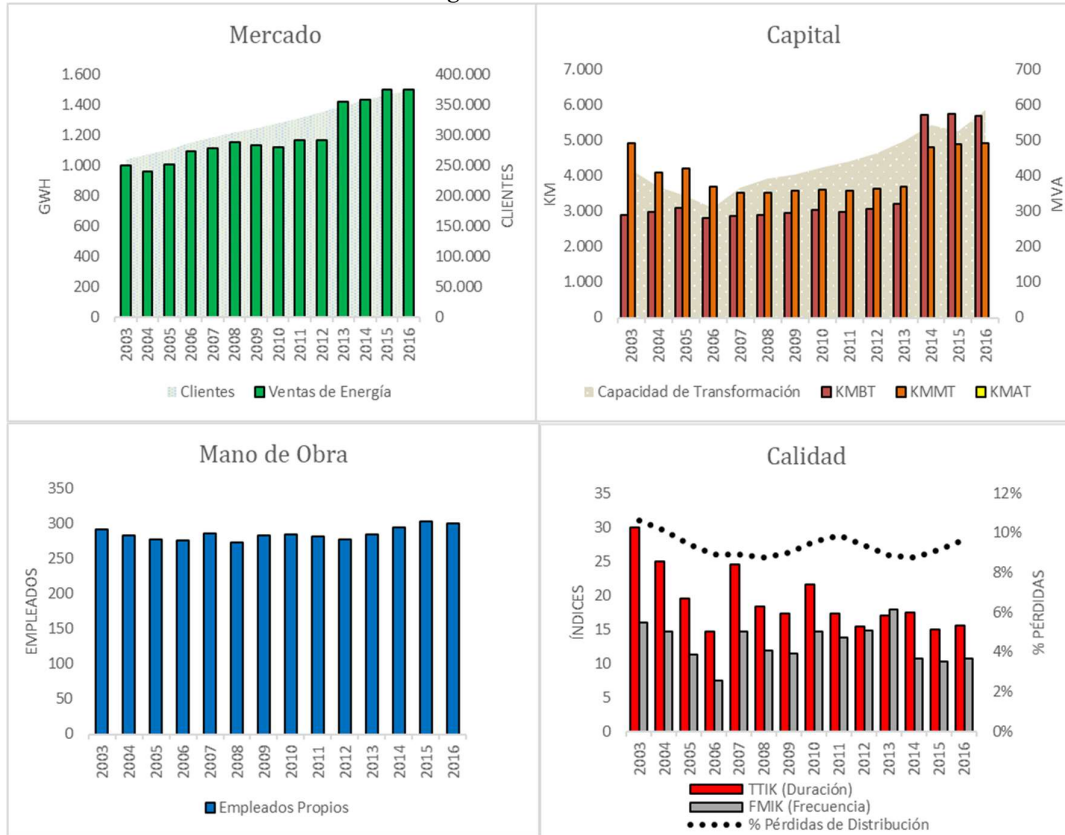
En promedio, el 31,9% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: No.

2) DELSUR

Delsur, es una distribuidora eléctrica de capitales privados que opera en los Departamentos de La Libertad, San Salvador, La Paz, San Vicente y Cuscatlán. Forma parte del grupo EPM desde el año 2011.

Figura 70 – DELSUR



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

La serie de mano de obra exhibe un comportamiento casi constante, con un ligero crecimiento en los últimos años.

Los indicadores de calidad presentan un comportamiento irregular, aunque con valores aceptables.

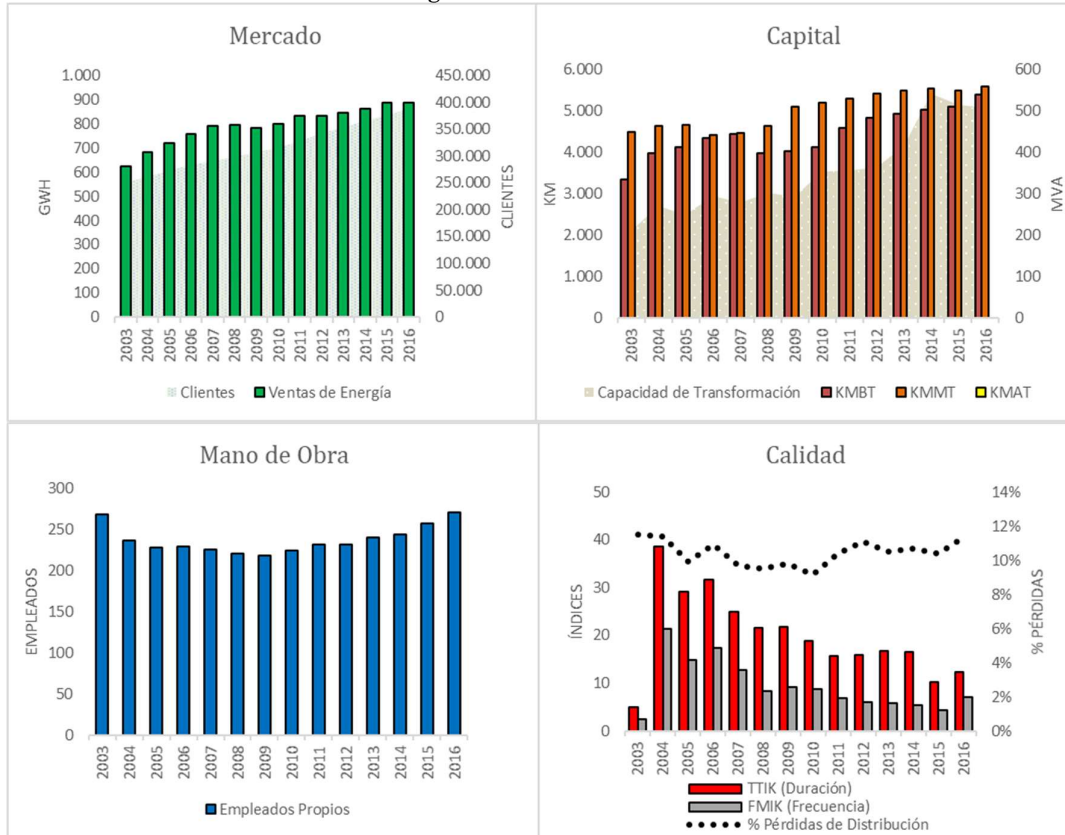
En promedio, el 33,3% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: No.

3) AES-CLESA

AES-CLESA, es una distribuidora eléctrica de capitales privados que opera en los Departamentos de Santa Ana, Sonsonate, Ahuachapán y parte del Departamento de La Libertad. Es subsidiaria del Grupo AES.

Figura 71 – AES-CLESA



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

La serie de mano de obra da cuenta de una evolución irregular, pero con tendencia positiva a partir del año 2009.

Con la excepción del año 2003, que presenta valores llamativamente bajos, los indicadores de calidad han logrado una reducción notable durante el período de interés, hasta alcanzar valores aceptables.

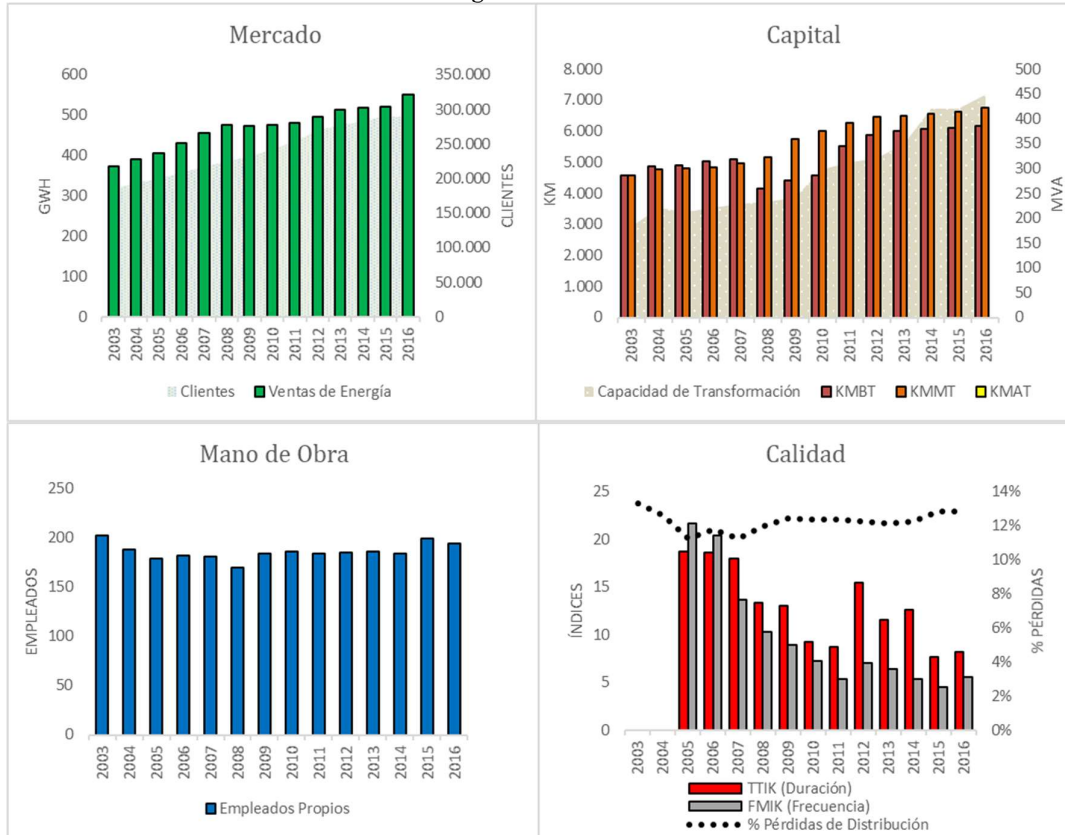
En promedio, el 36,5% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: No.

4) EEO

La Empresa Eléctrica del Oriente, S.A. de C.V. es una distribuidora eléctrica de capitales privados que opera en los Departamentos de San Miguel, Morazán, La Unión, parte de Usulután y San Vicente. Es subsidiaria del Grupo AES.

Figura 72 – EEO



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

La serie de mano de obra da cuenta de una evolución irregular, sin demasiada volatilidad.

Los indicadores de calidad presentan valores aceptables, y una tendencia decreciente.

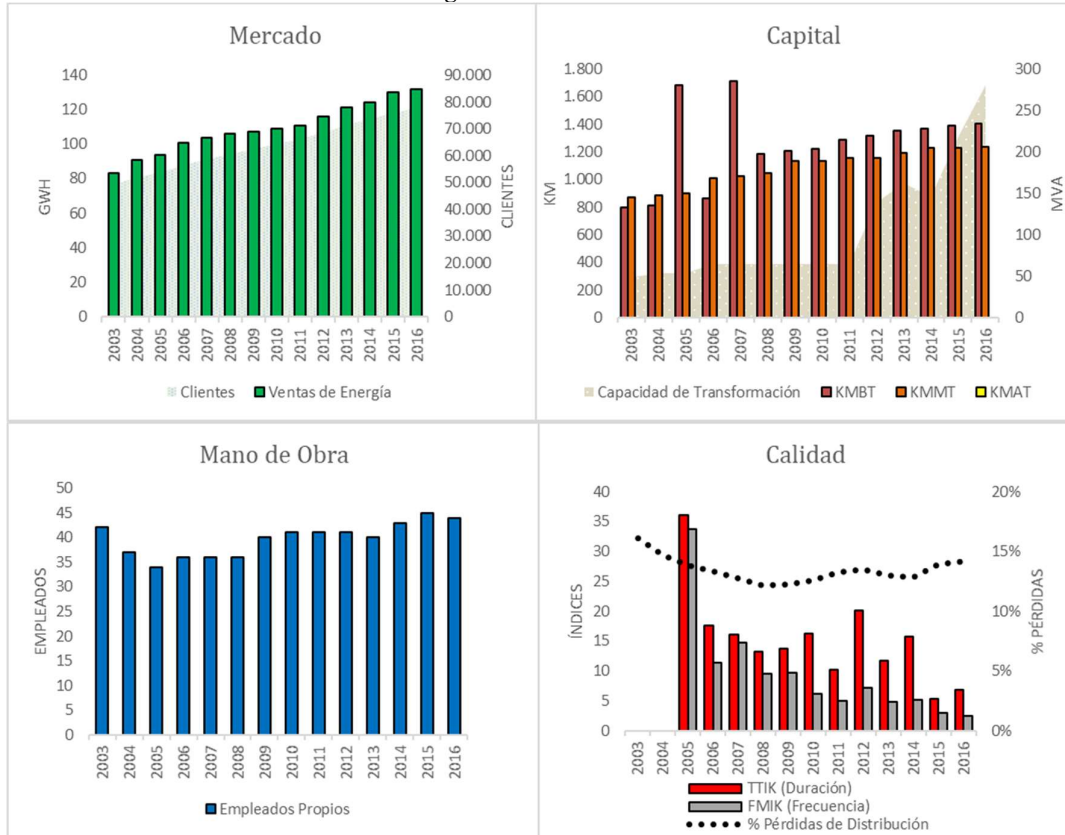
En promedio, el 53,7% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2005.

5) DEUSEM

La Distribuidora Eléctrica de Usulután S.A. de C.V. es una distribuidora eléctrica de capitales privados que opera en el Departamento de Usulután. Es subsidiaria del Grupo AES.

Figura 73 – DEUSEM



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Son llamativos los valores elevados en Km de red durante los años 2005 y 2007.

La serie de mano de obra da cuenta de una evolución irregular, con tendencia positiva a partir del año 2006.

Con la excepción del año 2005, los indicadores de calidad presentan valores aceptables.

En promedio, el 53,9% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2005.

A.1.6. México

Para el caso de México, se tomó como fuente principal de datos las estadísticas publicadas por el sitio web de la propia Comisión Federal de Electricidad (CFE). Las mismas poseen información detallada para el período 2003-2016 de las siguientes variables:

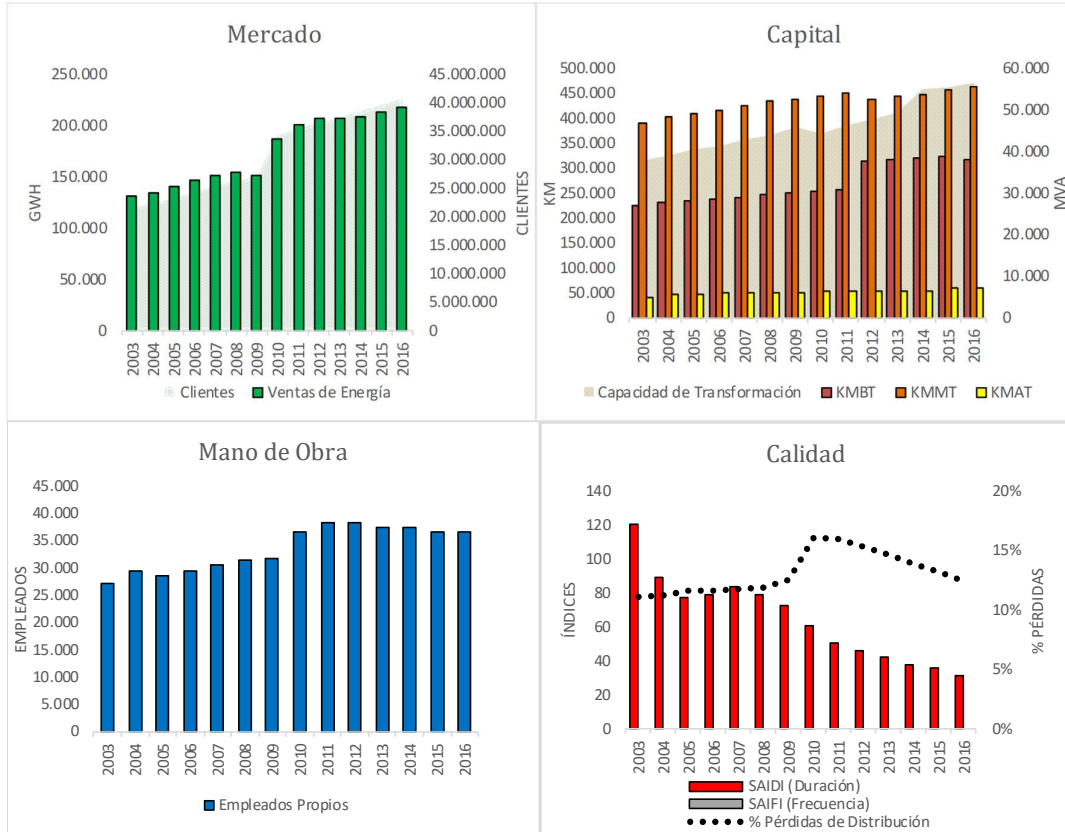
1. Área de Concesión
2. Clientes
3. Empleados: la variable de empleados en segmento de distribución no se encuentra directamente publicada, pero se construyó a partir del número de clientes, y el coeficiente de clientes sobre trabajadores en área de distribución, hasta el año 2009. A partir del año 2010, se consideró un crecimiento de los empleados en distribución proporcional al crecimiento en empleados totales (que incluye generación y transmisión).
4. Km de Red BT
5. Km de Red MT
6. Km de Red AT (como Km de líneas de transmisión)
7. MVA MT/BT (a partir de 2007)
8. Ventas Totales (GWh)
9. Ventas Residenciales (GWh)
10. Pérdidas de Distribución
11. SAIDI: Tiempo Total de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad)

No se dispuso de información sobre frecuencia de interrupciones (SAIFI), ni de Clientes Rurales.

1) CFE

La Comisión Federal de Electricidad, es una empresa estatal verticalmente integrada que desde el año 2010 monopoliza el segmento de distribución eléctrica en México.

Figura 74 – CFE



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Se observa un salto a partir del año 2010, cuando fue incorporada la distribuidora Luz y Fuerza del Centro (LyFC), que operaba en la Ciudad de México.

El indicador SAIDI exhibe un sendero decreciente, aunque con valores aún elevados. Las pérdidas también mantienen una tendencia negativa, luego del salto ocasionado por la incorporación de LyFC.

En promedio, el 25,6% de la energía abastecida es para consumo residencial.

Tratamiento: Se descarta la empresa bajo especificaciones que tomen indicadores de frecuencia de interrupción (SAIFI). La capacidad de transformación (MVA MT/BT) de los primeros cuatro años se estimó a partir de la evolución del número de subestaciones.

A.1.7. Paraguay

Para el caso de Paraguay, se tomó como fuente principal de datos las estadísticas publicadas por la propia Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Las mismas poseen información detallada para el período 2003-2016 de las siguientes variables:

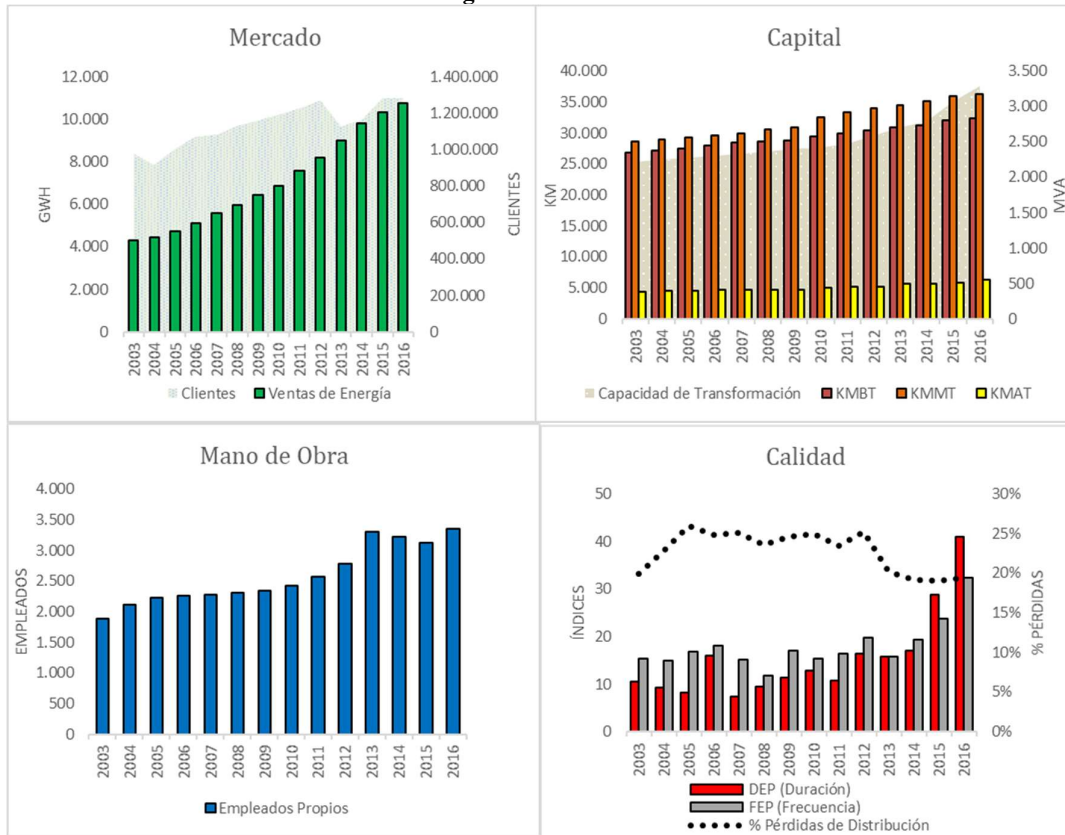
1. Área de Concesión (total Paraguay)
2. Clientes
3. Empleados: dado que se trata de una empresa integrada verticalmente, para determinar el número de empleados se consideró la suma de empleados a nivel distribución y comercialización, más la cantidad de empleados de áreas corporativas y suplementarias (administración y servicios), multiplicadas por un factor proporcional entre las áreas de distribución y comercialización, sobre el total de las áreas operativas (generación, transmisión, distribución y comercialización).
4. Km de Red BT
5. Km de Red MT
6. Km de Red AT (como Km de líneas de transmisión)
7. MVA MT/BT
8. Ventas Totales (GWh)
9. Ventas Residenciales (GWh)
10. Pérdidas de Distribución
11. FEP: Frecuencia de Interrupción por KVA Medio (indicador de calidad, equivalente al FMIK), para el Área Metropolitana.
12. DEP: Tiempo Total de Interrupción por KVA Medio (indicador de calidad, equivalente al TTIK), para el Área Metropolitana.

En lo que refiere al nivel de ruralidad, dado que se trata de un mercado abastecido por una única empresa, se consideró tomar los datos de proporción de viviendas rurales electrificadas frente a la de viviendas totales electrificados. De acuerdo a la información del Censo Nacional de Población y Viviendas 2012 (llevado a cabo por la DGEEC), se concluye que se trata de un nivel de ruralidad medio (entre el 20 y 40% de las viviendas electrificadas).

1) ANDE

La Administración Nacional de Electricidad, es una empresa estatal verticalmente integrada que monopoliza el segmento de distribución eléctrica en Paraguay.

Figura 75 – ANDE



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero creciente, con valores aceptables durante gran parte del período, pero elevados en los últimos dos años. De manera opuesta, las pérdidas de distribución han logrado una reducción de casi 5% en los últimos años.

En promedio, el 42,3% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora con un nivel medio de ruralidad (38,7% de las viviendas electrificadas).

Tratamiento: No.

A.1.8. Perú

En lo que refiere al caso de Perú, no fue posible hallar bases de datos públicas con información del sector. Por ese motivo, se tomó como fuente principal de información la recolección individual por empresa, a través de la lectura de las memorias de estados financieros anuales y/o reportes de sustentabilidad publicados por las mismas.

Para acceder a estos últimos, se realizó una búsqueda en el sitio web de las propias empresas, y se complementó la misma con los informes publicados en el sitio de la Superintendencia del Mercado de Valores (Autoridad del Mercado de valores en Perú).

Debido la dificultad de este proceso, solo fue posible encontrar memorias y/o reportes completos para el caso de 4 empresas. Se recolectaron las siguientes variables de interés (para el período 2003-2016):

1. Área de Concesión
2. Clientes
3. Empleados
4. Km de Red BT
5. Km de Red MT
6. Km de Red AT
7. MVA MT/BT
8. Ventas Totales (GWh)
9. Ventas Residenciales (GWh)
10. Pérdidas de Distribución
11. Clientes Rurales (para algunos años)

Como segunda fuente de datos, se consideró los informes de “Estadísticas de Calidad del Suministro por Sistema Eléctrico”, publicados por el OSINERGMIN. A partir de estos últimos, fue posible obtener la siguiente información:

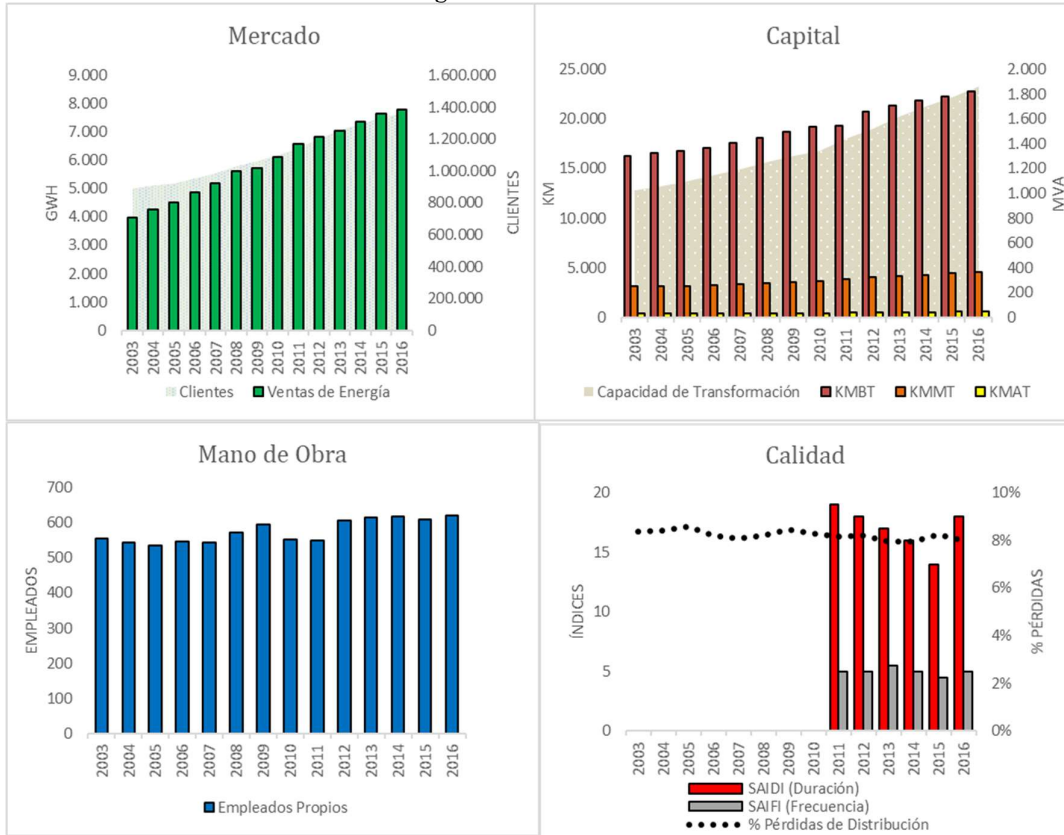
12. SAIFI: Frecuencia de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad)
13. SAIDI: Tiempo Total de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad)

Cabe destacar que, debido a que la medición de este tipo de indicadores comenzó a realizarse a mediados de la década pasada, no fue posible completar la serie histórica de todas las empresas.

1) EDELNOR

Es una distribuidora de energía eléctrica de capitales privados que opera en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao. A partir del año 2012 fue vendida al grupo ENE y se denomina ENEL Distribución Perú.

Figura 76 – EDELNOR



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

La mano de obra varía de manera irregular, pero sin demasiada volatilidad.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, con valores aceptables y sin demasiada volatilidad.

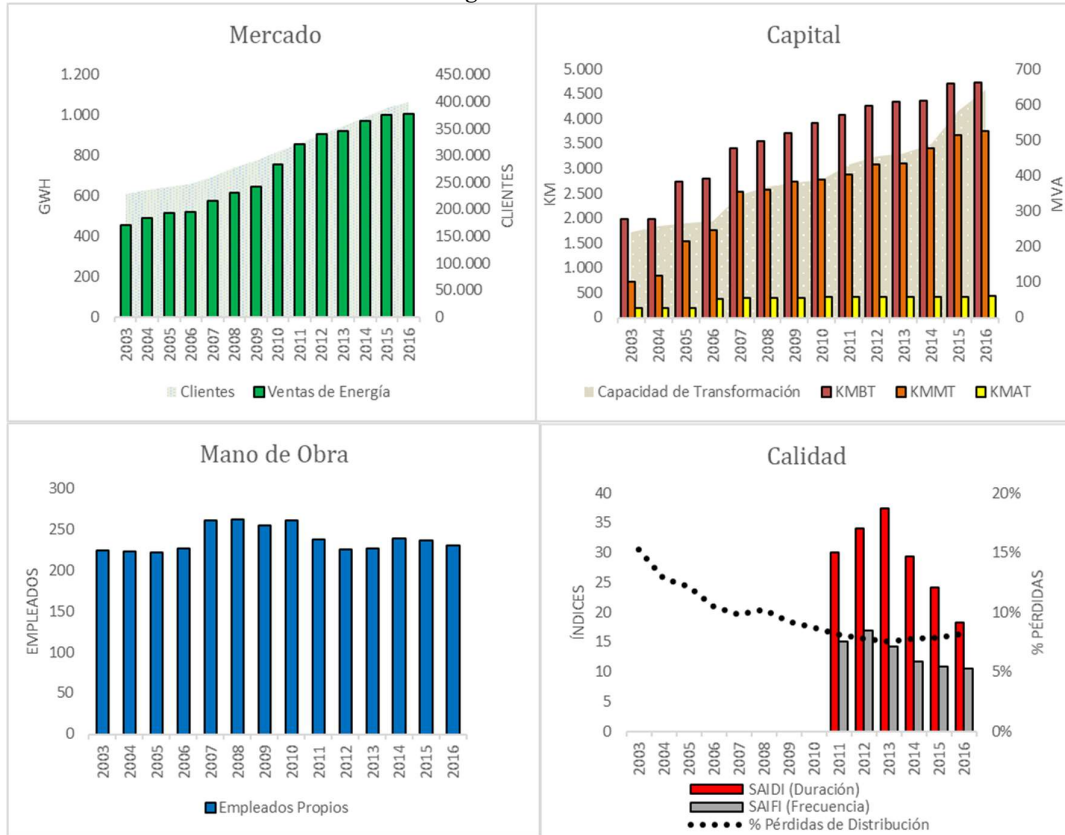
En promedio, el 37% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo el 0,1% de los clientes son rurales).

Tratamiento: SAIDI y SAIFI solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

2) SEAL

La Sociedad Eléctrica de Arequipa Ltda. es una distribuidora de energía eléctrica de que opera en la región de Arequipa. Es controlada por el Estado a través del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).

Figura 77 – SEAL



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

La mano de obra varía de manera irregular, pero sin demasiada volatilidad.

Los indicadores de calidad presentan valores elevados, pero han evidenciado un sendero de reducción a partir del año 2013.

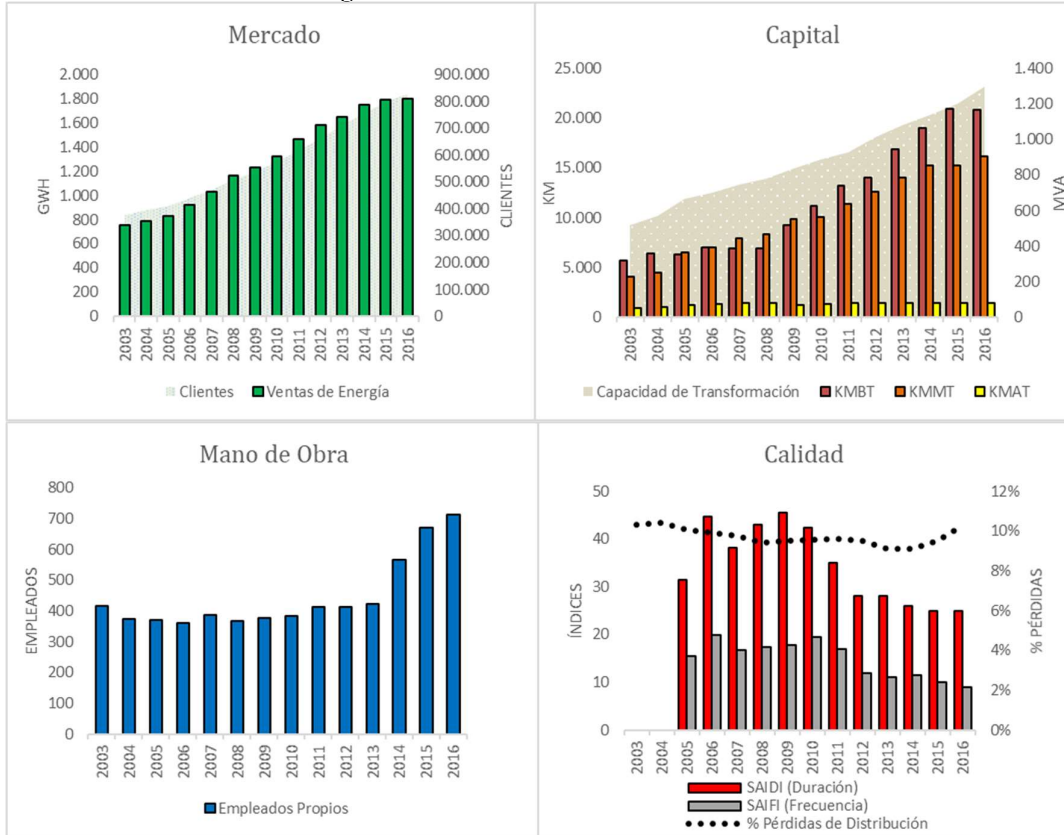
En promedio, el 45,6% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (solo el 0,1% de los clientes son rurales).

Tratamiento: SAIDI y SAIFI solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2011.

3) ELECTRO NORTE MEDIO

La Empresa de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A., también conocida como Hidrandina, es una distribuidora de energía eléctrica de que opera en los Departamentos de Ancash, La Libertad y parte de Cajamarca. Pertenece al Holding Distriluz, el cual es controlado por el Estado a través del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).

Figura 78 – ELECTRO NORTE MEDIO



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado, capital y mano de obra presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

Los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular, aunque con valores muy elevados en lo que respecta al SAIDI.

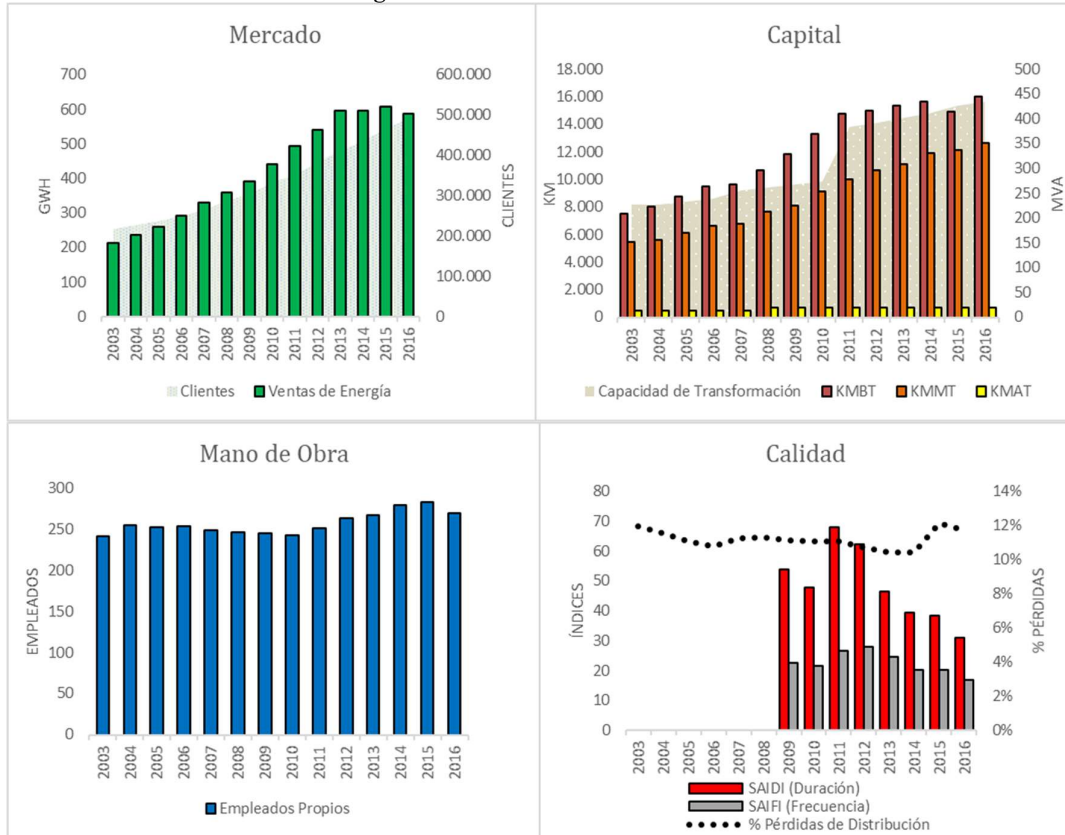
En promedio, el 36,9% de la energía abastecida es para consumo residencial y se posee un bajo nivel de ruralidad (alrededor del 11,9% de los clientes).

Tratamiento: SAIDI y SAIFI solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2005.

4) ELECTRO SUR ESTE

Electro Sur Este S.A.A. es una distribuidora de energía eléctrica de que opera en los Departamentos de Apurimac, Cusco y Madre de Dios. Es controlada por el Estado a través del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).

Figura 79 – ELECTRO SUR ESTE



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés.

La mano de obra varía de manera irregular, pero sin demasiada volatilidad.

Los indicadores de calidad presentan valores muy elevados, pero han evidenciado un sendero de reducción a partir del año 2011.

En promedio, el 48,1% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora de bajo nivel de ruralidad (13,4% de los clientes son rurales).

Tratamiento: SAIDI y SAIFI solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2009.

A.1.9. Uruguay

Para el caso de Uruguay, se tomó como fuente principal de datos las estadísticas publicadas por la propia Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Las mismas poseen información detallada para el período 2003-2016 de las siguientes variables:

1. Área de Concesión (total Uruguay)
2. Clientes
3. Empleados: dado que se trata de una empresa integrada verticalmente, para determinar el número de empleados se consideró la suma de empleados a nivel distribución y comercialización, más la cantidad de empleados de áreas corporativas y suplementarias (legal, planificación, etc.), multiplicadas por un factor proporcional entre las áreas de distribución y comercialización, sobre el total de las áreas operativas.
4. Km de Red BT
5. Km de Red MT
6. Km de Red AT (como Km de líneas de transmisión)
7. MVA MT/BT
8. Ventas Totales (GWh)
9. Ventas Residenciales (GWh)
10. Pérdidas de Distribución

Como segunda fuente de datos, se consideró al “Informe de Calidad de Servicio de Distribución de Energía Eléctrica” realizado por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA). De dicha fuente, fue disponible obtener la siguiente información, para el período 2009-2017:

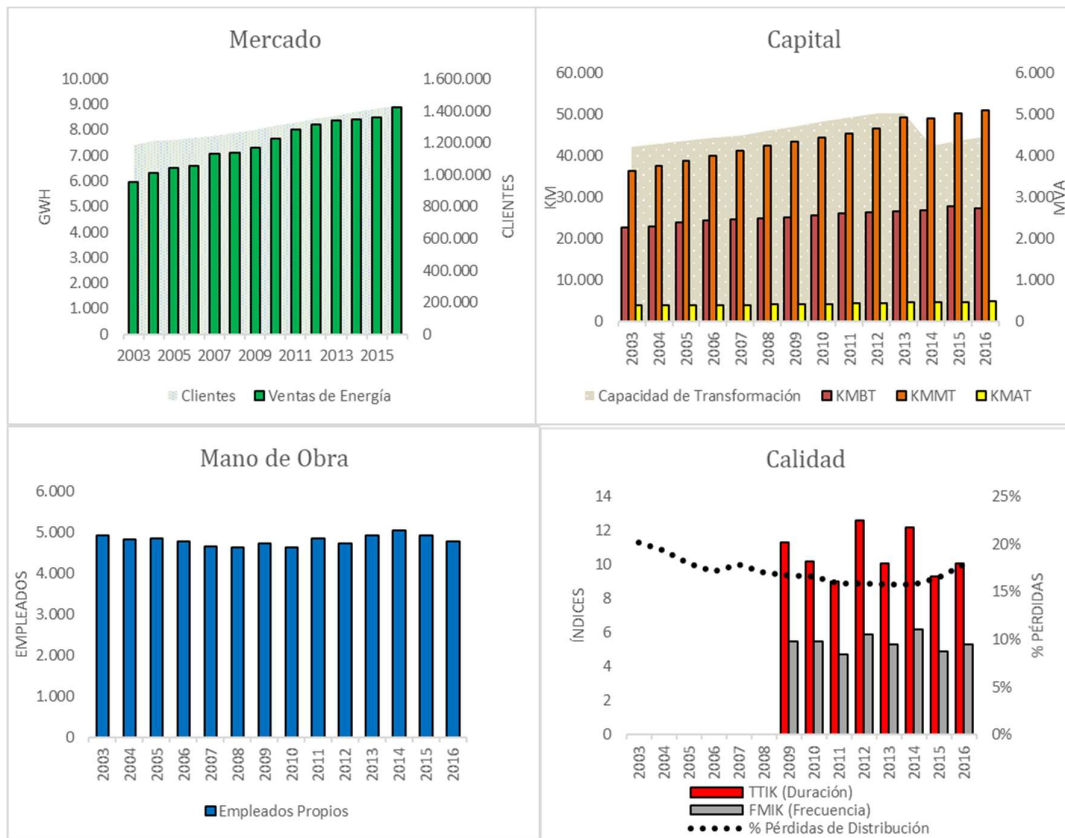
11. SAIFI: Frecuencia de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad)
12. SAIDI: Tiempo Total de Interrupción por Cliente Medio (indicador de calidad)

Finalmente, en lo que refiere al nivel de ruralidad, dado que se trata de un mercado abastecido por una única empresa, se consideró tomar los datos de proporción de viviendas rurales electrificadas frente a la de viviendas totales electrificadas. De acuerdo a la información obtenida del sitio web del INE, se concluye que se trata de un nivel de ruralidad prácticamente urbano (menor al 5% de las viviendas electrificadas).

1) UTE

La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, es una empresa estatal verticalmente integrada que monopoliza el segmento de distribución eléctrica en Uruguay.

Figura 80 – UTE



Fuente: Elaboración propia

Las variables de mercado y capital presentan una evolución razonable, con tendencia positiva durante el período de interés. Llama la atención el descenso en MVA instalados a partir del año 2014, teniendo en cuenta que se ha chequeado una evolución positiva en la cantidad de subestaciones MT/BT.

La mano de obra y los indicadores de calidad exhiben un sendero irregular. Los valores de estos últimos se mantienen en el rango de lo aceptable.

En promedio, el 36,2% de la energía abastecida es para consumo residencial y se trata de una distribuidora prácticamente urbana (4,8% de las viviendas electrificadas).

Tratamiento: TTIK y FMIK solo pueden considerarse en especificaciones a partir del año 2009.

Índice de Abreviaturas

- ANDE:** Administración Nacional de Energía (Paraguay)
- ANEEL:** Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil)
- ARCONEL:** Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (Ecuador)
- CAIDI:** Cociente entre el tiempo total y frecuencia de interrupción por cliente medio
- CEL:** Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (El Salvador)
- CFE:** Comisión Federal de Electricidad (México)
- CNE:** Comisión Nacional de Energía (Chile)
- CNEL:** Corporación Nacional de Electricidad (Ecuador)
- CRE:** Comisión Reguladora de Energía (México)
- DEA:** Análisis envolvente de datos
- DEC:** Tiempo Total de Interrupción por Cliente Medio
- ENRE:** Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Argentina)
- ER:** Esquema regulatorio
- FAHP:** Proceso analítico jerárquico difuso
- FEC:** Frecuencia de Interrupción por Cliente Medio
- FMIK:** frecuencia de interrupción por KVA medio
- FMIT:** frecuencia de interrupción por transformador medio
- FONAFE:** Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Perú)
- GWh:** Gigavatios-hora
- IV:** Integrada verticalmente
- KM:** Kilómetros
- KM²:** Kilómetros cuadrados
- KVA:** Kilovoltiamperios
- MVA:** Megavoltiamperios
- MW:** Megavatios
- MWh:** Megavatios-hora
- PIB:** Producto bruto interno
- PNB:** Producto bruto nacional
- PPP:** Paridad de poder de compra
- SAIDI:** Tiempo total de interrupción por cliente medio

SAIFI: Frecuencia de interrupción por cliente medio

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (El Salvador)

TJ: Terajoules

TOPSIS: Técnica de orden de preferencia por similitud a la solución ideal

TTIK: tiempo total de interrupción por KVA medio

TTIT: tiempo total de interrupción por transformador medio

UNIREN: Unidad de Renegociación de Contratos de los Servicios Públicos (Argentina)

UREE: Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (Uruguay)

URSEA: Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (Uruguay)

UTE: Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (Uruguay)

VAD: Valor agregado de distribución

VADE: Valor agregado de distribución estándar

VNR: Valor nuevo de reemplazo

WACC: Costo promedio ponderado del capital