

CAMBIOS A LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: MÁS PROFUNDIDAD EN EL ANÁLISIS

- El actual PDL, que introduce modificaciones en tres ámbitos de la distribución (rentabilidad de las empresas, procedimiento tarifario y definición de las áreas típicas) se enfoca adecuadamente en términos generales.
- Aunque no hay duda de la necesidad de modernización de una legislación que está por cumplir 40 años y cuyo sector ha experimentado importantes cambios, hay elementos puntuales que requieren de mayor análisis y discusión a la luz de la información técnica. En particular, la fijación del 6% de rentabilidad mínima para el sector podría ser muy baja, especialmente si se compara con la rentabilidad mínima de 7% recientemente fijada para el sector transmisión, que es menos riesgoso que la distribución y si se toma en cuenta que hay empresas que tienen menor rentabilidad que la Empresa Modelo, es decir, menos de 6%.
- La nueva regulación tiene que conjugar el objetivo -aparentemente contradictorio- de beneficiar al consumidor con el de incentivar a la empresa a realizar las inversiones necesarias para mejorar la calidad del servicio y persistir en el tiempo.

En abril de este año el gobierno del Presidente Sebastián Piñera ingresó al Congreso Nacional un proyecto de ley (PDL) que rebaja la rentabilidad regulada de las empresas de distribución de energía eléctrica y perfecciona el proceso tarifario de este sector¹. El objetivo de este PDL es actualizar el marco regulatorio en orden a reflejar correcta y eficientemente la calidad del servicio requerido en la tarifa regulada, en el contexto de una regulación que no ha experimentado cambios relevantes en casi 40 años y de otros sectores regulados que sí han experimentado procesos de modernización en este mismo sentido, de los cuales se pueden extraer enseñanzas importantes.

Las materias abordadas en el PDL dicen relación con:

- a) la rentabilidad de las empresas concesionarias de distribución eléctrica
- b) el procedimiento de tarificación
- c) la determinación de las áreas típicas de distribución (ATD)

FIJACIÓN DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN: ESTADO DEL ARTE

Considerando las características propias presentes en el sector de distribución eléctrica (elevados costos fijos de entrada y de altas economías de escala), este sector clasifica como monopolio natural. Al respecto, la teoría y la evidencia muestran que ante la presencia de un monopolio natural es más beneficioso para la sociedad que haya una sola empresa, regulada, con un gran volumen de producción, de forma de reducir los costos medios, los cuales deben ser traspasados a los consumidores en la forma de menores tarifas. En este punto, la regulación tarifaria del sector es fundamental, ya que la tarifa fijada por el regulador a la empresa debe compatibilizar objetivos que a primera vista se contraponen:

- 1) No traspasar a los clientes eventuales ineficiencias de la empresa
- 2) Que la empresa invierta en la mejor y más eficiente tecnología disponible
- 3) Que la empresa persista en el tiempo

De no cumplirse ello, y si por ejemplo se llega a la fijación de una tarifa que no logra cubrir adecuadamente tanto los costos medios totales -incluyendo los recursos invertidos-, como el riesgo del negocio de distribución eléctrica, de forma que sea sostenible en el tiempo y entregue un servicio adecuado a la ciudadanía, se corre el riesgo de no contar las inversiones y la infraestructura necesaria.

CONTENIDO DEL ACTUAL PROYECTO DE LEY

A. Nueva tasa de actualización

Actualmente, la tarifa eléctrica que pagan los clientes finales considera el costo de generar, transmitir y distribuir la energía desde su origen hasta los mismos clientes finales (Tabla N° 1). Este último, corresponde al costo en que incurren las empresas distribuidoras para entregar su servicio (Valor Agregado de Distribución-VAD) y que a su vez busca cubrir: a) los costos fijos por gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo; b) las pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y c) los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada, los cuales se calculan considerando Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización fija e igual al **10%** real anual antes de impuestos. El componente de costos de inversión (letra c) representa aproximadamente el 60% del VAD.

Este VAD se determina en un proceso regulado de fijación tarifaria cada 4 añosⁱⁱ, en el cual se estiman los costos que tendría una Empresa Modelo, es decir, una empresa eficiente, ficticia, que compite en la prestación del servicio de distribución bajo dos condiciones:

- i) de manera eficiente: de modo que las ineficiencias del sector **NO** se traspasen a los consumidores
- ii) cumpliendo toda la normativa exigible: de modo que los costos de la normativa **SÍ** se traspasen a los consumidores

Ahora, dado que esta rentabilidad se estima para una empresa eficiente, ficticia, las tarifas resultantes de este proceso deben permitir al conjunto agregado de empresas de distribución obtener una rentabilidad económica antes de impuestos que se sitúe en una banda entre 6 y 14% real antes de impuestos.

MODIFICAR LA RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS TIENE UN IMPACTO ACOTADO EN LAS CUENTAS DE ENERGÍA

Tabla N°1: Estructura de la cuenta de la luz con la tarifa BT1 correspondiente a usuarios residenciales

| | ENEL (%) | FRONTEL (%) |
|--|--------------|--------------|
| 1.- Servicio público | 0,4 | 0,3 |
| 2.- Generación | 58,1 | 44,2 |
| 3.- Transmisión | 9,1 | 9,3 |
| 4.- Distribución (VAD) | 16,5 | 30,4 |
| a.- Costos fijos independiente de su consumo | | |
| b.- Pérdidas | | |
| c.- Costos de inversión, mantención y operación asociados a distribución | | |
| 5.- IVA | 15,9 | 15,9 |
| TOTAL | 100,0 | 100,0 |

Fuente: Reporte Eléctrico. Transmisión y Distribución. Enero 2019. Empresas Eléctricas AG.

La tasa de retorno del 10% fijada hoy en la ley para el sector de distribución era adecuada dados los riesgos y requerimientos que estas empresas enfrentaban cuando se dictó esta regulación hace ya casi 40 años (1982). Estos riesgos y requerimientos consideran: i) acceso y costo de financiamiento; ii) desarrollo tecnológico; iii) penetración y relevancia del servicio eléctrico; iv) retorno esperado del mercado; y v) riesgo regulatorio de las empresas del sector. Actualmente, estos factores han cambiado, dejando de manifiesto la necesidad de una modernización en este ámbito. A esto se suman los ajustes a la baja de las tasas de rentabilidad que ya se han realizado en otros mercados regulados de energía: i) en transmisión (2016)

se estableció una tasa variable con un piso de 7% y un techo de 10%; ii) en gas (2017) se fijó un piso de 6% sin límite superior, ambas tasas después de impuestosⁱⁱⁱ.

El PDL establece que la tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución será variable y calculada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada cuatro años y será aplicable después de impuesto, con un piso de 6% real. Para su determinación se considerará el modelo clásico de retornos esperados: Modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model): $r = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f)$, en donde:

- i. la tasa libre de riesgo (r_f) -que refleja el riesgo país- sería estimada utilizando la tasa ofrecida por el Banco Central de Chile o Tesorería General de la República en UF para un plazo no menor a 5 años;
- ii. el premio por riesgo de mercado ($r_m - r_f$) -que correspondería a la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo- sería estimada a través de cálculos estadísticos en base a información nacional e internacional.
- iii. El riesgo sistemático (β) -que mide cómo varían los ingresos de una empresa de distribución eficiente con respecto a las fluctuaciones del mercado- sería estimado acudiendo a estudios internacionales.

En términos generales, el modelo propuesto, la fijación de una tasa mínima para el costo de capital y el hecho que se fije después de impuestos, son modificaciones adecuadas a la regulación del sector. En particular, respecto de la rentabilidad mínima, hay que considerar que las tasas libres de riesgo de los mercados de financiamiento internacionales pueden subir o bajar significativamente en relativamente cortos períodos de tiempo, por lo cual, para no aumentar artificialmente el riesgo del sector, es adecuado poner un piso a la rentabilidad. El que se fije después de impuestos permite establecer una meta de retorno a los activos, con independencia de la política tributaria, de forma que la tarifa se ajusta para cubrir los impuestos a la renta correspondientes. Coherente con este argumento, la regulación tarifaria en Chile de los sectores de transmisión eléctrica, distribución de gas, telecomunicaciones y sanitario, consideran una tasa de descuento después de impuestos.

Sin perjuicio de lo anterior, hay algunos elementos particulares de los cuales sería adecuado contar con más información y más discusión:

- a. En la determinación de la tasa libre de riesgo se propone utilizar una tasa de un plazo no inferior a 5 años. Sin embargo, estos proyectos de distribución tienen un horizonte superior (20 años o más), por lo que el piso de una tasa libre de riesgo representativa debiera ser de mayor plazo.
- b. Para estimar el riesgo sistemático de este sector se propone acudir a estudios internacionales. Sin embargo, no son equivalentes los riesgos regulatorios que enfrentan empresas distribuidoras internacionales que el que enfrentan las empresas chilenas, ya que generalmente para las primeras la regulación considera una empresa real, mientras que en el caso chileno la regulación considera una Empresa Modelo, ficticia, contra la cual las empresas reales tienen que competir.
- c. El piso de 6% podría ser insuficiente dado que: i) este piso se fija para la rentabilidad de una Empresa Modelo, ficticia, la cual debiera ser representativa de un grupo de empresas, algunas de las cuales pueden ser menos eficientes que ésta, obteniendo así una rentabilidad menor aún que 6%; y ii) se fija una tasa de retorno inferior a la establecida para las transmisoras (piso de 7%), siendo que, por un lado, la rentabilidad mínima de las transmisoras no se calcula sobre una Empresa Modelo, sino que se relaciona con una empresa real con menor riesgo regulatorio y, por otro, el negocio de la transmisión es menos riesgoso que el de distribución dado que cuenta con ingresos asegurados.

B. Modernización del proceso tarifario del VAD

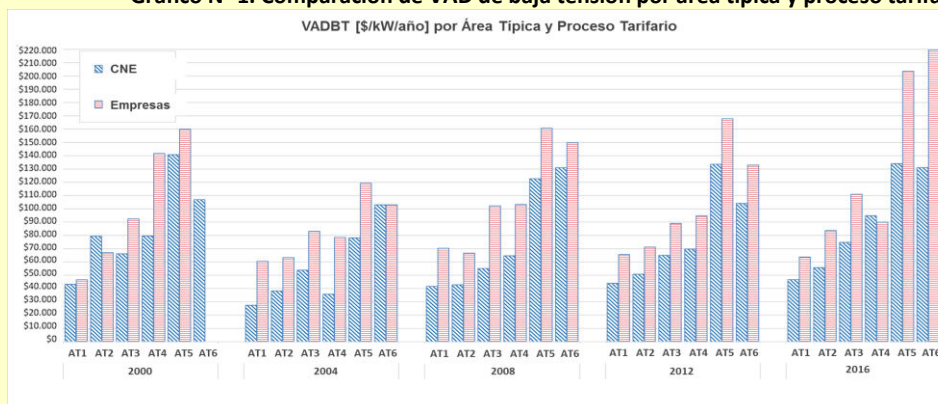
La regulación actual considera que tanto la CNE como las empresas distribuidoras de electricidad realicen **estudios de costos** de acuerdo a las bases técnicas comunes, los cuales, en caso de discrepancias, se ponderan $\frac{2}{3}$ y $\frac{1}{3}$, respectivamente.

El problema de utilizar la ponderación como método de resolución de diferencias, en un contexto de asimetría de información, es que genera incentivos a presentar estudios divergentes (como los datos así lo demuestran) y a no entregar la mejor información disponible por parte de la empresa, dejando como resultado una tarifa que no refleja de manera efectiva los costos eficientes del servicio (Gráfico N° 1).

El objetivo del PDL es incentivar a entregar la mejor información existente por parte de la empresa de forma de determinar adecuadamente los costos eficientes de prestar el servicio de distribución, beneficiando finalmente a los propios consumidores. Para esto, el PDL establece que será la CNE quien realizará el estudio de costos y que tanto las bases para la licitación del estudio como los resultados del mismo podrán ser objeto de discrepancias a resolver por el Panel de Expertos, el cual, no podrá optar por valores intermedios. Esta modificación es adecuada ya que genera los incentivos apropiados para que el regulado traspase información satisfactoria al regulador y es coherente, a su vez, con otros mercados regulados.

PONDERACIÓN DE ESTUDIOS DE COSTOS GENERA INCENTIVOS DIVERGENTES ENTRE EL REGULADOR Y LAS EMPRESAS

Gráfico N° 1. Comparación de VAD de baja tensión por área típica y proceso tarifario



Fuente: Ministerio de Energía.

C. Nueva definición de ATD

El cálculo del VAD de la Empresa Modelo es por **área típica de distribución (ATD)**, no por cada distribuidora. Para la definición de ATD se agrupan empresas con costos medios de distribución parecidos entre sí, seleccionando entre las de una misma ATD una empresa de referencia, para la cual se le aplica la Empresa Modelo.

La determinación de un número limitado de ATD, que hoy está fijado en 6, lleva a que no se diferencien adecuadamente las diversas realidades en términos de condiciones geográficas, clima, clientes y población que enfrentan las distintas distribuidoras, estableciendo tarifas similares a empresas que pueden enfrentar realidades no comparables. Esto explica, en parte, las diferencias entre la rentabilidad esperada y la real de las empresas. De hecho, la selección de otra

empresa de referencia al interior de un ATD puede resultar en la estimación de una empresa modelo distinta a la original, impactando finalmente las rentabilidades efectivas de las empresas. En este sentido, el PDL avanza en la definición de ATD, aumentando el número de áreas, de forma que las empresas eficientes que resulten del proceso tarifario reflejen de mejor manera la diversidad de condiciones en que se debe operar en cada ATD.

IMPACTO DEL PROYECTO DE LEY EN LAS CUENTAS DE ELECTRICIDAD

Considerando la información contenida en la Tabla N°1, la reducción de la rentabilidad de las empresas distribuidoras generaría un impacto acotado en las cuentas de la electricidad al representar este componente menos del 15%^{iv} de una cuenta tipo. Estimaciones propias en base a información entregadas por la CNE^v muestran que el impacto de la reducción de la rentabilidad a 6% después de impuestos en una cuenta tipo es acotado y se ubicaría en torno a -3%. Sin embargo, esta reducción en la rentabilidad de las empresas sí tendría un impacto significativo en los ingresos de las distribuidoras, los cuales se reducirían en entre -13 y -16%. En este punto, en consecuencia, es necesario profundizar en el impacto en el incentivo que tendrían las distribuidoras a invertir y entregar un servicio de la calidad y seguridad esperada.

CONCLUSIÓN

El PDL de reducción de la rentabilidad de las distribuidoras presenta modificaciones al proceso de tarificación que son adecuadas, en términos generales, dados los cambios que ha experimentado la industria. Sin embargo, hay elementos particulares que requieren mayor discusión y análisis de forma de no afectar el desempeño que se espera de este sector y, finalmente terminar perjudicando al mismo usuario que se busca beneficiar.

ⁱ Mensaje N° 035-367.

ⁱⁱ El Ministerio de Energía fija las tarifas a través de un decreto, previo informe técnico de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

ⁱⁱⁱ Leyes N° 20.936 y N° 20.999, respectivamente.

^{iv} La diferencia se genera porque el cálculo final depende de los activos específicos de cada distribuidora y su vida útil.

^v Presentación del Secretaría Ejecutivo de la CNE en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, 13 de mayo del 2019.