

Santiago, 6 de enero de 2025

OFICIO N° 001/2025

Ref.: OFICIO 4/12/2024 (CEI 59)

De mi consideración:

En respuesta al documento de referencia de la CEI 59 sobre continuidad servicio eléctricos y agua potable durante eventos climáticos, adjunto los siguientes informes elaborados por profesionales de la Biblioteca del Congreso Nacional:

- Regulación económica aplicable a empresas de servicios básicos en Chile: Fijación tarifaria y rentabilidades.
- Fijación de tarifas y límites a la rentabilidad de empresas de distribución eléctrica: Revisión de regulación económica internacional-
- Resultados financieros de las empresas del segmento de distribución eléctrica.
- Experiencia comparada: Participación del Estado y del sector privado en la distribución eléctrica.

Agradeciendo la confianza que depositan en nuestros profesionales, se despide atentamente,


DIEGO MATTE PALACIOS
DIRECTOR



BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL DE CHILE

**AL SEÑOR
JAIME MULET MARTÍNEZ
H. DIPUTADO
PRESIDENTE
COMISIÓN INVESTIGADORA, CEI 59
CÁMARA DE DIPUTADAS Y DIPUTADOS
PRESENTE**

DMP/GWO/jar.



Fijación de tarifas y límites a la rentabilidad de empresas de distribución eléctrica

Revisión de regulación económica internacional

Autor

Nicolás García Bernal

Email: ngarcia@bcn.cl

Comisión

Documento elaborado a solicitud de la Comisión Especial Investigadora (CEI N° 59) "Continuidad de servicios eléctricos y agua potable durante eventos climáticos.

N° SUP: 144.503

Resumen

El presente documento presenta una revisión de la fijación tarifaria y los límites de rentabilidad en la distribución eléctrica, enfocándose en la experiencia chilena y su comparación con otros países. En Chile, como en muchos otros países, el sector de distribución eléctrica está regulado debido a que se considera un monopolio natural. Las tarifas y rentabilidades son determinadas mediante el modelo de empresa eficiente, usando el método CAPM para calcular la tasa de retorno entre un rango de 6% y 8% después de impuestos.

A nivel internacional, los esquemas regulatorios varían. Bolivia y Brasil emplean monopolios regionales con regulación *price-cap*, mientras que en Ecuador y Paraguay predominan sistemas estatales con tarifas basadas en costos de servicio. En Argentina y Colombia se utilizan combinaciones de *revenue-cap* y *price-cap*. Los modelos de regulación buscan equilibrar eficiencia, equidad y sostenibilidad.

En España, la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia regula las tarifas basándose en inversiones no amortizadas y costos operativos, mientras que la rentabilidad se calcula mediante la metodología del costo promedio ponderado de capital (WACC). En Francia, la Comisión de Regulación de la Energía establece tarifas plurianuales para las redes públicas y calcula la rentabilidad sobre activos no amortizados utilizando WACC, asegurando comparabilidad con inversiones de riesgo similar. La remuneración incluye cargos de explotación y costo de capital.

Reino Unido adopta el modelo correspondiente a un esquema de ingresos máximos basado en planes de negocio que incluyen gastos de capital (CAPEX) y operación (OPEX), y vincula una parte de los ingresos al cumplimiento de métricas de eficiencia y calidad del suministro. En Australia, el modelo combina esquemas de ingresos máximos y precios máximos, dependiendo del Estado, con revisiones cada cinco años.

I. Introducción

En Chile el segmento de distribución eléctrica está regulado. Las medidas de regulación se ejecutan en los segmentos donde típicamente existen condiciones de monopolio natural y que, por ende, no es posible un desempeño competitivo. Uno de los aspectos que los organismos reguladores se encargan de establecer son los límites para las rentabilidades de las empresas que actúan en estas industrias, aplicándolos a la distribución y transmisión eléctrica, servicios de gas y servicios sanitarios.

La mayoría de los sectores regulados – transmisión y distribución de electricidad, distribución de gas por red - utilizan el método *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), que implica estimar el costo de capital propio (patrimonio) a través de la elección de una cartera de inversión tal que se minimice el riesgo y maximice el retorno esperado, determinando así el valor que presenta un activo. Su estimación requiere el valor esperado de los retornos en función de una tasa libre de riesgo y del precio del mercado en base a criterios de riesgo diversificados¹.

En Chile, es importante destacar que en el segmento de distribución eléctrica la regulación de la rentabilidad de la industria se realiza en el denominado “chequeo de rentabilidad”, que es parte del proceso de fijación de tarifas. Dicho chequeo de rentabilidad implica que la Comisión Nacional de Energía (CNE), al determinar las tarifas básicas preliminares, debe verificar que el total de la industria de distribución tenga una rentabilidad económica después de impuestos a las utilidades entre 6% y 8% sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) real de las empresas². Sin embargo, si bien las tarifas establecidas por la CNE para un período de 4 años simulan que, *a priori*, las empresas tengan una rentabilidad según lo establecido, esto no necesariamente sucede en términos contables en el período de vigencia del proceso tarifario.

Como se reporta en este documento, tanto en la regulación chilena como en la extranjera la determinación de los costos anuales de las instalaciones y activos de distribución considera la utilización de una tasa de actualización o tasa de descuento. En consecuencia, la experiencia internacional se remite a la determinación de un valor preestablecido o, en otros casos, a la valorización según variables de mercado a través del referido método CAPM.

¹ Más específicamente, considera que el costo del capital propio es igual a una tasa libre de riesgo – por ejemplo, la tasa de interés de los bonos del gobierno – más una prima por riesgo que depende del sector y del riesgo-país.

² El VNR es una forma de valorización de los activos de la empresa (maquinaria, infraestructura, equipos, etc.) y corresponde al “costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos que son utilizados para dar el servicio de distribución”.

II. Regulación del segmento de distribución de electricidad en Chile

La legislación vigente establece que el sector eléctrico está compuesto por los sectores de generación, transmisión y distribución de electricidad³. De éstos, los sectores de transmisión y distribución operan como monopolios naturales regulados y por ello están sujetos a mecanismos de tarificación y fijación de tasa de rentabilidad⁴.

a) Fijación de tarifas y rentabilidad para el segmento de distribución eléctrica

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución por efectuar el servicio de distribución de electricidad se compone del Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual, para estimar la tarifa al usuario final, se agrega a otros componentes del sistema eléctrico, individualizados en la siguiente expresión (CNE, 2024):

$$\text{Precio a usuario final} = \text{Precio de Nudo} + \text{Valor Agregado de Distribución (VAD)}^5 + \text{Cargo Único por uso del Sistema Troncal}$$

Según ha dispuesto la regulación sectorial, en el sector de distribución la fijación de tarifa utiliza la metodología de empresa modelo eficiente que se remunera a través del VAD. En la práctica esto se realiza a través de un estudio cuatrienal⁶ en el que se busca obtener los costos medios de prestar el servicio público para una empresa modelo eficiente que opera en el país y que cumple con la ley y normativa vigente (CNE, 2022).

Específicamente, los costos se calculan para determinadas Áreas Típicas de Distribución fijadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), que agrupan empresas cuyos costos de prestar el servicio de distribución y la densidad de clientes por kilómetro son similares entre sí, seleccionando a una de ellas como empresa de referencia para el dimensionamiento eficiente de costos de acuerdo con sus restricciones geográficas y distribución de clientes, entre otros. Así, de los costos derivados del cálculo del VAD se obtienen posteriormente las tarifas de distribución de todas las empresas distribuidoras.

Tras esto, el proceso culmina con la elaboración del Informe Técnico de Propuesta de Fórmulas Tarifarias, donde la estructuración de las tarifas debe efectuarse de tal forma que se reflejen los costos determinados en el Informe Técnico del VAD y que la tasa de rentabilidad económica de la industria, después de impuestos a las utilidades, se encuentre dentro de la banda establecida por la Ley.

³ La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) es el principal marco normativo, aplicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y en supervisada por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC).

⁴ Se considera que para suministros a usuarios cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, son sectores con características de monopolio natural, por lo que están sujetos a regulación de precios. Si es superior a 5.000 kW, la ley dispone libertad de precios al suponer capacidad negociadora de los clientes finales y posibilidad de proveerse electricidad de otras formas.

⁵ El denominado Valor Agregado de Distribución (VAD) es principal componente para la fijación tarifaria al representar los costos medios de una empresa modelo eficiente que opera en una zona determinada. El cálculo del VAD se encuentra regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, y lo debe desarrollar cada cuatro años la Comisión Nacional de Energía.

⁶ En simple, el modelo tiene como propósito el simular costos de operación, inversión y mantenimiento necesario para brindar el servicio de distribución en condiciones óptimas y eficientes.

Para la determinación de las tarifas, como para la fijación de la rentabilidad, se utiliza una tasa de descuento que se interpreta como la tasa de retorno que logra una empresa eficiente⁷. Para el cálculo de esta, la regulación ha establecido que se aplique la metodología denominada *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), lo que implica considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en relación con el mercado⁸, la tasa de rentabilidad libre de riesgo⁹ y el premio por riesgo de mercado¹⁰.

Actualmente, tras la modificación del año 2019 a la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 04/20.018), para efectos del cálculo del VAD se rebajó la tasa de rentabilidad de las empresas de distribución, dejando atrás la tasa fija de 10% antes de impuestos de procesos tarifarios anteriores¹¹, y estableciendo – a través de la Ley N° 21.194 - que esta debe ser calculada por la CNE de forma previa al estudio de costo, estableciendo una banda entre 6% y 8% después de impuestos para dicha tasa. Así, por ejemplo, como resultado de este proceso, para el periodo 2020 – 2024 se consideró una tasa del 6% después de impuestos¹².

Finalmente, a la CNE le corresponde realizar un chequeo de rentabilidad durante el proceso tarifario con el objeto de asegurar que, mediante una estimación, las tarifas permitan que las rentabilidades se ajusten a los límites preestablecidos por la regulación. Así, por ejemplo, como resultado de este proceso, la CNE reportó que en el proceso tarifario correspondiente al período 2016–2020 la tasa de rentabilidad considerada para el conjunto de las empresas de la industria - antes del pago de impuestos – era equivalente al 7,55% (CNE, 2017)¹³. Luego, la CNE (2024) en el proceso de tarificación 2020 – 2024, reportó que en base a cifras ingresos y costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo del año 2019, la tasa de rentabilidad económica agregada de la industria después de impuestos era de 5,73%¹⁴.

⁷ Teóricamente, se supone que la empresa realiza sus inversiones de manera eficiente, de acuerdo a costos de tecnologías vigentes disponibles en el mercado y, además, posee una estructura organizacional eficiente, remunerada de acuerdo a los valores de mercado y con costos operacionales y de mantenimiento eficientes. Toda vez que la empresa real logre alcanzar niveles de eficiencia similares a la empresa eficiente podrá alcanzar un retorno de largo plazo similar a la tasa de descuento.

⁸ El riesgo con respecto al portafolio de mercado no puede eliminarse al ser inherente a la actividad financiera y operacional.

⁹ El rendimiento de un activo libre de riesgo se encuentra asociado a la rentabilidad de un bono emitido por el Banco Central de Chile a 10 o 20 años. Se suele utilizar la rentabilidad de un bono con un vencimiento similar a la vida del activo financiero que se quiere valorar.

¹⁰ Corresponde a la rentabilidad adicional que exigen los inversores para invertir en activos con riesgo, esto en comparación a la alternativa de invertir en activos sin riesgo.

¹¹ Previa a la modificación regulatoria, se determinaba que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades se ubicara en un rango entre el 6% y 14%, y de esta forma no difiriera en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización, la que actualmente es igual al 10%.

¹² Antes de la reforma legal se establecía que el proceso de fijación de tarifas consideraba el proceso de chequeo de rentabilidad, con el cual se establecía que con las tarifas preliminarmente establecidas por la CNE para el período tarifario las empresas de la industria debían tener una rentabilidad real antes de impuesto que no difiriera en más de 4 puntos porcentuales de la tasa de actualización, equivalente a un 10%.

¹³ En cuanto a valores individuales, la mayor rentabilidad era la obtenida por el grupo SAESA (8,66%) seguido por CGE (7,97%), Chilquinta (7,68%) y ENEL (7,20%). Al respecto, cabe destacar que la remuneración de los activos se determinaba cada 4 años con los criterios más eficientes en cada oportunidad, a pesar que la vida útil de los activos es muy superior (de 30 años)

¹⁴ Esta tasa no difiere en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja del 6%, por lo que se consideró que los valores agregados que dieron origen a los ingresos deben ser aceptados.

III. Experiencia Internacional

A continuación, se realiza una breve descripción de cómo se ha abordado la regulación de las tarifas y rentabilidad de las empresas distribuidoras de energía en un grupo de países seleccionados. Según sea el caso, se señalan los modelos de regulación utilizados, procesos y consideraciones para la fijación (o no) de tarifas y si es que consideran una tasa de descuento o valorización preestablecida o, en caso contrario, si se ajusta según valores de mercado.

En consecuencia, en primer lugar, se aborda esta materia para un grupo de países de América Latina y países fuera de la región, tal como España, Francia, Reino Unido y Australia.

a) América Latina

Según CIER (2017) los países de América Latina y el Caribe han adoptado distintos esquemas de planificación y regulación para el sector de distribución de electricidad. Así, es posible diferenciar grupos de países según los esquemas aplicados:

- Bolivia, Ecuador, Paraguay y Uruguay son países que se caracterizan por una mayor intervención o participación del Estado. Por ejemplo, en Ecuador la distribución está en manos públicas mediante participación directa o con *joint-ventures*. En Paraguay y Uruguay la actividad permanece en empresas estatales integradas verticalmente con posición monopólica.
- Argentina y Brasil existe intervención estatal, pero la participación en la propiedad de las empresas es variada, coexistiendo empresas privadas, públicas y en algunos casos de capitales mixtos.
- Chile, Colombia y Perú poseen una regulación más laxa y con una mayor participación de empresas privadas.

Respecto al segmento de distribución eléctrica, CIER (2017) destaca la heterogeneidad en la definición del mercado y del esquema tarifario utilizado. Como se observa en el **Cuadro 1**, en América del Sur los modelos de regulación van desde la aplicación de monopolios por región o zona geográfica¹⁵ (Argentina, Bolivia, Brasil, Ecuador y Perú), monopolio nacional o Estatal¹⁶ (Paraguay y Uruguay), esquema de competencia (Colombia) o a través de un oligopolio regulado (Chile)¹⁷.

Respecto al esquema tarifario, en Bolivia, Brasil, Perú, Uruguay Argentina y Colombia se utiliza el precio máximo o *price cap*. En Ecuador y Paraguay se usa la metodología *revenue cap* (ingresos máximos), y en Chile que aplica el denominado *Yardstick competition*¹⁸ con *price cap*.

Cabe destacar que, a través de estos distintos modelos regulatorios, se busca alcanzar resultados que permitan alcanzar - o conciliar - la eficiencia (reducción de costos), la equidad (acceso universal y tarifas razonables) y la sostenibilidad (garantizar servicio a largo plazo). Por ejemplo, *Price-cap* y *Yardstick Competition* buscan incentivar la reducción de costos y operación óptima, mientras que *Revenue-cap* tiene como propósito proteger el servicio a largo plazo mediante límite en ingresos.

¹⁵ Se otorgan áreas o zonas de concesión en las cuales operan con exclusividad

¹⁶ Actividad se realiza por una sola empresa, típicamente de carácter estatal

¹⁷ Tanto en Colombia y Chile la normativa no establece exclusividad territorial, permitiéndose la superposición en las áreas de concesión en que operan. A través de un modelo oligopólico, en que varias empresas distribuyen electricidad en un mercado, se impone un marco orientado a la competencia.

¹⁸ Para el cálculo del activo necesario utiliza a una empresa de referencia (modelo eficiente) que permite comparar su costo eficiente (que provee el estándar de medida – *yardstick* - que se compara con el de la empresa real.

Cuadro 1. Esquema tarifario en países de América del Sur.

DISTRIBUCIÓN	ORGANIZACIÓN	ESQUEMA TARIFARIO
Argentina	Monopolio por región	Revenue-Cap y Price-Cap
Bolivia	Monopolio por región	Price-Cap
Brasil	Monopolio por región	Price-Cap
Chile	Oligopolio	Yardstick Competition con Price-Cap
Colombia	Competencia	Revenue-Cap y Price-Cap
Ecuador	Monopolio por región	Costo de Servicio
Paraguay	Monopolio (ANDE)	Costo de Servicio
Perú	Monopolio por región	Price-Cap
Uruguay	Monopolio (UTE)	Price-Cap

Fuente: CIER (2017)

Notas:

- (1) Modelo *price-cap* tiene como propósito fijar el máximo precio que puede cobrar un monopolio natural, y así incentivar las empresas reguladas para reducir sus costos.
- (2) La regulación de ingreso máximo (*revenue cap*) busca fijar un límite superior al ingreso.
- (3) Costo de servicio implica que las tarifas se establecen en función de los costos reales de la empresa, sumando un margen de rentabilidad razonable.
- (4) *Yardstick competition* (competencia comparativa) implica la comparación de costos y eficientes entre empresas similares (benchmarking) para fijar las tarifas que incentiven mejores en eficiencia.

A continuación, para mayor detalle, se especifican aspectos relevantes de alguno de los modelos regulatorios tarifarios y de rentabilidad de países de la región (CIER, 2017):

Argentina

El segmento de distribución funciona como un monopolio natural, en donde la participación pública alcanza un 30% y el restante 70% es privado. El esquema regulatorio aplicado es en base *revenue-cap* y *price-cap*. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad es el organismo a cargo de controlar que las empresas que brinden el servicio eléctrico cumplan con sus obligaciones.

De acuerdo al artículo 40 de la Ley N° 24.065/1991, las tarifas del servicio público de distribución eléctrica deben ser justas y razonables¹⁹. Además, se establece que están conformadas por dos términos: Costo de Compra en el Mercado Eléctrico Mayorista y el Costo propio de distribución. Este último corresponde a la retribución que perciben las distribuidoras por su tarea.

El cuadro tarifario respectivo es válido por un periodo de 5 años, estableciendo precios máximos. No obstante, la regulación considera que las tarifas puedan estar sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario y que no sean controlables por estos.

En cuanto a la remuneración de los activos, el procedimiento y metodología no están regulados. Si bien se discute en cada caso, el más utilizado es el CAPM y Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)²⁰. Pese a esto, el Art. 41 de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá: (a) guardar relación con el grado de eficiencia y

¹⁹ Según se especifica, estas deben permitir que operen de forma económica y prudente, otorgando que las distribuidoras obtengan ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, entre otros.

²⁰ En términos sucintos, en la metodología del WACC "el coste de capital de una empresa o actividad es representado por la suma ponderada de los respectivos costes de los fondos propios y de la deuda, donde la ponderación refleja el peso de cada recurso sobre el total de la financiación. Así, el WACC refleja el coste de la deuda y la rentabilidad exigida por los accionistas, que proveen capital a través de los fondos propios" (CNMC 2018,p.13).

eficacia operativa de la empresa y, (b) ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

Bolivia

El sector de distribución eléctrica está regulado por la Ley de Electricidad Boliviana (Ley N° 1604/1994), siendo esta la norma que establece principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional. La regulación de las tarifas y rentabilidad de la distribución eléctrica está a cargo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

La organización de la actividad se hace a través de un monopolio por región y, de acuerdo al artículo 51° de la Ley 1604, se establece que este funciona bajo concesión del Estado Nacional. El esquema regulatorio aplicado es de precios máximos que incluyen una tarifa base y las fórmulas de indexación.

Cuando existan variaciones significativas respecto a las previsiones de venta de electricidad utilizadas en la última aprobación de las tarifas base, la Superintendencia de Electricidad, de oficio, o a solicitud del titular, podrá efectuar una revisión extraordinaria de las tarifas base.

Tanto la aprobación como revisión de tarifas requiere la elaboración de estudios – encargados por el titular de las empresas – los que deberán ser aprobados por la Superintendencia de Electricidad. Luego la Superintendencia aprobará para cada empresa de distribución, estructuras tarifarias²¹ definidas en función de las características técnicas del suministro y del consumo de electricidad.

Para la remuneración de los activos se utiliza una tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base. Según se especifica, esta es equivalente al promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la bolsa de valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años, es decir, asociadas a sectores de agua, electricidad, gas, entre otras..

Brasil

Al igual que en Bolivia, la distribución se organiza a través de monopolios regionales, en los que las empresas gozan de concesiones y permisos de exclusividad territorial. También se utiliza el *price-cap* como esquema regulatorio.

La remuneración por servicio es igual a un nivel de ingresos que garantice a las distribuidoras eléctricas cubrir todos los costos eficientes de prestación de los servicios y además obtener una adecuada rentabilidad sobre el capital invertido razonablemente. Por otra parte, el costo de capital para remuneración de activos eléctricos se hace en base al WACC. Junto a esto, para la remuneración de los activos se aplica una tasa de retorno en términos reales igual a 7,5% después de impuestos.

²¹ Además, la remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento se hace a través de una tarifa costo-eficiente.

Colombia

De acuerdo a la Ley 143 de electricidad de 1994, los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada basada en criterios de eficiencia y calidad en la prestación de servicios. En este caso, la labor de las distribuidoras es la de Operador de Red y no de intermediario, tarea que realiza el comercializador²². Es decir, este segmento se divide entre la operación de la red de distribución y la comercialización.

En el artículo 45 de la Ley 143 se dispuso la aplicación de un modelo de regulación en base a empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, que tiene en cuenta las características propias de la región, a partir de la cual se definirán las tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad. Estas tarifas tienen una vigencia de cinco años.

En este caso se define una metodología para el cálculo de la tasa de retorno y tarifa aplicada en la remuneración de distribución²³, lo que requiere el cálculo de los costos de distribución – que servirán para definir tarifas a usuarios regulados – a través de una empresa modelo eficiente según áreas de distribución comparables.

El artículo 74 de la 142 del año 1994 establece que la formulación de tarifas debe “permitir remunerar el patrimonio de los accionistas en la forma que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable”. Esto implica que, tomando en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, se busca estimar tarifas que se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo y que permita garantizar la asignación eficiente de los recursos en la economía.

En concreto, en materia de rentabilidad, se ha establecido que los ingresos del operador de red por sistema de distribución se asocian a los niveles de tensión²⁴. En consecuencia, se ha establecido - resolución 093/2008 de CREG - que la remuneración de distribución de energía eléctrica está sujeta a dos tasas de retornos, calculadas bajo la metodología del WACC:

- Para los niveles de tensión 1, 2 y 3, se determinó un mecanismo de precio máximo (*price cap*), donde la CREG fija -para cada nivel de tensión- un cargo máximo unitario que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida.
- Para subtransmisión o nivel 4 aplica un ingreso máximo (*revenue cap*). En este caso, destaca que la CREG fijó como tasa de rentabilidad un 11,79% para 2019; 11,64% en 2020, 11,50% en 2021 y 11,36% para 2022 y años siguientes²⁵.

²² En este caso, la actividad se organiza como competencia de empresas privadas que no poseen exclusividad territorial ni concesiones otorgadas.

²³ Aquello corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organismo competente para regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía eléctrica y combustibles.

²⁴ Específicamente, el denominado Sistema de Transmisión Regional (STR) se divide según niveles de tensión: Nivel 1 (< 1kV), Nivel 2 (>1kV y <30kV), Nivel 3 (>30kV y < 57,5 kV) y Nivel 4 57,5kV y < 220kV).

²⁵ Mediante la Resolución CREG 093 de 2008, la Comisión definió la metodología para el cálculo de la TASA DE RETORNO a aplicar en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

En los dos casos señalados, los cálculos se realizan al considerar el valor nuevo de reposición (VNR) de los activos y la demanda asociada, determinando así anualidades del inventario de instalaciones reales del distribuidor²⁶.

Como se señaló, en la remuneración para los activos se calcula la tasa de rentabilidad a través del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC), donde el costo de capital propio se determina con el método del CAPM, y el costo del endeudamiento es obtenido a partir del mercado doméstico. Más específicamente, la metodología de cálculo de rentabilidad considera el riesgo de la industria, inflación de Colombia y Estados Unidos, estimación del costo de deuda, cálculo del costo de capital propio, tasa asociada con un activo libre de riesgo, tasa de rendimiento del mercado, riesgo país, tasa de impuesto a la renta y participación del capital propio y de la deuda.

El modelo colombiano considera un mecanismo de indexación de la remuneración al término del período tarifario de 5 años. Este implica la revisión de la metodología de remuneración de la actividad de distribución, abarcando la totalidad de los componentes de costo²⁷.

Ecuador

En Ecuador la actividad se realiza a través de monopolio por región. La distribución se realiza a través de 11 empresas de distribución, cuya participación accionaria es mayoritariamente del Estado.

Para el cálculo del componente de distribución, se considera la anualidad de costos de operación y mantenimiento aprobados, además del valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que se aprueben.

En cuanto a la remuneración para los activos, se establece que, en el caso de las empresas públicas, se cubre únicamente la depreciación de las inversiones y no se concede una tasa de retorno positiva. Junto a esto, el presupuesto del Estado cubre costos de expansión de la red. En el caso de las empresas privadas, la regulación pertinente establece que la tasa de descuento se calcula como un promedio ponderado de la rentabilidad que los accionistas esperan de su capital propio y el retorno que deben pagar por el financiamiento obtenido.

Las tarifas son determinadas dentro del primer semestre de cada año.

Perú

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) es la institución pública encargada de regular y supervisar las empresas del sector eléctrico, además de ser la encargada de fijar, revisar y modificar tarifas, establecer normativa, fiscalizar, atender reclamos de usuarios y solucionar controversias.

²⁶ Los estudios para la determinación de la metodología de la remuneración son realizados por la CREG, y posteriormente son sometidos a comentarios por parte de las empresas y otros interesados. Tras la definición de la metodología, corresponde a las empresas realizar inventarios de instalaciones y valoraciones definitivas de los activos, los que son necesarios para determinar remuneraciones y que posteriormente son sujetas a auditorías de la CREG.

²⁷ Este proceso incluye al WACC, costos unitarios de reposición a nuevo de los activos, costos y gastos de operación y mantenimiento, las productividades asociadas, energías y la nueva base de activos que resulta de las inversiones adicionales en el período tarifario.

La actividad se organiza como un monopolio por región. La regulación establece el otorgamiento de permisos y concesiones a las empresas distribuidoras que tienen zonas de exclusividad para realizar su operación. La actividad es realizada tanto por privados como por el sector público.

Al igual que en Chile el modelo de regulación aplicado es en base a la metodología de la empresa modelo eficiente, con la cual se busca determinar los costos eficientes de proveer el servicio de distribución eléctrica²⁸. Esto implica que para la estimación de costos, tarifas y rentabilidad que las empresas distribuidoras perciben por la prestación de sus servicios se utiliza el denominado VAD.

Es pertinente destacar que el modelo considera el cálculo del costo de la inversión como el costo estándar de inversión de un “sistema económicamente adaptado” a través del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), incentivando las inversiones eficientes²⁹. El costo de la inversión se anualiza tomando en cuenta una tasa de descuento del 12%³⁰, con un rango de tolerancia de rentabilidad del grupo de concesionarios entre el 8% y 16% de la tasa interna de retorno (TIR)³¹. En otras palabras, el costo de la inversión se anualiza tomando en cuenta una tasa de descuento de dicho valor y un periodo de vida útil de las instalaciones de 30 años.

El artículo 73 de la Ley de concesiones eléctricas establece que el cálculo y fijación de la tarifa debe realizarse cada 4 años. Pese a esto, es reajustada periódicamente según la variación de parámetros (tipo de cambio, precio del cobre, precio del gas, entre otros).

Uruguay

En Uruguay la distribución eléctrica se realiza principalmente por la empresa estatal integrada verticalmente UTE, que ocupa una posición dominante en el segmento. La actividad funciona como un monopolio y aplica un esquema regulatorio de *price-cap*.

En cuanto a los activos sujetos a remuneración, se establece que el costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución se calcula a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia (CIER, 2017). Para esto se considera una anualidad con una vida útil de instalaciones de distribución de 30 años y tasa de actualización definida para fines tarifarios.

En el modelo uruguayo la tasa de actualización a utilizar para la determinación de precios regulados de energía eléctrica son las tasas de costo de capital antes de impuestos, definidas por el Poder Ejecutivo al considerar las propuestas del ente regulador. De esta forma, el costo de capital debe integrar el costo de capital propio y el costo de endeudamiento.

A modo de síntesis, a continuación, el **Cuadro 2** presenta la situación de los países de Latinoamérica:

²⁸ Específicamente el decreto legislativo N° 1.221 de 2015, fijó que la regulación se hará combinando el modelo de empresa eficiente con una estrategia en base a incentivos, la denominada “*yardstick competition*”.

²⁹ Esto supone la elección de las tecnologías más adecuadas tanto para los niveles de media tensión (redes aéreas, redes subterráneas y equipos de protección y seccionamiento) como para las de baja tensión.

³⁰ Artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

³¹ Para la verificación de la TIR de un grupo, se consideran las tarifas y se suman los ingresos de las empresas, si la TIR está entre los parámetros indicados, se mantiene la tarifa, en caso contrario se vuelve a realizar el cálculo del VAD hasta que la TIR se ubique dentro de los parámetros requeridos.

Cuadro 2. Metodología de cálculo de Tasa de retorno/rentabilidad de países de Latinoamérica.

País	Tasa de retorno y Rentabilidad
Argentina	Estimación por el método WACC/CAPM
Bolivia	Promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años
Brasil	Aplica metodología WACC empleando una estructura capital/deuda óptima. Para la remuneración de los activos se aplica una tasa de retorno en términos reales igual a 7,5% después de impuestos.
Colombia	Estimación por el método WACC/CAPM. Para los niveles de tensión bajo metodología de ingreso máximo, aplica como tasa un 11,64% en 2020, 11,50% en 2021 y 11,36% para 2022 y años siguientes
Ecuador	Tasa de descuento se calcula como un promedio ponderado de la rentabilidad que los accionistas esperan de su capital propio y el retorno que deben pagar por el financiamiento obtenido.
Perú	12% real antes de impuestos

Fuente: Elaboración propia a partir de CIER (2017).

b) España

En este caso, el mercado eléctrico se divide en cuatro segmentos diferenciados: producción o generación, transmisión, distribución y comercialización. El mercado de generación está bajo un régimen de competencia desregulado en los precios, mientras que los precios de la transmisión y la distribución están regulados. El segmento de comercialización tiene precios tanto regulados como desregulados, como se verá más adelante

El Organismo regulador es la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia (CNMC)³², al que le corresponde proponer los parámetros técnicos y económicos para los cálculos según lo establecido en la ley.

En consecuencia, las tarifas de las empresas de distribución están reguladas y se hacen en base a la inversión no amortizada y los costos de operación y mantenimiento. Sin perjuicio de lo anterior, como se observa en el **Cuadro 3**, los consumidores pueden acogerse a una tarifa regulada o una tarifa liberalizada.

Cuadro 3. Tarifas más comunes en España

Tipo de tarifa	Descripción
Tarifa Plana	Acuerdo fijo entre consumidor y distribuidor sin variación alguna según contrato (precio único por kilovatio consumido).
Tarifa según discriminación	Acuerdo consumidor-distribuidor que establece variabilidad en cuanto a varios factores. Por ejemplo, tarifas con discriminación horaria, donde el precio del kWh es más barato cuando el consumo se realiza en determinadas franjas horarias (horas punta, horas llano, horas valle); Tarifas personalizadas por horas y por día (descuento día, mañana y tarde, domingos gratis, segunda residencia, etc).
Tarifas indexadas (libre mercado)	Precio de la electricidad es la del mercado mayorista más un margen de la comercializadora
Tarifas reguladas	Tarifa PVPC del mercado regulado donde el precio está regulado y definido por el gobierno.
Tarifas bono social	Ayuda social del gobierno para personas de bajos ingresos o necesitadas.

Fuente: Elaboración propia.

³² Organismo colegiado integrado por diez miembros nombrados por el gobierno a propuesta del Ministerio de Economía

En cuanto a la rentabilidad, a partir del año 2020 se calcula en base a la metodología de cálculo de costo promedio ponderado de capital (WACC)³³, no existiendo una tasa mínima establecida por ley.

c) Francia

En Francia, el organismo regulador es la Comisión de Regulación de la Energía (CRE), correspondiéndole el cálculo y establecimiento de tarifas de utilización de las redes públicas de electricidad. En este caso, las tarifas se establecen para períodos plurianuales de aproximadamente cuatro años (Unión Française de l'Électricité 2018, p. 2).

La tasa de rentabilidad del sector distribución se calcula como un porcentaje sobre los activos no amortizados, para lo cual se utiliza la metodología del costo promedio ponderado del capital (WACC). Su cálculo queda sujeto a variables de mercado, basándose en el principio de que la tasa de rentabilidad sea comparable a la que obtendrían inversiones que impliquen niveles de riesgo similar/comparable. Por lo anterior, no existiría una ley o normativa de la CRE que establezca una tasa mínima garantizada de rentabilidad.

La remuneración de la distribución se basa en el cálculo del ingreso autorizado, que es la suma de los cargos de explotación y de capital.

d) Reino Unido

Reino Unido aplica modelo de regulación RIIO que para establecer los controles de precios considera una formula en la que Ingresos = Incentivos + Innovación + Productos (en inglés *Revenue = Incentives to deliver innovation and outputs*). En definitiva, RIIO es un esquema de ingresos máximos previamente establecidos (*revenue-cap ex ante*) en base a valorización de activos reales. El límite de ingreso base de las empresas se determina a partir del plan de negocios que considera CAPEX y OPEX³⁴ para el período de control de precios³⁵.

Además, considera que una fracción de los ingresos dependa del cumplimiento de resultados predefinidos, tal como la calidad de suministro. Este mecanismo de incentivo a la eficiencia y cumplimiento de estándares pueden aumentar o disminuir el límite de ingresos.

e) Australia

El modelo australiano funciona bajo un esquema de remuneración *ex ante* en base a valorización de activos reales con ingreso máximo (*revenue-cap*) para algunos estados (Queensland y Tasmania, por ejemplo) y precio máximo (*price cap*) para otros (Victoria, New South Wales). Dichos ingresos entran en proceso de revisión cada cinco años y, además, existen incentivos y multas asociadas al cumplimiento de métricas de calidad del servicio.

³³ Equivalente a la retribución de las obligaciones del Estado a 10 años, más un diferencial basado en el costo promedio ponderado del capital. En este caso el costo promedio ponderado del capital refleja el costo de la deuda y la rentabilidad exigida por los accionistas que proveen capital con fondos propios.

³⁴ El acrónimo CAPEX proviene del inglés *capital expenditure* corresponde a los gastos de capital, es decir compras o inversiones en bienes físicos que aumenten la capacidad productiva. Por otra parte, el OPEX del inglés *operational expenditures* hace referencia al gasto operativo, más específicamente asociado a costos de explotación, funcionamiento o permanentes para el funcionamiento del negocio.

³⁵ El porcentaje de ingreso considerado como CAPEX y OPEX está fijo para el periodo, independiente de las inversiones y costos operacionales reales.

REFERENCIAS

Bibliografía general

- **Dammert, Molinelli y Carbajal, 2013.** Teoría de la regulación económica. Perú, Universidad de San Martín de Porres, Facultad de Ciencias Contables, Económicas y Financieras.
- **Laffont, Jean-Jacques. y D. Martimort, 2002.** The Theory of Incentives: The Principal-Agent Relationship. Princeton University Press.

Chile

- **Comisión Nacional de Energía (CNE), 2017.** Resolución Exenta N° 760. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/12/Resoluci%C3%B3n-Exenta-N%C2%B0760_27-12-2017.pdf
- **Biblioteca del Congreso Nacional (BCN), 2019.** Ley 21.194, rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica. Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=1140301>
- **BCN, 2019.** DFL 4/20.018 que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicio Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica. Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?i=258171&f=2010-02-01&p=>

Experiencia Internacional

- **Comisión de Integración Energética Regional (CIER), 2017.** Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico en los países de la CIER: Síntesis de los principales aspectos económicos de la regulación con implicancias en la rentabilidad e inversión, Distribución de Energía Eléctrica. Disponible en: http://www.cocier.org/images/Menu/PDF/Seales_Regulatorias_CIER08_Distribucin_2017.pdf
 - **Domingo, Ponce & Zipitría, 2016.** Regulación económica para economías en desarrollo. Departamento de Economía – FCS, Universidad de la República, Montevideo. Disponible en: <http://cienciassociales.edu.uy/departamentodeeconomia/wp-content/uploads/sites/2/2014/06/Libro-Regulaci%C3%B3n-ele.pdf>
- a) Argentina**
- **Ley 20.065 de 1991.** Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-24065-464>
- b) Bolivia**
- **Ley de electricidad Boliviana, Ley N° 1604.** Disponible en: <https://www.elfec.bo/LEY1604#:~:text=La%20ley%20de%20electricidad%20Boliviana,en%20todo%20el%20territorio%20nacional.>

c) Perú

- **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerghmin), 2011.** Fundamentos técnicos y económicos del Sector eléctrico peruano. Documento elaborado por Dammert A., Molinelli F., & Carbajal M. Disponible en: http://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf
- **Vásquez, Tamayo, Vilches & Chávez, 2016.** La regulación del sector de energía. Documento de Trabajo N° 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinerghmin, Perú. Disponible en: http://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf
- **Dammert, Molinelli y Carbajal, 2013.** Teoría de la regulación económica. Perú, Universidad de San Martín de Porres, Facultad de Ciencias Contables, Económicas y Financieras.

d) Colombia

- **Resolución No. 097:** Aprueba principios generales y metodología para el establecimiento de cargos para uso de Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008>
- **Ley 142 de 1994.** Ley de servicios públicos. Disponible en: https://www.enel.com.co/content/dam/enelco/espa%C3%B1ol/2-empresas/marco-regulatorio/ley_142_de_1994.pdf
- **Ley 143 de 1994.** Ley eléctrica. Disponible en: https://www.enel.com.co/content/dam/enelco/espa%C3%B1ol/2-empresas/marco-regulatorio/ley_143_de_1994.pdf
- **Resolución 070 de 1998.** Reglamento de distribución de energía eléctrica. Disponible en: https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%C3%B1ol/2-empresas/marcoregulatorio/resolucion_070_de_1998.pdf
- **CREG, 2019.** Resolución 015 de 2019: Modifica tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la resolución CREG 016 de 2018. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5fe3bde292bc2c43052583a2_006bace2/\\$FILE/Creg015-2019.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5fe3bde292bc2c43052583a2_006bace2/$FILE/Creg015-2019.pdf)
- **CREG, 2018.** Resolución 015 de 2018. Establece metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a905258229_00064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a905258229_00064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)

- **CREG, 2008.** Resolución 093 de 2008, Define metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica y fija dicha tasa. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/1ba603fcae78ab5d0525785a007a7089/\\$FILE/Creg093-2008.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/1ba603fcae78ab5d0525785a007a7089/$FILE/Creg093-2008.pdf)

e) España

- **CNMC (2018).** Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo período regulatorio 2020-2025. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Disponible en <http://bcn.cl/29tdp> (consultado el 30 de abril de 2019).

Nota aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)



Resultados financieros de las empresas del segmento de distribución eléctrica:

Periodo 2018 - 2023

Autor

Nicolás García Bernal
Email: ngarcia@bcn.cl
Tel.: (56) 22 270 1701

Nº SUP: 144.502

Documento elaborado a solicitud de la Comisión Especial Investigadora (CEI N° 59) "Continuidad de servicios eléctricos y agua potable durante eventos climáticos.

Resumen

En Chile el segmento de distribución eléctrica está regulado al operar bajo condiciones de monopolio natural y, por ende, no existen posibilidades de un desempeño bajo competitiva. En este caso, corresponde a la Comisión Nacional de Energía (CNE) hacer cumplir las regulaciones sobre las empresas que actúan en esta industria, aplicando mecanismos de tarificación y fijación de tasa de rentabilidad.

Tras la modificación dispuesta por la Ley 21.194 de 2019, se ha dispuesto que el total de la industria tenga una tasa de rentabilidad económica después de impuestos a las utilidades dentro de una banda entre 6% y 8% sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) real de la empresa.

Al año 2023, las empresas de distribución eléctrica pertenecientes a la Asociación Gremial de Empresas Eléctrica vendieron un total de 32.793 GWh, distribuido a 7.314.863 clientes regulados.

En el presente documento, y sobre la base de las Memorias Anuales y Estados Financieros de las Empresas de Distribución de Electricidad, se realizó un análisis de las ganancias y pérdidas, durante el período 2018-2023, de las distribuidoras pertenecientes a los principales grupos de empresas, es decir, CGE, Chilquinta, Enel, Saesa y EEPa. Al respecto, se puede destacar que la mayoría de las empresas mostraron un crecimiento positivo en sus ganancias a lo largo del período 2018-2023, con algunas excepciones en ciertos años. Algunas empresas como Chilquinta y Saesa experimentaron *peak* significativos seguidos de caídas en las ganancias; empresas como Energía Casa Blanca y Eléctrica del Litoral mostraron estabilidad en sus ganancias. Destaca que en el ejercicio 2023 ninguna de las compañías de distribución eléctrica habría presentado pérdidas, a diferencia del 2022, donde Edelayesen fue la única con pérdidas.

Introducción

En Chile el segmento de distribución eléctrica está regulado al operar bajo condiciones de monopolio natural, y por ende no existen posibilidades de un desempeño bajo competitiva. En este caso, corresponde a la Comisión Nacional de Energía (CNE) hacer cumplir las regulaciones sobre las empresas que actúan en esta industria, aplicando mecanismos de tarificación y fijación de tasa de rentabilidad.

La Ley N° 21.194 del año 2019, estableció, entre otras medidas, la obligación para las empresas distribuidoras de constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución de energía eléctrica y, además, una rebaja de la rentabilidad¹.

En cuanto a la rentabilidad del sector, esta se revisa bajo el denominado “chequeo de rentabilidad”, como parte del proceso de fijación de tarifas. En este se debe determinar una tasa de rentabilidad económica después de impuestos a las utilidades dentro de una banda entre 6% y 8% sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) real de la empresa². La referida tasa debe ser calculada por la CNE³.

De acuerdo a lo solicitado a la Biblioteca del Congreso Nacional por la Comisión Especial Investigadora (CEI-59) sobre la continuidad de servicios eléctricos y agua potable durante eventos climáticos, el presente informe aborda los resultados financieros – particularmente ganancias o pérdidas anuales – de las empresas de distribución de electricidad para el periodo 2018 – 2023. Para aquello, se consideran aquellas que están asociadas en la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas, las que entregan suministro al 97% de los usuarios regulados del país.

¹ Hasta el 21 de diciembre del 2019, en lo relativo a la distribución eléctrica, la Ley General de Servicios Eléctricos determinaba que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades se ubicara en un rango entre el 6% y 14%, y de esta forma no difiriera en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización, la que actualmente es igual al 10%.

² El VNR es una forma de valorización de los activos de la empresa (maquinaria, infraestructura, equipos, etc.) y corresponde al “costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos que son utilizados para dar el servicio de distribución”.

³ Para el proceso 2020-2024 se consideró una tasa del 6% después de impuestos.

I. Ganancias y pérdidas de empresas de distribución eléctrica

La Asociación Gremial de Empresas Eléctricas reúne a las principales compañías de distribución de electricidad de Chile: CGE, Chilquinta, Enel Distribución, Grupo Saesa, y EEPA. En su conjunto, al año 2023, concentraban más de 7,3 millones de clientes, equivalente al 97% de los usuarios regulados del país. Poseen 182.000 kilómetros de líneas eléctricas de distribución, realizan más de 32.000 GWh en ventas de electricidad y cuentan con más de 4.000 empleos directos en sus operaciones (Eléctricas, 2024).

El **cuadro 1** detalla los principales aspectos a destacar de estas empresas de distribución, tal como el grupo al que pertenecen, las regiones de operación, número de clientes y las ventas registradas al 31 de diciembre 2023.

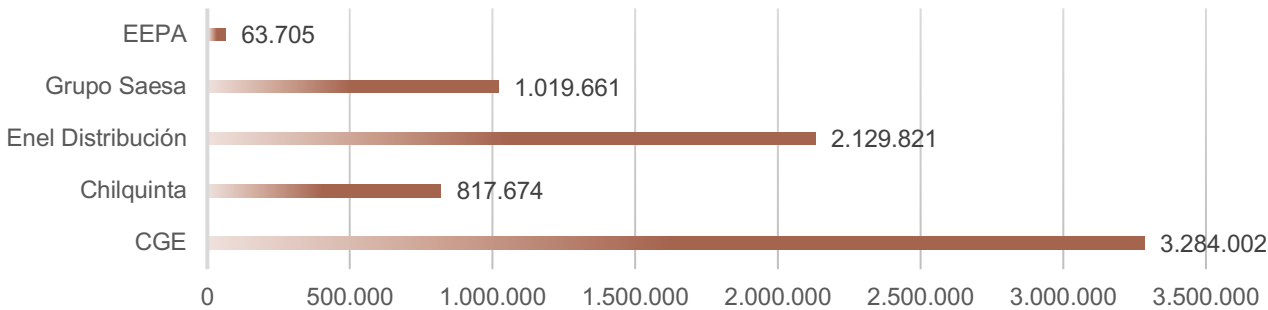
Cuadro 1. Principales compañías de distribución de electricidad de Chile

Grupo	Empresa	Región de Distribución	Clientes al 31.12.23	Ventas GWh al 31.12.23
CGE	CGE	XV, I, II, III, IV, V, RM, VI, VII, VIII y IX	3.213.198	10.846
	EDELMAG	XII	70.804	358
Chilquinta	CHILQUINTA	V	665.628	2.179
	LITORAL	V	68.804	128
	EDECSA	V y RM	8.173	46
	LUZLINARES	VII	43.556	122
	LUZPARRAL	VII, VIII y XVI	31.513	105
Enel	ENEL DISTRIBUCIÓN	RM	2.129.821	14.356
Saesa	FRONTEL	VIII y IX	412.956	1.203
	SAESA	IX, X y XIV	520.599	2.767
	EDELAYSEN	X y XI	56.216	191
	LUZ OSORNO	X y XIV	29.890	200
EEPA	EEPA	RM	63.705	293
TOTAL NACIONAL			7.314.863	32.793

Fuente: Elaboración propia en base a Empresas Eléctricas A.G. (2024)

A continuación, el **gráfico 1** muestra la distribución de los clientes regulados por cada uno de los grupos de empresas de distribución eléctrica al año 2023.

Gráfico 1. Número de clientes regulados por empresa de distribución eléctrica, año 2023.



Fuente: Elaboración propia en base a Empresas Eléctricas A.G. (2024)

Finalmente, el **Cuadro 2** reporta las ganancias o pérdidas anuales de las empresas de distribución de electricidad para el periodo 2018 – 2023. La información reportada se obtuvo a partir de sus respectivos estados financieros anuales.

Cuadro 2. Ganancias y pérdidas anuales de empresas de distribución de electricidad, en millones de pesos chilenos (MM\$). Periodo 2018 – 2023.

Compañía de distribución de electricidad	Ganancia o pérdida del año - millones de pesos (MM\$)					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
CGE y subsidiarias	35.555	90.878	71.212	8.665	41.580	14.253
CGE Magallanes	3.774	6.475	7.604	7.463	S/I	S/I
Chilquinta	31.376	48.073	184.445	16.781	2.360	4.580
Energía Casa Blanca	741	749	576	944	1.038	2.115
Eléctrica del Litoral	1.260	1.558	540	1.760	1.856	3.243
Luz Parral	1.778	2.995	3.201	2.803	3.831	7.482
Luz Linares	1.854	1.993	2.556	2.184	2.708	5.959
Enel Distribución	122.381	118.777	82.407	16.667	22.127	14.003
Sociedad Austral de Electricidad S.A y filiales (Consolidado)	38.270	44.244	144.579	19.393	-5.941	2.720
Edelaysen	5.523	4.704	5.233	2.916	-4.057	11.638
Luz Osorno	2.098	3.981	4.086	3.251	4.039	9.221
Frontel	8.572	10.944	11.578	12.669	13.501	36.801
Empresa Eléctrica de Puente Alto	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I

Fuente: Elaboración propia en base a Memorias Anuales y Estados Financieros de las Empresas de Distribución.

Notas: S/I corresponde a periodos en donde no se encontró información.

Respecto a las cifras reportadas en el **Cuadro 2**, en términos generales, se puede destacar que la mayoría de las empresas mostraron un crecimiento positivo a lo largo del periodo 2018-2023, con algunas excepciones en ciertos años. Algunas empresas como Chilquinta y Saesa experimentaron *peak* significativos seguidos de caídas en las ganancias; empresas como Energía Casa Blanca y Eléctrica del Litoral mostraron estabilidad en sus ganancias. Con más detalle, se puede destacar lo siguiente:

- CGE registró un crecimiento significativo en 2019 en sus ganancias (90.878 MM\$, seguido de una caída en 2020 y 2021. En 2022 registró una recuperación, pero nuevamente una caída en 2023.
- CGE experimentó un crecimiento constante de 2018 a 2021
- Chilquinta registró un crecimiento constante hasta 2020, desacelerándose y con una importante caída en las ganancias de los años posteriores.
- Tanto Energía Casa Blanca, Eléctrica del Litoral, Luz Parral y Luz Linares han registrado un crecimiento constante y positivo en el periodo.
- Enel Distribución registró una disminución de las ganancias a partir del año 2020 al pasando de 118.777 a 82.407 MM\$. El año 2023 reportó ganancias por 14.003 MM\$.

El Grupo SAESA es un caso particular a destacar. Este es controlado a través de Inversiones Eléctricas S.A corresponde al vehículo a través del cual el fondo de inversiones canadiense Ontario Teachers Pension Plan Board (OTPPB)⁴ y Alberta Investment Management Corp (AIMCo)⁵. Estas participan principalmente en los negocios de distribución y transmisión eléctrica y en menor medida en el de generación (Grupo Saesa, 2024)⁶. En el segmento de distribución participan las empresas Frontel, Sociedad Austral de Electricidad (Saesa) y las filiales de esta última, Edelaysen y Luz Osorno.

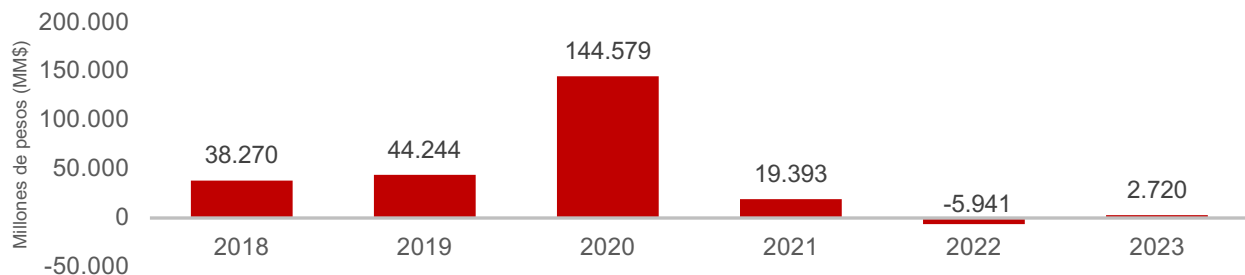
Cuadro 3. Zona de Concesión, ventas y clientes de empresas del Grupo Saesa

Empresa	Zona de Concesión (Regiones)	Ventas (GWh)	Clientes
Saesa	La Araucanía, Los Lagos y Los Ríos	2.767	520.599
Edelaysen	De los Lagos y Aysén	191	56.216
Luz Osorno	De los Lagos y Los Ríos	200	29.890

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestra gráficamente la evolución de las ganancias y pérdidas, según sea el caso, de las empresas que son parte del Grupo Saesa. Como se observa en el **gráfico 2**, Saesa y sus filiales registraron un alza significativa en sus ganancias en el ejercicio correspondiente al año 2020, ya que en 2020 las ganancias fueron \$144.579 millones, lo cual es más de un 220% superior a las ganancias de 2019. En 2021, si bien obtuvieron ganancias, estas disminuyeron en un 87% respecto a 2020. Luego, el año 2022 se reportan pérdidas y el 2023 vuelven a registrar ganancias.

Gráfico 2. Ganancias y pérdidas anuales de Sociedad Austral de Electricidad S.A y filiales, en millones de pesos. Periodo 2018 – 2023.



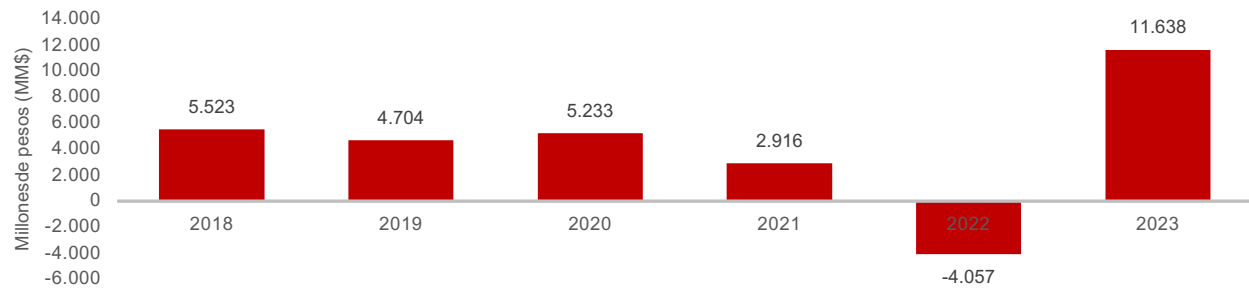
Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros de Saesa.

Los siguientes gráficos muestran de manera detallada la situación particular de Edelaysen y Luz Osorno. Al respecto, destaca que si bien la primera registró pérdidas el año 2022, el año siguiente volvió a registrar ganancias en un valor muy por encima a las registradas en el periodo considerado. Igual tendencia se observa en Luz Osorno, el año 2023 las ganancias superaron en 128% a lo registrado en el año previo.

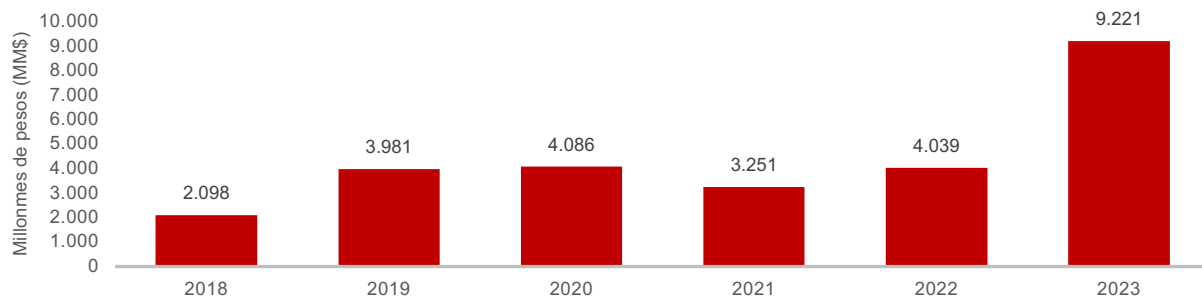
⁴ OTPPB es una sociedad sin capital accionario, creada de conformidad con una ley especial de la Legislatura de Ontario, Canadá, que gestiona pensiones e invierte activos del plan de pensiones en nombre de profesores de dicha provincia.

⁵ AIMCo es una entidad de propiedad única y exclusiva del gobierno provincial de Alberta, Canadá, constituida mediante una ley especial cuyo objeto es la administración de fondos de pensiones de los empleados del sector público de Alberta y de otros fondos de la Corona.

⁶ Información disponible en: <https://web.gruposaesa.cl/quienes-somos/nuestras-empresas>

Gráfico 3. Ganancias y pérdidas anuales de Edelayesen, en millones de pesos. Periodo 2018 – 2023.

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros

Gráfico 4. Ganancias y pérdidas anuales de Luz Osorno, en millones de pesos. Periodo 2018 – 2023.

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros

Referencias

- **Biblioteca del Congreso Nacional (BCN), 2020.** Rentabilidad de empresas de distribución eléctrica en el contexto internacional. Disponible en: <http://bcn.cl/3ost6>
- **Casa Blanca, 2024.** Memorias anuales. Disponible en: <http://bcn.cl/3oueo>
- **CNE, 2022.** Comisión Nacional de Energía emitió Informe Técnico del Cálculo del Valor Agregado de Distribución. Disponible en: <http://bcn.cl/3ostf>
- **CGE, 2024.** Estados Financieros CGE, según distintos periodos de publicación. Disponible en: <https://c.bcn.cl/rKYNHj>
- **Chilquinta, 2024.** Memorias anuales. Disponible en: <http://bcn.cl/3ouqw>
- **Empresas Eléctricas A.G., 2024.** Memorias anuales. Disponible en: <http://bcn.cl/3our4>
- **Enel Distribución, 2024.** Estados Financieros anuales. Disponible en: <http://bcn.cl/3ouqd>
- **Litoral, 2024.** Memorias anuales. Disponible en: <http://bcn.cl/3ouq2>
- **Luz Parral, 2024.** Memorias y Estados Financieros. Disponible en: <http://bcn.cl/3our8>
- **Luz Linares, 2024.** Memorias y Estados Financieros. Disponible en: <http://bcn.cl/3ouqo>
- **Grupo Saesa, 2024.** Resultados Financieros. Disponible en: <http://bcn.cl/3ouqi>

Nota Aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)

Experiencia comparada: Participación del Estado y del sector privado en la distribución eléctrica

Autor

Pablo Morales Peillard
Correo electrónico:
pmorales@bcn.cl
Tel.: +56 322261851

N.º SUP: 142.600

Resumen

En los capítulos I y II se presenta el resumen de 2 estudios -publicados por el Banco Mundial- sobre el desempeño general del Estado y el sector privado en lo que se refiere a la provisión del servicio de distribución eléctrica.

El estudio de AlKhuzam et al (2018) realizado sobre la base de información disponible en el indicador Getting Electricity (que mide el tiempo, los procedimientos y el costo de conectarse a la red, así como la confiabilidad del servicio y las tarifas eléctricas), mostró que en general no hay diferencias significativas entre los tipos de propiedad (estatal o privada) del servicio de distribución eléctrica con respecto a la eficiencia y calidad de los servicios prestados a los usuarios finales.

Por su parte el estudio de Gassner et al (2009) examinó el impacto de la participación del sector privado (PSP) en la distribución de agua y electricidad utilizando un conjunto de datos de más de 1.200 empresas de distribución de servicios básicos en 71 economías en desarrollo y en transición. La muestra incluyó 301 distribuidoras con PSP y 926 empresas estatales durante más de una década de funcionamiento. Según los autores, los principales resultados del estudio muestran que el sector privado ha cumplido con las expectativas de mayor productividad laboral y eficiencia operativa, superando de manera consistente a un conjunto de empresas comparables que siguieron siendo de propiedad y operación estatal.

Finalmente, en el capítulo III se presentan de manera sintética algunos casos de países (o regiones) con empresas de distribución eléctrica estatal (China, Francia, Alemania).

Introducción

A pesar de la importancia del sector eléctrico para la economía en general, a nivel de expertos no hay consenso sobre el tipo óptimo de propiedad de los proveedores del servicio de distribución eléctrica, según la evidencia disponible a nivel internacional. Algunos estudios estiman que las empresas privadas de distribución de electricidad obtienen resultados sustancialmente mejores en términos de rentabilidad. Otros estudios concluyen que las privatizaciones en general no producen ganancias de eficiencia.

Se presenta a continuación en los capítulos I y II un resumen de los principales resultados y conclusiones de 2 estudios de amplio alcance, publicados por el Banco Mundial en su página web. Por su parte en el capítulo III presentan de manera sintética algunos casos de países (o regiones) con empresas de distribución eléctrica estatal.

I. Estudio de AlKhuzam, Arlet y Lopez Rocha (2018) “Private versus public electricity distribution utilities: Are outcomes different for end-users?”¹

El análisis realizado por AlKhuzam et al (2018) sobre la base de información disponible en el indicador Getting Electricity² (que mide el tiempo, los procedimientos y el costo de conectarse a la red, así como la confiabilidad del servicio y las tarifas eléctricas), mostró que no hay diferencias significativas entre los tipos de propiedad (estatal o privada) del servicio de distribución eléctrica con respecto a la eficiencia y calidad de los servicios prestados a los usuarios finales comerciales.

A continuación se presentan cinco hallazgos interesantes del citado análisis:

1. La mayoría de los servicios de distribución a nivel mundial son de propiedad pública, pero la privatización es mayoritaria en las economías de mayores ingresos.

Según AlKhuzam et al (2018), de las 201 ciudades cubiertas por el reporte del Banco Mundial denominado Doing Business³, el 71% tiene servicios de distribución de electricidad que son de propiedad mayoritaria del sector público (o sea donde el Estado posee más del 50% de la propiedad), mientras que el 29% restante son de propiedad privada. Este último grupo se concentra casi en su totalidad en economías de ingresos medios y altos.

Lo anterior está en consonancia con las conclusiones de estudios que muestran que la privatización suele tener lugar en países de mayores ingresos, donde los mercados bursátiles eficientes permiten a las empresas emitir deuda pública.

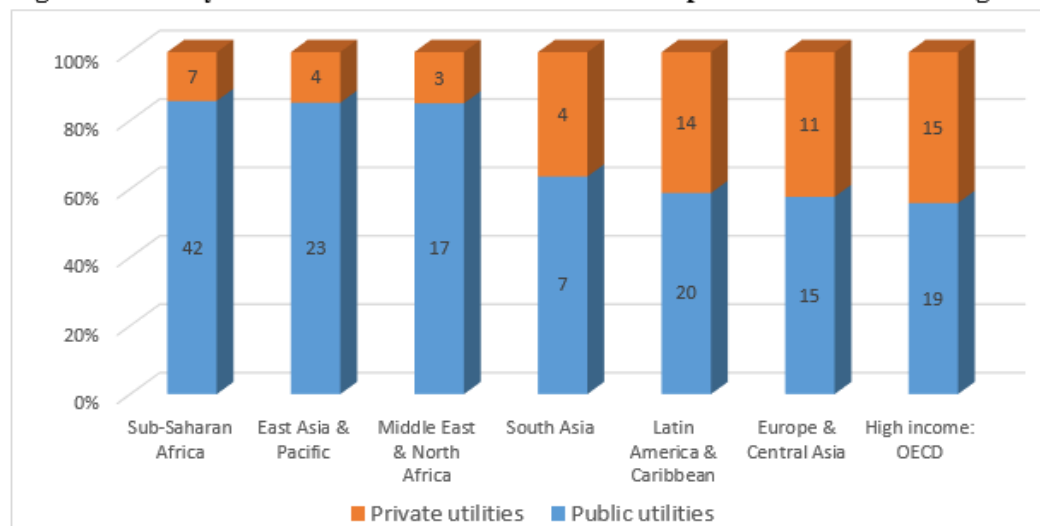
A nivel regional, las empresas privadas proveedoras de servicios eléctricos (utilities en su traducción al inglés) son escasas en África subsahariana, Asia oriental y el Pacífico, Oriente Medio y África del Norte.

En contraste, Europa y Asia Central y el grupo de altos ingresos de la OCDE en general tienen una proporción más equilibrada de empresas de distribución públicas y privadas (ver Figura 1).

¹ Disponible en: <https://blogs.worldbank.org/en/developmenttalk/private-versus-public-electricity-distribution-utilities-are-outcomes-different-end-users>

² Disponible en: <https://archive.doingbusiness.org/en/data/exploretopics/getting-electricity>, y vinculado a la plataforma del Banco Mundial denominada Doing Business.

³ Disponible en: <https://archive.doingbusiness.org/en/doingbusiness>

Figure 1. Publicly-owned distribution utilities outnumber private ones across all regions

Source: Doing Business database. Public utilities are distribution utilities that are majority owned (i.e. over 50%) by a government entity (federal, state or local). On the other hand, we define private utilities as majority owned by private sector entities.

2. Obtener conexiones eléctricas es igualmente oneroso para los servicios de distribución eléctrica, ya sean públicos o privados

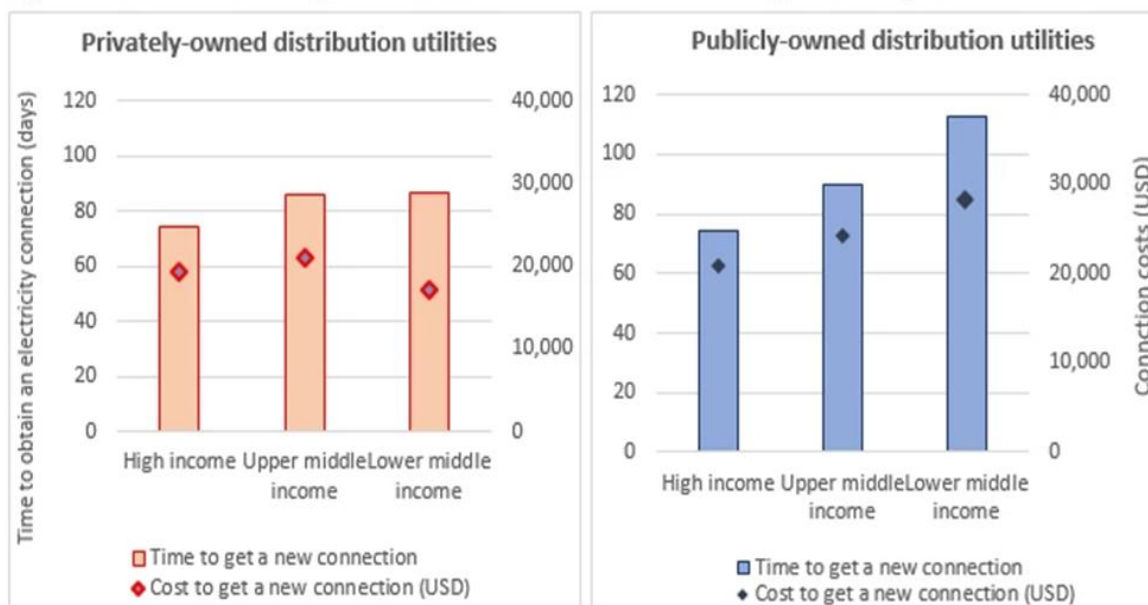
Según AlKhuzam et al (2018), la complejidad del proceso de conexión a la red varía según las diferentes regiones, pero muestra sólo una ligera variación entre las empresas de distribución eléctrica de propiedad pública y privada.

La única excepción que se encontró en el estudio fue en las economías de ingresos medianos bajos, donde las empresas privadas - en promedio- conectan a los clientes a la red a un ritmo más rápido y a un costo menor en comparación con las empresas de distribución de propiedad pública (ver Figura 2).

Por ejemplo, en Ciudad de Guatemala, la empresa privada Empresa Eléctrica de Guatemala conecta nuevos clientes a la red en 44 días. Mientras tanto, el servicio de distribución público de Accra, la Compañía de Electricidad de Ghana, tarda 78 días.

Aunque no hay ninguna investigación que analice las causas de estos retrasos, los datos de las Encuestas de Empresas del Banco Mundial (World Bank's Enterprise Surveys data)⁴ muestran que las empresas en las economías de menores ingresos reportan una incidencia mucho mayor de sobornos para obtener una conexión eléctrica de una empresa de servicios públicos de propiedad pública en comparación con una de propiedad privada.

⁴ Disponible en: <https://data.worldbank/enterprise-surveys#:~:text=in%20139%20countries,-,Enterprise%20Surveys%20provide%20firm%2Dlevel%20data%20from%20over%20125%2C000%20establishments,every%203%20to%204%20years.>

Figure 2. Time and cost to get a new connection are similar across public and private utilities

Source: Doing Business database.

3. Cada vez es más fácil conseguir conexiones eléctricas independientemente del tipo de propiedad del servicio de distribución eléctrica.

Según AlKhuzam et al (2018), las empresas de distribución de electricidad se están volviendo más eficientes en todos los grupos de ingresos y regiones.

Según los autores, los datos de Doing Business muestran que desde 2010, el 47 por ciento de las empresas de distribución privadas han implementado una o más reformas, en comparación con el 39 por ciento de las empresas de propiedad pública. Este último grupo, sin embargo, ha implementado reformas más importantes.

Por ejemplo, la Autoridad de Electricidad y Agua de Dubái, que es una empresa de propiedad pública, ha implementado cinco reformas que redujeron el tiempo para obtener una nueva conexión eléctrica de 55 días en 2010 a 10 días en 2018. En la práctica, esto significa que, si bien las mayores eficiencias para conectarse a la red han sido prácticamente las mismas para las empresas de distribución eléctrica públicas o privadas; desde 2010, el tiempo global para obtener una nueva conexión se redujo en un 20% y un 22% para las empresas de distribución eléctrica, públicas y privadas respectivamente.

4. Existe una baja correlación con los cortes de energía y propiedad de servicios de distribución eléctrica

Según el estudio de AlKhuzam et al (2018), cuando se toman en cuenta el ingreso per cápita, la dotación de recursos naturales y la geografía, se observa que los cortes de energía, medidos tanto en términos de duración por cliente (índice SAIDI⁵) como de frecuencia (índice SAIFI⁶), no están asociados significativamente con el tipo de propiedad de la distribución eléctrica. Lo anterior, según los autores, tendría su explicación en el hecho de que los cortes de energía dependen en parte de la capacidad de producción de energía de un país, y respecto de la cual las empresas de distribución tienen poco control.

Sin embargo, es importante precisar que las empresas de distribución sí pueden influir en la confiabilidad del suministro a nivel local, a través del mantenimiento de la red de distribución y la gestión eficiente de la demanda. Es decir, que aunque no pueden controlar la producción, su capacidad para minimizar las pérdidas técnicas y gestionar la red puede mitigar algunos de los impactos de una insuficiente capacidad de generación.

Por otra parte, la existencia de un organismo regulador del sector eléctrico –ya sea a nivel estatal o federal– está significativamente asociada con menores cortes de energía, lo que sugiere que cuando hay un organismo independiente que monitorea el desempeño de la empresa en materia de confiabilidad, es menos probable que ocurran cortes de energía.

A modo de ejemplo, en San Salvador, la SIGET, que es una agencia reguladora independiente, aprobó la Norma 320-E-2011 para (i) establecer un objetivo de límite de cortes para la empresa de servicios públicos y (ii) compensar monetariamente a los clientes en caso de cortes.

5. Las tarifas comerciales para los usuarios finales son similares, independientemente de la propiedad del servicio de distribución.

Según el análisis de AlKhuzam et al (2018), las tarifas comerciales son, en promedio, un 8 por ciento más bajas en las ciudades donde el servicio de distribución es público. Esta tendencia se mantiene en todas las regiones y grupos de ingresos.

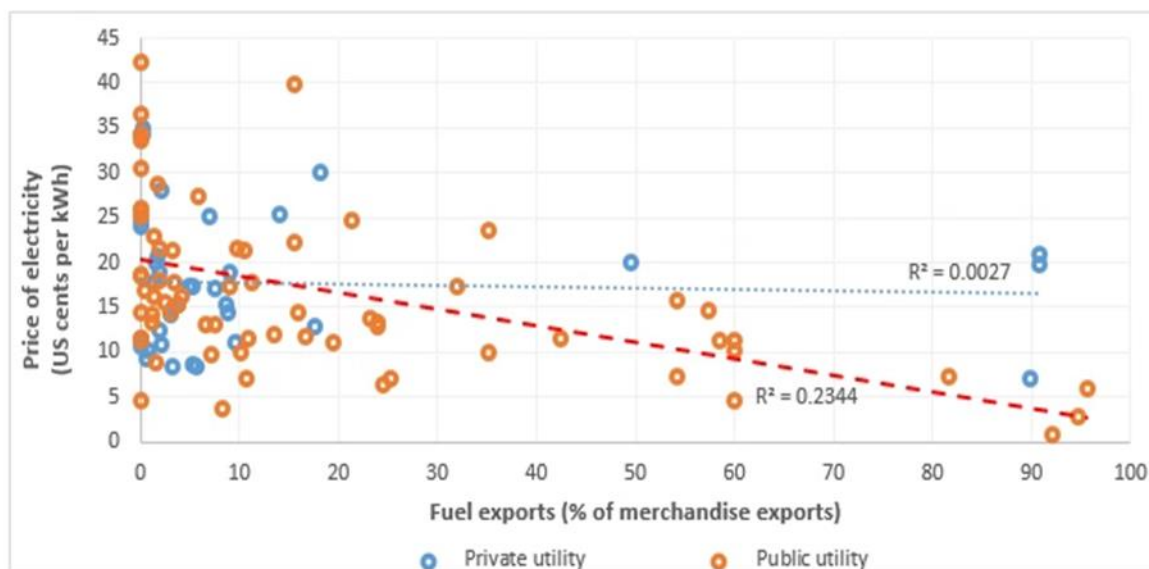
Si bien muchas variables determinan las tarifas eléctricas (por ejemplo, el tamaño del mercado o los costos de producción), la dotación de recursos naturales del país a menudo se cita como un factor importante. Utilizando una medida de las exportaciones de combustible como porcentaje de las exportaciones totales de mercancías como indicador de la dotación de recursos naturales, se observa que la mayoría de los servicios de distribución eléctrica en las economías ricas en petróleo y gas son de propiedad pública. Además, estas economías históricamente subsidian las tarifas de los usuarios finales a pesar de los bajos costos de producción (ver Figura 3).

⁵ SAIDI (System Average Interruption Duration Index) corresponde a un índice que reporta la duración promedio de la interrupción en el suministro de energía en el sistema, indicado en minutos por cliente.

⁶ SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) corresponde a un índice que reporta la frecuencia promedio de interrupciones en el suministro de energía en el sistema.

En Kuwait, por ejemplo, las tarifas comerciales se fijan en menos de un centavo por kWh. Estos valores extremadamente bajos reducen el promedio mundial de las tarifas eléctricas entre las empresas de distribución de propiedad pública. Después de eliminar esas economías de la muestra (es decir, aquellas en las que las exportaciones de combustibles representan más del 20 por ciento de las exportaciones de mercancías), el estudio consideró que las tarifas comerciales son similares, independientemente del tipo de propiedad del servicio de distribución eléctrica.

Figure 3. When the distribution utility is publicly owned, resource rich economies tend to have low electricity tariffs



Source: Doing Business database and World Bank estimates.

II. Estudio de Gassner, Popov y Pushak (2009) titulado “Does Private Sector Participation Improve Performance in Electricity and Water Distribution?”⁷

Este estudio examina el impacto de la participación del sector privado (PSP) en la distribución de agua y electricidad utilizando un conjunto de datos de más de 1.200 empresas de distribución de servicios básicos en 71 economías en desarrollo y en transición. La muestra incluye 301 utilidades con PSP y 926 empresas estatales (SOEs, por sus siglas en inglés) durante más de una década de funcionamiento.

El conjunto de datos compilados por los autores es único en su cobertura, y su tamaño y composición hacen posible abordar por primera vez problemas metodológicos que han dificultado investigación empírica y la obtención de resultados concluyentes.

⁷ Disponible en: https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/documents/ebook-Trends_20Policy_20Options-6-PSP_20water_20electricity_20-20KGassner_20APopov_20NPushak.pdf

Los estudios sobre industrias de monopolio natural tradicionalmente han estado afectados por tamaños de muestra pequeños y en forma de estudios de caso, sobre la base de los cuales no se pueden aplicar generalizaciones. Este estudio, por el contrario, utiliza una base de datos que cubren, de la forma más completa posible, las empresas de distribución de electricidad y agua y saneamiento que experimentaron PSP entre principios de los años 1990 y 2002. Finalmente, debido al largo período cubierto, el estudio puede abordar de buena manera la cuestión del contrafactual, mostrando cómo el desempeño de las empresas con PSP cambió con el tiempo y comparar ese cambio con el desempeño de las empresas que siguieron siendo estatales.

Principales Resultados

Según los autores, los principales resultados del estudio muestran que el sector privado cumple las expectativas de mayor productividad laboral y eficiencia operativa, superando de manera consistente a un conjunto de empresas comparables que siguieron siendo de propiedad y operación estatal.

A continuación se resumen los resultados para los distintos aspectos evaluados:

1. Aumentos en los Indicadores de desempeño

La comparación de los valores anuales promedio de los indicadores de desempeño de los períodos anterior y posterior al proceso de participación del sector privado (PSP) en la provisión de los servicios públicos analizados, muestra que la PSP está asociada con lo siguiente:

- Un aumento del 12 por ciento en las conexiones residenciales para servicios de agua.
- Un aumento del 54 por ciento en las conexiones residenciales por trabajador (*worker*) para los servicios de agua y un aumento del 29 por ciento para las compañías de distribución de electricidad.
- Un aumento del 19 por ciento en la cobertura residencial de servicios de saneamiento.
- Un aumento del 18 por ciento en el indicador agua vendida/trabajador (tras la introducción de contratos de concesión) y un aumento del 32 por ciento en la electricidad vendida por trabajador.
- Un aumento del 45 por ciento en la recaudación por tarifas de cobro en facturas de electricidad.
- Una reducción del 11 por ciento en las pérdidas de distribución de electricidad (tras desinversiones parciales) y un aumento del 41 por ciento en el número de horas diarias de servicio de agua.

Todos estos cambios, que ocurrieron durante un período de cinco años o más, ya han terminado y, según los autores, son superiores a los registrados para las empresas estatales.

2. Aumentos en la Productividad laboral

Según los autores, la clara mejora en el desempeño operativo es alentadora para los defensores de la PSP. Sin embargo, los aumentos de la productividad laboral están vinculados a una reducción del personal en ambos sectores (agua y electricidad) (no hay resultados separados disponibles para saneamiento). Tras la introducción del PSP, el empleo medio en los casos analizados cae un 24 por ciento en el sector electricidad y un 22 por ciento en el sector agua.

En otras palabras, en promedio, las empresas de servicios públicos estatales utilizan más empleados que los de gestión privada para generar el mismo nivel de producción (output).

3. Aumentos en la inversión

El estudio encontró evidencia mixta sobre este aspecto y, por lo tanto, según los autores, no se puede concluir que la inversión siempre aumenta con PSP (a pesar de la evidencia encontrada en el estudio respecto a aumentos en las conexiones de agua).

En el caso de contratos de arrendamiento y administración, particularmente relevantes para el agua y el saneamiento, según los autores, generalmente no existe ninguna obligación de inversión para el sector privado, y los resultados sugieren que las empresas que gestionan activos públicos no aumentan la inversión incluso si la participación privada (PSP) pone en funcionamiento mejoras operativas. En el caso de los contratos de concesión no hay evidencia concluyente de que aumente la inversión.

Según los autores, los datos sobre inversión son notoriamente difíciles de medir y es importante que los resultados sean interpretados con cautela. Sin embargo, la evidencia apunta en general a una falta de inversión -tanto pública como privada- en el mantenimiento y expansión de los servicios básicos como regla general, incluso cuando PSP han conducido aumentos en la eficiencia operativa. Esta falta de inversión genera preocupaciones sobre la sostenibilidad en el largo plazo de las mejoras operativas logradas.

4. Cambios en las tarifas

Un resultado clave del estudio se refiere a las tarifas: excepto en el caso de las concesiones eléctricas, el estudio no encontró evidencia de un cambio sistemático en las tarifas residenciales como resultado de PSP. Incluso en los países en desarrollo, donde la existencia de tarifas de los servicios básicos por debajo de los costos están bien documentadas, a menudo se recomienda – por ejemplo, como parte de una reforma- implementar tarifas más altas para todos los hogares (excepto los más pobres), para darle a la empresa de servicios básicos suficientes recursos para abordar las deficiencias en el servicio.

Según los autores, la falta de una diferencia sustancial en las tarifas entre las empresas de servicios públicos con PSP y las empresas estatales podrían tener dos explicaciones: las tarifas cambiaron en igual medida en ambas categorías, o no cambiaron significativamente en ninguna de ellas.

La segunda explicación parece más probable en países donde la asequibilidad es un verdadero problema para gran parte de la población. El resultado puede apuntar a la situación económica y las dificultades políticas para alinear las tarifas con los costos de proveer el servicio. Sus implicaciones para los flujos de ingresos ponen en duda la sostenibilidad de participación privada en la provisión del servicio a menos que haya pagos de subsidios explícitos. El resultado también podría explicar la falta de inversión pública o privada.

5. Destino de los aumentos de eficiencia

Los autores formulan lo siguiente: Si las ganancias de eficiencia asociadas con la entrada de un operador privado no se traducen en mayor inversión o menores tarifas, entonces ¿Cuál es el destino de esas ganancias?

Según los autores, una posible explicación es que los servicios inicialmente están tan subvaluados que incluso ganancias significativas de eficiencia no producen un equilibrio financiero ni justifican una reducción de las tarifas. Por otro lado, si las ganancias de eficiencia se traducen en un mejor desempeño operativo, como reducciones en las pérdidas de distribución, el gobierno debiera gastar menos en subsidiar sus servicios públicos.

Otra explicación puede ser que el operador privado se lleve los aumentos de eficiencia a través de mayores ganancias. Según los autores, dados los relativamente recientes entornos regulatorios en los países en desarrollo, los que a menudo carecen de capacidad suficiente para supervisar los contratos público-privados, es importante y necesario considerar esta posibilidad.

III. Ejemplos de países con presencia de empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal

Una serie de países cuentan con empresas estatales de distribución eléctrica. A continuación se describen brevemente algunos ejemplos relevantes:

1. China

State Grid Corporation of China y China Southern Power Grid son las más importantes empresas estatales de distribución eléctrica.

State Grid Corporation of China (SGCC), es la mayor compañía de distribución y transmisión de energía eléctrica del mundo. La empresa ha invertido y opera en redes de transmisión en nueve países, además de China: Filipinas, Brasil, Portugal, Australia, Italia, Grecia, Oman, Hong Kong y Chile⁸. State Grid es una empresa de propiedad estatal fundada el 29 de diciembre de 2002. Según lo declarado en su página web, durante más de dos décadas, State Grid ha registrado las horas de operación segura más extensas del mundo en su gran red e ha integrado la mayor cantidad de energías renovables.

China Southern Power Grid invierte, construye y opera redes eléctricas en Guangdong, Guangxi, Yunnan, Guizhou y Hainan, Hong Kong y Macao y los países del Sudeste Asiático. Su área de suministro de energía abarca 1 millón de kilómetros cuadrados y abastece a 272 millones de personas. Con una red que abarca casi 2.000 kilómetros de este a oeste, China Southern Power Grid está conectada a fuentes de energía hidráulica, de carbón, nuclear, de gas, eólica, solar, de biomasa, de almacenamiento por bombeo y de nuevas fuentes de almacenamiento de energía. En 2023, su volumen de comercio internacional alcanzó los 70.712 GWh, las ventas de electricidad 1.348.300 GWh y unos ingresos operativos de 842.600 millones de yuanes (116.700 millones de dólares)⁹.

2. Francia

El Grupo Électricité de France (EDF) es un líder global en el sector energético, con una amplia experiencia en todos los segmentos del suministro de electricidad. Creada hace más de 70 años en Francia, EDF es una empresa estatal que hoy tiene presencia en alrededor de treinta países en los cinco

⁸ Disponible en: <https://www.investchile.gob.cl/es/casos-de-exito/state-grid/>

⁹ Disponible en: <https://www.weforum.org/organizations/china-southern-power-grid-co/>

continentes¹⁰. Las operaciones de la empresa incluyen: generación y distribución de electricidad; diseño, construcción y desmantelamiento de centrales eléctricas; comercio de energía; y transporte. Está presente además en tecnologías de generación de energía como la nuclear, la hidroeléctrica, las energías marinas, la eólica, la solar, la biomasa, la geotérmica y la fósil. La red eléctrica en Francia se compone de lo siguiente:

EDF gestiona por una parte un sistema de transporte de alta y muy alta tensión (100.000 km de líneas). Esta parte del sistema está gestionada por RTE (operador del sistema de transporte de electricidad), que actúa como administrador independiente de la infraestructura, aunque es una filial de EDF.

EDF participa además en el sistema de distribución de baja y media tensión (1.300.000 km de líneas), el cual es gestionado por Enedis (ex-ERDF), antes conocida como EDF-Gaz de France Distribution. Enedis (ex-ERDF) se separó de EDF-Gaz de France Distribution en 2008 como parte del proceso de separación total de las actividades de EDF y GDF Suez¹¹

3. Alemania

En Alemania, varias empresas regionales son de propiedad estatal o están controladas en parte por el Estado. Por ejemplo EnBW (Energie Baden-Württemberg) una empresa energética que proporciona una gran variedad de servicios básicos: electricidad, gas, así como servicios energéticos y medioambientales, además de la eliminación y el reciclaje de residuos¹².

Los dos controladores principales de la empresa son la compañía alemana OEW (Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke) y el Estado de Baden-Wurtemberg, cada uno de ellos con una participación del 45,01%¹³, el resto corresponde a accionistas minoritarios.

Según lo declarado en su reporte anual, la empresa suministra energía a alrededor de 5,5 millones de clientes diferenciados en dos grupos: El grupo de clientes B2C incluye clientes minoristas, pequeñas empresas comerciales, el sector inmobiliario, industria y agricultura. El grupo de clientes B2B incluye grandes empresas comerciales y empresas industriales, así como redistribuidores, servicios municipales, autoridades locales y entidades públicas¹⁴.

¹⁰ Disponible en: <https://chile.edf.com/es>

¹¹ Disponible en: <https://www.enedis.fr/nous-connaitre/notre-histoire>

¹² Disponible en: <https://www.enbw.com/company/what-we-do/>

¹³ En diciembre de 2010, el Estado de Baden-Wurtemberg adquirió la participación del 45% que poseía Électricité de France

¹⁴ Disponible en: <https://www.enbw.com/media/report/report-2023/downloads/integrated-annual-report-2023.pdf>

Referencias

-AlKhuzam A., Arlet J., Lopez Rocha S. (2018). Private versus public electricity distribution utilities: Are outcomes different for end-users?. Disponible en :

<https://blogs.worldbank.org/en/developmenttalk/private-versus-public-electricity-distribution-utilities-are-outcomes-different-end-users> (consultado el 26/08/2024)

-Gassner K., Popov A. y Pushak N. (2009). “Does Private Sector Participation Improve Performance in Electricity and Water Distribution?”. Trends and policy options ; no. 6. Bank for Reconstruction and Development / The World Bank. Disponible en : Disponible en:

https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/documents/ebook-Trends_20Policy_20Options-6-PSP_20water_20electricity_20-20KGassner_20APopov_20NPushak.pdf (consultado el 26/08/2024)

Nota aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)



Regulación económica aplicable a empresas de servicios básicos en Chile

Fijación tarifaria y rentabilidades

Autor

Nicolás García Bernal
Email: ngarcia@bcn.cl
Tel.: (56) 22 270 1701

Nº SUP: 144.501

Documento elaborado a solicitud de la Comisión Especial Investigadora (CEI N° 59) "Continuidad de servicios eléctricos y agua potable durante eventos climáticos.

Resumen

La teoría económica ha desarrollado diversos modelos para regular los monopolios naturales, en los cuales se da la situación en donde un solo proveedor puede producir de manera eficiente ciertos bienes o servicios en mercados específicos, tales como energía, agua potable, saneamiento, entre otros. En este contexto, la regulación tiene el propósito de establecer, de manera ex ante, la estructura de remuneración y las tarifas aplicables a estas industrias. Como se señala en este documento, los mecanismos típicos de regulación pueden basarse en los costos de las empresas, en incentivos al desempeño o en una combinación de ambos enfoques.

En Chile, los servicios básicos relacionados con la transmisión y distribución eléctrica, el sector sanitario y la distribución de gas por red (gas natural) están sujetos a regulación sectorial. Esta regulación establece mecanismos específicos de tarificación y fijación de tasas de rentabilidad, dependiendo de las características de cada industria.

En los sectores regulados mencionados, se imponen límites a la rentabilidad. En la transmisión eléctrica, la Ley 20.936 introdujo una tasa de descuento variable con un rango entre un 7% y un 10% después de impuestos, mientras que en el caso de la distribución eléctrica, la Ley 21.194, promulgada en 2019, fijó una tasa de rentabilidad económica después de impuestos en un rango de entre 6% y 8%. Por su parte, en el sector de distribución de gas por red (gas natural), el límite máximo de rentabilidad para cada zona de concesión corresponde a una Tasa de Costo de Capital (TCC) calculada como un piso del 6% más un margen adicional de tres puntos porcentuales sobre el promedio simple de los últimos tres años de dicha TCC; y en los servicios sanitarios, el Decreto con Fuerza de Ley (DFL) N.º 70 establece que la rentabilidad no puede ser inferior al 7% de la TCC.

En cuanto a la metodología utilizada para calcular la Tasa de Costo de Capital, en los tres primeros sectores (transmisión y distribución eléctrica, y gas por red) se emplea el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM). En cambio, en el sector sanitario se utiliza una tasa libre de riesgo más un premio adicional, que varía entre un 3% y un 3,5%.

Respecto a la fijación de tarifas, cabe destacar que, en el sector de distribución eléctrica, se utiliza un modelo de empresa eficiente para estimar los costos reales asociados a una operación eficiente durante un período tarifario de cuatro años. Por otro lado, en el sector sanitario, los servicios de agua potable y alcantarillado están sujetos a tarifas máximas que consideran los costos incrementales de desarrollo. Estas tarifas tienen una vigencia de cinco años.

Introducción

La teoría económica ha establecido distintos modelos para regular a los monopolios naturales¹ – como únicos proveedores eficientes de un bien - que surgen en mercados como el de energía, agua potable, saneamiento, y otros². Su propósito es principalmente fijar una tarifa que no sea injustamente alta para los consumidores, asegurar un retorno adecuado a la inversión de la empresa y que estas permitan sustentar el servicio en el tiempo, producir incentivos que eviten las ineficiencias productivas, un estándar de calidad, entre otros³.

La regulación requiere definir – de forma ex ante - la remuneración y las tarifas a aplicar. Para aquello, los mecanismos típicos de regulación económica desarrollados pueden ser en base a costos de la empresa o en base a sus incentivos y/o desempeño.

La **regulación basada en costos** pretende fijar una tarifa que asegure que la empresa obtenga un retorno justo por las inversiones realizadas, es decir, obtenga exactamente su costo de oportunidad por el capital invertido en la actividad. Así, con la tarifa estimada, el regulador debe permitir que el monopolista regulado logre recuperar los costos de inversión, de operación y mantenimiento necesarios para realizar la actividad (Vásquez, et al., 2016). Un ejemplo, es la **regulación basada en la tasa de retorno (*rate of return*)**, que fija tarifas de acuerdo a los costos unitarios de proveer el servicio más una tasa de retorno que permita obtener un costo de oportunidad por el capital invertido en la actividad. Esta requiere estimar el costo del capital a utilizar por parte de la empresa regulada, lo cual utiliza típicamente la metodología correspondiente al Costo Promedio del Capital o WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), y la correspondiente al Capital Asset Pricing Model (CAPM)⁴ para la estimación del costo de capital propio (patrimonio).

Por otra parte, la **regulación en base al desempeño** tiene como propósito generar incentivos para que las empresas sean más eficientes y con ello traspasar las ganancias de eficiencia a los consumidores. En este tipo de regulación destaca el método de ingresos máximos (*revenue cap*), precios máximos (*price caps*), de competencia por comparación (*yardstick competition*) y regulación por empresa modelo eficiente. Para mayor detalle de estos modelos regulatorios ver **Anexo 1**.

¹ Estos surgen en aquellos mercados en que la tecnología de producción exige importantes inversiones fijas y costos hundidos, por lo que es más eficiente que sólo a través de una empresa se satisfaga la demanda del mercado (Panzar, 1989). Este único proveedor de mercado tiene fuertes incentivos a cobrar precios a los consumidores que son mayores a los socialmente óptimos, lo que exige la regulación de su actividad económica.

² Estos presentan economías de escala o de variedad. La economía de escala implica que los costos unitarios de producción decrecen a medida que la producción se expande, mientras que en las economías de variedad la producción conjunta de determinados bienes presentan costos menores que si se producen de forma separada (Bergara, 2003).

³ En la práctica, la fijación tarifaria implica que el regulador pueda contar con la información suficiente de la empresa para determinar cuáles insumos deben ser incluidos como parte de los costos de producción de la empresa, y qué inversiones deben ser consideradas en el precio y/o tarifa a fijar por el regulador.

⁴ Utilizada para la estimación del costo de capital propio (patrimonio), propuesta en la teoría de portafolios de Markowitz.

I. Antecedentes: Regulación de servicios básicos en Chile

En Chile los mercados asociados a los servicios básicos de electricidad, gas y agua están regulados en los segmentos donde existen condiciones de monopolio natural, y no es posible un desempeño competitivo.

Como se indicó anteriormente, la condición de monopolio natural requiere que el Estado actúe como ente regulador, por ejemplo, buscando la seguridad en el suministro, el uso eficiente de la red, precios eficientes a usuarios finales, la recuperación de costos de las empresas, la provisión de señales que incentiven las inversiones y la provisión de servicios de calidad, entre otros.

En el **sector electricidad** la legislación vigente establece que el sector eléctrico está compuesto por los sectores de generación, transmisión y distribución de electricidad, a cargo de privados. De estos, transmisión y distribución están regulados según mecanismos de tarificación⁵ y fijación de tasa de rentabilidad. La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) es el principal marco normativo que establece la Comisión Nacional de Energía (CNE)⁶ y la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) como los organismos del Estado intervinientes en el sector. La primera, es un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben sujetarse las empresas de producción, transporte y distribución de energía, y la SEC, encargada de supervisar el cumplimiento de estándares mínimos de calidad de servicio, lo que incluye continuidad, calidad técnica, atención al cliente, entre otros. En casos de incumplimiento las empresas están sujetas a multas y sanciones.

El **sector sanitario** urbano hoy se encuentra en manos privadas, siendo administrados por empresas (prestadores concesionados) cuyo giro único es el de servicios de producción y distribución de agua potable; además de la recolección y disposición de las aguas servidas. Estas empresas son reguladas la Ley de Tarifas del Sector Sanitario (DFL 70) y Ley General de Servicios Sanitarios (DL 382/88). De acuerdo a lo dispuesto por la Ley SISS 18.902, del año 1990, son fiscalizadas por la Superintendencia de Servicios de Servicios Sanitarios (SISS). El modelo regulatorio está diseñado para garantizar el acceso a servicios de agua potable y saneamiento de calidad, promover la eficiencia en la prestación del servicio.

El transporte y la distribución del **gas natural** se encuentran ampliamente regulados no solamente en materias de seguridad, como el GLP, sino también económicas. Esta regulación se efectúa en gran parte en la Ley de Servicios de Gas (DFL 323/1931)⁷, cuya última reforma fue efectuada en 2017. En esta normativa se regulan las concesiones para establecer, operar y explotar el servicio de gas de red, los regímenes de precios a los que están sometidos los concesionarios, y las condiciones de calidad y seguridad que debe cumplir el abastecimiento de este servicio.

A continuación, se entregan más detalles respecto a la regulación de rentabilidades y fijación tarifaria para cada uno de estos mercados asociados a la provisión de servicios básicos.

⁵ Como límite de referencia se considera que para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, son sectores con características de monopolio natural, por lo que están sujetos a precios. Por otro lado, si es superior a 5.000 kW, la ley dispone libertad de precios al suponer capacidad negociadora de los clientes finales y posibilidad de proveerse electricidad de otras formas.

⁷ DFL 323, Ley de Servicio de Gas. Disponible en: <https://bcn.cl/kqMell>

II. Límites de rentabilidad a empresas de servicios básicos en Chile

En Chile, las empresas que prestan servicios básicos de electricidad, agua y gas están sujetas a los siguientes límites en las rentabilidades, que son establecidos por los organismos reguladores- ya sea en todos o en algunos de los segmentos del mercado que los componen:

Cuadro 1. Límites a rentabilidades por empresas de servicios básicos.

Sector Regulado	Límite a la rentabilidad	Método
Transmisión Eléctrica	Tasa de descuento variable con un piso de 7% y un techo del 10% después de impuestos (Art. 118, Ley 20.936/2016) ⁸ .	CAPM
Distribución Eléctrica	Tasa de rentabilidad económica después de impuestos a las utilidades para que se ubiquen en un rango entre 6% y un techo de 8% después de impuestos (Art. 182 bis, Ley 21.194)	CAPM
Distribución de Gas de red⁹	Límite máximo de rentabilidad, por cada zona de concesión, fijado por la ley y equivalente a la TCC, con un piso del 6% más un margen adicional de tres puntos porcentuales sobre el promedio simple de los últimos tres años de la TCC ¹⁰ , después de impuestos (Art. 32, Ley 20.999) ¹¹⁻¹² . Anualmente la CNE debe realizar un chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias. En caso que la rentabilidad económica de una empresa exceda la tasa máxima señalada, le corresponderá a la CNE dar inicio al proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines.	CAPM
Servicio Sanitario	DFL 70, establece que no podrá ser inferior a un 7% en la TCC, después de impuestos (art 5) ¹³ .	Tasa libre de riesgo + premio (3% a 3,5%)

Nota: CAPM corresponde al método *Capital Asset Pricing Model*; TCC corresponde a la *Tasa de Coste de Capital*

Fuente: Elaboración propia a partir de leyes y regulaciones sectoriales.

⁸ Según se indica, su determinación deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de transmisión en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, y el premio por riesgo de mercado.

⁹ Ley 20.999 de febrero 2017, se estableció que tratándose del servicio público de distribución de gas, el régimen tarifario que determine la respectiva empresa concesionaria estará sujeto al límite máximo de rentabilidad

¹⁰ Históricamente la normativa no contemplaba una forma de calcular la TCC, por lo que, en los hechos, no era fiscalizada adecuadamente por la autoridad competente, ni se generaban consecuencias por superar el máximo establecido. La Ley N° 20.999, promulgada en febrero del año 2017, remedió esta situación, incorporando una metodología clara para calcular la rentabilidad máxima y estableciendo que, para el caso en que ésta fuera sobrepasada, la empresa pasaría a ser regulada en sus precios de inmediato.

¹¹ La Ley general de servicios de gas en su art. 32 define que la tasa de costo anual de capital a utilizarse será calculada por la CNE cada cuatro años, utilizando el modelo CAPM. Según esto deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación al mercado, la tasa de rentabilidad de libre de riesgo, el premio por riesgo de mercado y un factor individual por zona de concesión.

¹² La Comisión deberá efectuar anualmente un chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias por zonas de concesión al objeto de determinar si exceden el límite máximo de rentabilidad señalado en el inciso anterior.

¹³ La TCC se define como la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para sus instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años, más un premio por riesgo que no podrá ser inferior a 3% ni superior a 3,5%

Por ejemplo, para el sector de distribución de electricidad, la CNE (2024) en el proceso de tarificación 2020 – 2024, reportó que en base a cifras ingresos y costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo del año 2019, la tasa de rentabilidad económica agregada de la industria después de impuestos era de 5,73%¹⁴. En el mismo ejercicio, se calculó la rentabilidad proyectada de la industria para los años 2020, 2021 y 2022, obteniéndose respectivamente los siguientes valores: 6,92; 4,87 y; 4,76%. Estos cumplen con lo dispuesto en el artículo 187 de la LGSE, es decir, que no difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización del proceso tarifario.

Para la distribución de gas de red, por ejemplo, en diciembre 2023, la CNE reportó los resultados del proceso de chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias de distribución de gas de red, correspondiente al ejercicio del año 2022.

Cuadro 2. Rentabilidad de las empresas concesionarias de distribución de gas de red

Empresa	Zona de Concesión	Rentabilidades anuales			Rentabilidad trienio 2020-2022
		2020	2021	2022	
Metrogas	Región Metropolitana	8,40%	7,79%	3,11%	6,43%
Gasvalpo	Región de Valparaíso	5,42%	5,30%	4,52%	5,08%
Gassur	Región del Biobío	2,34%	2,43%	5,18%	3,32%
Intergas	Región del Biobío *	N.A.	N.A.	0,35%	0,35%
	Región de Ñuble *	N.A.	N.A.	7,51%	7,51%
	Región de La Araucanía	5,96%	5,83%	6,12%	5,97%
Lipigas	Región de Antofagasta	8,64%	8,00%	3,41%	6,68%

Nota: Hasta el año 2021, el chequeo de rentabilidad de la región de Biobío incluía regiones de Biobío y Ñuble. No se incluyen aquellas zonas de concesión cuya rentabilidad del trienio es negativa o indeterminada.

Fuente: CNE (2023)

¹⁴ Esta tasa no difiere en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja del 6%, por lo que se consideró que los valores agregados que dieron origen a los ingresos deben ser aceptados.

III. Fijación de tarifas a empresas de servicios básicos en Chile

i. Sector Eléctrico

De acuerdo a la CNE, las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficientes. Este modo de entregar señales adecuadas para empresas como a consumidores. Los suministros a usuarios cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios¹⁵.

En breve, las tarifas en distribución se fijan mediante un esquema de modelo eficiente que implica la realización de un estudio tarifario cuatrienal¹⁶. En este caso, la tasa de descuento utilizada en elaboración de tarifas se interpreta como la tasa de retorno que logra una empresa eficiente¹⁷. Actualmente, tras la modificación del año 2019 a la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL (04/20.018), para efectos del cálculo del VAD se rebajó la tasa de rentabilidad de las empresas de distribución, dejando atrás la tasa fija de 10% antes de impuestos de procesos tarifarios anteriores, y estableciendo que esta debe ser calculada por la CNE de forma previa al estudio de costo, estableciendo una banda entre 6% y 8% después de impuestos para dicha tasa. Por ejemplo, como resultado de este proceso, para el periodo 2020 – 2024 se consideró una tasa del 6% después de impuestos.

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, está dado por la siguiente expresión (CNE, 2024):

$$\text{Precio a usuario final} = \text{Precio de Nudo} + \text{Valor Agregado de Distribución (VAD)}^{18} + \text{Cargo Único por uso del Sistema Troncal}$$

A destacar, el cálculo del VAD tiene como objetivo obtener los costos medios de prestar el servicio público sobre la base de una empresa modelo eficiente que opera en el país y que cumple con la ley y normativa vigente (CNE, 2022). Según se especifica, los costos se calculan para determinadas Áreas Típicas de Distribución fijadas por la CNE, que agrupan empresas cuyos costos de prestar el servicio de distribución y la densidad de clientes por kilómetros son similares entre sí, seleccionando a una de ellas como empresa de referencia para el dimensionamiento eficiente de costos de acuerdo con sus restricciones geográficas, distribución de clientes, entre otros. De los costos derivados del cálculo del VAD se obtiene posteriormente las tarifas de distribución de todas las empresas distribuidoras.

¹⁵ para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 5.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras.

¹⁶ En simple, el modelo tiene como propósito el simular costos de operación, inversión y mantenimiento necesario para brindar el servicio de distribución en condiciones óptimas y eficientes.

¹⁷ Teóricamente se supone que la empresa realiza sus inversiones de manera eficiente, de acuerdo a costos de tecnologías vigentes disponibles en el mercado, y además posee una estructura organizacional eficiente, remunerada de acuerdo a los valores de mercado y con costos operacionales y de mantenimiento eficientes. Toda vez que la empresa real logre alcanzar niveles de eficiencia similares a la empresa eficiente, podrá alcanzar un retorno de largo plazo similar a la tasa de descuento.

¹⁸ El denominado Valor Agregado de Distribución (VAD) es principal componente para la fijación tarifaria al representar los costos medios de una empresa modelo eficiente que opera en una zona determinada. El cálculo del VAD se encuentra regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, y lo debe desarrollar cada cuatro años la Comisión Nacional de Energía.

En este caso, el proceso culmina con la elaboración del Informe Técnico de Propuesta de Fórmulas Tarifarias, donde la estructuración de las tarifas debe efectuarse de tal forma que se reflejen los costos determinados en el Informe Técnico del VAD y que la tasa de rentabilidad económica de la industria, después de impuestos a las utilidades, se encuentre dentro de la banda establecida por la Ley.

De igual forma, en el segmento de transmisión eléctrica, las tarifas se fijan considerando los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones necesarias para transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación a los centros de consumo. Esto implica calcular los ingresos de las empresas en base al Valor Anual de Transmisión (VAT) y peajes de transmisión.

ii. Sector Sanitario

En el DFL 70 se establece que “estarán sujetos a fijación de tarifas” los servicios de agua potable y alcantarillado de aguas servicios, prestados por servicios públicos y empresas de servicios públicos. Específicamente, el artículo 2 establece que las tarifas tienen el carácter de precios máximos y deben ser calculadas aplicando las fórmulas tarifarias que se determinen por el Ministerio de Economía. Su determinación se hará sobre la base de costos incrementales de desarrollo¹⁹ y estarán vigentes por un periodo de 5 años.

El cálculo de tarifas se hará separadamente para las etapas del servicio sanitario, es decir, producción de agua potable, distribución de agua potable, recolección de aguas servidas y disposición de aguas servidas.

Finalmente, destacar que, como se indicó previamente, la actual normativa establece que – bajo un modelo de empresa eficiente - para el cálculo tarifario se debe determinar un costo de capital que incluye un premio por riesgo de entre 3% y 3,5% y una tasa interna de retorno, no pudiendo ser el costo de capital resultante de la suma inferior al 7%.

iii. Distribución de gas por red

Las empresas concesionarias de distribución de gas están afectas a un régimen de libertad tarifaria regulada con tarificación eventual. En caso de incumplimiento, la CNE fijará mediante una resolución los precios máximos del servicio de gas y servicios afines hasta la entrada en vigencia del decreto tarifario.

A destacar, si el exceso en rentabilidad es menor (hasta 0,2 pp sobre la tasa máxima), la concesionaria se puede mantener en un régimen de libertad tarifaria si es que devuelve a los clientes afectados el exceso de rentabilidad obtenida aumentado en un 50%.

¹⁹ El DFL-70, en su artículo 4, lo define como aquel valor equivalente a un precio unitario constante que, aplicado a la demanda incremental proyectada, genera los ingresos requeridos para cubrir los costos incrementales de explotación eficiente y de inversión de un proyecto de expansión optimizado del prestado, de tal forma que ello sea consistente con un valor actualizado neto del proyecto de expansión igual a cero. Esta metodología requiere considerar y definir la vida útil económica de los activos asociados a la expansión, la tasa de tributación vigente y la tasa de costo de capital.

Anexo 1 – Mecanismo de regulación

La teoría económica ha establecido distintos modelos para regular a los monopolios naturales, principalmente al fijar una tarifa no abusiva con los consumidores, asegurar un retorno adecuado a la inversión realizada por la empresa y un estándar de calidad para la prestación del servicio, entre otros²⁰.

Mecanismo de regulación	Breve descripción
Tasa de retorno	Fija una tarifa que asegure que la empresa obtenga un retorno justo (beneficios normales o económicos) por las inversiones realizadas, es decir, obtenga exactamente su costo de oportunidad por el capital invertido en la actividad. Requiere determinar el activo para realizar el servicio ²¹ , el costo de capital remunerable y la tasa de retorno a la inversión ²² .
Precios máximos (<i>Price cap</i>)	Fija una máxima tarifa que puede cobrar el monopolio natural, y así dar el incentivo a las empresas reguladas para la reducción de costos ²³ .
Ingreso máximo (<i>Revenue cap</i>)	Fijar un ingreso máximo. Se estima que con esta la firma tiene incentivos para reducir costos y así aumentar su rentabilidad.
Yardstick Competition	Pretende comparar el desempeño de empresas que tienen características similares ²⁴ , y así obtener la eficiencia individual de cada empresa para obtener una referencia que permita determinar el precio de la actividad desarrollada por el monopolista ²⁵ .
Empresa modelo eficiente	El cálculo del activo necesario se hace a través de una empresa de referencia (modelo eficiente), es decir, a partir del valor de una empresa ficticia que provee el servicio a un mínimo costo según ciertos criterios ²⁶ . En términos prácticos, la empresa ficticia sirve como referencia para comparar su costo eficiente con el de la empresa real ²⁷ .

Fuente: Elaboración propia

²⁰ Se requiere que el regulador cuente con instrumentos y/o herramientas de apoyo, con el cual pueda cumplir con: (i) control y auditoría del desempeño de las empresas; (ii) posibilidad de imponer sanciones; (iii) establecimiento de estándares contables; (iv) arbitrar disputas entre agentes; y (v) asesorar al Estado en la materia.

²¹ La valorización del activo puede realizarse a partir del costo histórico; costo de reposición y costo de sustitución o VNR.

²² Requiere considerar una tasa libre de riesgo, a la que se añade el riesgo de la industria y otros riesgos, como el riesgo país.

²³ La tarifa fijada debe durar todo el periodo, y, cualquier disminución de costos por parte de la empresa significará un incremento en los beneficios de esta misma. Por lo que la empresa tiene incentivos a producir lo más eficiente posible.

²⁴ Además, requiere que se tomen en cuenta las diferencias económicas, técnicas y geográficas de las redes de distribución.

²⁵ Una vez calculada la eficiencia individual de cada empresa, el costo reportado es corregido con respecto a su nivel relativo de eficiencia en relación con las otras empresas que están operando en el mercado.

²⁶ Considera las características de los clientes (densidad, dispersión geográfica) y la capacidad de una empresa, entre otros.

²⁷ Fuentes & Saavedra (2009) destacan que la aplicación de este modelo tiene problemas en su estimación de inversiones (obsolescencia tecnológica, plusvalía de los activos e indivisibilidades en la inversión).

Referencias

- **Comisión Nacional de Energía (CNE), 2024.** Tarificación Eléctrica. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- **BCN, 2024.** DFL 4/20018, Ley General de Servicios Eléctricos. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>
- **BCN, 2024.** DFL 70. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=4427>
- **BCN, 2024.** Ley General de Servicios Sanitarios. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=5545>
- **BCN, 2024.** Ley 18.902, crea la superintendencia de servicios sanitarios. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=30274>
- **BCN, 2024.** DFL 323, Ley de Servicios de Gas. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=5423&idParte=8627251&idVersion=2023-07-07>
- **CNE, 2024.** Resolución Exenta N° 270, ratifica informe técnico definitivo de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuatrienio noviembre 2020 – noviembre. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/05/Rex_Rectifica-IT-Definitivo_Formulas-Tarifarias_2020-2024_VB-Final.pdf
- **CNE, 2023.** CNE informa resultados del proceso de Chequeo de Rentabilidad de las concesionarias de distribución de gas de red del año 2022. Disponible en: <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2023/12-diciembre-2023/comision-nacional-de-energia-informa-resultados-del-proceso-de-chequeo-de-rentabilidad-de-las-concesionarias-de-distribucion-de-gas-de-red-del-ano-2022/#:~:text=Para%20el%20a%C3%B1o%202022%2C%20la,fue%20sobrepasado%20por%20ninguna%20concesionaria.>
- **CNE, 2022.** CNE emitió Informe Técnico del Cálculo del Valor Agregado de Distribución. Disponible en: <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2022/12-diciembre-2022/comision-nacional-de-energia-emitio-informe-tecnico-del-calculo-del-valor-agregado-de-distribucion/>
- **Vásquez, Tamayo, Vilches & Chávez, 2016.** La regulación del sector de energía. Documento de Trabajo N° 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin, Perú. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf
- **Bergara, Mario, 2003.** Las reglas de juego en Uruguay. El entorno institucional y los problemas económicos, Editorial Trilce, Montevideo.
- **Panzar, John 1989.** “Technological Determinants of Firm and Industry Structure”, en Schmalensee, Richard y Robert Willig (eds.), Handbook of Industrial Organization, Vol.1, capítulo 1, pp. 4-59, North-Holland, Amsterdam.

Nota Aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)