

# Ley corta de distribución

11 de septiembre de 2019



Ministerio de  
Energía

Gobierno de Chile



# 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**.

El mecanismo de tarificación busca encontrar la forma más **costo eficiente de entregar el servicio** cumpliendo con todas las exigencias normativas existentes.

# 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 antes de impuesto (**empresa modelo**).



Tarifas deben dar cuenta de rentabilidad regulada

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** en un país con

Esto respondía a otro contexto, en el que el riesgo y el acceso a financiamiento era distinto. La distribución no ha tenido modificaciones sustanciales desde su concepción en 1982.

ulo del VAD por la **típica** de distribución, cuyos componentes se regulan sobre la base de **estudio de costos**.

Tarifas deb

Tarifa:  
2/3 CNE y  
1/3  
Empresas

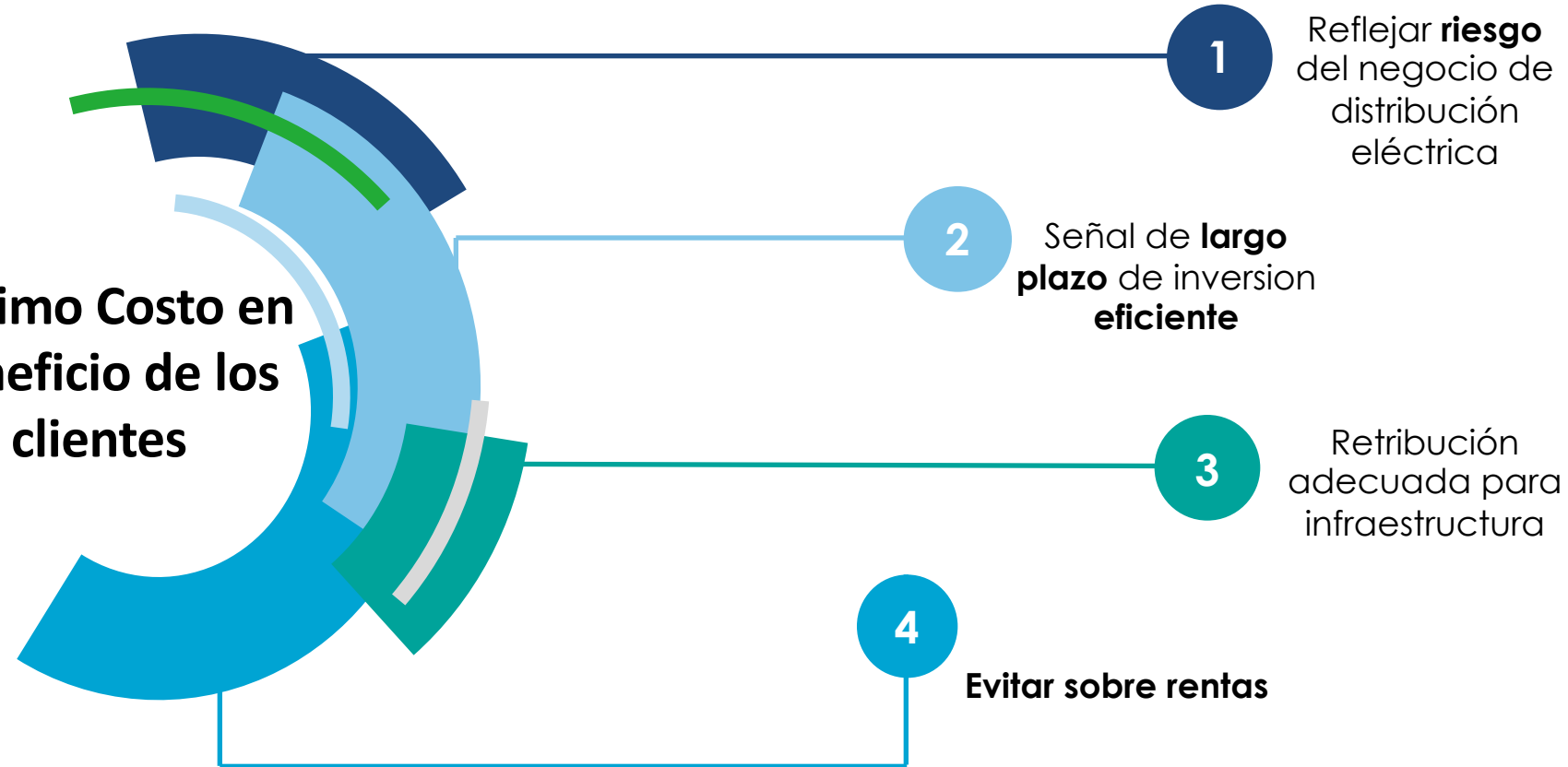
VAD  
Definitivo

## II. Ley Corta



# 1. Tasa de rentabilidad

Mínimo Costo en beneficio de los clientes



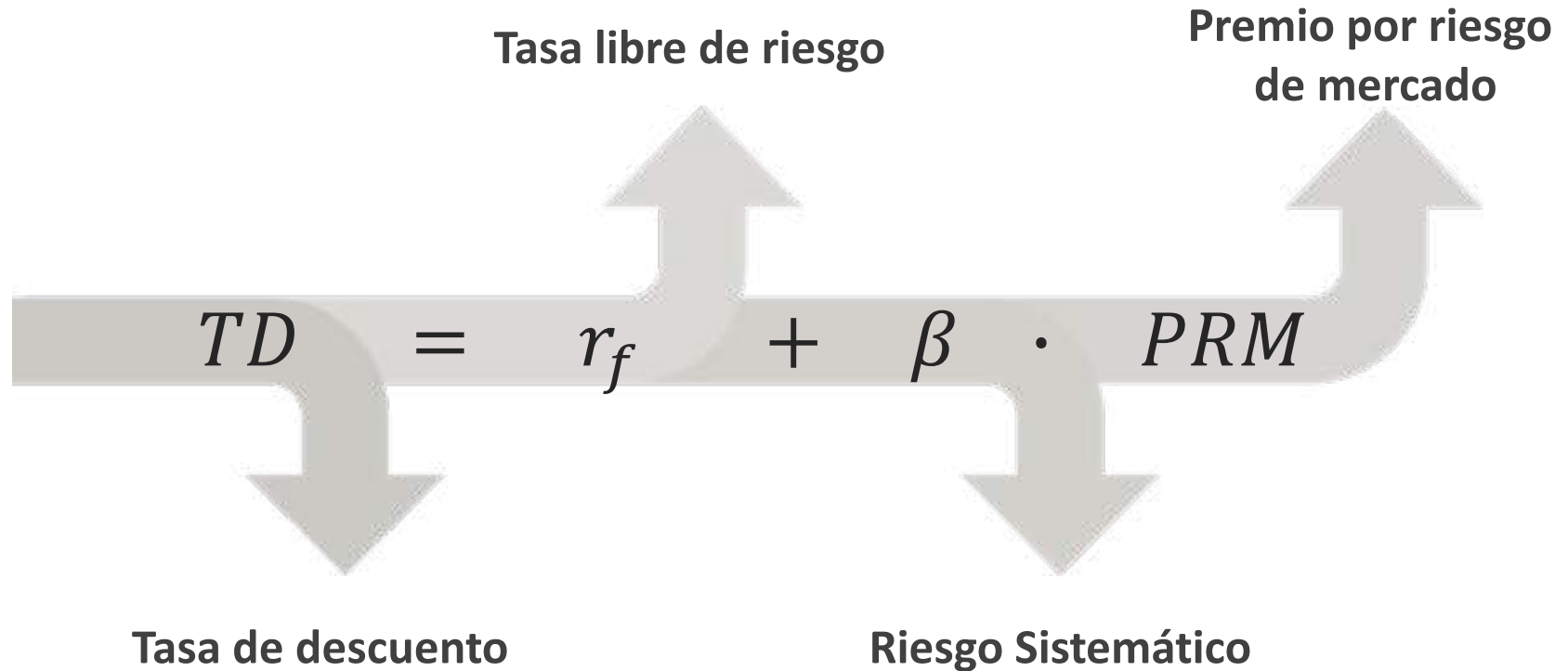


# 1. Tasa de rentabilidad

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



# 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 reajutable en moneda nacional.

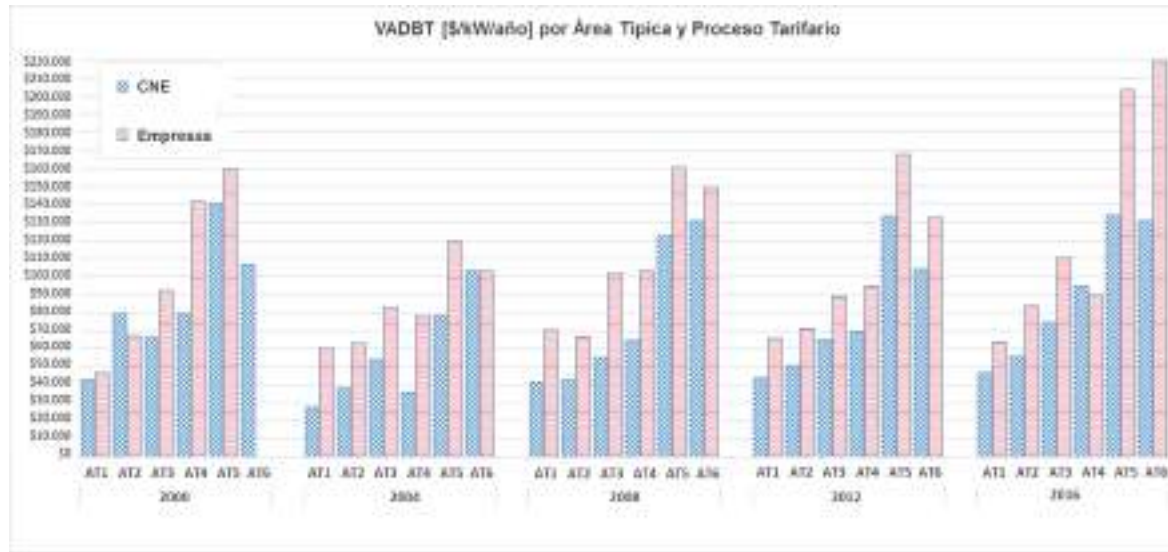
**Riesgo Sistemático:** Valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución con respecto a las fluctuaciones del mercado.

**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 3% 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 mandado 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. Proceso tarifario

Se perfecciona proceso tarifario, incorporando elementos que debe enfrentar la empresa a ser tarifada en aspectos tales como:

1. La distribución de los clientes en cuanto localización y demanda.
2. El trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo.
3. La velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución.
4. La consideración de cambios normativos en estándares de calidad del servicio que puedan incidir en inversión relevantes.
5. La consideración de existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control.

## 5. 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.

## 6. Artículos transitorios

Se incorporan artículos transitorios para **disminuir los plazos de los procesos** del siguiente proceso tarifario, cuya vigencia inicia en **noviembre de 2020**. Esto, con objeto de que los cambios de la ley corta se hagan efectivos prontamente.

También se aseguran **al menos cuatro áreas** típicas en las que **cooperativas sean referencia** para el proceso tarifario, con objeto de que la determinación de las tarifas para éstas sean con una mejor representatividad.

El ejecutivo se compromete a presentar el **proyecto de ley de reforma integral del segmento de distribución** dentro de los seis meses de la publicación de la ley corta.

## 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 tasa 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
<b>Gastos en personal</b>	84 .000	84.000	84.000	84.000
<b>Bienes y servicios de consumo</b>	200.000	-	40.000	-
<b>Adquisición de activos no financieros</b>	2.315	2.315	2.315	2.315
<b>Total</b>	286.315	86.315	126.315	86.315

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

## Etapas del proceso de VAD Ley Corta Transitorio Indicaciones

Bases Técnicas	Preliminares					04-11-2019
	Observaciones	15				25-11-2019
	Respuesta Observaciones		20			23-12-2019
	Presentación Discrepancias			10		08-01-2020
	Audiencia				15	29-01-2020
	Dictamen Panel					26-02-2020
	Definitivas					11-03-2020

Decreto Tarifario

04-06-2021

Estudio	Licitación Estudio de Costos	50				25-05-2020
	Elaboración Estudio		100			16-10-2020

Informe Técnico	Preliminar	0				
	Observaciones	15				06-11-2020
	Corregido		40			06-01-2021
	Presentación de discrepancias			10		20-01-2021
	Audiencias				15	10-02-2021
	Dictamen					24-03-2021
	Definitivo y Fórmulas Tarifarias					20-05-2021





Ministerio de  
Energía

Gobierno de Chile

# Gracias



11 de septiembre de 2019

25