Ministerio de Energía

Gobierno de Chile

Ley corta de distribución

2 de septiembre de 2019



Agenda

I. Ley actual.

II. Ley Corta de Distribución.



I. Ley Actual

Ley actual. Tarifas.

En Chile el precio de la energía que pagan los clientes finales está compuesto, en términos generales, por:

(i) Un costo asociado a la **generación** de energía (considera también la potencia)
(ii) Un costo por **transportar** la energía por redes de alta tensión y largas distancias
(iii) Un costo por **distribuir** la energía desde subestaciones del sistema de transmisión hasta los clientes finales. Este último costo es aquel en que incurren las empresas distribuidoras para entregar su servicio y que en la regulación eléctrica se denomina **Valor Agregado de Distribución (VAD)**.

Ley actual. Tarifas de distribución.

El **Valor Agregado de Distribución** se determina mediante un proceso de tarificación cuatrienal, en donde se determinan los **costos** que una empresa ficticia o **empresa modelo** enfrenta al prestar el servicio de distribución de energía eléctrica de **manera eficiente y dando cumplimiento a toda la normativa exigible**.

En este ejercicio, es clave considerar las exigencias normativas que debe cumplir la empresa modelo pues el mecanismo de tarificación busca encontrar la forma más costo eficiente de entregar el servicio cumpliendo con todas las exigencias normativas existentes. Es clave entonces para el proceso de tarifación de un **monopolio regulado**, considerar las exigencias normativas que se deben cumplir en la entrega del servicio

Ley actual: Proceso de Fijación Tarifaria

Determinación del costo medio (VAD) de una **empresa distribuidora eficiente** operando en el país con una tasa de 10% real anual (**empresa modelo**).

Tarifas deben dar cuenta de rentabilidad regulada

VAD Definitivo

Calculo del VAD por **área típica** de distribución, cuyos componentes se calculan sobre la base de **estudio de costos**.

Tarifa: **2/3 CNE y 1/3 Empresas**

Ley actual: Proceso de Fijación Tarifaria

Determinación del costo medio (VAD) de una **empresa** país con

Esto respondía a otro contexto, en el que resultaba imprescindible **aumentar la cobertura**, y en que el riesgo y el acceso a financiamiento era distinto

ulo del VAD por **ea típica** de ibución, cuyos nponentes se ulan sobre la de **estudio de costos**.

Tarifas deb

Tarifa: **2/3 CNE y 1/3 Empresas**

VAD Definitivo



II. Ley Corta

1. Tasa de rentabilidad



Mínimo Costo en beneficio de los clientes

1. Reflejar **riesgo** del negocio de distribución eléctrica
2. Señal de **largo plazo** de inversion **eficiente**
3. Retribución adecuada para infraestructura moderna y estable
4. **Evitar sobre rentas**

1. Tasa de rentabilidad

Se propone cambiar desde un esquema de tasa fija del 10% antes de impuestos, a un esquema de tasa calculada, con un piso de 6% y techo de 8% después de impuestos, donde su determinación se ajusta a las condiciones de mercado vigentes en cada proceso tarifario cuatrienal.

Esto en línea con las recientes modificaciones de mercados regulados como **transmisión** y **gas**. En **transmisión**, se estableció una tasa con un piso de 7% y un techo de 10%, en **gas** es un piso de 6% sin límite superior, ambos después de impuestos.

1. Tasa de rentabilidad

Tasa libre de riesgo

Premio por riesgo de mercado

$$TD = r_f + \beta \cdot PRM$$

Tasa de descuento

Riesgo Sistemático

1. Tasa de rentabilidad

Tasa libre de riesgo: Corresponde a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajustable en moneda nacional.

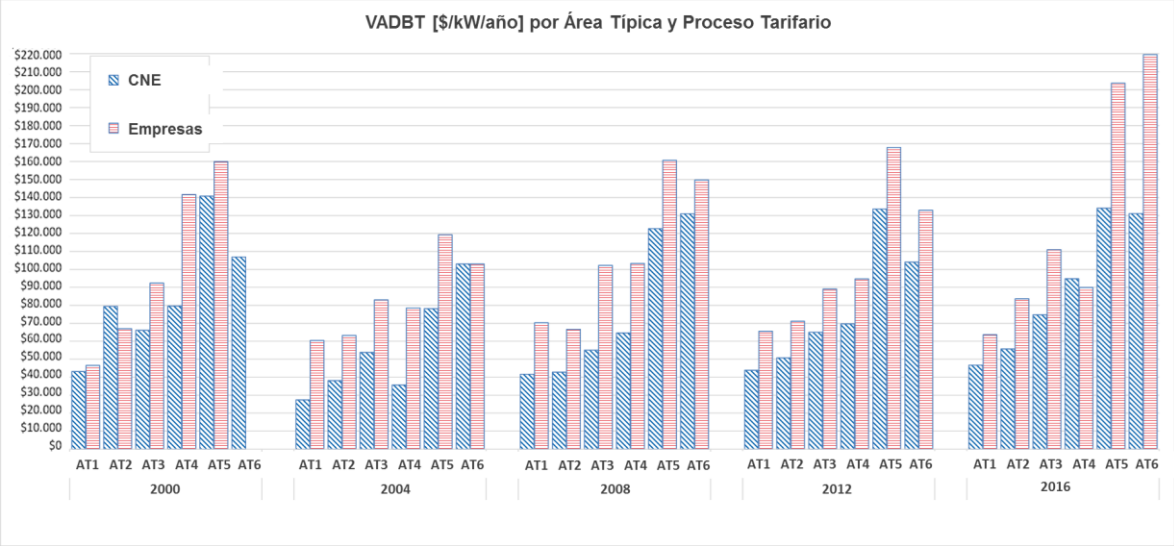
Riesgo Sistemático: Valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución con respecto a las fluctuaciones del mercado.

Premio por riesgo de mercado: Diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo.

De acuerdo a estimaciones CNE/MEN, el impacto en tarifa podría ser del orden de un 4% de rebaja para la cuenta tipo, y en un período tarifario el menor pago de los clientes ascendería a $400.000 millones de pesos.

2. Estudios y controversias: 2/3 – 1/3

Actualmente, la ponderación de estudios en la proporción 2/3 – 1/3 genera estructuralmente incentivos divergentes entre el regulador y las empresas:



Comparación Valores VAD Baja Tensión ($/kW/año) por área típica y proceso tarifario

2. Estudios y controversias: 2/3 – 1/3

Costos eficientes

Resultados pueden no reflejar de manera efectiva los costos eficientes del servicio de distribución.

Información

Procedimiento intensifica asimetrías de información.



Mecanismo no transparente ni observable.

Transparencia

Sin instancias de participación.

Participación

2. Estudios y controversias: 2/3 – 1/3

Determinar adecuadamente los costos eficientes de prestar el servicio de distribución generando incentivos correctos para disminuir asimetrías y entregar mejor información disponible.



Un solo estudio mandatado por la CNE, dando la posibilidad de observar las bases y el estudio.

Eliminación de ponderación 1/3 -2/3, discrepancias serán resueltas por el Panel de Expertos sin poder elegir opciones intermedias: incentivo a presentar la mejor información disponible

2. Estudios y controversias: 2/3 – 1/3

Permitir la participación de la sociedad de forma transparente y contestable, basado en argumentos técnicos, jurídicos y económicos.

Se crea registro de participantes. Proceso contempla participación ciudadana y acceso transparente a antecedentes y resultados.

3. Áreas Típicas – Definición

La remuneración de las empresas distribuidoras se realiza a partir de la valorización de una empresa modelo eficiente que optimiza su infraestructura, planes de mantenimiento, y operación, para suministrar de manera óptima a los clientes en un área de concesión que recibe el nombre de **área típica.**

Definición legal vigente:
Áreas típicas de distribución: áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí.

Previo a cada proceso tarifario se agrupan las empresas a partir de costos similares, y se realizan estudios por cada área típica (no por cada empresa).

3. Áreas Típicas – Propuesta Ley Corta

Es necesario **mejorar la representatividad que tiene el proceso tarifario respecto de las distintas empresas y sus diversas zonas de concesión**, de manera de que las **empresas eficientes que resulten reflejen de mejor manera las condiciones en las que se debe operar en cada área típica**.

Para ello, es necesario una modificación de prácticas históricas para la definición de áreas típicas, lo cual será posible a través de una definición más general del concepto que entregue mayor flexibilidad al regulador al momento de definir dichas áreas.

Definición propuesta

Áreas típicas de distribución: áreas en las cuales los costos de prestar el servicio de distribución y la densidad de clientes por kilómetro de red son similares entre sí, pudiendo incluir en ellas una o más empresas concesionarias de distribución eléctrica.

4. Giro único

- Actualmente no existe un mecanismo de monitoreo de las rentabilidades reales de las empresas sujetas a regulación en la distribución.
- Existe un chequeo de rentabilidad agregado de la industria, pero se trata de rentabilidades “tarifarias”, es decir, sobre la base de información entregada por las empresas y no considera el ejercicio ni desempeño real.



- Se obliga a las empresas a tener giro único de distribución de energía eléctrica, con objeto de diferenciar la actividad regulada de otras actividades.
- Las cooperativas, por su naturaleza y tamaño, deberán mantener una contabilidad separada para las actividades de distribución.

7. Presupuesto fiscal

Gasto en personal	• Se requiere contratar a dos profesionales (ingenieros) grado 4, para apoyar la ejecución y revisión de los estudios previamente mencionados.
Gasto en bienes y servicios de consumo	•**Estudio de costo de capital:** este estudio tiene un costo de $40 millones de pesos y se efectuará cada 4 años. El primer estudio debe ejecutarse el presente año, por lo que se financiará con presupuesto vigente, mediante reasignaciones. El siguiente debe hacerse en 2023. •**Estudio de valorización:** Se efectúa en la actualidad (cada 4 años), las presentes modificaciones implican que dicho estudio deberá ser de mayor profundidad. Esto se traduce en un gasto incremental de $200 millones de pesos cada 4 años. El primer estudio de esta clase debe realizarse el año 2020.
Gasto en activos no financieros	• Correspondiente a mobiliario y equipo informático para los profesionales que apoyarán la ejecución y revisión de estudios, así como el cálculo de tarifas.

7. Presupuesto fiscal

Concepto de gasto	2020	2021	2022	2023
Gastos en personal	84 .000	84.000	84.000	84.000
Bienes y servicios de consumo	200.000	-	40.000	-
Adquisición de activos no financieros	2.315	2.315	2.315	2.315
Total	286.315	86.315	126.315	86.315

Fuente: elaboración propia a partir de Informe Financiero. Mensaje N° 035-367. En miles de pesos.

Ministerio de Energía

Gobierno de Chile

Gracias



2 de septiembre de 2019