



AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

DOCUMENTO PARA CONSULTA PÚBLICA

DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS REPRESENTATIVAS, LAS EMPRESAS COMPARADORAS Y LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA A SER UTILIZADAS EN EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) A LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), A LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) Y A ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL PERIODO TARIFARIO DEL 1 JULIO DE 2026 AL 30 DE JUNIO DE 2030

Noviembre 2025

Realizado con la asesoría de Instituto de Energía Eléctrica (IEE)
de doble dependencia UNSJ – CONICET

Contenido

PARTE I RESUMEN EJECUTIVO.....	4
PARTE II DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS REPRESENTATIVAS	8
1. Introducción.....	8
2. Determinación de las áreas representativas (AR).....	8
PARTE III EMPRESAS COMPARADORAS.....	10
1. INTRODUCCIÓN.....	10
2. EMPRESAS COMPARADORAS Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	10
2.1. FERC y EIA: Selección de empresas e información extraída	11
2.2. Panamá: Información extraída.....	12
2.3. Índices de calidad de servicio en la base de datos	13
2.4. Tratamiento de los datos de las empresas comparadoras	14
2.4.1. Costos de operación y mantenimiento.....	15
2.4.2. Costos de administración.....	16
2.4.3. Asignación de Activos.....	16
2.4.4. Participación de mano de obra y materiales	17
2.4.5. Ajuste de los valores a precios representativos de Estados Unidos	21
2.4.6. Actualización del valor de los activos	22
2.4.7. Actualización de los valores de costos operativos.....	25
3. CRITERIOS Y METODOLOGÍAS APLICADAS PARA LA SELECCIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS	27
4. EFICIENCIA ECONÓMICA.....	28
4.1. Base de datos	29
4.2. Selección de las comparadoras en base a su eficiencia	29
PARTE IV ESTIMACIÓN DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA	30
1. Ecuaciones de eficiencia de costos y activos.....	30
2. Ecuación de eficiencia de pérdidas.....	32
3. Procesamiento de los resultados que se obtienen de las ecuaciones de eficiencia	33
ANEXO I: Análisis de la Envolvente de Datos.....	35
ANEXO II: Resultados de Eficiencia DEA.....	38
ANEXO III: EMPRESAS COMPARADORAS SELECCIONADAS	40
ANEXO IV: EMPRESAS COMPARADORAS SELECCIONADAS PARA LA ECUACIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	42
ANEXO V: Datos empresas comparadoras año 2022.....	43
ANEXO VI: Datos empresas comparadoras año 2023	46
ANEXO VII: Resultados Modelos Estadísticos de Costos de Activos y Explotación.....	49

TABLA 1: INDICADORES DE CALIDAD DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ (2022-2023).....	14
TABLA 2: FERC – INFORMACIÓN DE COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE DISTRIBUCIÓN	15
TABLA 3: FERC – INFORMACIÓN DE COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO COMERCIAL	16
TABLA 4: PORCENTAJE DE MANO DE OBRA SOBRE LOS COSTOS EN EL TOTAL DE LOS COSTOS OPERATIVOS.....	17
TABLA 5: VALORES DE ACTIVOS TOTALES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ.	18
TABLA 6: PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE MANO DE OBRA Y MATERIALES EN LOS ACTIVOS TOTALES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ. 2024	18
TABLA 7: VALORES DE MANO DE OBRA Y MATERIALES EN LOS ACTIVOS TOTALES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ (EN BALBOAS).	19
TABLA 8: VALORES DE MANO DE OBRA Y MATERIALES EN LOS ACTIVOS TOTALES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ EN ESTADOS UNIDOS (EN USD).	20
TABLA 9: PARTICIPACIÓN PROMEDIO DE LOS COSTOS DE MANO DE OBRA EN LOS COSTOS DE ACTIVOS EN USD DE ESTADOS UNIDOS.....	20
TABLA 10: PARTICIPACIÓN DE LOS MATERIALES NACIONALES EN EL COSTO TOTAL DE MATERIALES.....	21
TABLA 11: SALARIOS PROMEDIO.	21
TABLA 12: PIB POR PERSONA EMPLEADA.....	22
TABLA 13: PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DEL CLR.	22
TABLA 14: VALOR DEL ACTIVO BRUTO A COSTO HISTÓRICO Y SUS RE-EXPRESIONES A JUNIO 2024.....	25
TABLA 15: PARTICIPACIÓN MANO DE OBRA EN LOS COSTOS TOTALES.	26
TABLA 16: COSTOS TOTALES DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ (BALBOAS).....	27
TABLA 17: COSTOS TOTALES DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ (BALBOAS A JUN/24).	27
TABLA 18: COSTOS TOTALES DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ EN ESTADOS UNIDOS (USD A JUN/24).	27
TABLA 19: PARÁMETROS ESTIMADOS DE LAS ECUACIONES DE ACTIVOS Y COSTOS	31
TABLA 20: RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DEL MODELO DE PÉRDIDAS.....	32
TABLA 21: PARTICIPACIÓN DE MANO DE OBRA.	33
TABLA 22: PARTICIPACIÓN DE MATERIALES LOCALES EN EL TOTAL DE MATERIALES.....	33

**DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS REPRESENTATIVAS, EMPRESAS
COMPARADORAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA A SER UTILIZADAS EN EL
CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) A LA EMPRESA DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), A LA EMPRESA DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) Y A ELEKTRA NORESTE,
S.A. (ENSA), PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1° DE JULIO DE 2026 AL 30
DE JUNIO DE 2030**

PARTE I RESUMEN EJECUTIVO

El Artículo 94 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 establece que el Régimen Tarifario está compuesto por reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación.

El numeral 1 del Artículo 96 de la Ley 6, señala que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (la Autoridad) definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, la Autoridad podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.

El numeral 2 del Artículo 96 de la Ley 6 establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la Autoridad, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas por la Autoridad.

El Artículo 98 establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.

El Artículo 101 establece los componentes del Valor Agregado de Distribución, la desagregación de las empresas de distribución en áreas representativas para el cálculo del valor agregado de distribución, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución e indica que este supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras. El mismo artículo establece la tasa de rentabilidad para las empresas de distribución.

En este informe se desarrollan los procesos para la determinación de las áreas representativas, las empresas comparadoras y las ecuaciones de eficiencia correspondientes a ser utilizadas en la estimación de los Ingresos Máximos Permitidos (IMP) para cada una de las empresas distribuidoras correspondientes al periodo 2026-2030.

A continuación, un resumen de los diferentes temas:

Áreas representativas:

Debido a los antecedentes y a las consideraciones respecto a las economías de alcance y de escala se propuso no dividir el área de servicio de cada empresa distribuidora en Áreas Representativas (AR). Esto implica adoptar una única AR por empresa coincidente con su área de servicio. Además de los fundamentos teóricos expuestos, esto releva la discusión sobre la unidad de análisis y las variables a considerar para su agrupamiento.

Empresas Comparadoras:

Para la selección de Empresas Comparadoras se consultaron fundamentalmente bases de datos de Empresas Distribuidoras disponibles en Internet como medio de garantizar el carácter público de la información. Luego de un análisis de la información, en función de las necesidades impuestas por la metodología a emplear y la disponibilidad de información, se decidió, al igual que en periodos tarifarios anteriores, utilizar como empresas comparadoras las Empresas Distribuidoras registradas por la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) de EEUU.

Esta elección tiene importantes ventajas para el análisis que se pretende realizar, a saber:

- *Utilización de datos públicos:* los datos que se utilizan son del dominio público lo cual aporta gran transparencia a cualquier proceso de cálculo que se realice.
- *Existencia de numerosas empresas:* el elevado número de empresas que presentan los datos a la FERC permite elegir entre una gran variedad de ellas, facilitando poder encontrar aquellas que se ajusten más al perfil de las distribuidoras panameñas. De este modo se asegura que la comparación es consistente y coherente.
- *Datos contrastables:* al tratarse no sólo de datos públicos sino también oficiales, la bondad y veracidad de la información está de algún modo garantizada (siempre teniendo en cuenta que se ha completado según los criterios que para tal fin haya determinado la FERC y que no en todos los casos son conocidos ni respetados).
- *Continuidad y coherencia regulatoria:* dado que en el periodo regulatorio anterior no sólo se eligieron una serie de empresas que forman parte de la FERC, sino que también se estructuró el cálculo del IMP, a partir de la estructura de datos de su misma base de datos, parece importante mantener, en la medida de lo posible, unos criterios similares a los utilizados hasta ahora.
- *Estructura de la red de distribución similar a la panameña:* las empresas de Estados Unidos comparten con Panamá los niveles de tensiones de distribución, lo que lleva a tener una similar estructura de redes y por tanto de activos y costos asociados.
- La base de datos (BD) de la FERC contiene información referida a más de 360 empresas eléctricas de los Estados Unidos de América. De dicha base de datos se extrajo la información contenida en el formulario denominado FERC FORM 1: Electric Utility Annual Report, correspondiente a los años 2022 y 2023.
- Por otro lado, se recopiló información de gran parte de las empresas que figuran en la base de datos de la FERC, respecto a calidad, medición inteligente y nuevas tecnologías de la Energy Information Administration (EIA).

Del total de más de 360 empresas reportadas en los informes de la FERC, hay empresas que no son distribuidoras, por lo que se procedió a una primera depuración eliminando aquellas que manifiestamente no lo son, posteriormente el proceso de selección siguió con descartar aquellas que no presentan información completa de las variables importantes para el estudio o que las mismas resultan inconsistentes.

Una vez realizado este "**filtrado de consistencia de datos**" sobre el total de las empresas de la FERC, **resulta una muestra de ciento ocho (108) empresas** que presentan datos generales, técnicos, económicos y financieros razonables. De cada una de ellas se procedió a extraer la información requerida para realizar luego la determinación del valor de los distintos activos y costos en función de ciertas variables explicativas.

La información de base obtenida a partir de la BD de la FERC y de la EIA requiere un procesamiento previo a fin de llevarla a una base de referencia común, teniendo en cuenta la distinta naturaleza/año de referencia de los datos. Así por ejemplo de los Activos de Distribución

se informa su valor histórico de compra y no su valor presente, hay datos correspondientes a los años 2022 y 2023, etc. Por otro lado, debido a la forma de referenciación de valores económicos entre años, es necesario determinar la participación porcentual en cada costo o gasto de los ítems mano de obra y materiales de origen nacional e importado, en los principales rubros de costos.

En la Parte III se detallan los principales procesamientos realizados y los criterios utilizados en cada caso.

A los datos de las empresas comparadoras, valores de costos en dólares de los años 2022 y 2023, corresponde aplicar el factor de actualización a los activos y realizar los agrupamientos de los costos para obtener valores **referidos a junio de 2024 en dólares**.

Además, tenemos que adoptar una metodología para la selección de las empresas comparadoras y de los cálculos correspondientes que no solo implica que el desarrollo de la misma resulte conceptualmente correcto sino también, de manera fundamental, asegurar que se cumplan los preceptos de la Ley. En este sentido **la Ley específica dos conceptos de particular interés: que las empresas comparadoras sean eficientes y similares** a las empresas panameñas. Por lo tanto, surge la necesidad de fijar un valor límite de eficiencia por debajo del cual la empresa no puede integrar la lista de comparadoras.

En tal sentido, se ha realizado un análisis de eficiencia de las empresas, aplicando una metodología de Análisis de las Fronteras de Eficiencia. En el punto 4 de la III Parte Eficiencia Económica se presenta el análisis conceptual.

A partir de los resultados de eficiencia relativa determinados dado que, por un lado, no resultaría razonable utilizar como comparadoras empresas menos eficientes que las panameñas actuales y por el otro, la señal de costos debe ser tal de incrementar de forma paulatina la eficiencia, resulta el límite inferior de eficiencia en 0.9 para que una empresa pueda ser considerada empresa comparadora, es decir, todas aquellas empresas con un valor de eficiencia relativa igual o superior a 0.9.

En el Anexo III se muestran **las sesenta y seis (66) empresas comparadoras finalmente seleccionadas**, cuyos datos se utilizan para calcular las ecuaciones de eficiencia.

Para el caso específico de las ecuaciones de eficiencia correspondientes a pérdidas, cabe realizar otro análisis. Según lo establecido en el Régimen Tarifario, el coeficiente de pérdidas de energía PD% debe calcularse a partir de una ecuación de eficiencia estimada sobre la base de las pérdidas de las empresas comparadoras respectivas en la muestra representativa. El análisis implicó la remoción de la muestra total de aquellas empresas que en ambos años 2022 y 2023 presentaban pérdidas de energía menores a 6% respecto a las ventas de energía eléctrica (en consistencia con el límite establecido en el último cálculo de IMP) y excluyendo a una empresa con pérdidas de 16.9%. Finalmente, quedaron seleccionadas **seis (6) empresas**. Estas empresas se muestran en el Anexo IV.

Ecuaciones de Eficiencia:

Para el grupo de empresas comparadoras seleccionadas luego del análisis de eficiencia, se formularon diversos modelos, los cuales se diferencian entre sí por la inclusión de diferentes variables dependientes y las consecuentes variables explicativas.

Para determinar las ecuaciones de eficiencia mediante métodos econométricos se aplicó una metodología de panel a los datos de los años 2022 y 2023. La metodología de datos de panel combina una dimensión temporal (en este caso en particular, información de los años 2022 y 2023) con otra transversal (en este caso particular, información de las empresas de la FERC). La dimensión temporal permite recoger observaciones a lo largo del tiempo (en este caso en particular, información de dos años). Dichos conjuntos de datos están ordenados y la información relevante respecto al fenómeno estudiado es la que proporciona su evolución en el tiempo. Un

conjunto transversal de datos contiene observaciones sobre múltiples fenómenos (en este caso en particular, información de múltiples empresas) en un momento determinado. En este caso, el orden de las observaciones es irrelevante. Cabe indicar que la dimensión temporal enriquece la estructura de los datos y es capaz de aportar información que no aparece en un único corte. En los Anexos V y VI se presenta la información utilizada.

El **conjunto de ecuaciones explicativas de los diferentes conceptos** (Ecuaciones de Eficiencia), derivadas de las formulaciones generales establecidas en el régimen tarifario, son las siguientes:

Activos de Distribución:

$$\ln(AD_i) = 10.6882 + 0.7133 \times \ln(C_i) + (0.2398) \times \ln(DM_i)$$

$$AD_i = 43,835.5319 \times C_i^{0.7133} \times DM_i^{(0.2398)}$$

Activos de Comercialización:

$$\ln(AC_i) = 6.6780 + 0.9260 \times \ln(C_i) + \mu$$

$$AC_i = 794.7280 \times C_i^{0.9260}$$

Costos de Administración:

$$\ln(ADM_i) = 1.0764 + 0.3605 \times \ln(OM_i) + 0.5489 \times \ln(COM_i) + \mu$$

$$COM_i = 2.9341 \times OM_i^{0.3605} \times COM_i^{0.5489}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\ln(OM_i) = 7.0512 + 0.8991 \times \ln(DM_i) - 0.7425 \times \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$OM_i = 1,154.2430 \times DM_i^{0.8991} + \left(\frac{DM_i}{C_i}\right)^{-0.7425}$$

Costos de Comercialización:

$$\ln(COM_i) = 2.1500 + 0.6089 \times \ln(C_i) + 0.4239 \times \ln(OM_i) + \mu$$

$$COM_i = 8.5848 \times C_i^{0.6089} \times OM_i^{0.4239}$$

Donde,

DM_i es la Demanda Máxima de la empresa i .

C_i son los clientes de la empresa i .

α (la constante), β , γ y δ representan los coeficientes de la regresión lineal, estimados mediante Mínimos Cuadrados Ordinarios, mientras μ representa el residuo.

En el Anexo VII se presentan los resultados estadísticos de las ecuaciones seleccionadas.

Determinadas las ecuaciones de eficiencia, la aplicación a las mismas de las variables explicativas correspondientes permite obtener las inversiones y costos buscados para las empresas distribuidoras de Panamá. Hay que tener presente que los valores obtenidos están expresados en dólares de EEUU, por lo que resulta necesario convertirlos a Balboas.

Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia establecidos económicamente son ajustados a efectos de considerar diferencias de costos (principalmente de mano de obra) entre EE.UU. y Panamá.

Pérdidas estándar o eficientes:

$$\ln(EP_i) = -2.4090 + 0.9870 \times \ln(MWhD_i)$$

$$AC_i = 0.0891 \times MWhD_i^{0.9870}$$

Donde:

EP_i son las pérdidas de energía de la empresa i , en MWh

$MWhD_i$ es la energía inyectada a la red de la empresa i , en MWh.

α (la constante) y β representan los coeficientes de la regresión lineal, estimados mediante Mínimos Cuadrados Ordinarios, mientras μ representa el residuo.

La aplicación de la ecuación anterior permite obtener las pérdidas de energía de cada empresa en MWh. Para obtener los coeficientes de pérdidas, el resultado anterior se divide por la energía inyectada a la red de la empresa, también en MWh:

$$PD_i^{\%} = \frac{EP_i}{MWhD_i}$$

Donde:

$PD_i^{\%}$ son las pérdidas de energía de la empresa i (coeficiente de pérdidas), expresadas en porcentaje respecto a la energía inyectada.

PARTE II DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS REPRESENTATIVAS

1. Introducción

Parte inicial del proceso de determinar las ecuaciones de eficiencia consiste en clasificar el área de servicio atendida por cada distribuidor en Áreas Representativas (AR). Al respecto, el Artículo 101 del Texto Único de la Ley de 1997, define textualmente:

Artículo 101. “El ente regulador establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras”.

Corresponde ahora realizar los análisis conducentes a definir las AR de cada empresa, como paso previo al análisis de eficiencia.

2. Determinación de las áreas representativas (AR)

En todo proceso de determinación de valores de variables por comparación, un requisito fundamental es que las muestras a comparar sean razonablemente homogéneas. En principio este es el fundamento de la Ley al prever la partición del área de servicio en AR. Es decir, en el proceso de determinar el valor de variables de interés, en este caso activos, costos y pérdidas, por comparación con empresas comparadoras, la partición del área de servicio de la empresa distribuidora en sub-áreas tiene por finalidad lograr una mayor homogeneidad de escala entre cada unidad de análisis integrada en cada AR y también con sus comparadoras.

En los primeros dos procesos de revisión tarifaria se optó por seleccionar cinco y tres áreas representativas respectivamente y, luego, clasificar las empresas comparadoras de modo tal que

resulte una sectorización relativamente homogénea entre ellas. No obstante, que el proceso ha mejorado, subsisten algunas observaciones que merecen un análisis adicional, respecto a la comparación de áreas representativas relativamente homogéneas de las empresas distribuidoras panameñas con valores medios de las empresas comparadoras.

Esto se fundamenta en el significado de la regulación y en el comportamiento de los monopolios naturales tales como el de la distribución eléctrica. Se realizarán a continuación algunas consideraciones al respecto:

- Un monopolio natural surge como consecuencia de dos causas: economías de escala y economías de alcance. La primera de ellas se presenta cuando el costo medio de producción se reduce a medida que el nivel de producción se incrementa. Su principal fuente son los costos fijos. Economías de escala pueden existir para cualquier rango de producción o solo para parte de él y no para el resto. En este último caso la existencia de un monopolio natural dependerá del rango de producción en el cual se presentan economías de escala y su relación con la demanda.
- Economías de alcance se producen cuando una cantidad dada de dos o más productos pueden ser producidos por una empresa a un costo menor que si cada producto fuese producido por empresas separadas. Este comportamiento también está relacionado con la relación entre el nivel de producción y la demanda. Es comúnmente aceptado que, bajo diferentes esquemas interpretativos, una empresa distribuidora de energía eléctrica provee más de un producto o servicio (servicio a distintos tipos de usuarios, servicio en mercados distintos, etc.) por los cuales cobra (tarifa) distintos precios.

Los dos efectos antes enumerados pueden presentarse juntos o separados y ambos se integran bajo el concepto usual de subaditividad de costos. Así se dice que una curva de costos presenta subaditividad a un nivel dado de producción de uno o más productos, si el costo de producir tales niveles (cantidades) es menor con una empresa que con más de una, independientemente de cómo sea dividido el nivel de producción entre ellas.

Así puede afirmarse que un monopolio natural existe cuando su curva de costos exhibe subaditividad en el rango relevante de demanda del mercado. En principio parece razonable que, seleccionando adecuadamente la variable o variables de interés y utilizando unidades de referencia pequeñas, tales como los corregimientos, cada AR resultante será más homogénea que el área de servicio que le dio origen. Sin embargo, luego, éstas se comparan con empresas comparadoras completas con el único criterio de homogeneidad de que el valor de las variables de referencia esté dentro del rango que definió las AR. Esto, al ser la empresa mucho más grande que el conjunto de corregimientos, no garantiza la homogeneidad requerida.

En tales circunstancias no resulta razonable partir el área de servicio de las empresas en Áreas Representativas y determinar para cada una de ellas los costos e inversiones, pues en tal caso se estarían sobreestimando los mismos.

A los efectos de contemplar adecuadamente los rendimientos a escala y alcance de las distribuidoras en el proceso de asignación de inversiones y gastos se ha optado, dentro de las posibilidades que permite la Ley al respecto, definir una única Área Representativa por empresa distribuidora coincidente con la empresa real. Además de los fundamentos teóricos antes expuestos, esto releva la discusión sobre la unidad de análisis y las variables a considerar para su agrupamiento.

PARTE III EMPRESAS COMPARADORAS

1. INTRODUCCIÓN

En el proceso de seleccionar y clasificar las Empresas Comparadoras que se utilizarán finalmente en la determinación de las ecuaciones de eficiencia, es necesario recordar los criterios fijados por la ley al respecto.

Parte central en el proceso de revisión tarifaria lo constituye la determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para cada empresa de distribución. Por su parte, este IMP está constituido por diversos componentes de costos: de distribución, de administración, pérdidas, Alumbrado Público, etc. La determinación de este IMP se rige por los principios generales establecidos en el Artículo 101 de la Ley N°6, del 03 de febrero de 1997, el cual define textualmente:

***Artículo 101.** El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos que tendría una empresa de distribución eficiente, para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes; el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución; el costo de depreciación de sus bienes; y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.*

El Ente Regulador establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

Si bien el Artículo 101 indica que la ASEP puede establecer hasta 6 áreas representativas para calcular el IMP, en el análisis de la información disponible, se evalúa que en consistencia con lo que se ha observado en revisiones tarifarias ordinarias, para el periodo tarifario 2026-2030 se determina la utilización de una sola área representativa por cada empresa distribuidora equivalente a su zona de concesión.

2. EMPRESAS COMPARADORAS Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Para la selección de las empresas comparadoras se consultaron las bases de datos de las empresas distribuidoras de energía eléctrica de acceso público, verificando la disponibilidad de información para su actualización.

Luego de un análisis de la información, en función de las necesidades impuestas por la metodología a emplear y la disponibilidad de información se decidió, al igual que en los procesos de revisión tarifaria anteriores, utilizar como empresas comparadoras a las Empresas Distribuidoras registradas por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de Estados Unidos.

La base de datos de la FERC contiene información de más de 360 empresas que generan, transmiten y/o distribuyen energía eléctrica en los Estados Unidos de América. La información pudo extraerse utilizando el formulario que dispone la FERC denominado FERC FORM 1: Electric Utility Annual Report. Se descargó información de las empresas para el periodo 2022-2023,

disponible en el link <https://ecollection.ferc.gov/submissionHistory>. La información está disponible en archivos html para cada empresa y no en forma agregada como en años anteriores.

Por otro lado, se recopiló información de gran parte de las empresas que figuran en la base de datos de la FERC, respecto a calidad, medición inteligente y nuevas tecnologías de la Energy Information Administration (EIA). En este caso, la información se descargó para el periodo 2022 -2023. La información resultante del Form EIA-861 se puede descargar de: <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/>.

2.1. FERC y EIA: Selección de empresas e información extraída

Del total de empresas disponibles en la base de datos de la FERC, se descartaron aquellas que no son empresas distribuidoras, pudiendo identificar esta situación por los valores económicos declarados y por información disponible en la base de datos de EIA en cuanto a clasificación de las empresas.

Sobre la base de información disponible en FERC y EIA se obtuvo información a ser utilizada para la conformación de la base de datos de las empresas comparadoras. La información extraída se presenta en la planilla en Excel “Datos y Cálculos Ecuaciones de eficiencia 2026”. El Documento Explicativo para el Manejo del Archivo detalla el contenido de cada hoja del archivo Excel.

Respecto de la base de datos de la FERC se extrajo la información de más de 70 cuentas las que se ordenaron en 68 columnas, para en resumen obtener la siguiente información importante:

- Activos Totales (D+C+AP) [USD]
- Activos Comerciales [USD]
- Demanda Pico [MW]
- N° de Clientes [u]
- Costos de distribución [USD]
- Costos de comercialización [USD]
- Costos de administración [USD]
- Pérdidas de energía [MWh]
- Venta a Usuarios Propios [MWh]

Respecto de la información de EIA se descargaron 18 planillas por año con información sobre diferentes temas de calidad, medición y nuevas tecnologías, quedando resumida en 21 columnas siendo las más importantes:

- SAIDI [minutos]
- SAIFI [veces]
- Cantidad Medidores AMR [u]
- Cantidad Medidores AMI [u]
- Cantidad Medidores totales [u]
- Demand Response [0/1]: variable binaria que indica si la empresa tiene (1) o no tiene (0) respuesta a la demanda
- Dynamic Pricing [0/1]: variable binaria que indica si la empresa tiene (1) o no tiene (0) precios dinámicos

- Energy Efficiency [0/1]: variable binaria que indica si la empresa tiene (1) o no tiene (0) programas de eficiencia de energía.
- Net Metering [0/1]: variable binaria que indica si la empresa tiene (1) o no tiene (0) medición bidireccional para usuarios que inyectan energía a la red.

Posteriormente, a fin de encontrar empresas con singularidades en la muestra, se procedió a calcular una serie de indicadores de densidad y calidad:

- Activos Totales (D+C+AP) / (Demanda Pico [MW] 't 1000),
- (Demanda Pico [MW] x 1000) / N° de Clientes,
- Costos de Distribución (OM) / N° de Clientes,
- Activos de Comercialización (AC) / N° de Clientes,
- Pérdidas de energía [MWh] / Venta a Usuarios Propios [MWh].
- SAIDI

Para la conformación de la muestra homogénea y comparable, se aplicaron 2 técnicas estadísticas. La primera fue el método de desvío estándar que detecta los “outliers” basado en el cálculo de los indicadores de densidad previamente mencionados y se eliminaron aquellos elementos de la muestra cuyos indicadores parciales diferían del valor medio en ± 5 desvíos estándar (el tamaño de las empresas aptas fue de 108). El segundo método consiste en la técnica de *Boxplot*, que considera como “outliers” aquellos valores superiores al tercer cuartil más 3 veces la distancia intercuartílica (tercer cuartil menos primer cuartil) o inferiores al primer cuartil menos 3 veces la distancia intercuartílica (el tamaño de las empresas aptas fue de 103). En función de los resultados obtenidos de tamaño muestral, para el presente estudio se mantiene el criterio de identificación y eliminación de “outliers” según la metodología del desvío estándar.

2.2. Panamá: Información extraída

De las empresas panameñas se obtuvo la siguiente información:

Datos Operativos:

- Ventas de energía a clientes regulados - por segmento de consumo y por nivel de tensión
- Energía ingresada al sistema de distribución (incluye clientes libres)
- Número de clientes totales por segmento de consumo y por nivel de tensión, por característica de la zona (Urbana y Rural)
- Demanda máxima anual
- Cantidad de transformadores
- Extensión de red por característica de la zona, por tipo de tendido y por nivel de tensión
- Pérdidas de energía total
- Índices de Calidad de Servicio
- Cantidad de medidores inteligentes

Valores Económicos:

- Costos Operativos por actividad (Operación y Mantenimiento de Distribución, Comercialización y Administración)
- Costos Operativos por recurso (Personal, Materiales nacionales, Materiales importados, Servicios de terceros y Otros)

- Base de activos, depreciaciones e inversiones por negocio/ actividad (distribución, comercialización y alumbrado público)
- Participaciones de mano de obra y de materiales (en componente nacional e importado)
- Costos operativos indirectos sobre el total de las inversiones por actividad y nivel de tensión
- Inversiones en digitalización y nuevas tecnologías

La incorporación de la información de las empresas de Panamá junto con los datos de las compañías de Estados Unidos para el período 2022-2023 permite conformar una base sólida y, al mismo tiempo, definir los criterios y parámetros necesarios para identificar el grupo de empresas que integrará la muestra de estudio, así como efectuar los ajustes requeridos para el análisis de costos y la determinación de la eficiencia. La información se presenta en la planilla en Excel “Datos y Cálculos Ecuaciones de eficiencia 2026”

2.3. Índices de calidad de servicio en la base de datos

De las 108 empresas de Estados Unidos seleccionadas y de las 3 distribuidoras de Panamá se recopiló información sobre los estándares de calidad del servicio técnico alcanzados en el período 2022-2023, que constituye el horizonte temporal con disponibilidad de datos considerado en el análisis de eficiencia. Los indicadores evaluados corresponden a la frecuencia de interrupciones del servicio (SAIFI) y a la duración de las mismas (SAIDI), en concordancia con la normativa vigente en Panamá

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index o frecuencia de media interrupción por usuario), que representa el número de ocasiones que ha fallado el suministro por consumidor en un período determinado.
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index o duración media de interrupción por usuario), que representa la duración media de interrupciones por usuario en el mismo período y se expresa en horas.

$$SAIFI = \frac{\sum_j Usua_j}{Usuarios\ Totales}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_j (Dur_j \times Usua_j)}{Usuarios\ Totales}$$

Donde:

$Usua_j$ es el número de usuarios fuera de servicio en la interrupción j

Dur_j es el tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los Usuarios $Usua_j$ en la interrupción j

$Usuarios\ Totales$ es el número total de usuarios de la distribuidora

La información sobre los indicadores de calidad de servicio técnico de las empresas incluidas en la base de datos de la FERC se obtuvo de la EIA, que pone estos datos a disposición del público. Cabe señalar que dicha información no distingue entre áreas urbanas y rurales. Además, los indicadores solo consideran los eventos cuya duración supera los cinco minutos. Es por este motivo, que la información solicitada a las empresas de Panamá requería aquellos eventos cuya duración supere los cinco minutos, sin embargo, para el caso de ENSA, los indicadores presentados

en la Tabla y reportados por la propia empresa, corresponden para interrupciones superiores a 3 minutos.

TABLA 1: INDICADORES DE CALIDAD DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ (2022-2023).

Índice	ENSA		EDEMET		EDECHI	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
SAIFI (> 5 min) - [Veces]	9.26	12.00	16.89	23.29	17.93	22.95
SAIDI (> 5 min) - [Horas]	7.89	11.30	55.69	76.57	49.45	60.47
SAIFI (> 5 min) - [Minutos]	473.13	677.71	3341.63	4594.46	2967.29	3628.22

La base de datos utilizada para estimar la eficiencia y definir el grupo de empresas comparadoras está conformada por 108 distribuidoras de Estados Unidos de la base de datos de la FERC y las 3 empresas distribuidoras de Panamá, totalizando 111 empresas. Los datos de inputs y outputs empleados en la aplicación de la DEA corresponden al promedio del período 2022-2023, lo que permite mitigar el efecto de factores aleatorios que podrían distorsionar los resultados. La información empleada se presenta en la planilla en Excel “Datos y Cálculos Ecuaciones Eficiencia 2026”. El Documento Explicativo para el Manejo del Archivo detalla el contenido de cada hoja del archivo Excel.

La extensión del panel a dos años se considera adecuada, dado que no se han registrado disrupciones tecnológicas que alteren de manera significativa los costos de las distribuidoras. En este sentido, contar con un mayor volumen de datos contribuye a obtener estimaciones más precisas de las funciones de costos.

2.4. Tratamiento de los datos de las empresas comparadoras

La información obtenida de la base de datos de la FERC requiere determinados ajustes para la misma pueda ser utilizada en la determinación de las ecuaciones de eficiencia. A continuación, se detalla el procedimiento de tratamiento de la información de las empresas:

- Los valores informados en la base de la FERC de los costos de administración, distribución y comercialización deben ser llevados a valores en dólares internacionales a fecha de estudio (junio 2024).
- Los costos operativos de las empresas reportados en la FERC se ajustan a través de índices de precios similares a los empleados en el pasado estudio de revisión tarifaria. Estos son, Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos (IPC) para el costo laboral y el promedio simple entre el IPC y el Índice de precios industriales (IPI) de los Estados Unidos para la componente no laboral.
- A partir de la base de datos de la FERC, se obtiene la participación de la componente laboral y no laboral en los costos operativos.
- Los valores de activos de las empresas de la FERC, registrados a costo histórico, fueron actualizados a la fecha del estudio (junio 2024) aplicando una función polinómica basada en los índices IPC y IPI de Estados Unidos.
- La proporción entre la componente laboral y no laboral en el valor de los activos se calculó con base en la información aportada por las empresas panameñas, cuya estructura de costos fue adaptada al contexto del mercado de Estados Unidos.
- Los activos correspondientes a redes subterráneas se afectan por un factor 0.4 con el objetivo de tener en cuenta la relación de redes aéreas y subterráneas de las empresas de la FERC y las de Panamá.

- Se incluye en la información de activos las redes con tensiones de entre 24 kV y 115 kV que bajo parámetros de la FERC son consideradas como que cumplen funciones de transmisión.
- Debido al punto anterior se adicionan los respectivos costos de O&M.

Por otro lado, los datos obtenidos de las empresas panameñas también requieren de ajuste con el objetivo de que los mismos puedan ser utilizados. A continuación, se detalla el procedimiento de tratamiento de la información de las empresas ENSA, EDEMET y EDECHI:

- Para la adaptación de los costos y activos de las empresas de Panamá a los valores del mercado estadounidense se aplicaron factores de ajuste para la componente laboral y no laboral. En el caso específico de la mano de obra, se calculó el **Costo Laboral Relativo (CLR)** para reflejar las diferencias salariales entre ambos mercados, resultando un valor de **0.288**.
- Para ajustar los valores monetarios de costos operativos y activos de las empresas distribuidoras de Panamá, fue necesario desagregar previamente la participación de los componentes laboral y no laboral en el costo total, considerando dentro de la parte no laboral a los materiales nacionales, importados e indirectos. Dichas proporciones, así como los porcentajes correspondientes a los materiales nacionales e importados, se estimaron a partir de la información suministrada por las propias empresas panameñas.
- Para determinar los porcentajes de participación de los materiales de origen nacional dentro del costo total operativo de materiales (OM, COM y ADM), se tomó como referencia la información proporcionada por las empresas panameñas.

2.4.1. Costos de operación y mantenimiento

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento correspondientes a las actividades de distribución se tomó en consideración la siguiente información de los Forms de la FERC:

TABLA 2: FERC – INFORMACIÓN DE COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE DISTRIBUCIÓN

Concepto	Form name	Columna
Costo de O&M Distribución	(580) Operation Supervision and Engineering	I
Costo de O&M Distribución	(582) Station Expenses	J
Costo de O&M Distribución	(581) Load Dispatching	K
Costo de O&M Distribución	(583) Overhead Line Expenses	L
Costo de O&M Distribución	(584) Underground Line Expenses	M
Costo de O&M Distribución	(587) Customer Installations Expenses	N
Costo de O&M Distribución	(588) Miscellaneous Expenses	O
Costo de O&M Distribución	(589) Rents	P
Costo de O&M Distribución	(590) Maintenance Supervision and Engineering	Q
Costo de O&M Distribución	(591) Maintenance of Structures	R
Costo de O&M Distribución	(592) Maintenance of Station Equipment	S
Costo de O&M Distribución	(593) Maintenance of Overhead Lines	T
Costo de O&M Distribución	(594) Maintenance of Underground Lines	U
Costo de O&M Distribución	(595) Maintenance of Line Transformers	V
Costo de O&M Distribución	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	W
Costo de O&M Distribución	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	X

La letra de la columna corresponde a la columna en que se encuentra en la hoja “FERC 20XX” de la planilla “Datos y Calculos Ecuaciones de Eficiencia 2026”

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento correspondientes a las actividades de comercialización se tomó en consideración la siguiente información de los Forms de la FERC:

TABLA 3: FERC – INFORMACIÓN DE COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO COMERCIAL

Concepto	Form Name	Columna
Costo de O&M Comercial	(586) Meter Expenses	Y
Costo de O&M Comercial	(597) Maintenance of Meters	Z
Costo de O&M Comercial	TOTAL Customer Accounts Expenses (Enter Total of Lines 159 thru 163)	AA
Costo de O&M Comercial	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total Lines 167 thru 170)	AB
Costo de O&M Comercial	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of Lines 174 thru 177)	AC

2.4.2. Costos de administración

Para los costos de administración es necesario determinar qué parte de ellos es la que corresponde a las actividades de comercialización y distribución de electricidad. Para esto se realiza una asignación de estos de acuerdo con la participación que en términos de costos representan los correspondientes a las actividades de distribución y comercialización respecto del total de costos de explotación de la empresa excluyendo los correspondientes a compra de combustibles y generación. Tal como indica la siguiente expresión:

$$\text{Costos Administración}_i = \text{Costos Administración} * \frac{\text{Costos Distribución} + \text{Costos Comercialización}}{\text{Costos totales} - \text{Costos Administración} - \text{Compra Energía} - \text{Generación}}$$

$\text{Costos Administración}_i$ = Corresponde a los costos de administración asignados a las actividades de distribución y comercialización para cada empresa de la FERC.

$\text{Costos Administración}$ = Corresponde a los costos de administración declarados en la FERC (Form Name: TOTAL Administrative & General Expenses).

$\text{Costos Distribución y Costos Comercialización}$ = Corresponden a los costos correspondientes a las actividades de distribución y comercialización respectivamente tal como se indicó en el numeral 2.4.1.

Costos Totales = Corresponde a los costos totales de explotación de la empresa (Form Name: TOTAL Electric Operation and Maintenance Expenses).

Compra Energía = Corresponde a los costos por compra de energía. (Form Name: (555) Purchased Power).

Generación = Corresponde a los costos de compra combustible para generación (Form Name: (501) Fuel, (518) Fuel, (547) Fuel)

2.4.3. Asignación de Activos

La información obtenida de la base de datos de la FERC requiere ser ajustada para poder ser utilizada en la determinación de las ecuaciones de eficiencia. Algunos factores relevantes que determinan la necesidad de ajustes son:

- Los activos de cada empresa deben ser asignados de manera precisa a las actividades que son objeto de este estudio.

- Dado que los activos están contabilizados a costo histórico, es necesario actualizarlos a la fecha de referencia del cálculo, correspondiente a junio de 2024.
- Los costos operativos, al estar registrados en valor corriente, también requieren ser actualizados a la fecha de referencia del cálculo, es decir, junio de 2024.

En función de lo anterior, surge la necesidad de asignar los activos de planta general a la actividad de distribución y comercialización, así como también homogeneizar la información en lo que se refiere a fechas (precios que están a valores corrientes de distintos años) y a diferencias de costo entre países (Panamá y Estados Unidos), lo cual, requiere conocer el grado de participación del componente mano de obra en los costos totales (activos y costos operativos).

A partir de la información de activos de planta general obtenida de la base de datos de la FERC y de la reportada por las empresas de Panamá, se calculó el porcentaje de asignación a los activos de distribución y comercialización. Dicho cálculo se realizó considerando la proporción de los activos de distribución y comercialización sobre el total de activos, descontando previamente los activos de planta general, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\%ActivoPlantaGeneral_{Dist} = \frac{Activos_{Dist}}{ActivosTotales - ActivosPlantaGeneral}$$

$$\%ActivoPlantaGeneral_{Com} = \frac{Activos_{Com}}{ActivosTotales - ActivosPlantaGeneral}$$

Donde:

$\%ActivoPlantaGeneral_{Dist}$ y $\%ActivoPlantaGeneral_{Com}$ es el porcentaje de activos de planta general a ser asignados a las actividades de Distribución y Comercialización

$Activos_{Dist}$ y $Activos_{Com}$ son los activos de las actividades de Distribución y Comercialización

$ActivosTotales_{Dist,Com,AP}$ y $ActivosPlantaGeneral$ son los activos totales de distribución, comercialización y alumbrado público de la empresa, y los correspondientes a planta general, respectivamente

2.4.4. Participación de mano de obra y materiales

La determinación de la participación de la mano de obra en los costos de operación y mantenimiento de distribución (OM), comercialización (COM) y administración (ADM) se realizó utilizando datos de las empresas comparadoras provenientes de la base de datos de la FERC para el período 2021-2024, la cual ofrece información desagregada de sueldos y salarios.

Los porcentajes resultantes de la incidencia de la mano de obra en los costos operativos se detallan a continuación:

TABLA 4: PORCENTAJE DE MANO DE OBRA SOBRE LOS COSTOS EN EL TOTAL DE LOS COSTOS OPERATIVOS.

Porcentaje de mano de obra	Estudio 2026-2030
%MO OM	39.11%
%MO COM	26.55%
%MO ADM	57.94%

En cuanto a los activos de distribución (AD) y a los activos de comercialización (AC), la información de la FERC no permite obtener la participación de la mano de obra en el total de los

costos. De esta manera, para determinar dicha participación, se utilizó información de las empresas distribuidoras de Panamá, ENSA, EDEMET y EDECHI, correspondiente al periodo 2021-2024.

TABLA 5: VALORES DE ACTIVOS TOTALES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ.

Empresa	Actividad	2021	2022	2023	2024
ENSA	Distribución	536,248,949.00	539,017,479.00	562,711,507.00	594,874,600.00
	Comercialización	87,831,123.00	87,791,686.00	94,387,591.00	96,315,961.00
EDEMET	Distribución	1,284,117,497.00	1,507,658,445.00	1,571,618,817.00	1,486,422,185.00
	Comercialización	111,431,845.00	86,855,460.00	93,987,671.00	87,697,565.00
EDECHI	Distribución	355,782,766.00	376,460,180.00	370,882,768.00	404,163,585.00
	Comercialización	16,154,768.00	15,415,476.00	15,444,457.00	17,683,058.00

Se solicitó a las empresas panameñas la participación de la mano de obra y de los materiales (con apertura en componente nacional e importado) en el total de las inversiones ejecutadas en el periodo 2021-2024. A continuación, se resume esta información para cada empresa:

Por otro lado, se requirió a las empresas de Panamá detallar la participación de la mano de obra y de los materiales (distinguiendo entre componente nacional e importado) dentro del total de las inversiones realizadas durante el período 2021-2024. La información recopilada se sintetiza a continuación para cada empresa:

TABLA 6: PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE MANO DE OBRA Y MATERIALES EN LOS ACTIVOS TOTALES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ. 2024

Empresa	Actividad	% Mano de Obra	% Materiales componente local	% Materiales componente importado	% Montos indirectos
ENSA	Distribución	35%	24%	35%	6%
	Comercialización	20%	6%	69%	5%
EDEMET	Distribución	43%	11%	45%	0%
	Comercialización	21%	0%	79%	0%
EDECHI	Distribución	39%	10%	50%	1%
	Comercialización	17%	0%	83%	0%

Para estimar la participación de la mano de obra y de los demás componentes en los activos de las empresas de Estados Unidos, y posteriormente actualizar estos valores a dólares de junio de 2024, se utilizó como referencia la información proporcionada por las empresas panameñas, a partir de la cual se proyectó la estructura porcentual en el contexto estadounidense.

Las participaciones de los distintos componentes de los activos, presentadas en la Tabla 4, corresponden a datos actuales de Panamá. Para obtener una estructura de costos representativa, fue necesario actualizar el valor de los activos de las empresas panameñas en balboas a junio de 2024. Dado que los valores reportados estaban a costo histórico, se procedió a su actualización aplicando el siguiente procedimiento:

- 1) Calcular el tiempo promedio de depreciación de los activos, definido como la relación entre la depreciación acumulada y la anual.
- 2) Estimar la fecha media de activación, obtenida como la diferencia entre el mes de diciembre de cada año analizado (2022-2023) y el tiempo promedio de depreciación calculado en el punto previo.
- 3) Actualizar el costo histórico a junio de 2024, tomando como referencia la fecha media de activación. Para ello se aplicó el Índice de Precios al por Mayor (IPM) publicado por el

INEC, disponible hasta 2016, el cual se enlazó con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) del mismo organismo para completar la serie hasta 2024.

La siguiente tabla muestra los valores de los activos expresados en balboas a junio de 2024, para los 2 años analizados, esto es, 2022 y 2023, desglosados por componente según los porcentajes derivados de la distribución de inversiones reportada por las empresas panameñas:

TABLA 7: VALORES DE MANO DE OBRA Y MATERIALES EN LOS ACTIVOS TOTALES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ (EN BALBOAS).

Activos totales (Balboas JUN/24 en Panamá)			
Empresa	Actividad	2022	2023
ENSA	Distribución	539,017,479	562,711,507
	Comercialización	87,791,686	94,387,591
EDEMET	Distribución	1,507,658,445	1,571,618,817
	Comercialización	86,855,460	93,987,671
EDECHI	Distribución	376,460,180	370,882,768
	Comercialización	15,415,476	15,444,457
Costo de Mano de Obra en Activos totales (Balboas JUN/24 en Panamá)			
Empresa	Actividad	2022	2023
ENSA	Distribución	220,965,406	230,678,561
	Comercialización	21,947,921	23,596,898
EDEMET	Distribución	652,803,890	680,498,213
	Comercialización	18,192,985	19,686,918
EDECHI	Distribución	151,256,760	149,015,829
	Comercialización	2,687,605	2,692,657
Costo de Materiales (Componente local) en Activos totales (Balboas JUN/24 en Panamá)			
Empresa	Actividad	2022	2023
ENSA	Distribución	129,364,195	135,050,762
	Comercialización	5,267,501	5,663,255
EDEMET	Distribución	169,695,674	176,894,784
	Comercialización	-	-
EDECHI	Distribución	38,228,822	37,662,446
	Comercialización	-	-
Costo de Materiales (Componente importado) en Activos totales (Balboas JUN/24 en Panamá)			
Empresa	Actividad	2022	2023
ENSA	Distribución	188,656,118	196,949,028
	Comercialización	60,576,263	65,127,438
EDEMET	Distribución	685,158,880	714,225,820
	Comercialización	68,662,474	74,300,753
EDECHI	Distribución	186,974,598	184,204,493
	Comercialización	12,727,871	12,751,800

Dado que estos costos y niveles de poder adquisitivo difieren de los registrados en Estados Unidos, resulta necesario realizar los ajustes correspondientes para homogeneizarlos con la información de la FERC (expresada en dólares internacionales). Los valores obtenidos tras este procedimiento de ajuste se presentan en la siguiente tabla:

TABLA 8: VALORES DE MANO DE OBRA Y MATERIALES EN LOS ACTIVOS TOTALES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ EN ESTADOS UNIDOS (EN USD).

Activos totales (USD de JUN/24 en EEUU)			
Empresa	Actividad	2022	2023
ENSA	Distribución	1,231,453,344	1,285,585,336
	Comercialización	147,953,950	159,069,925
EDEMET	Distribución	3,311,887,103	3,452,389,439
	Comercialización	131,761,508	142,581,219
EDECHI	Distribución	793,266,461	781,513,893
	Comercialización	22,049,335	22,090,788
Costo de Mano de Obra en Activos totales (Balboas JUN/24 en EEUU)			
Empresa	Actividad	2022	2023
ENSA	Distribución	766,378,006	800,066,305
	Comercialización	76,122,342	81,841,514
EDEMET	Distribución	2,264,130,628	2,360,183,311
	Comercialización	63,099,034	68,280,466
EDECHI	Distribución	524,606,346	516,834,087
	Comercialización	9,321,464	9,338,988
Costo de Materiales (Componente local) en Activos totales (Balboas JUN/24 en EEUU)			
Empresa	Actividad	2022	2023
ENSA	Distribución	276,419,220	288,570,004
	Comercialización	11,255,344	12,100,973
EDEMET	Distribución	362,597,595	377,980,308
	Comercialización	-	-
EDECHI	Distribución	81,685,517	80,475,312
	Comercialización	-	-
Costo de Materiales (Componente importado) en Activos totales (Balboas JUN/24 en EEUU)			
Empresa	Actividad	2022	2023
ENSA	Distribución	188,656,118	196,949,028
	Comercialización	60,576,263	65,127,438
EDEMET	Distribución	685,158,880	714,225,820
	Comercialización	68,662,474	74,300,753
EDECHI	Distribución	186,974,598	184,204,493
	Comercialización	12,727,871	12,751,800

Finalmente, en la siguiente Tabla se presenta el resultado de la participación de la mano de obra sobre los activos totales, en USD en Estados Unidos, los cuales resultan del cociente entre la suma del costo en Mano de Obra que presentan las 3 empresas de Panamá respecto del costo total en activos:

TABLA 9: PARTICIPACIÓN PROMEDIO DE LOS COSTOS DE MANO DE OBRA EN LOS COSTOS DE ACTIVOS EN USD DE ESTADOS UNIDOS.

Actividad	% MO
AD	66.5%
AC	49.2%

En relación con los porcentajes de participación de los materiales de origen nacional sobre el total de materiales, dato requerido para el proceso de actualización de los costos en Panamá a Estados Unidos, estos fueron recalculados para los activos de distribución y comercialización utilizando la

información más reciente (proveniente de la Tabla 5 con datos suministrados por las empresas distribuidoras de Panamá). Los porcentajes correspondientes a la componente nacional de los costos de materiales se presentan en la siguiente tabla:

TABLA 10: PARTICIPACIÓN DE LOS MATERIALES NACIONALES EN EL COSTO TOTAL DE MATERIALES.

Porcentaje de materiales nacionales	Estudio 2026-2030
AD	24.5%
AC	3.7%
OM	10.0%
COM	15.0%
ADM	25.0%

Los porcentajes de participación de los materiales de origen nacional respecto del costo total operativo de materiales (OM, COM y ADM) son aquellos aplicados en la pasada revisión tarifaria, ya que no se dispuso de nueva información con la apertura necesaria que permita calcularlos.

2.4.5. Ajuste de los valores a precios representativos de Estados Unidos

Como se mencionó anteriormente, es necesario contar con una base homogénea, tanto en lo que se refiere a fechas (precios que están a valores corrientes) como por diferencias de costos entre países. Para ello, se utiliza el costo laboral relativo para re-expresar la componente presente en activos y costos operativos de las empresas de Panamá a valores en el mercado de Estados Unidos:

$$CLR = PPP_{PA}^{EEUU} \times \frac{\frac{SalarioProm_{PA}}{PIB_persona_empleada_{PA}}}{\frac{SalarioProm_{EEUU}}{PIB_persona_empleada_{EEUU}}}$$

Donde:

PPP_{PA}^{EEUU} es el factor de conversión de la paridad del poder adquisitivo entre Panamá y Estados Unidos

$SalarioProm_{PA}$ es el salario promedio bruto en Panamá

$PIB_persona_empleada_{PA}$ es el producto interno bruto por persona empleada en Panamá

$SalarioProm_{EEUU}$ es el salario promedio bruto en Estados Unidos

$PIB_persona_empleada_{EEUU}$ es el producto interno bruto por persona empleada en Estados Unidos

Todas las variables están disponibles para el año 2024. En la siguiente tabla se presentan los salarios promedio correspondientes a Estados Unidos y Panamá:

TABLA 11: SALARIOS PROMEDIO.

Salario medio por trabajador			
País	Año	Salario anual	Unidad
Estados Unidos	2024	71,824	USD
Panamá	2024	10,594	USD

El salario promedio por trabajador se encuentra publicado en el sitio de la OIT (<https://ilostat.ilo.org/topics/wages/#> - Data Catalogue - Average monthly earnings of employee by sex and economic activity I Annual).

El PIB por cada persona empleada, tanto en Estados Unidos como en Panamá, fue obtenido del sitio del Banco Mundial:

TABLA 12: PIB POR PERSONA EMPLEADA.

PIB por cada persona empleada (a \$ de PPA constantes de 2017)			
País	Año	PIB	Unidad
Estados Unidos	2024	153,725	USD
Panamá	2024	79,769	USD
PIB per cápita, PPA (\$ a precios internacionales constantes de 2017)			
País	Año	PIB	Unidad
Estados Unidos	2024	75,492	USD
Panamá	2024	36,426	USD
PIB per cápita (US\$ a precios actuales)			
País	Año	PIB	Unidad
Estados Unidos	2024	85,810	USD
Panamá	2024	19,103	USD
PIB por cada persona empleada (US\$ a precios actuales)			
País	Año	PIB	Unidad
Estados Unidos	2024	174,735	USD
Panamá	2024	41,833	USD

El PIB por trabajador publicado por el Banco Mundial está expresado en USD de PPA constantes de 2017. Para llevarlo a USD a precios corrientes, se aplicó la relación utilizada en el indicador “PIB per cápita”, que el Banco Mundial presenta tanto en precios internacionales constantes de 2017 como en dólares a precios actuales.

Finalmente, en la siguiente tabla se presenta el CLR obtenido para el presente estudio:

TABLA 13: PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DEL CLR.

Concepto	País	Estudio 2026-2030	Unidad
PIB por cada persona empleada	Panamá	41,833	USD a precios actuales
Salario medio por trabajador		10,594	USD a precios actuales
PPP		0.468	
PIB por cada persona empleada	EE.UU.	174,735	USD a precios actuales
Salario medio por trabajador		71,824	USD a precios actuales
Costo Laboral Relativo		0.288	

En consecuencia, para ajustar el componente de mano de obra según las diferencias salariales, los costos laborales en Panamá deben dividirse entre 0.288. En cuanto al ajuste de los materiales que integran la componente local de la estructura de costos, su re-expresión a USD internacionales se realiza dividiéndolos directamente entre la paridad del poder adquisitivo (PPP), mientras que los materiales correspondientes a la componente internacional no requieren ningún ajuste.

2.4.6. Actualización del valor de los activos

Los valores registrados en la base de datos de la FERC son expresados a costo histórico, en donde la fecha de activación de estos es desconocida. Como se mencionó anteriormente, dichos registros deben ser ajustados a precios constantes del año base del estudio, es decir, junio 2024, para lo cual se requiere conocer la fecha de activación por empresa, la cual se estima de la siguiente manera:

- 1) Se determina el tiempo promedio de depreciación de los activos, como la relación entre la depreciación acumulada y la depreciación anual;

- 2) Se estima la fecha media de activación como la diferencia entre diciembre de cada año de los datos de la FERC para el periodo 2022-2023 y el tiempo promedio de depreciación definido en el punto anterior;
- 3) Se ajustan los valores considerando en forma separada el componente de mano de obra de los otros costos. La mano de obra se ajusta por el índice de precios al consumidor (IPC) de Estados Unidos, y los restantes componentes de costos por el promedio entre el IPC y el índice de precios industriales de Estados Unidos (IPI), tal como establece la siguiente expresión:

$$F_{ajuste_MO} = \frac{IPC_{año_base}}{IPC_{fecha_med_act}}$$

$$F_{ajuste_otros} = \frac{promedio(IPC_{año_base}; IPI_{año_base})}{promedio(IPC_{fecha_med_act}; IPI_{fecha_med_act})}$$

Los valores del $IPC_{año_base}$ (al 30 de junio de 2024) y del $IPI_{año_base}$ (al 30 de junio de 2024) fueron extraídos del sitio web de la oficina de estadísticas laborales (Bureau of Labor Statistics) de Estados Unidos (<https://www.bls.gov/cpi/> y <https://www.bls.gov/ppi/> respectivamente), y son los siguientes:

$$IPC_{año_base} = 314.18$$

$$IPI_{año_base} = 265.63$$

Los valores del $IPC_{fecha_med_act}$ y del $IPI_{fecha_med_act}$ varían para cada empresa, de acuerdo con el tiempo promedio de depreciación de los activos determinado para cada registro, y también fueron obtenidos de la página web de la oficina de estadísticas laborales.

La fórmula de actualización del valor de los activos, tanto de Distribución como de Comercialización, de las empresas de la FERC resulta la siguiente:

$$FA_{a,i} = \%MO_b \times \frac{IPC_{año_base}}{IPC_{fecha_med_act,i}} + (1 - \%MO_b) \times \frac{promedio(IPC_{año_base}; IPI_{año_base})}{promedio(IPC_{fecha_med_act,i}; IPI_{fecha_med_act,i})}$$

Donde:

a es el año al que pertenecen los valores informados ($a = 2022$ y 2023)

i es el nombre o ID de la empresa de la FERC

$FA_{a,i}$ es el factor de actualización del valor de los activos informados para el año a de la empresa i

$IPC_{año_base}$ es el índice de precios al consumidor de Estados Unidos a fecha de estudio

$IPC_{fecha_med_act,i}$ es el IPC de Estados Unidos a fecha media de activación de los activos de la empresa i

$IPI_{año_base}$ es el índice de precios industriales de Estados Unidos a fecha de estudio

$IPI_{fecha_med_act,i}$ es el IPI de Estados Unidos a fecha media de activación de los activos de la empresa i

$\%MO_b$ es la participación de los costos de la mano de obra en la estructura total de costos de los activos, estimada para el año b , siendo b la fecha media de activación de los activos para la empresa i

Tal como se indicó en la sección de participación de mano de obra y materiales, las participaciones para el año 2024 de la mano de obra en los costos de los activos en Estados Unidos resultaron en:

- 66.5% para Activos de Distribución
- 49.2% para Activos de Comercialización

Con base en estos porcentajes y en los índices seleccionados para actualizar tanto el costo de la mano de obra como los demás costos vinculados a las instalaciones eléctricas, se estimó la estructura de costos correspondiente a cada año histórico. Esto permitió construir una serie que abarca todos los años definidos como “fecha_med_act” para cada empresa, posibilitando así la actualización del valor de los activos de todas las compañías de la FERC incluidas en la muestra.

En el caso de las empresas de Panamá, y siguiendo los parámetros definidos para calcular la participación de mano de obra y materiales, los valores de activos reportados para el período 2022-2023 también estaban registrados a costo histórico. Para actualizarlos a la moneda y fecha de estudio se aplicó una metodología similar a la utilizada con las empresas de la FERC, es decir, a partir de la depreciación acumulada y anual se estimó, para cada empresa y tipo de activo (distribución o comercial), una fecha de activación equivalente del conjunto de activos. Dado que la base de datos se trabajó en moneda local, la actualización de los costos históricos se efectuó utilizando índices de precios representativos de la economía de Panamá. En particular, se empleó el Índice de Precios al por Mayor (IPM) publicado por el INEC, cuya serie abarca de 1980 a 2016; a partir de ese último año, la serie fue empalmada con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) del mismo organismo para proyectar hasta 2024.

Los valores de activos expresados en Balboas a junio de 2024 luego fueron actualizados a dólares en Estados Unidos para permitir así su integración con la base de datos de activos de las empresas estadounidenses. Para ello, se utilizaron las siguientes consideraciones:

- La componente correspondiente a mano de obra se ajustó por el CLR
- La componente correspondiente a materiales locales se ajustó por PPP
- La componente correspondiente a materiales importados se mantuvo el valor obtenido en balboas

La fórmula siguiente integra las 3 componentes principales del costo en Panamá y su actualización a USD en Estados Unidos:

$$CT_{EEUU} = CT_{PA} \times (\%MO \times \frac{1}{CLR} + \%ME \times \%NT \times \frac{1}{PPP_{PA}^{EEUU}} + \%ME \times (1 - \%NT))$$

Donde:

CT_{EEUU} son los costos en Estados Unidos

CT_{PA} son los costos en Panamá

$\%MO$ es la participación en los costos totales de la mano de obra en Panamá

CLR es el costo laboral relativo

$\%ME$ es la participación en los costos totales de los materiales en Panamá

%NT es la participación de los materiales no transables internacionalmente en el total de materiales

PPP_{PA}^{EEUU} es el factor de conversión de la paridad del poder adquisitivo entre Panamá y Estados Unidos

La siguiente tabla presenta los resultados obtenidos correspondientes a activos de las empresas de Panamá a costo histórico en Balboas a junio de 2024 y actualizados a USD de Estados Unidos.

TABLA 14: VALOR DEL ACTIVO BRUTO A COSTO HISTÓRICO Y SUS RE-EXPRESIONES A JUNIO 2024.

Valor de Activos de Distribución (AD) Periodo 2021-2024	Año	Valor Bruto en Panamá a costo histórico (Balboas)	Valor Bruto en Panamá (Balboas Jun/24)	Valor Bruto en Estados Unidos (USD Jun/24)
ENSA	2022	815,766,655	800,961,843	1,829,898,247
	2023	849,360,764	832,751,043	1,902,524,678
EDEMET	2022	1,392,761,677	1,663,556,677	3,654,350,177
	2023	1,505,823,114	1,731,802,703	3,804,266,847
EDECHI	2022	312,753,963	403,540,084	850,328,484
	2023	339,332,556	378,176,440	796,882,915

2.4.7. Actualización de los valores de costos operativos

Para el caso particular de homogeneización y actualización de los costos operativos, correspondientes a Operación y Mantenimiento de Distribución (OMD), Comercialización (COM) y Administración (ADM), los datos de las empresas de la FERC se encuentran expresados en valores corrientes de distintos años. Para actualizarlos a USD de junio de 2024, se aplicó una metodología análoga a la utilizada en la revisión tarifaria anterior. A continuación, se detallan los pasos seguidos para la actualización de dichos costos de las empresas de la FERC:

- Ajuste de los costos a fecha de estudio considerando en forma separada el componente de mano de obra de los otros costos. La mano de obra se ajusta por el índice de precios al consumidor (IPC) de Estados Unidos, y los restantes componentes de costos por el promedio entre el IPC y el índice de precios industriales de Estados Unidos (IPI), tal como establece la siguiente expresión:

$$F_{ajuste_MO} = \frac{IPC_{año_base}}{IPC_{fecha_med_act}}$$

$$F_{ajuste_otros} = \frac{promedio(IPC_{año_base}; IPI_{año_base})}{promedio(IPC_{fecha_med_act}; IPI_{fecha_med_act})}$$

- Los valores del $IPC_{año_base}$ (al 30 de junio de 2024) y del $IPI_{año_base}$ (al 30 de junio de 2024) fueron extraídos del sitio web de la oficina de estadísticas laborales (Bureau of Labor Statistics) de Estados Unidos (<https://www.bls.gov/cpi/> y <https://www.bls.gov/ppi/> respectivamente), y son los siguientes:

$$IPC_{año_base} = 314.18$$

$$IPI_{año_base} = 265.63$$

Los valores del $IPC_{fecha_med_act}$ y del $IPI_{fecha_med_act}$ varían para cada empresa, de acuerdo con el tiempo promedio de depreciación de los activos determinado para cada registro, y también fueron obtenidos de la página web de la oficina de estadísticas laborales.

- La fórmula de actualización de los costos OMD, COM y ADM, de las empresas de la FERC resulta la siguiente, en la cual los %MO varían según cada actividad (OMD, COM y ADM):

$$FA_a = \%MO \times \frac{IPC_{año_base}}{IPC_a} + (1 - \%MO) \times \frac{promedio(IPC_{año_base}; IPI_{año_base})}{promedio(IPC_a; IPI_a)}$$

Donde:

a es el año al que pertenecen los valores informados ($a = 2022$ y 2023)

FA_a es el factor de actualización de los costos informados para el año a

$IPC_{año_base}$ es el índice de precios al consumidor de Estados Unidos a fecha de estudio

IPC_a es el IPC representativo del año a

$IPI_{año_base}$ es el índice de precios industriales de Estados Unidos a fecha de estudio

IPI_a es el IPI representativo del año a

$\%MO$ es la participación de los costos de la mano de obra en la estructura total de costos operativos

La participación de mano de obra en los costos de OM, COM y ADM se estimó utilizando la información de las empresas comparadoras contenida en la base de datos de la FERC, la cual detalla salarios y otros costos. Para este estudio, los valores promedio de participación de la mano de obra en los costos operativos totales son los siguientes:

TABLA 15: PARTICIPACIÓN MANO DE OBRA EN LOS COSTOS TOTALES.

Porcentaje de mano de obra	Estudio 2026-2030
%MO OM	39.11%
%MO COM	26.55%
%MO ADM	57.94%

Los valores resultantes a costo de junio de 2024 se encuentran en el Excel “Datos y Cálculos Ecuaciones de Eficiencia 2026”.

En el caso de los costos operativos informados por las empresas de Panamá, su tratamiento para lograr su actualización en USD en Estados Unidos, estuvo dado por criterios similares a los desarrollados para activos.

Los costos se actualizaron a Balboas de junio de 2024 mediante el Índice de Precios al Consumidor (IPC), publicado oficialmente por el INEC y de acceso público. Posteriormente, estos costos en Balboas fueron convertidos a dólares estadounidenses, con el fin de integrarlos a la base de datos de costos de las empresas de Estados Unidos. Para ello, se utilizaron las siguientes consideraciones:

- La componente “Costos de Personal” se ajustó por el CLR
- La componente “Costos de materiales nacionales” se ajustó por PPP
- La componente “Costos de materiales importados” se mantuvo con el valor obtenido en Balboas
- La componente “Otros Costos” se ajustó por PPP

- La componente “Costos de Servicios de Terceros” se ajustó mediante un factor compuesto específico para cada empresa, calculado a partir de la actualización de sus propios costos (personal, materiales nacionales, materiales importados y otros costos). En este sentido, se considera que los servicios de terceros presentan una estructura de costos similar a la de la empresa en cada actividad (Distribución, Comercialización y Administración)

TABLA 16: COSTOS TOTALES DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ (BALBOAS).

Empresa	Actividad	2022	2023
ENSA	Distribución	15,645,118	18,457,168
	Comercialización	17,353,157	21,869,215
	Administración	20,709,665	21,179,977
EDEMET	Distribución	28,091,488	29,173,292
	Comercialización	20,198,039	21,734,573
	Administración	17,778,850	12,750,281
EDECHI	Distribución	10,563,703	5,973,502
	Comercialización	2,388,385	2,057,780
	Administración	2,035,838	2,739,614

TABLA 17: COSTOS TOTALES DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ (BALBOAS A JUN/24).

Empresa	Actividad	2022	2023
ENSA	Distribución	15,993,110	18,592,015
	Comercialización	17,739,140	22,028,990
	Administración	21,170,306	21,334,717
EDEMET	Distribución	28,716,322	29,386,431
	Comercialización	20,647,301	21,893,364
	Administración	18,174,302	12,843,434
EDECHI	Distribución	10,798,670	6,017,144
	Comercialización	2,441,509	2,072,814
	Administración	2,081,120	2,759,629

TABLA 18: COSTOS TOTALES DE LAS EMPRESAS DE PANAMÁ EN ESTADOS UNIDOS (USD A JUN/24).

Empresa	Actividad	2022	2023
ENSA	Distribución	38,501,530	43,961,840
	Comercialización	49,316,667	56,853,713
	Administración	60,203,884	60,280,759
EDEMET	Distribución	51,366,688	52,851,439
	Comercialización	23,228,170	24,208,933
	Administración	29,110,381	24,086,659
EDECHI	Distribución	14,885,200	10,289,840
	Comercialización	2,866,493	2,525,260
	Administración	2,504,188	3,175,990

3. CRITERIOS Y METODOLOGÍAS APLICADAS PARA LA SELECCIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS

A continuación, se resumen las acciones, criterios y metodologías utilizadas para el proceso de selección del conjunto de empresas comparadoras a partir de la base de datos construida y explicada en la sección anterior:

- **Datos utilizados:** La metodología DEA no admite el uso de paneles, ya que en la construcción de la frontera una misma empresa en un año se compara consigo misma en otro período. Por este motivo, cuando se detectan diferencias significativas en los scores de eficiencia de una misma empresa a lo largo del tiempo, resulta posible estimar la eficiencia a partir de un corte transversal basado en el **promedio** de los años históricos.
- **Estimación de las fronteras de costos empleando modelos DEA con diferentes especificaciones (distintos outputs y rendimientos a escala):** La metodología DEA se aplicó para construir la frontera a partir de las empresas incluidas en la base de datos seleccionada, definiendo distintos modelos según la cantidad de insumos y productos considerados. Se analizó la posibilidad de incorporar “insumos no discrecionales”, como la calidad del servicio o las pérdidas, que participan en el cálculo de la eficiencia, pero no están sujetos a la contracción radial. Asimismo, se evaluaron diferentes supuestos de rendimientos a escala, utilizando para ello la herramienta Data Envelopment Analysis Program (DEAP) versión 2.1 desarrollada por Tim Coelli de la Universidad de New England.
- **Elección de las empresas comparadoras:** Con los resultados de la frontera no paramétrica obtenida en las etapas anteriores, se procedió a la selección del conjunto de empresas comparadoras. Para ello se estableció un criterio basado en la distribución de los scores de eficiencia, que incluyó tanto a las empresas que se posicionan de manera consistente en la frontera, como a aquellas que, sin alcanzarla, mantienen de forma sistemática un score superior al umbral definido como mínimo aceptable. que para el caso base fue de 0.9.

4. EFICIENCIA ECONÓMICA

Según lo establecido en el artículo 101 de la Ley N°6 de 1997, el Valor Agregado de Distribución debe estimarse bajo el supuesto de una gestión eficiente por parte de la empresa distribuidora, tomando como referencia el desempeño reciente de empresas reales comparables, ya sean nacionales o extranjeras.

En este sentido, la metodología empleada para la selección de las empresas comparadoras fue la envolvente de datos (Data Envelopment Analysis - DEA), la cual se aplicó a empresas distribuidoras de energía eléctrica de Estados Unidos, seleccionadas, y a las tres empresas distribuidoras de Panamá.

El modelo DEA es un método no paramétrico que calcula la frontera de eficiencia (FE) utilizando programación lineal, la cual permite la iteración simultánea entre múltiples inputs utilizados y outputs producidos. El desempeño de cada empresa se mide con relación al desempeño del total de empresas de la muestra a través de un puntaje de eficiencia (PE). Una vez estimada la FE, se identifican las empresas que se encuentran sobre ella, es decir, aquellas con un puntaje de eficiencia igual a uno, lo que refleja que emplean la mínima cantidad de inputs para generar la misma cantidad de outputs que empresas comparables. En cambio, las empresas que no se ubican en la FE presentan un puntaje de eficiencia (PE) menor que uno, cuyo valor, cuanto más bajo, denota un menor nivel de eficiencia respecto del resto.

La estimación de la frontera de eficiencia se realizó aplicando la metodología DEA bajo el supuesto de Rendimientos a Escala Variables (VRS), mediante un modelo orientado a los insumos. Este supuesto implica que el PE refleja no solo el uso de los insumos por parte de las empresas, sino también los efectos de escala, dado que para un mismo nivel de producción puede requerirse una menor cantidad de insumos no necesariamente por mayor eficiencia, sino por factores

tecnológicos. La elección de la orientación a insumos responde a que las distribuidoras tienen capacidad de ajustar el volumen de recursos que emplean en la prestación del servicio, mientras que los outputs (número de clientes o energía distribuida) están determinados exógenamente por el mercado.

4.1. Base de datos

La base de datos a utilizar contiene información completa de 108 empresas de la FERC y de las tres distribuidoras panameñas, en total 111 empresas.

La inclusión de las empresas panameñas es relevante en la medida que permite verificar el puesto que estas ocupan en el ranking de eficiencia, como también asegurar que en promedio las empresas comparadoras no sean más ineficientes que empresas de Panamá que están bajo evaluación.

En el Anexo I se presenta un resumen explicativo del método de benchmarking DEA utilizado para el análisis de eficiencia de empresas distribuidoras.

Para construir la frontera eficiente y seleccionar el grupo de empresas que formarán el grupo de empresas comparadoras, los insumos y productos que se incluyeron son los siguientes:

Insumos (Inputs):

- Costo de los Activos de Distribución (AD),
- Costo de los Activos de Comercialización (AC),
- Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución (OM),
- Costos de Comercialización (COM),
- Costos de Administración (ADM),
- Pérdidas de energía (EP),
- SAIDI x N' total de usuarios.

Productos (Outputs):

- N° de Clientes
- Energía Vendida
- Cantidad de Medidores inteligentes

En todos los casos se considera valores promedio de los años relevados: 2022 y 2023.

4.2. Selección de las comparadoras en base a su eficiencia

A partir de la metodología presentada anteriormente, se procedió a simular un modelo DEA sobre el total de 111 empresas (108 empresas de la FERC más las 3 empresas distribuidoras de Panamá), con el fin de elegir empresas comparadoras aquellas con una eficiencia superior al 90%. Es importante mencionar que se consideraron los datos del periodo 2022-2023.

El límite de 90% corresponde con el valor que fue establecido durante el proceso de revisión inmediato anterior. Se considera adecuado mantener esta referencia, dado que los procesos de ajuste y adaptación de las empresas orientados a incorporar y consolidar mejoras y buenas prácticas no generan resultados inmediatos, sino que sus efectos suelen manifestarse en el mediano plazo, más allá de un período tarifario de cuatro años. Por ello, sostener el nivel de exigencia derivado de las ecuaciones de eficiencia, tomando como base datos de empresas con un PE similar al aplicado en la revisión tarifaria anterior, resulta consistente con los plazos previstos para que las

distribuidoras alcancen los niveles de eficiencia reconocidos y, con ello, la rentabilidad aprobada para el negocio regulado.

De esta manera, resultan 66 empresas de la base FERC cuya eficiencia es igual o mayor a 90% y sus respectivas variables anuales para el periodo 2022-2023. El listado de las 66 empresas comparadoras de la base FERC escogidas se presentan en la planilla Excel “Datos y Cálculos Ecuaciones de Eficiencia 2026” y en el Anexo III de este documento.

Las tres empresas de Panamá se ubican entre las empresas eficientes (eficiencia superior al 90%), principalmente porque presentan costos significativamente menores que sus pares de Estados Unidos, lo que implica un uso reducido de inputs para un mismo nivel de output. No obstante, su calidad de servicio, medida por el SAIDI, es inferior; sin embargo, dado que este indicador tiene menor peso que los costos en el análisis, las empresas panameñas mantienen niveles de eficiencia superiores al 90% incluso al incorporarlo.

PARTE IV ESTIMACIÓN DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA

1. Ecuaciones de eficiencia de costos y activos

A partir de las empresas comparadoras seleccionadas luego del análisis de eficiencia, se procedió a la estimación de las siguientes funciones: Valor de los activos de Distribución y Comercialización, Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución, Comercialización y Administración. Esta información es necesaria para determinar el Ingreso Máximo Permitido de las empresas distribuidoras de Panamá para el periodo del 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030.

En la etapa de estimaciones se empleó una herramienta de estimación econométrica y análisis estadístico desarrollada en el IEE UNSJ-CONICET®, especificando distintos modelos con variables que explicaran adecuadamente la variabilidad de los costos analizados. Posteriormente, se evaluaron los resultados para seleccionar las funciones con mejor desempeño estadístico.

Para estimar las ecuaciones de eficiencia mediante métodos econométricos se aplicó una metodología de datos de panel correspondiente al período 2022-2023. Este enfoque combina la dimensión temporal (información de los años 2022 a 2023) con la transversal (66 empresas comparadoras seleccionadas), permitiendo analizar tanto la evolución en el tiempo como las diferencias entre empresas. La inclusión de la dimensión temporal enriquece la información disponible y aporta elementos que no pueden observarse en un único corte transversal.

A continuación, se presentan las especificaciones de las funciones consideradas para determinar los costos eficientes:

$$\ln(AD_i) = \alpha + \beta \times \ln(C_i) + \gamma \times \ln(DM_i) + \mu$$

$$\ln(AC_i) = \alpha + \beta \times \ln(C_i) + \mu$$

$$\ln(OM_i) = \alpha + \gamma \times \ln(DM_i) + \delta \times \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right) + \mu$$

$$\ln(COM_i) = \alpha + \beta \times \ln(C_i) + \varepsilon \times \ln(OM_i) + \mu$$

$$\ln(ADM_i) = \alpha + \beta \times \ln(OM_i) + \theta \times \ln(COM_i) + \mu$$

Donde:

AD_i son los activos de distribución de la empresa i

AC_i son los activos de comercialización de la empresa i

OM_i son los costos de operación y mantenimiento de distribución de la empresa i

COM_i son los costos de operación y mantenimiento de comercialización de la empresa i

ADM_i son los costos de operación y mantenimiento de administración de la empresa i

DM_i es la demanda máxima de la empresa i

C_i son los clientes de la empresa i

α (la constante), β , γ , δ , ε y θ representan los coeficientes de la regresión lineal estimados, mientras que μ representa el residuo

Todas las variables fueron expresadas en logaritmo natural ($\ln$).

Los modelos elegidos presentaron un buen desempeño estadístico, tal como se puede observar en el Anexo VII en donde se presentan los resultados estadísticos de los modelos seleccionados.

Los coeficientes estimados (a precios de junio de 2024) son los siguientes:

TABLA 19: PARÁMETROS ESTIMADOS DE LAS ECUACIONES DE ACTIVOS Y COSTOS

Variable Exógena/Variable Endógena	AD	AC	OM	COM	ADM
Constante	10.6882	6.6780	7.0512	2.1500	1.0764
$\ln CL$	0.7133	0.9260		0.6089	
$\ln D$	0.2398		0.8991		
$\ln D/CL$			-0.7425		
$\ln OM$				0.4239	0.3605
$\ln COM$					0.5489

A continuación, se muestra el conjunto de ecuaciones explicativas de los diferentes conceptos de costos (Ecuaciones de Eficiencia):

Activos de Distribución:

$$\ln(AD_i) = 10.6882 + 0.7133 \times \ln(C_i) + (0.2398) \times \ln(DM_i)$$

$$AD_i = 43,835.5319 \times C_i^{0.7133} \times DM_i^{(0.2398)}$$

Activos de Comercialización:

$$\ln(AC_i) = 6.6780 + 0.9260 \times \ln(C_i) + \mu$$

$$AC_i = 794.7280 \times C_i^{0.9260}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\ln(OM_i) = 7.0512 + 0.8991 \times \ln(DM_i) - 0.7425 \times \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$OM_i = 1,154.2430 \times DM_i^{0.8991} + \left(DM_i / C_i \right)^{-0.7425}$$

Costos de Comercialización:

$$\ln(COM_i) = 2.1500 + 0.6089 \times \ln(C_i) + 0.4239 \times \ln(OM_i) + \mu$$

$$COM_i = 8.5848 \times C_i^{0.6089} \times OM_i^{0.4239}$$

Costos de Administración:

$$\ln(ADM_i) = 1.0764 + 0.3605 \times \ln(OM_i) + 0.5489 \times \ln(COM_i) + \mu$$

$$COM_i = 2.9341 \times OM_i^{0.3605} \times ADM_i^{0.5489}$$

2. Ecuación de eficiencia de pérdidas

Las pérdidas eficientes se estimaron a partir de datos de empresas de la FERC, seleccionadas bajo criterios análogos a los aplicados en el estudio tarifario 2022-2026. En particular, del grupo de empresas comparadoras se definió excluyendo de la muestra aquellas que en 2022 y 2023 registraron pérdidas de energía inferiores al 6.0% respecto de la energía ingresada y excluyendo la empresa Public Service Company of New Mexico por tener pérdidas superiores al 16%. De este modo, la base final utilizada corresponde a un panel de 6 empresas con información del período 2022-2023, detalladas en la planilla de Excel “Datos y Cálculos Ecuaciones de Eficiencia 2026” y en el Anexo IV de este documento.

Considerando la muestra ajustada, se simuló la siguiente ecuación de pérdidas eficientes:

$$\ln(EP_i) = \alpha + \beta \times \ln(MWhD_i) + \mu$$

Donde:

EP_i son las pérdidas de energía de la empresa i , en MWh

$MWhD_i$ es la energía inyectada a la red de la empresa i , en MWh

α (la constante) y β representan los coeficientes de la regresión lineal estimados, mientras que μ representa el residuo

Todas las variables fueron expresadas en logaritmo natural ($\ln$) y, al igual que en la estimación de los costos eficientes, se utilizó una metodología de datos de panel con información correspondiente al período 2022-2023.

El modelo presenta un buen desempeño estadístico, ya que todas las variables explicativas resultaron significativas, tanto individual como en conjunto.

En el Anexo VII se presentan los resultados estadísticos del modelo seleccionado.

Los coeficientes estimados de la ecuación anterior fueron:

TABLA 20: RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DEL MODELO DE PÉRDIDAS

Variable	EP
Constante	-2.4090
Ln MWhD	0.9870

A continuación, se presenta la **Ecuación de Pérdidas Estándar o Eficientes**:

$$\ln(EP_i) = -2.4090 + 0.9870 \times \ln(MWhD_i)$$

$$AC_i = 0.0891 \times MWhD_i^{0.9870}$$

La aplicación de la ecuación anterior permite obtener las pérdidas de energía de cada empresa en MWh. Para obtener los coeficientes de pérdidas, el resultado anterior se divide entre la energía inyectada a la red de la empresa, también en MWh:

$$PD_i^{\%} = \frac{EP_i}{MWhD_i}$$

Donde:

$PD_i^{\%}$ son las pérdidas de energía de la empresa i (coeficiente de pérdidas), expresados en porcentaje respecto a la energía inyectada.

3. Procesamiento de los resultados que se obtienen de las ecuaciones de eficiencia

Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia deberán aplicarse, en ocasión del cálculo del IMP, a los datos de las empresas de distribución que correspondan.

Dado que los valores obtenidos de las ecuaciones están expresados en dólares estadounidenses, es necesario convertirlos posteriormente a precios de Panamá, considerando que su poder adquisitivo y estructura de costos difieren de los de Estados Unidos. Para ello, los parámetros de eficiencia estimados económicamente se ajustan aplicando la fórmula del Costo Laboral Relativo (CLR).

Para esto se utilizan los siguientes parámetros de ajuste:

TABLA 21: PARTICIPACIÓN DE MANO DE OBRA.

Actividad	% MO
AD	66.5%
AC	49.2%

La conversión de dólares estadounidenses a balboas de Panamá se realizó aplicando ajustes basados en los porcentajes de participación de cada componente del costo (mano de obra, materiales nacionales e importados), a los cuales se les aplicó el factor de corrección correspondiente.

- Componente laboral: Factor dado por el CLR, **0.288**
- Componente relacionada con materiales de origen local: PPP, **0.468**
- Componente relacionada con materiales importados: el factor considerado es 1.

Los porcentajes de participación de los materiales de origen nacional respecto del total de materiales considerados son:

TABLA 22: PARTICIPACIÓN DE MATERIALES LOCALES EN EL TOTAL DE MATERIALES.

Actividad	%MAT Local
AD	40.9%
AC	7.6%

En síntesis, el ajuste de los costos obtenidos de las ecuaciones de eficiencia (expresados con referencia a Estados Unidos) a valores correspondientes a Panamá se realiza aplicando la siguiente ecuación:

$$CT_{PA} = CT_{EEUU} \times (\%MO \times CLR + \%ME \times \%NT \times PPP_{PA}^{EEUU} + \%ME \times (1 - \%NT))$$

Donde:

CT_{PA} son los costos referidos en Panamá

CT_{EEUU} son los costos referidos en Estados Unidos

$\%MO$ es el porcentaje de costos totales asociados a mano de obra en Estados Unidos

CLR es el costo laboral relativo, que representa la diferencia salarial entre dos países

$\%ME$ es el porcentaje de costos totales asociados a materiales y equipos en Estados Unidos

$\%NT$ es el porcentaje de costos no transables asociados a los costos de materiales y equipos

PPP representa las diferencias del poder adquisitivo de 1 USD entre dos países

Finalmente, los resultados con la aplicación de las variables de las empresas panameñas a las ecuaciones se obtendrán en balboas de junio 2024, año base considerado en el cálculo de las estimaciones.

ANEXO I: Análisis de la Envolvente de Datos

El análisis DEA es un método no paramétrico que calcula la frontera a partir de un conjunto de empresas. Las empresas que integran o definen la frontera “envuelven” a las firmas menos eficientes, las cuales quedan por encima de la frontera de costos. La "envolvente" es una frontera lineal por tramos que se calcula mediante la técnica de programación lineal. En la literatura especializada se señala que la DEA calcula la frontera, en lugar de estimarla, puesto que la programación lineal no estima los parámetros de la frontera ni permite realizar un análisis de significatividad estadística para determinar el nivel de confianza de los resultados.

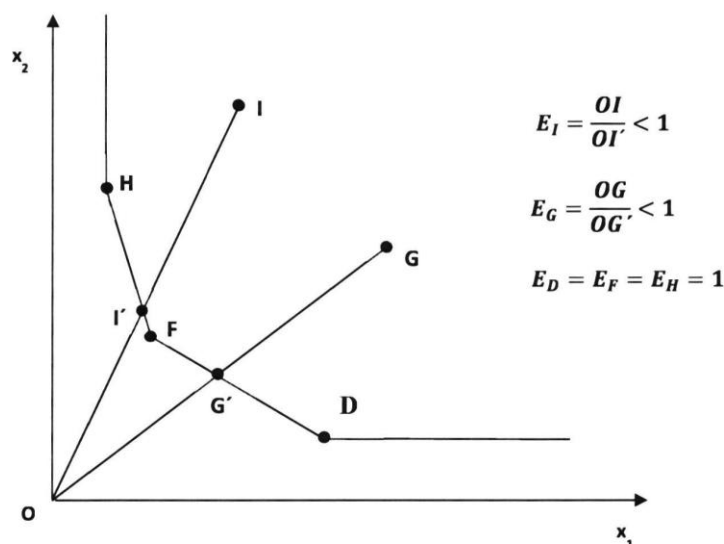
Esta técnica admite distintas variantes de estimación, tales como la eficiencia orientada a insumos o a productos, así como bajo el supuesto de retornos constantes o variables a escala. El planteo clásico, también llamado problema primal, para obtener la eficiencia técnica de una firma 0 en una muestra de K firmas que producen N productos y M insumos se formaliza a continuación:

$$\begin{aligned} \min_{\lambda, E} \quad & E \\ \text{s.a.: } \quad & Ex^0 \geq \sum_{k=1}^K \lambda^k x^k, \\ & y^0 \leq \sum_{k=1}^K \lambda^k y^k, \\ & \lambda \geq 0 \end{aligned}$$

Donde:

- E es el score de eficiencia técnica
- x^k e y^k son, respectivamente, los insumos empleados y los productos obtenidos por la firma k
- λ es un vector de constantes no negativas a ser calculado, de orden $N \times I$

La resolución del problema arriba planteado se resuelve mediante la programación lineal. El algoritmo de programación lineal permite obtener una frontera lineal por tramos en el espacio de insumos, la cual corresponde a la mínima cantidad de insumos empleados para producir un conjunto de productos dado en un punto determinado. La solución consiste en los insumos mínimos factibles para cada empresa. El problema puede ilustrarse mediante la siguiente Figura, en el espacio de dos insumos, x_1 y x_2 , los cuales son empleados por las firmas D, F, G H e I para obtener al menos una cantidad y^0 . Si se trata de evaluar la eficiencia técnica de la firma I en base a las restantes, mediante la programación lineal se determina la frontera con combinaciones lineales de insumos tal que se cumplan las condiciones planteadas.



En la Figura presentada anteriormente se puede observar que, para I, la frontera es una combinación lineal de las cantidades de x_1 y x_2 utilizadas por F y H. Estas dos últimas son los pares o referentes de I. La contracción radial de I hasta la frontera determina I', cuyas coordenadas representan las mínimas cantidades de insumos que debería utilizar I para ser eficiente. El score de eficiencia es $E = OI'/OI$. Si se tratara de evaluar la eficiencia de G, nótese que sus pares serían F y D, en tanto G' refleja las cantidades eficientes de insumos. Los coeficientes λ indican las proporciones en que se combinan las empresas referentes para obtener el punto de proyección sobre la frontera.

Alternativamente, puede obtenerse el mismo resultado aprovechando las propiedades de la dualidad, que ofrecen la posibilidad de una interpretación diferente. Para ello, el problema debe reformularse de tal modo que pueda interpretarse en términos de ingresos, costos y beneficios. A estos fines, es necesario incorporar al análisis los “precios sombra” de los insumos y los productos. Estos “precios” indican la valoración intrínseca o el peso de cada x e y en la solución del problema. El planteo desde la perspectiva dual se formula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \max_{u,v,\phi} \quad v y^0 + \phi \\ & \text{sa: } u x^0 \leq 1, \\ & -u x^k + v y^k + \phi \leq 0, \quad k = 1, \dots, K, \\ & \phi \in \Phi(\gamma) \end{aligned}$$

Si se trata de obtener la eficiencia de la firma 0 en relación a K firmas, la solución consiste en encontrar las valoraciones u y v que maximicen el valor de su producción tal que ninguna de las empresas de la muestra obtenga un beneficio negativo. Nótese que la función a maximizar, $v y^0 + \phi$, es la suma de los productos de la firma 0 ponderados por los “precios” v más un escalar ϕ . Los productos y^0 son datos reales observados, mientras que los coeficientes v son calculados de tal manera que se satisfacen las restricciones del problema. Estos coeficientes son los ponderadores de cada output e incorporan el efecto de las unidades de medida de cada uno, de tal forma que la producción total se exprese como una suma de magnitudes homogéneas.

El escalar ϕ representa el efecto de tener la posibilidad de acceso a tecnologías convexas en lugar de retornos constantes a escala. Formalmente, los valores a asumir por el escalar se representan de la siguiente manera: $\Phi(\text{VRS}) = \mathbb{R}$, $\Phi(\text{DRS}) = \mathbb{R}$, $\Phi(\text{IRS}) = \mathbb{R}_+$ y $\Phi(\text{CRS}) = 0$. Esto es, según el tipo de rendimiento especificado, ϕ asumirá diferentes valores. El caso más general es el de VRS, que

permite rendimientos crecientes y decrecientes en diferentes tramos de la función. En caso de que los rendimientos a escala se consideren constantes el valor de ϕ es nulo. Nótese que mayor sea el rendimiento a escala, para un valor dado de los insumos, menor será el valor de vy necesario para satisfacer las restricciones.

El problema dual presentado puede reformularse, siguiendo a Otto y Bogetoft (2010), para expresar la función objetivo en términos de un ratio, eligiendo $ux^0 = 1$:

$$\begin{aligned} & \max_{u,v,\phi} \frac{vy^0 + \phi}{ux^0} \\ \text{sa: } & \frac{vy^k + \phi}{ux^k} \leq 1, \quad k = 1, \dots, K, \\ & -ux^k + vy^k + \phi \leq 0, \quad K = 1, \dots, K, \\ & \phi \in \Phi(\gamma) \end{aligned}$$

En esta formulación se trata de encontrar los ponderadores u y v y el escalar ϕ que maximicen el ratio producción/costo de la firma evaluada, θ en este caso, en relación con el desempeño de las restantes firmas de la muestra, bajo la restricción de que ninguna obtenga un ratio producción/costo superior a la unidad. La solución del problema es aquella que consigue la mejor evaluación posible de la unidad evaluada en relación con las restantes, o bien, la que permite “mirar a cada unidad desde la perspectiva más favorable”.

ANEXO II: Resultados de Eficiencia DEA

ID FERC	Empresa	Eficiencia
C000041	Southern California Edison Company	1.000
C000116	Tampa Electric Company	1.000
C000135	Duke Energy Progress, LLC	1.000
C000191	Consumers Energy Company	1.000
C000199	Commonwealth Edison Company	1.000
C000291	Duke Energy Kentucky, Inc.	1.000
C000292	Duke Energy Ohio, Inc.	1.000
C000313	Ohio Edison Company	1.000
C000314	The Cleveland Electric Illuminating Company	1.000
C000315	The Toledo Edison Company	1.000
C000316	Pennsylvania Power Company	1.000
C000415	DTE Electric Company	1.000
C000465	El Paso Electric Company	1.000
C000500	Wisconsin Public Service Corporation	1.000
C000507	Orange and Rockland Utilities, Inc.	1.000
C000509	Rockland Electric Company	1.000
C000534	Kingsport Power Company	1.000
C000535	Ohio Power Company	1.000
C000542	Northern Indiana Public Service Company LLC	1.000
C000553	Louisville Gas and Electric Company	1.000
C000602	The Dayton Power and Light Company	1.000
C000685	San Diego Gas & Electric	1.000
C000692	Interstate Power and Light Company	1.000
C000746	Ameren Illinois Company	1.000
C000822	Public Service Company of Colorado	1.000
C000824	Northern States Power Company, a Minnesota corporation	1.000
C000825	Southwestern Public Service Company	1.000
C000851	Entergy Texas, Inc.	1.000
C000905	WEST PENN POWER COMPANY	1.000
C001016	The Connecticut Light and Power Company	1.000
C001030	Florida Power & Light Company	1.000
C001143	MidAmerican Energy Company	1.000
C001187	UNS Electric, Inc.	1.000
C001194	Public Service Electric and Gas Company	1.000
C001218	Public Service Company of New Mexico	1.000
C001222	Unitil Energy Systems, Inc.	1.000
C001307	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.	1.000
C001308	Massachusetts Electric Company	1.000
C001309	The Narragansett Electric Company	1.000
C001315	Indianapolis Power & Light Company	1.000
C001316	Wisconsin Electric Power Company	1.000
C001454	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	1.000
C001464	Potomac Electric Power Company	1.000
C001553	Georgia Power Company	1.000
C001555	Mississippi Power Company	1.000
C001607	The United Illuminating Company	1.000
C001610	Nevada Power Company	1.000
C001646	PacifiCorp	1.000
C001673	ALLETE, Inc.	1.000
C001745	Green Mountain Power Corporation	1.000
C002498	Madison Gas and Electric Company	1.000
C004995	Entergy Louisiana, LLC	1.000
C005443	Upper Michigan Energy Resources Corporation	1.000
C007667	Entergy New Orleans, LLC	1.000
C011150	Alaska Electric Light and Power Company	1.000
C011163	Superior Water Light & Power	1.000
PA00001	ENSA	1.000
PA00003	EDECHI	1.000
C000289	Duke Energy Indiana, LLC	0.991
C000533	Kentucky Power Company	0.990
C001017	Public Service Company of New Hampshire	0.989
C001609	Sierra Pacific Power Company	0.984

ID FERC	Empresa	Eficiencia
C000171	Puget Sound Energy, Inc.	0.946
C000536	Public Service Company of Oklahoma	0.941
C000290	Duke Energy Carolinas, LLC	0.936
C000136	Duke Energy Florida, LLC	0.934
C002089	UGI Utilities Inc.	0.931
PA00002	EDEMET	0.902
C000555	Kentucky Utilities Company	0.900
C004044	Evergy Kansas South, Inc.	0.897
C000691	Wisconsin Power and Light Company	0.893
C000532	Indiana Michigan Power Company	0.892
C000201	PECO Energy Company	0.891
C001696	Black Hills Colorado Electric, LLC	0.883
C000537	Southwestern Electric Power Company	0.874
C001789	NorthWestern Corporation	0.870
C001466	Atlantic City Electric Company	0.856
C001111	Baltimore Gas and Electric Company	0.847
C001009	Southern Indiana Gas and Electric Company, Inc.	0.844
C000772	Evergy Kansas Central, Inc.	0.842
C001421	Black Hills Power, Inc.	0.838
C001181	Evergy Metro, Inc.	0.835
C000620	Idaho Power Company	0.827
C000530	Appalachian Power Company	0.824
C000913	THE POTOMAC EDISON COMPANY	0.822
C000318	Metropolitan Edison Company	0.821
C000501	Upper Peninsula Power Company	0.816
C000617	Rochester Gas and Electric Corporation	0.802
C001130	The Empire District Electric Company	0.784
C000618	New York State Electric & Gas Corporation	0.780
C001775	Oklahoma Gas and Electric Company	0.772
C001436	Arizona Public Service Company	0.764
C000906	MONONGAHELA POWER COMPANY	0.761
C000241	Dominion Energy South Carolina, Inc.	0.752
C001288	Otter Tail Power Company	0.746
C001552	ALABAMA POWER COMPANY	0.742
C000744	UNION ELECTRIC COMPANY	0.741
C000312	Jersey Central Power & Light Company	0.733
C000317	Pennsylvania Electric Company	0.721
C001025	CENTRAL HUDSON GAS & ELECTRIC CORPORATION	0.719
C001465	Delmarva Power & Light Company	0.716
C001230	PPL Electric Utilities Corporation	0.688
C001346	Duquesne Light Company	0.672
C000823	Northern States Power Company, a Wisconsin corporation	0.658
C008999	Entergy Mississippi, LLC	0.655
C000379	Avista Corporation	0.652
C011423	Midwest Energy, Inc	0.651
C001182	Evergy Missouri West, Inc.	0.632
C008998	Entergy Arkansas, LLC	0.630
C000447	Cleco Power LLC	0.608
C001132	Portland General Electric Company	0.593

ANEXO III: EMPRESAS COMPARADORAS SELECCIONADAS

ID FERC	Empresa
C000041	Southern California Edison Company
C000116	Tampa Electric Company
C000135	Duke Energy Progress, LLC
C000136	Duke Energy Florida, LLC
C000171	Puget Sound Energy, Inc.
C000191	Consumers Energy Company
C000199	Commonwealth Edison Company
C000289	Duke Energy Indiana, LLC
C000290	Duke Energy Carolinas, LLC
C000291	Duke Energy Kentucky, Inc.
C000292	Duke Energy Ohio, Inc.
C000313	Ohio Edison Company
C000314	The Cleveland Electric Illuminating Company
C000315	The Toledo Edison Company
C000316	Pennsylvania Power Company
C000415	DTE Electric Company
C000465	El Paso Electric Company
C000500	Wisconsin Public Service Corporation
C000507	Orange and Rockland Utilities, Inc.
C000509	Rockland Electric Company
C000533	Kentucky Power Company
C000534	Kingsport Power Company
C000535	Ohio Power Company
C000536	Public Service Company of Oklahoma
C000542	Northern Indiana Public Service Company LLC
C000553	Louisville Gas and Electric Company
C000555	Kentucky Utilities Company
C000602	The Dayton Power and Light Company
C000685	San Diego Gas & Electric
C000692	Interstate Power and Light Company
C000746	Ameren Illinois Company
C000822	Public Service Company of Colorado
C000824	Northern States Power Company, a Minnesota corporation
C000825	Southwestern Public Service Company
C000851	Entergy Texas, Inc.
C000905	WEST PENN POWER COMPANY
C001016	The Connecticut Light and Power Company
C001017	Public Service Company of New Hampshire
C001030	Florida Power & Light Company
C001143	MidAmerican Energy Company
C001187	UNS Electric, Inc.
C001194	Public Service Electric and Gas Company
C001218	Public Service Company of New Mexico

ID FERC	Empresa
C001222	Unitil Energy Systems, Inc.
C001307	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.
C001308	Massachusetts Electric Company
C001309	The Narragansett Electric Company
C001315	Indianapolis Power & Light Company
C001316	Wisconsin Electric Power Company
C001454	Cheyenne Light, Fuel and Power Company
C001464	Potomac Electric Power Company
C001553	Georgia Power Company
C001555	Mississippi Power Company
C001607	The United Illuminating Company
C001609	Sierra Pacific Power Company
C001610	Nevada Power Company
C001646	PacifiCorp
C001673	ALLETE, Inc.
C001745	Green Mountain Power Corporation
C002089	UGI Utilities Inc.
C002498	Madison Gas and Electric Company
C004995	Entergy Louisiana, LLC
C005443	Upper Michigan Energy Resources Corporation
C007667	Entergy New Orleans, LLC
C011150	Alaska Electric Light and Power Company
C011163	Superior Water Light & Power

ANEXO IV: EMPRESAS COMPARADORAS SELECCIONADAS PARA LA ECUACIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

ID FERC	Empresa
C000199	Commonwealth Edison Company
C000289	Duke Energy Indiana, LLC
C000533	Kentucky Power Company
C001030	Florida Power & Light Company
C001646	PacifiCorp
C002089	UGI Utilities Inc.

ANEXO V: Datos empresas comparadoras año 2022

Empresa	Activos de Distribución [USD]	Activos Comerciales [USD]	OYM de Distribución [USD]	OYM de Comercial [USD]	OYM de Administración [USD]	Demanda Máxima [MW]	Cantidad Clientes [u]	Energía Perdida [MWh]	Energía Vendida [MWh]	Energía Ingresada [MWh]
Southern California Edison Company	39,306,105,297	1,599,248,303	1,119,374,071	796,363,046	2,447,182,176	24,027	5,226,537	3,786,113	83,200,168	86,834,574
Tampa Electric Company	3,399,501,331	185,923,177	64,092,823	93,622,823	95,731,000	4,131	819,766	1,099,349	20,466,729	21,559,918
Duke Energy Progress, LLC	11,741,390,723	486,350,430	201,965,543	100,716,151	111,196,640	13,814	1,688,598	1,483,234	44,851,735	45,945,328
Duke Energy Florida, LLC	11,352,375,199	513,973,138	164,682,808	254,053,564	209,471,020	9,974	1,933,066	2,209,873	40,511,973	42,643,648
Puget Sound Energy, Inc.	5,778,948,151	394,883,615	107,144,813	211,792,235	88,424,125	4,807	1,210,402	1,343,941	21,613,415	22,865,309
Consumers Energy Company	13,193,585,652	885,932,768	341,962,436	361,314,365	28,827,014	7,528	1,875,020	1,917,667	33,249,142	35,104,114
Commonwealth Edison Company	28,643,934,877	1,312,084,089	574,031,594	293,792,977	272,677,737	21,262	4,111,174	6,290,778	85,399,277	91,673,043
Duke Energy Indiana, LLC	6,865,032,573	340,398,627	131,609,417	37,195,822	48,286,015	6,029	881,328	1,817,786	27,289,913	29,036,292
Duke Energy Carolinas, LLC	23,421,499,304	1,059,869,824	316,740,627	188,460,935	221,441,473	17,963	2,791,711	4,564,541	81,277,019	85,694,804
Duke Energy Kentucky, Inc.	816,446,317	45,070,899	15,396,779	7,590,416	5,922,140	810	148,902	288,446	3,976,559	4,257,505
Duke Energy Ohio, Inc.	4,512,058,487	232,807,403	76,384,328	32,297,805	46,481,166	1,614	746,993	1,030,442	19,802,748	20,818,022
Ohio Edison Company	4,800,533,728	334,484,191	110,689,549	51,641,758	8,373,414	5,652	1,065,866	175,728	23,634,197	23,809,925
The Cleveland Electric Illuminating Company	3,890,262,746	256,562,125	78,210,459	50,056,717	9,046,046	4,266	755,417	20,755	17,719,187	17,739,942
The Toledo Edison Company	1,622,435,480	106,218,120	26,135,822	14,880,145	1,543,698	2,277	313,654	173,204	10,808,083	10,981,287
Pennsylvania Power Company	1,008,194,446	65,959,239	31,268,326	24,761,432	12,714,827	877	170,274	14,438	4,589,789	4,603,961
DTE Electric Company	13,530,907,241	639,591,853	360,015,330	404,989,833	147,860,172	10,933	2,257,415	1,601,862	40,897,642	42,398,767
El Paso Electric Company	2,312,626,675	126,806,855	28,814,304	23,497,990	23,646,400	2,201	452,119	526,578	8,384,535	8,858,185
Wisconsin Public Service Corporation	2,376,083,635	113,666,534	43,827,816	30,083,229	5,640,548	2,177	458,957	383,605	11,064,640	11,411,737
Orange and Rockland Utilities, Inc.	1,488,170,510	64,736,461	63,717,843	59,761,882	53,689,344	1,454	240,211	61,741	4,020,986	4,079,831
Rockland Electric Company	497,764,476	19,270,411	25,191,040	19,176,320	17,502,550	405	74,786	7,700	1,532,334	1,540,034
Kentucky Power Company	1,567,688,684	36,022,911	44,277,410	12,833,199	6,351,096	1,359	164,194	431,301	5,391,298	5,813,302
Kingsport Power Company	289,177,637	10,053,878	12,975,125	1,643,840	2,418,486	498	48,820	72,100	1,866,778	1,938,878
Ohio Power Company	7,953,947,944	414,326,226	225,141,165	147,419,348	30,955,885	3,872	1,519,060	665,308	44,642,493	45,265,931
Public Service Company of Oklahoma	3,700,733,675	167,927,132	92,868,410	64,339,695	19,363,037	4,285	572,735	1,173,775	19,140,765	20,305,066
Northern Indiana Public Service Company LLC	4,102,265,129	131,781,677	73,885,655	23,532,728	73,863,256	2,980	484,589	1,271,195	15,170,142	16,440,576
Louisville Gas and Electric Company	2,220,014,891	68,606,378	53,695,928	35,686,046	30,011,115	2,572	430,408	552,735	11,354,702	11,880,969
Kentucky Utilities Company	4,393,738,010	137,788,464	74,921,998	67,342,078	40,284,763	4,429	566,751	1,178,128	18,456,876	19,613,240
The Dayton Power and Light Company	3,215,147,674	107,207,194	59,739,296	42,101,289	42,112,626	3,348	536,318	169,068	4,101,251	4,262,075
San Diego Gas & Electric	9,793,242,697	434,916,110	348,861,862	311,164,054	561,244,583	4,816	914,421	94,140	7,800,012	7,720,784

Empresa	Activos de Distribución [USD]	Activos Comerciales [USD]	OYM de Distribución [USD]	OYM de Comercial [USD]	OYM de Administración [USD]	Demanda Máxima [MW]	Cantidad Clientes [u]	Energía Perdida [MWh]	Energía Vendida [MWh]	Energía Ingresada [MWh]
Interstate Power and Light Company	4,688,788,456	192,502,051	42,731,732	43,481,615	17,413,473	2,895	498,046	257,297	14,303,266	14,510,819
Ameren Illinois Company	10,368,180,798	480,266,037	270,048,428	121,871,063	95,564,145	2,766	1,229,379	551,630	9,679,706	10,226,700
Public Service Company of Colorado	7,289,932,464	421,190,381	136,076,734	217,550,208	105,827,501	6,768	1,551,784	1,622,725	28,793,711	30,303,465
Northern States Power Company, a Minnesota corporation	7,642,524,003	182,350,675	135,433,810	231,167,951	87,165,401	7,882	1,538,707	1,564,326	33,396,282	34,714,556
Southwestern Public Service Company	4,277,449,715	106,851,239	46,020,464	56,973,803	34,814,970	4,255	403,682	793,034	22,611,571	23,309,464
Entergy Texas, Inc.	3,269,771,357	197,995,429	70,935,333	47,407,412	50,915,813	3,950	493,592	756,787	21,265,553	22,005,709
WEST PENN POWER COMPANY	3,712,390,577	282,455,207	119,946,181	81,834,899	20,574,993	3,827	735,514	328,285	19,575,926	19,903,352
The Connecticut Light and Power Company	10,137,538,814	298,220,708	245,390,820	342,976,549	166,749,274	4,800	1,276,343	474,991	20,559,555	20,894,330
Public Service Company of New Hampshire	4,337,338,598	116,123,418	113,448,073	75,671,184	77,691,536	1,693	533,947	327,879	7,764,145	8,080,744
Florida Power & Light Company	28,856,261,846	1,405,344,494	298,956,562	186,586,729	213,912,052	26,429	5,775,848	10,605,579	126,449,896	136,850,259
MidAmerican Energy Company	5,039,932,531	145,957,352	106,564,815	83,614,012	15,691,470	5,386	813,022	803,531	29,289,655	29,819,625
UNS Electric, Inc.	1,039,150,157	35,168,666	7,745,113	9,542,373	4,071,214	492	101,855	49,444	1,847,495	1,893,516
Public Service Electric and Gas Company	14,078,235,261	519,863,629	193,434,915	603,247,692	45,578,792	10,147	2,346,606	1,023,650	40,823,934	41,845,192
Public Service Company of New Mexico	2,683,717,628	89,981,673	30,569,080	34,540,892	46,484,829	2,139	543,676	2,059,785	9,517,034	11,463,926
Unitil Energy Systems, Inc.	532,655,993	29,196,331	10,237,995	11,975,143	4,458,796	293	80,799	39,985	683,298	721,855
Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.	406,079,688	10,600,248	11,265,018	2,556,386	2,222,242	198	46,148	26,743	888,471	915,199
Massachusetts Electric Company	6,755,669,348	262,672,672	205,948,479	415,787,147	161,483,461	4,611	679,152	171,023	5,552,044	5,723,030
The Narragansett Electric Company	2,929,943,646	104,261,579	68,236,108	151,505,929	142,910,532	1,859	454,687	207,768	4,147,784	4,355,552
Indianapolis Power & Light Company	3,013,528,131	262,924,545	99,094,542	33,021,243	55,084,244	2,770	519,319	158,097	13,238,072	13,363,456
Wisconsin Electric Power Company	6,701,552,106	350,182,368	97,792,704	99,532,270	14,323,900	5,419	1,148,144	789,994	23,525,508	24,235,136
Cheyenne Light, Fuel and Power Company	326,125,266	11,642,563	3,907,810	1,928,872	2,444,504	294	44,416	95,461	1,903,745	1,996,650
Potomac Electric Power Company	9,969,707,645	276,314,691	206,683,213	146,424,171	162,138,701	5,051	927,425	1,036,111	23,689,458	24,725,306
Georgia Power Company	18,458,588,956	805,229,341	448,860,437	319,165,403	268,251,156	17,074	2,693,353	3,534,078	85,956,486	89,453,322
Mississippi Power Company	1,999,245,382	70,275,390	53,037,634	27,527,779	25,355,565	2,440	191,513	573,279	9,482,767	9,919,686
The United Illuminating Company	2,483,806,304	138,079,892	123,457,780	113,304,899	29,953,964	1,228	343,460	188,728	4,963,135	5,151,863
Sierra Pacific Power Company	2,660,692,619	91,392,659	31,574,190	22,590,812	27,922,109	2,393	370,979	347,428	8,751,393	9,087,506
Nevada Power Company	4,555,034,888	273,612,766	29,149,293	73,229,827	45,505,213	6,033	1,001,053	344,508	21,025,235	21,343,869
PacifiCorp	13,396,785,011	461,480,174	243,908,096	239,667,909	114,375,409	11,017	2,037,048	4,342,866	57,164,096	61,433,313
ALLETE, Inc.	1,163,355,749	110,447,335	34,745,681	22,265,965	18,296,294	1,556	150,480	467,694	8,333,736	8,731,299
Green Mountain Power Corporation	1,688,336,140	71,750,314	51,594,857	12,565,795	13,252,620	627	271,468	200,640	4,129,433	4,321,173
UGI Utilities Inc.	325,387,385	15,846,223	12,850,787	5,763,729	6,981,296	207	62,692	75,737	1,001,063	1,076,798
Madison Gas and Electric Company	831,816,692	43,572,263	15,681,297	22,313,233	11,519,720	698	163,413	108,478	3,190,895	3,292,741
Entergy Louisiana, LLC	9,530,375,165	323,987,699	156,208,253	116,074,421	107,910,315	10,134	1,102,557	1,704,474	57,447,333	59,017,203

Empresa	Activos de Distribución [USD]	Activos Comerciales [USD]	OYM de Distribución [USD]	OYM de Comercial [USD]	OYM de Administración [USD]	Demanda Máxima [MW]	Cantidad Clientes [u]	Energía Perdida [MWh]	Energía Vendida [MWh]	Energía Ingresada [MWh]
Upper Michigan Energy Resources Corporation	290,415,679	12,600,685	5,475,320	5,148,175	988,524	284	37,064	82,091	1,705,740	1,785,834
Entergy New Orleans, LLC	1,053,955,901	84,614,403	28,300,065	41,805,486	37,371,511	1,182	208,865	204,160	5,640,495	5,809,660
Alaska Electric Light and Power Company	162,929,958	20,448,896	3,570,242	2,006,178	3,583,113	88	17,701	19,545	405,072	424,617
Superior Water Light & Power	67,608,512	6,340,215	1,376,654	2,318,574	4,135,060	139	15,242	4,729	920,325	925,054

ANEXO VI: Datos empresas comparadoras año 2023

ID FERC	Empresa	Activos de Distribución [USD]	Activos Comerciales [USD]	OYM de Distribución [USD]	OYM de Comercial [USD]	OYM de Administración [USD]	Demanda Máxima [MW]	Cantidad Clientes [u]	Energía Perdida [MWh]	Energía Vendida [MWh]	Energía Ingresada [MWh]
C000041	Southern California Edison Company	40,133,910,123	1,596,935,340	1,057,657,068	819,127,387	1,621,441,241	20,948	5,263,440	3,888,853	76,991,755	80,680,362
C000116	Tampa Electric Company	3,669,576,277	193,193,570	72,254,572	101,116,389	153,660,609	4,385	834,144	973,687	20,790,700	21,760,518
C000135	Duke Energy Progress, LLC	12,919,200,465	511,790,539	151,708,177	86,653,708	87,841,502	12,630	1,718,136	2,424,406	41,891,387	43,937,731
C000136	Duke Energy Florida, LLC	12,425,405,384	504,869,444	155,390,817	243,783,789	402,779,023	10,235	1,968,226	2,016,786	40,832,186	42,809,370
C000171	Puget Sound Energy, Inc.	6,175,729,061	378,548,184	110,821,278	222,527,654	92,049,476	4,329	1,224,334	1,090,701	21,165,762	22,118,895
C000191	Consumers Energy Company	13,899,750,106	923,258,150	391,793,594	348,431,404	37,094,306	7,518	1,884,291	1,645,322	32,449,010	34,031,503
C000199	Commonwealth Edison Company	29,677,819,897	1,311,686,768	549,453,497	332,812,266	277,559,687	22,467	4,130,538	5,906,237	82,290,221	88,181,398
C000289	Duke Energy Indiana, LLC	7,370,418,570	347,261,733	93,665,011	37,344,350	33,548,215	6,051	894,160	2,490,342	25,618,885	28,039,180
C000290	Duke Energy Carolinas, LLC	25,091,074,645	1,076,226,795	256,399,369	150,727,818	124,587,115	18,010	2,845,809	5,046,609	77,847,395	82,744,961
C000291	Duke Energy Kentucky, Inc.	860,579,022	45,386,705	11,807,105	5,952,089	4,508,423	803	151,128	188,365	3,848,896	4,031,202
C000292	Duke Energy Ohio, Inc.	4,673,516,740	242,358,038	69,767,125	33,223,661	36,586,465	1,426	752,909	1,042,451	19,062,261	20,091,605
C000313	Ohio Edison Company	4,853,167,396	346,130,104	129,631,475	40,996,626	14,923,146	5,192	1,069,766	257,142	23,499,759	23,756,901
C000314	The Cleveland Electric Illuminating Company	3,874,880,890	254,751,140	86,203,644	38,515,120	23,650,538	3,868	756,673	159,223	17,042,067	17,201,290
C000315	The Toledo Edison Company	1,619,994,564	106,903,227	26,787,304	13,205,614	6,979,259	2,220	315,061	135,390	10,830,066	10,965,456
C000316	Pennsylvania Power Company	1,021,709,571	66,533,702	36,728,485	21,778,902	8,248,799	900	171,046	4,350	4,430,772	4,434,845
C000415	DTE Electric Company	14,758,079,192	660,131,517	433,565,316	364,960,984	119,360,853	10,340	2,266,460	1,162,820	39,121,948	40,168,155
C000465	El Paso Electric Company	2,506,583,116	85,273,866	30,662,643	25,926,628	21,272,177	2,384	456,346	513,839	8,624,092	9,064,422
C000500	Wisconsin Public Service Corporation	2,506,679,789	116,208,803	30,739,695	42,499,792	13,249,986	2,112	463,138	371,066	10,817,248	11,155,926
C000507	Orange and Rockland Utilities, Inc.	1,518,806,730	65,152,600	66,196,926	60,272,898	48,064,326	1,379	242,334	56,157	3,924,743	3,978,283
C000509	Rockland Electric Company	494,883,689	18,379,393	24,230,103	19,952,479	10,033,510	382	75,487	16,275	1,460,324	1,476,599
C000533	Kentucky Power Company	1,647,951,648	36,035,099	42,003,657	9,086,229	5,763,828	1,085	162,746	355,290	5,168,345	5,515,743
C000534	Kingsport Power Company	331,113,176	9,975,687	8,712,441	1,635,276	2,249,912	393	49,139	49,401	1,892,831	1,942,232
C000535	Ohio Power Company	8,430,553,854	420,580,475	248,931,893	240,418,600	26,667,280	3,606	1,523,797	424,705	44,317,733	44,705,685
C000536	Public Service Company of Oklahoma	3,954,955,156	173,168,833	84,876,189	56,200,169	13,693,570	4,287	575,846	1,160,400	18,515,197	19,668,497
C000542	Northern Indiana Public Service Company LLC	4,591,843,734	133,088,440	68,978,432	21,683,296	82,210,880	3,050	487,082	401,844	14,776,345	15,178,176
C000553	Louisville Gas and Electric Company	2,301,750,529	57,041,962	47,161,925	31,849,210	30,977,999	2,639	434,134	485,823	10,858,895	11,322,858
C000555	Kentucky Utilities Company	4,455,089,922	103,269,044	57,321,638	59,243,588	42,020,483	3,561	569,628	1,055,826	17,419,210	18,460,773
C000602	The Dayton Power and Light Company	3,372,200,762	139,412,009	64,645,013	72,132,071	51,893,423	3,241	539,128	93,237	2,672,415	2,758,502
C000685	San Diego Gas & Electric	11,174,701,809	449,321,000	360,963,470	381,675,507	520,929,361	4,572	512,632	822,459	4,619,469	5,302,013

ID FERC	Empresa	Activos de Distribución [USD]	Activos Comerciales [USD]	OYM de Distribución [USD]	OYM de Comercial [USD]	OYM de Administración [USD]	Demanda Máxima [MW]	Cantidad Clientes [u]	Energía Perdida [MWh]	Energía Vendida [MWh]	Energía Ingresada [MWh]
C000692	Interstate Power and Light Company	4,762,675,783	188,623,648	42,056,346	46,025,713	14,769,769	2,940	500,042	196,727	13,940,034	14,085,023
C000746	Ameren Illinois Company	10,792,540,948	477,930,621	279,746,654	143,102,189	66,437,066	2,281	1,226,027	255,232	9,176,361	9,411,558
C000822	Public Service Company of Colorado	7,810,857,965	471,363,735	120,903,234	202,060,236	107,600,425	6,819	1,569,509	522,739	28,039,983	28,446,972
C000824	Northern States Power Company, a Minnesota corporation	8,101,787,242	284,982,833	128,574,542	188,049,856	88,892,885	7,806	1,556,301	203,846	33,101,611	33,078,192
C000825	Southwestern Public Service Company	4,596,256,755	121,418,621	43,856,711	56,263,790	42,051,423	4,325	406,432	873,690	23,434,361	24,219,293
C000851	Entergy Texas, Inc.	3,501,395,373	217,017,619	78,042,923	47,093,185	61,357,747	4,153	506,334	732,751	21,164,484	21,890,193
C000905	WEST PENN POWER COMPANY	3,822,023,759	283,623,594	91,601,734	79,986,381	43,152,049	3,706	737,360	245,067	18,676,603	18,920,692
C001016	The Connecticut Light and Power Company	12,855,157,965	298,213,362	267,696,920	409,657,707	184,142,376	4,523	1,281,684	118,439	19,576,769	19,570,338
C001017	Public Service Company of New Hampshire	4,849,436,157	121,021,568	119,793,108	81,512,090	98,496,657	1,613	537,247	308,658	7,589,586	7,886,670
C001030	Florida Power & Light Company	31,382,382,143	1,485,497,290	297,446,135	182,122,333	235,953,595	28,461	5,845,161	10,323,742	127,903,793	138,032,880
C001143	MidAmerican Energy Company	5,502,185,755	154,275,602	83,412,620	81,533,328	19,122,854	5,851	820,673	747,135	29,675,158	30,191,898
C001187	UNS Electric, Inc.	1,063,714,631	37,915,265	7,972,604	10,040,266	4,691,672	530	103,504	16,645	1,832,424	1,843,969
C001194	Public Service Electric and Gas Company	15,040,262,802	631,849,777	213,043,140	566,934,016	114,371,466	9,561	2,369,557	2,059,882	39,092,838	41,150,570
C001218	Public Service Company of New Mexico	2,791,481,512	92,368,606	33,254,248	35,904,889	60,719,488	2,162	548,047	2,041,062	9,667,019	11,638,226
C001222	Unitil Energy Systems, Inc.	537,269,879	33,970,097	10,127,972	12,993,045	4,022,714	252	80,854	24,002	564,102	586,641
C001307	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.	439,988,782	9,448,336	8,484,039	1,660,908	1,494,919	176	46,452	11,213	899,672	910,872
C001308	Massachusetts Electric Company	7,103,857,740	265,872,836	206,529,591	507,440,729	178,779,431	4,314	635,010	141,534	4,594,707	4,736,204
C001309	The Narragansett Electric Company	2,999,175,091	102,217,332	136,707,298	131,452,150	80,150,871	1,670	404,034	228,551	3,461,286	3,689,837
C001315	Indianapolis Power & Light Company	3,351,679,594	269,657,555	97,780,349	37,988,831	65,165,485	2,688	523,395	357,620	12,470,195	12,802,582
C001316	Wisconsin Electric Power Company	6,802,199,523	351,913,355	88,089,437	99,770,774	15,584,259	5,587	1,159,303	754,351	22,918,893	23,566,899
C001454	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	358,504,665	11,779,602	4,702,001	1,642,815	2,766,233	312	44,794	176,785	2,119,908	2,295,183
C001464	Potomac Electric Power Company	10,516,461,724	280,109,153	220,208,442	150,877,495	171,909,117	5,092	938,263	643,143	23,043,367	23,685,499
C001553	Georgia Power Company	20,145,084,074	822,539,326	293,590,269	351,898,039	148,695,823	16,720	2,735,261	3,574,849	84,130,035	87,664,746
C001555	Mississippi Power Company	2,152,724,218	73,099,251	47,953,037	30,605,129	29,001,315	2,479	191,779	531,322	9,655,081	10,042,507
C001607	The United Illuminating Company	2,572,265,312	153,982,613	120,154,788	142,122,477	26,023,972	1,197	344,026	198,173	4,748,336	4,946,509
C001609	Sierra Pacific Power Company	2,788,665,217	92,803,231	40,292,111	24,195,026	32,546,723	1,825	375,809	718,466	8,347,572	9,056,509
C001610	Nevada Power Company	4,671,856,063	279,338,933	34,627,380	90,522,843	57,680,749	6,311	1,015,207	747,773	20,397,069	21,128,454
C001646	PacifiCorp	13,709,312,637	488,951,191	388,805,824	282,163,170	60,128,953	10,802	2,069,044	4,456,877	56,696,328	61,108,880
C001673	ALLETE, Inc.	1,222,009,471	117,096,252	30,461,590	20,151,224	18,431,579	1,551	151,694	488,398	8,478,783	8,901,590
C001745	Green Mountain Power Corporation	1,785,185,351	74,194,354	57,492,003	13,681,152	13,420,571	592	273,011	233,086	4,033,028	4,256,869
C002089	UGI Utilities Inc.	350,869,534	16,146,870	13,196,722	7,013,626	7,435,205	195	62,746	92,567	953,997	1,046,562
C002498	Madison Gas and Electric Company	843,328,756	46,807,913	16,027,042	20,855,511	12,777,009	745	163,278	88,445	3,159,061	3,241,586
C004995	Entergy Louisiana, LLC	8,146,604,418	463,277,152	149,042,590	105,360,510	105,043,437	10,327	1,104,479	1,675,910	57,677,063	59,262,521

ID FERC	Empresa	Activos de Distribución [USD]	Activos Comerciales [USD]	OYM de Distribución [USD]	OYM de Comercial [USD]	OYM de Administración [USD]	Demanda Máxima [MW]	Cantidad Clientes [u]	Energía Perdida [MWh]	Energía Vendida [MWh]	Energía Ingresada [MWh]
C005443	Upper Michigan Energy Resources Corporation	291,870,018	8,822,910	4,574,832	5,003,459	728,803	281	37,245	71,965	1,826,261	1,896,325
C007667	Entergy New Orleans, LLC	1,154,096,751	92,131,969	31,856,544	36,147,038	37,116,817	1,208	209,071	66,162	5,739,361	5,762,608
C011150	Alaska Electric Light and Power Company	162,491,514	23,926,053	4,631,513	2,093,027	4,719,151	76	17,869	17,575	411,690	429,265
C011163	Superior Water Light & Power	66,446,144	5,931,855	1,375,180	2,215,566	3,781,239	139	15,315	9,541	1,002,907	1,012,448

ANEXO VII: Resultados Modelos Estadísticos de Costos de Activos y Explotación

©2025 IEE. UNSJ-CONICET-Herramienta de estimación econométrica y análisis estadístico

Dependent Variable: LOG(AD)

Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)

Estimator of component variances: Swamy & Arora (equivalente)

Cross-sections (empresas): 66 Periods: 2 Obs: 132

	Parameter	Std. Err.	T-stat	P-value	Lower CI	Upper CI
const	10.6882	0.5207	20.5256	0.0000	9.6676	11.7088
ln_D	0.2398	0.0778	3.0840	0.0025	0.0874	0.3923
ln_CL	0.7133	0.0775	9.2077	0.0000	0.5614	0.8651

Effects Specification	S.D.	Rho
Cross-section random	0.262447	0.967365
Idiosyncratic random	0.048205	0.032635

Unweighted Statistics

R-squared	0.958048	Mean dependent var	21.905584
Sum squared resid	9.694597	Durbin-Watson stat	0.072578

Ecuación ln(RE-GLS): $\ln_AD = 10.688172 + 0.239843 \cdot \ln(D) + 0.713253 \cdot \ln(CL)$

Ec. Eficiencia: $AD = 43834.300603 \cdot D^{(0.239843)} \cdot CL^{(0.713253)}$

=====

©2025 IEE. UNSJ-CONICET-Herramienta de estimación econométrica y análisis estadístico

Dependent Variable: LOG(AC)

Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)

Estimator of component variances: Swamy & Arora (equivalente)

Cross-sections (empresas): 66 Periods: 2 Obs: 132

=====

	Parameter	Std. Err.	T-stat	P-value	Lower CI	Upper CI
const	6.6780	0.4562	14.6382	0.0000	5.7838	7.5721
ln_CL	0.9260	0.0347	26.7064	0.0000	0.8581	0.9940

=====

Effects Specification	S.D.	Rho
Cross-section random	0.342393	0.939790
Idiosyncratic random	0.086665	0.060210

=====

Unweighted Statistics

R-squared	0.926956	Mean dependent var	18.798690
Sum squared resid	16.276122	Durbin-Watson stat	0.080407

=====

=====

Ecuación ln(RE-GLS): $\ln_AC = 6.677960 + 0.926037 \cdot \ln(CL)$

Ec. Eficiencia: $AC = 794.696610 \cdot CL^{(0.926037)}$

=====

=====

©2025 IEE. UNSJ-CONICET-Herramienta de estimación econométrica y análisis estadístico

Dependent Variable: LOG(OMD)

Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)

Estimator of component variances: Swamy & Arora (equivalente)

Cross-sections (empresas): 66 Periods: 2 Obs: 132

=====

	Parameter	Std. Err.	T-stat	P-value	Lower CI	Upper CI
const	7.0512	0.8868	7.9509	0.0000	5.3130	8.7895
ln_D	0.8991	0.0497	18.0934	0.0000	0.8017	0.9965
ln_DdivCL	-0.7425	0.1406	-5.2821	0.0000	-1.0180	-0.4670

=====

Effects Specification	S.D.	Rho
Cross-section random	0.494605	0.932198
Idiosyncratic random	0.133391	0.067802

=====

Unweighted Statistics

R-squared	0.847194	Mean dependent var	17.998427
Sum squared resid	34.397518	Durbin-Watson stat	0.078679

=====

=====

Ecuación ln(RE-GLS): $\ln_OMD = 7.051247 + 0.899135 \cdot \ln(D) + -0.742462 \cdot \ln(DdivCL)$

Ec. Eficiencia: $OMD = 1154.297379 \cdot D^{(0.899135)} \cdot DdivCL^{(-0.742462)}$

=====

=====

©2025 IEE. UNSJ-CONICET-Herramienta de estimación econométrica y análisis estadístico

Dependent Variable: LOG(COM)

Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)

Estimator of component variances: Swamy & Arora (equivalente)

Cross-sections (empresas): 66 Periods: 2 Obs: 132

=====

	Parameter	Std. Err.	T-stat	P-value	Lower CI	Upper CI
const	2.1500	0.9196	2.3379	0.0209	0.3476	3.9525
ln_CL	0.6089	0.0937	6.5006	0.0000	0.4253	0.7924
ln_OMD	0.4239	0.0869	4.8767	0.0000	0.2535	0.5942

=====

Effects Specification	S.D.	Rho
Cross-section random	0.552045	0.955732
Idiosyncratic random	0.118809	0.044268

=====

Unweighted Statistics

R-squared	0.855006	Mean dependent var	17.748504
Sum squared resid	42.883296	Durbin-Watson stat	0.052924

=====

=====

Ecuación ln(RE-GLS): $\ln_COM = 2.150047 + 0.608866 \cdot \ln(CL) + 0.423877 \cdot \ln(OMD)$

Ec. Eficiencia: $COM = 8.585260 \cdot CL^{(0.608866)} \cdot OMD^{(0.423877)}$

=====

=====

©2025 IEE. UNSJ-CONICET-Herramienta de estimación econométrica y análisis estadístico

Dependent Variable: LOG(ADM)

Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)

Estimator of component variances: Swamy & Arora (equivalente)

Cross-sections (empresas): 66 Periods: 2 Obs: 132

=====

	Parameter	Std. Err.	T-stat	P-value	Lower CI	Upper CI
const	1.0764	1.2077	0.8913	0.3744	-1.2906	3.4434
ln_ OMD	0.3605	0.1407	2.5623	0.0115	0.0847	0.6362
ln_ COM	0.5489	0.1242	4.4203	0.0000	0.3055	0.7923

=====

Effects Specification	S.D.	Rho
Cross-section random	0.696468	0.860800
Idiosyncratic random	0.280072	0.139200

=====

Unweighted Statistics

R-squared	0.756612	Mean dependent var	17.306790
Sum squared resid	71.601923	Durbin-Watson stat	0.150498

=====

=====

Ecuación ln(RE-GLS): $\ln_ADM = 1.076394 + 0.360464 \cdot \ln(OMD) + 0.548926 \cdot \ln(COM)$

Ec. Eficiencia: $ADM = 2.934080 \cdot OMD^{(0.360464)} \cdot COM^{(0.548926)}$

=====

=====

©2025 IEE. UNSJ-CONICET-Herramienta de estimación econométrica y análisis estadístico

Dependent Variable: LOG(EP)

Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)

Estimator of component variances: Swamy & Arora (equivalente)

Cross-sections (empresas): 6 Periods: 2 Obs: 12

=====

	Parameter	Std. Err.	T-stat	P-value	Lower CI	Upper CI
const	-2.4091	0.3314	-7.2698	0.0000	-3.0586	-1.7596
ln_EI	0.9868	0.0195	50.6654	0.0000	0.9486	1.0249

=====

Effects Specification	S.D.	Rho
Cross-section random	0.000000	0.000000
Idiosyncratic random	0.136632	1.000000

=====

Unweighted Statistics

R-squared	0.996119	Mean dependent var	14.295845
Sum squared resid	0.132641	Durbin-Watson stat	1.554446

=====

=====

Ecuación ln(RE-GLS): $\ln_EP = -2.409105 + 0.986755 \cdot \ln(EI)$

Ec. Eficiencia: $EP = 0.089896 \cdot EI^{(0.986755)}$

=====