



Rentabilidad de empresas de distribución eléctrica en el contexto internacional

Autor

Nicolás García Bernal
Email: ngarcia@bcn.cl
Tel.: (562) 2270 1778

Comisión

Elaborado para la Comisión de
Minería y Energía del Senado

Nº SUP: 124194

Resumen

En Chile, el segmento de distribución de electricidad está regulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Hasta antes de la aprobación de la ley N° 21.194 -que rebajó los criterios para realizar el chequeo de rentabilidad en el cálculo de tarifas de las empresas de distribución y perfecciona el proceso de tarifación de distribución eléctrica- la regulación implicaba que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades se ubicara en un rango entre el 6% y 14%, de forma que no difiriera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización del 10%. En este escenario, la CNE reportaba para el período tarifario 2016 – 2022 que la rentabilidad de la industria era equivalente al 7,55%.

Con la aprobación de la Ley 21.194 se estableció que la tasa de costo de capital – y también la rentabilidad de las empresas de distribución considerada en el proceso de chequeo – no podrá ser inferior al 6% ni superior al 8% después de impuestos. Para el cálculo de esta última se ha propuesto la aplicación de la metodología denominada *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Si bien el cálculo del CAPM implica que la estimación quedaría sujeta a variables del mercado (riesgo sistémico, tasa libre de riesgo y premio por riesgo de mercado), este quedaría restringido a un piso y techo que ha sido establecido por ley.

A nivel internacional existen países que dejan libre el cálculo de la rentabilidad y/o la tasa de costo de capital a utilizar en el segmento de distribución de electricidad, es decir, su valor es dependiente de variables de mercado, tal como el riesgo sistémico, tasa libre de riesgo, entre otros. Mientras que en otros se consideran valores pre-establecidos.

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 por ende no es posible un desempeño competitivo. En consecuencia, los organismos reguladores se encargan de establecer límites para las rentabilidades de las empresas que actúan en estas industrias, aplicándolos a la distribución y transmisión eléctrica, servicios de gas y servicio sanitario.

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

Sector Regulado	Límite a la rentabilidad	Método
Distribución Eléctrica	Tasa de rentabilidad económica, después de impuestos a las utilidades, no podrá ser inferior al 6% ni superior al 8%.	CAPM
Transmisión Eléctrica	Tasa variable, con un piso de 7% y un techo del 10% después de impuestos	CAPM
Servicios de Gas	Piso mínimo de un 6% más un margen adicional de tres puntos porcentuales, después de impuestos.	CAPM
Servicios Sanitarios	No podrá ser inferior a un 7% después de impuestos.	Tasa libre de riesgo + premio (3% a 3,5%)

Nota: CAPM corresponde al método Capital Asset Pricing Model

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa, la mayoría de los sectores regulados 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 minimiza el riesgo y maximiza 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.

Es importante destacar que en el segmento de distribución eléctrica la rentabilidad de la industria se revisa en el denominado “chequeo de rentabilidad”, que es parte del proceso de fijación de tarifas. Dicho chequeo de rentabilidad implica que, en el caso del modelo chileno, 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 se cumple en el período de vigencia del proceso tarifario.

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”.

Por otra parte, 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. Como se verá a continuación, la experiencia internacional se remite a la determinación de un valor pre-establecido o -en otros casos- a la valorización según variables de mercado, a través del denominado método CAPM.

II. Regulación del sector eléctrico en Chile

La legislación vigente establece que el sector eléctrico está compuesto por los sectores de generación, transmisión y distribución de electricidad. De estos, los sectores de transmisión y distribución operan como monopolios naturales regulados en aquellos segmentos donde no se observen condiciones de competencia, y por ello están sujetos a mecanismos de tarificación y fijación de tasa de rentabilidad³.

Específicamente, en el sector de distribución, la fijación de tarifa utiliza la metodología de empresa modelo eficiente que se remunera a través del Valor Agregado de Distribución (VAD).

Hasta el 21 de diciembre del 2019, en lo relativo a la distribución eléctrica, la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 04/ 20.018) 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%. Posteriormente, con la aprobación del Boletín n° 12.567-08 correspondiente al referido Proyecto de ley Corta de Distribución (Ley N° 21.194 que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica), se estableció que la tasa de costo de capital – y así también la rentabilidad de la empresa de distribución – no podrá ser inferior al 6% ni superior al 8% después de impuestos. Para el cálculo de esta última se aplica 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 mercado⁴, la tasa de rentabilidad libre de riesgo⁵ y el premio por riesgo de mercado⁶.

Cabe mencionar que, antes de la reforma legal ya mencionada se establecía que el proceso de fijación de tarifas considerada 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%.

³³ Cómo 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. Vale indicar que se dispone que los clientes que tienen potencia conectada superior a 500 kW pueden optar entre cliente libre o regulado por un periodo de 4 años.

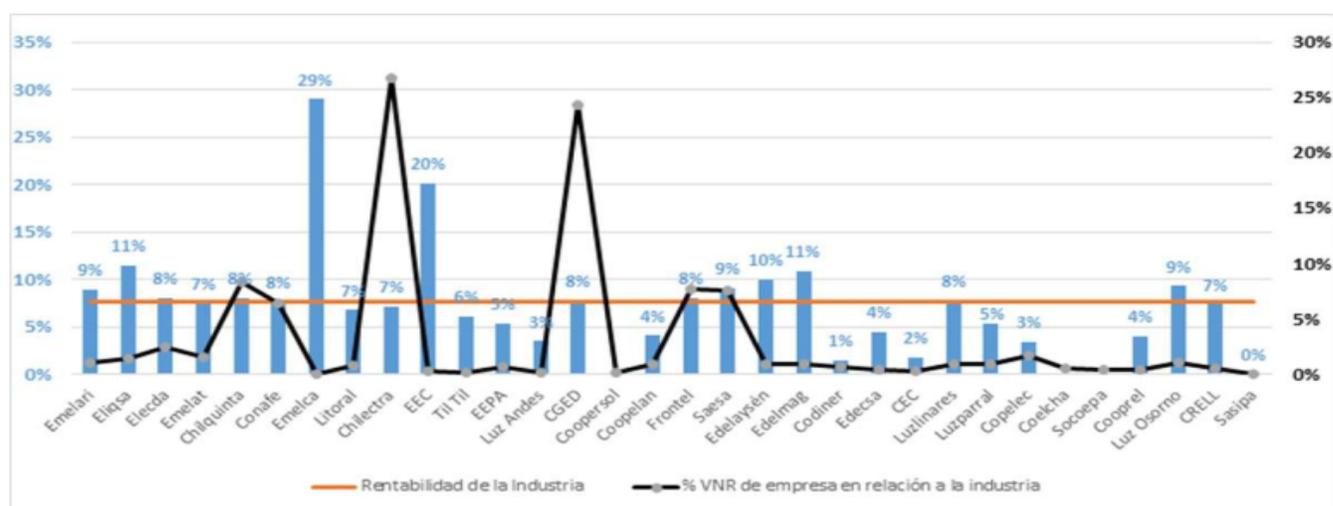
⁴ La cantidad de riesgo con respecto al portafolio de mercado no puede eliminarse al ser inherente a la actividad financiera y operacional de la empresa

⁵ Por lo general un 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. Por lo general se suele utilizar la rentabilidad de un bono con un vencimiento similar a la vida del activo financiero que se quiere valorar.

⁶ 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.

Como se mencionó anteriormente, el chequeo de rentabilidad corresponde a un procedimiento que realiza la CNE durante el proceso tarifario, para asegurar que – mediante una estimación - las tarifas permitan que las rentabilidades se ajusten a los límites preestablecidos por la regulación. Como es de esperar, las rentabilidades realmente obtenidas por las empresas difieren de las estimaciones previas, así, por ejemplo, la CNE reportaba 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). 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%)⁷. El siguiente gráfico muestra la rentabilidad individual de las empresas perteneciente a la industria, destacando que existen empresas que tienen rentabilidades que están por debajo del 6% y otras que superan el 14% considerado por la CNE.

Gráfico 1. Rentabilidad de las empresas de distribución.



Fuente: Universidad de Santiago en base a cifras de la CNE, 2019.

III. Experiencia Internacional

A continuación se realiza una breve descripción de cómo se ha abordado la regulación de la rentabilidad de las empresas distribuidoras de energía, señalando los modelos de regulación utilizados y si es que consideran una tasa de descuento o valorización preestablecida o -en caso contrario- si se ajusta según valores de mercado.

América Latina y el Caribe

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

⁷ Cabe destacar que la remuneración de los activos se determina cada 4 años con los criterios más eficientes en cada oportunidad, a pesar que la vida útil de los activos es muy superior (alrededor de 30 años)

- Bolivia, Ecuador, Paraguay y Uruguay son países que se caracterizan por una mayor intervención o participación del Estado.
- Argentina y Brasil se caracterizan por una fuerte 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 intervención de agentes privados.

Respecto al segmento de distribución eléctrica, cabe destacar la heterogeneidad en la definición del mercado y del esquema tarifario utilizado. En cuanto a la organización del mercado, los modelos van desde la aplicación de monopolios por región⁸ (Argentina, Bolivia, Brasil, Ecuador y Perú), monopolio nacional⁹ (Paraguay y Uruguay), esquema de competencia (Colombia) o a través de un oligopolio regulado (Chile)¹⁰. Por otra parte, con relación al esquema tarifario, se utiliza el precio máximo o *price cap* en Bolivia, Brasil, Perú, Uruguay Argentina y Colombia; *revenue cap* -costo máximo de servicio- en (Ecuador y Paraguay), y Chile –por su parte- que aplica el denominado *Yardstick competition*¹¹ con *price cap*.

En términos breves, se debe indicar que un 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. Por otra parte, la regulación de ingreso máximo (*revenue cap*) busca fijar un límite superior al ingreso. Ambos corresponden a modelos de regulación por incentivos, es decir, en estos las empresas reguladas concentran sus esfuerzos en aumentar la eficiencia, dado que, toda mejora en la misma durante el período tarifario implicará costos menores a los reconocidos en el año base, pudiendo la empresa apropiarse de la brecha entre los costos aprobados y los efectivamente verificados (CIER, 2017)

a. Argentina

El segmento de distribución funciona como un monopolio natural, en donde la participación pública alcanza un 30% y el restante 70% es privado. Como se mencionó anteriormente, el esquema regulatorio aplicado implica *revenue-cap* y *price-cap*.

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 por sus siglas en inglés)¹². 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:

- Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa.
- Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

⁸ Debido a que la actividad se considera como un monopolio natural, se otorgan áreas o zonas de concesión en las cuales operan con exclusividad

⁹ Actividad se realiza por una sola empresa

¹⁰ Tanto en Colombia y Chile la normativa no establece exclusividad territorial, permitiéndose la superposición en las áreas de concesión en que operan. Se impone un marco orientado a la competencia.

¹¹ 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.

¹² 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" (CNMC2018,p.13).

b. Bolivia

La organización de la actividad se hace a través de un monopolio por región, el cual funciona bajo concesión del Estado Nacional. De esta forma, el esquema regulatorio aplicado es el *price-cap*.

En cuanto a la remuneración de los activos, se aplica el 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.

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

c. 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.

d. 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 servicios¹³. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es el organismo competente para regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía eléctrica y combustibles, al que le corresponde definir la metodología para el cálculo de la tasa de retorno y tarifa aplicada en la remuneración de distribución.

En Colombia, la actividad se organiza como competencia de empresas privadas que no poseen exclusividad territorial ni concesiones otorgadas. La labor de las distribuidoras es la de Operador de Red y no de intermediario, tarea que realiza el comercializador.

En la experiencia colombiana se ha establecido que, los ingresos del operador de red por sistema de distribución, se asocian a los niveles de tensión¹⁴. En su oportunidad, la resolución 093/2008 de CREG, en el artículo 1° establece que la remuneración de distribución de energía eléctrica está sujeta a dos tasas de retornos, calculadas bajo la metodología del

¹³ En Colombia el distribuidor no actúa como intermediario de energía entre el mercado y los consumidores regulados, esta función está a cargo del comercializador.

¹⁴ 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).

WACC. Así, 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. Por otra parte, para subtransmisión o nivel 4 aplica un ingreso máximo (*revenue cap*). 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 distribuidor¹⁵.

Específicamente, para aquellos niveles de tensión bajo metodología de ingreso máximo, 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 siguientes¹⁶.

En cuanto a 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 costo¹⁷.

e. 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.

¹⁵ 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.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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.

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

f. 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 y supervisar, atender reclamos de usuarios y solucionar controversias.

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 la mayoría de los países de la región, el esquema regulatorio se realiza a través de la determinación de precios máximos (*price cap*).

En cuanto a la rentabilidad, se establece que las instalaciones y los costos de la empresa deben corresponder a los resultados de una política de inversiones y gestión eficiente. Es decir, la política de inversiones y gestión debe ser asociada al mínimo costo de prestar el servicio de distribución en un período de 30 años, satisfaciendo la demanda y cumpliendo los patrones de calidad establecidos por la normativa (CIER, 2017).

De esta forma, el costo de inversión es anualizado tomando una tasa de descuento del 12% (establecida en el artículo 79 de la LCE) y un período de vida útil de las instalaciones de 30 años¹⁸. Con esto, se establece una verificación de rentabilidad por grupo de concesionarios, ajustándose la tarifa para que se sitúe en un rango entre 8% y 16% de tasa interna de retorno¹⁹.

g. 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 es calculado 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

¹⁸ Puede ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país.

¹⁹ 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 hasta que la TIR se ubique dentro de los parámetros requeridos.

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 la tabla 2 presenta la situación de los países de Latinoamérica:

Tabla 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).

Complementando lo anterior, se presentan los modelos de regulación aplicados en España, Francia, Reino unido y Australia.

h. España

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

En cuanto a la tasa de rentabilidad – antes de impuestos - de las empresas del sector de distribución, aquella se aplica sobre la base del capital invertido no amortizado. Hasta el 31 de diciembre del 2019 correspondía al 6,503% antes de impuestos, cambiando a partir del 1 de enero del 2020 al equivalente a la retribución de las obligaciones del Estado a 10 años, más un diferencial basado en el costo promedio ponderado del capital²⁰. De esta forma, en España no existe una tasa mínima establecida por ley.

i. Francia

En Francia, el organismo regulador es la Comisión de Regulación de la Energía (CRE).

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. Su cálculo queda sujeto a variables de mercado, basándose en el principio de que la tasa de rentabilidad sea

²⁰ 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.

comparable a la que obtendrían inversiones que impliquen niveles de riesgo similar. Por lo anterior, no existiría una ley o normativa de la CRE que establezca una tasa mínima garantizada de rentabilidad.

j. Reino Unido

Reino Unido aplica modelo de regulación RIIO que para establecer los controles de precios considera una fórmula igual a 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 OPEX²¹ para el período de control de precios²².

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.

k. 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.

Referencias

- 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>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergring), 2011. Fundamentos técnicos y económicos del Sector eléctrico peruano. Documento elaborado por Dammert A., Molinelli F., & Carbajal M.
- 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_Distribucion_2017.pdf

²¹ 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.

²² El porcentaje de ingreso considerado como CAPEX y OPEX está fijo para el período, independiente de las inversiones y costos operacionales reales.

- 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>
- 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
- Dammert, Molinelli y Carbajal, 2013. Teoría de la regulación económica. Perú, Universidad de San Martín de Porres, Facultad de Ciencias Contables, Económicas y Financieras.
- 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)