

## Tarificación de la distribución en Chile - regulación por incentivos

Hugh Rudnick  
Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Pontificia Universidad Católica de Chile

Ricardo Raineri  
Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas  
Facultad de Ingeniería  
Pontificia Universidad Católica de Chile

### 1. Introducción

Chile se constituyó en un pionero a nivel mundial con varias de las reformas que introdujo a comienzos de los años 80 en la regulación del sector eléctrico.

Una de las reformas fundamentales fue la introducción de principios de mercado en el ámbito de la generación eléctrica, reduciendo por ende los requerimientos de regulación económica y facilitando los procesos de privatización de importantes activos estatales (Rudnick et al, 1995). En la práctica, el Estado regulador fue reemplazado por el mercado competitivo que estimula al sector privado, en su búsqueda de maximizar sus utilidades, a ofrecer el mejor servicio al mejor precio. En esta misma línea, y en forma creciente, muchas economías del mundo están creando mercados competitivos de generación eléctrica, donde los productores de energía se disputan a los grandes consumidores, sean estas empresas distribuidoras o consumos industriales.

Estas mismas desregulaciones han, sin embargo, buscado en una primera etapa "proteger" al gran número de pequeños consumidores, con baja elasticidad al precio, regulándoles las tarifas y dejando la competencia radicada en aquellos usuarios con capacidad para negociar con los productores. En Chile la condición borde quedó fijada en el DL N° 1 de 1982 (Ministerio de Minería, 1982) en consumos sobre 2000 kW. La tendencia sin embargo es a paulatinamente ir reduciendo dicha condición y en algunos países se ha planteado eventualmente eliminarla (en Inglaterra hoy es 100 kW y se reducirá a cero en 1998).

Una segunda y fundamental reforma en el caso chileno fue la introducción de lo que se podría llamar "seudo" principios de mercado en la regulación de la actividad de distribución eléctrica a clientes finales, etapa de la cadena eléctrica en la que no se considera factible la competencia. El legislador consideró socialmente conveniente que esta actividad se desarrolle a través de monopolios geográficos<sup>1</sup>, dadas las tecnologías de distribución que presentan importantes economías de ámbito<sup>2</sup>. Lo novedoso de la reforma chilena estuvo en definir un proceso de regulación tarifaria de estos monopolios que busca dar incentivos de eficiencia económica en la prestación de este servicio final. A diferencia de Estados Unidos, o del mismo Chile previo a la incorporación de la reforma, donde los distribuidores privados son remunerados en función de sus costos contables, las nuevas tarifas buscan que el monopolio privado "compita" con una empresa modelo eficiente de referencia, en una metodología de "yard stick competition" o "benchmark regulation", que en esencia corresponde a una competencia por comparación con una empresa de referencia, donde no se asegura ni se limita una cierta rentabilidad a cada distribuidora, dependiendo sus resultados de su eficiencia relativa respecto del modelo referencial sobre cuya base se calculan las tarifas.

<sup>1</sup> No existe prohibición legal de superponer concesiones de distribución a distintas empresas de distribución, pero en la práctica salvo escasas excepciones, se ha entregado concesiones monopólicas exclusivas.

<sup>2</sup> La actividad de distribución, ubicada en una empresa independiente, es típicamente un caso de monopolio natural clásico. Economías de escala y/o ámbito tornarían ineficiente la actividad de dos empresas sirviendo una misma zona. Si efectivamente fuera posible que coexistieran varias empresas distribuidoras, esto causaría una pérdida de eficiencia económica social, debido al aumento en los costos de distribución a usuarios finales. Tradicionalmente se ha preferido la acción de un regulador (gubernamental o independiente), que interviene por medio de un control de precios y/o de las ganancias, a la alternativa de dejar que se desarrollen empresas distribuidoras superpuestas.

La actividad de transmisión también presenta características de monopolio natural y fuertes economías de escala. Esto también incide en las empresas de distribución en la medida que ellas generalmente son también propietarias de instalaciones de subtransmisión.

Esta metodología es de compleja aplicación como lo han demostrado los diversos procesos de tarificación de la distribución en Chile. Este trabajo describe dicha metodología, las variables que la condicionan y los resultados de su aplicación en el país.

## 2. Actividad de distribución en Chile

La actividad de distribución se organiza a través de empresas distribuidoras con cobertura geográfica limitada, organizadas en grupos integrados horizontalmente, destacándose cinco de ellos (Tabla 1).

Empresas	Número de Clientes (miles)	Demanda (MW)
Chilectra - Río Maipo	1.554	
CGE - Conafe	700	
Grupo Emel (Emel, Emelat, Eliqsa, Emelari, Elecda)	376	
Chilquinta	390	
Saesa - Frontel	286	
Emec	174	

Estas empresas se abastecen de los dos principales sistemas interconectados, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), según se indica en la Tabla 2.

	Empresa	Número de Clientes en 1995 (miles)
Empresas SIC	Chilectra	1291
	CGE	573
	Chilquinta	390
	Río Maipo	263
	Emec	174
	Emel	155
	Saesa	144
	Frontel	142
	Conafe	128
	Emelat	56
	Til Til	24
	Litoral	21
	Colina	12
	Luzagro	11
	Coop. Curicó	10
	Luzpar	10
	Codiner	6
	Coelcha	5
	Casablanca	4
	Cooprel	3
Lo Barnechea, Pirque, Puente Alto, Sococpa, Gedelsa, Coopelan, Elecoop,	menores de 3	

	Coop. Casablanca, Coop. Talca, Copelec	
Empresas SING	Elecda	113
	Emelari	53
	Eliqsa	53
Empresas Región Austral	Edelmag	47
	Edelaysen	10

El consumo de las distribuidoras se concentra esencialmente en los ámbitos residencial y de industria liviana

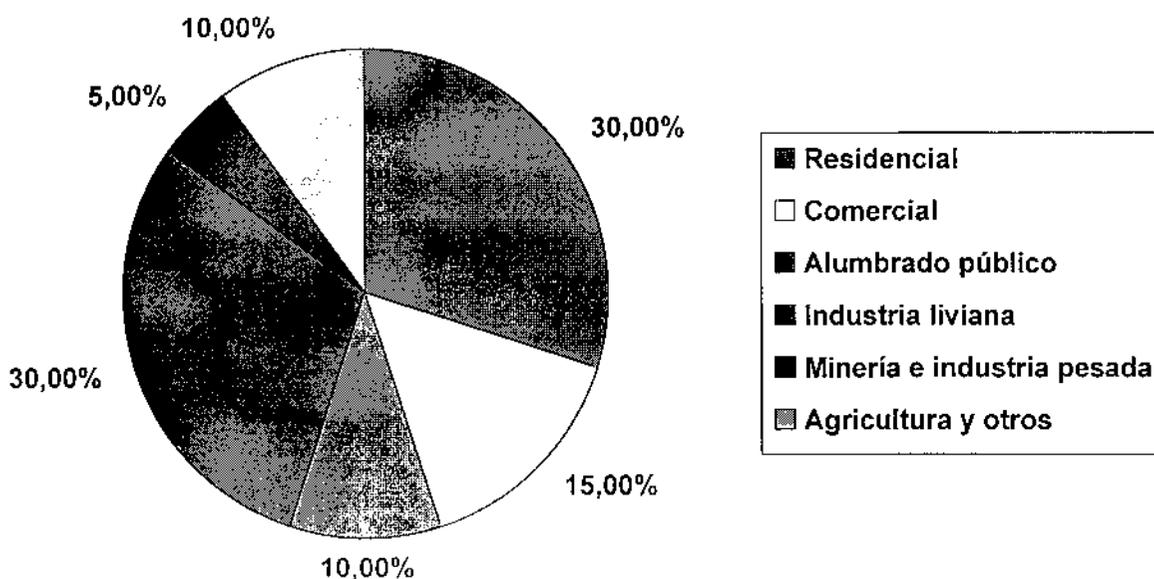


Figura 1: Distribución del consumo en las empresas distribuidoras

Según la legislación eléctrica vigente, las empresas de distribución están definidas como empresas de servicio público que tienen las siguientes obligaciones (se indica correspondientes números de artículos del DFL N° 1):

- dar suministro en su zona de concesión a quien lo solicite (art. 74)
- entregar un nivel mínimo de calidad de servicio y evaluar el cumplimiento de dicha obligación (arts. 79 y 86)
- mantener y operar instalaciones seguras (arts. 81 y 82)
- interconectarse con otros concesionarios (arts. 32 y 81)
- permitir el uso de líneas eléctricas para transporte de energía de cualquier generador (concepto de acceso abierto) y someterse a un juicio arbitral si no hay acuerdo con el usuario interesado en hacer uso de las líneas (art. 51)

Por otra parte, tienen los siguientes derechos:

- solicitar concesión de servicio público. Sólo los concesionarios distribuyen, pero la legislación no asegura un monopolio legal (art. 17)
- hacer uso de bienes nacionales de uso público (art. 16)
- hacer uso de servidumbres otorgadas por concesión (arts. 14 y 50)
- tarifas reguladas que aseguran un cierto nivel de rentabilidad a empresas eficientes de referencia (art. 93)

- posibilidad de exigir aportes reembolsables por inversiones para servir a usuarios que lo soliciten (arts. 75 y 76)
- cobrar indemnizaciones por uso de líneas y fijar monto de indemnizaciones (art. 51).

### 3. Esquemas utilizados para tarificar la distribución

Un esquema de tarificación de una actividad monopólica debe cumplir en esencia con los siguientes objetivos estratégicos:

- i. limitar las pérdidas sociales (welfare losses) de fijación de precios al monopolio
- ii. proveer señales de eficiencia económica en relación a las inversiones y operación
- iii. responder adecuadamente a los desarrollos del mercado (tanto a nivel de la oferta como de la demanda)
- iv. ser estable pero a la vez flexible, dando lugar a un desarrollo adecuado de la actividad
- v. ofrecer una condición simétrica de riesgos y oportunidades para la firma regulada.

No es fácil lograr estos objetivos simultáneamente en la tarificación de la distribución y a menudo se debe sacrificar unos en función de otros. En el mundo se ha experimentado con diversos esquemas de tarificación de la distribución eléctrica. Se destacan principalmente las siguientes (Bitu y Born, 1994; Kahn, 1995; Laffont y Tirole, 1993):

#### 3.1. Tarifa por el costo del servicio (rate of return or cost plus regulation)

La tarifa es definida en base al costo del servicio, cubriendo costos de explotación (operación y mantenimiento), depreciación de instalaciones y rentabilidad del capital (es el caso en vigencia en gran parte de Estados Unidos y hasta los años 60 en Chile). Por ende, este costo del servicio es estimado para un período en base a información contable. Generalmente se considera los costos de capital atribuidos al componente de potencia y los costos variables a la componente de energía.

#### 3.2. Tarifa por licitación

Por medio de una licitación las empresas compiten ofreciendo una tarifa de distribución. La empresa que ofrece el menor precio es la que se adjudica la concesión del servicio de distribución. Se establecen fórmulas de reajustes, pero la particularidad de esta tarifa es que no asegura una rentabilidad del negocio.

#### 3.3. Tarifa marginal

La tarifa a costo marginal se determina a partir de los costos marginales de abastecimiento (o un promedio de esos costos en el tiempo). Se puede plantear una tarifa a costo marginal de corto plazo y otra a largo plazo. El costo marginal de corto plazo o costo marginal de operación es el costo de abastecimiento de una unidad adicional de demanda, considerando fijas las instalaciones eléctricas. El costo marginal de largo plazo o costo marginal de expansión es el costo de abastecimiento de una unidad adicional de demanda, considerando la expansión en el tiempo de las instalaciones eléctricas (en uso en Francia por Electricité de France).

#### 3.4. Tarifa con incentivos (benchmark or incentive regulation)

Las tarifas por costo del servicio han sido criticadas por no proveer señales de eficiencia económica a la empresa eléctrica de distribución, en la medida que se le asegura una rentabilidad sobre sus inversiones, cualesquiera que ellas sean. Se ha planteado un conjunto de alternativas de tarificación que combinan señales que incentivan una reducción de costos con una mayor libertad de acción a la empresa regulada.

Uno de los modelos utilizados es el esquema de price-cap, también conocido como esquema RPI-X (Beesley y Littlechild, 1989; Brown et al, 1991), ampliamente utilizado en la industria de telecomunicaciones. La idea central tras la regulación price-cap es controlar los precios cobrados por la firma regulada en vez de sus

utilidades. En esencia, el plan de regulación de precios requiere que los precios reales promedio de la firma regulada se reduzcan anualmente por un porcentaje especificado (Kridel et al. 1996), conocido como el factor X o ganancia de productividad (productivity offset). Dos de los desafíos que presenta esta metodología son la exigencia al regulador de conocer las tecnologías de reducción de costos del servicio y el hecho que la reducción de costos es económica inicialmente pero crece progresivamente, dificultando la definición de la señal a largo plazo.

Un segundo modelo corresponde al de tarificación por comparación, o esquema "yard stick competition" (Schleifer, 1985), donde se determinan las tarifas reguladas de una industria a partir de una empresa teórica modelo, que presta un servicio de ciertas características de calidad y es eficiente tanto en la expansión de sus instalaciones como en la operación y mantención de ellas. Es un esquema que define reglas de competitividad contra las cuales se miden las empresas reales. La posibilidad de regular por comparación es factible dadas las características tecnológicas de la actividad de distribución, donde es posible identificar instalaciones estandarizadas que prestan servicios similares en distintas empresas.

#### 4. Costo de las instalaciones de distribución

Un paso fundamental en el cálculo de varias de las tarifas indicadas es la determinación del costo de las instalaciones físicas de distribución (en términos contables, el capital inmovilizado) sobre el cual es aplicada la tasa de rentabilidad. Dada la intensidad de capital del negocio eléctrico, esta es una de las etapas más controvertidas de un proceso tarifario (de hecho es el caso en el esquema chileno). Hay esencialmente cuatro procedimientos para evaluar el capital inmovilizado: utilizar el costo histórico, el costo de sustitución, el costo de reposición o el "valor justo" (Bitu y Born, 1994).

El costo histórico corresponde al valor efectivamente pagado por la distribuidora por sus instalaciones y equipos, menos la depreciación acumulada. El costo de sustitución es el costo actual de adquisición de instalaciones y equipos con las tecnologías más recientes, que permitan un servicio idéntico al proporcionado por aquellas que la empresa posee. El costo de reposición representa lo que costaría construir hoy las mismas instalaciones y equipos. Difiere del costo de sustitución, por referirse a la misma instalación, sin importar si está o no obsoleta. Por último, se da el nombre de "valor justo" al capital inmovilizado evaluado de un modo subjetivo por el organismo responsable de la regulación, y frecuentemente, es una medida ponderada entre los costos históricos y de reposición.

#### 5. Regulación de las tarifas de distribución en Chile

El esquema de tarifas desarrollado en la legislación chilena de 1982 busca proveer incentivos de reducciones de costos a todos los participantes en la cadena de producción y distribución de los dos principales productos eléctricos, energía y potencia de punta<sup>3</sup>. A la existencia de un mercado competitivo que abastece a los clientes libres, superiores a 2000 kW, se superpone un esquema de precios regulados para clientes menores que combina precios regulados de generación-transmisión con precios regulados de distribución (definidos a partir de tensiones menores o iguales a 23 kV)<sup>4</sup>.

El precio regulado de generación-transmisión, denominado precio de nudo, corresponde a una proyección esperada de costos marginales (que refleja condiciones de corto plazo y un plan óptimo social de obras de generación y transmisión a diez años), supuestamente igualando un promedio de costos marginales de corto

<sup>3</sup> Para una descripción general de la tarificación del sector eléctrico en Chile, referirse al artículo de Erik Haindl

<sup>4</sup>DFL N° 1, Artículo 96° En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación se distinguirán dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación-transporte. Estos precios se denominarán "precios de nudo" y se definirán para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;

2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución

plazo de un mercado competitivo de generación <sup>5</sup>. El modelo implícito que se supone en este esquema de tarificación asume que, en condiciones de optimalidad económica del parque generador y en ausencia de grandes economías o deseconomías de escala, los ingresos provenientes de la totalidad de la demanda de punta a costo marginal de instalar unidades de punta (precio del kW) y de la totalidad de la energía al costo marginal de generación (precio del kWh), cubren todos los costos operacionales y producen un excedente que renta las inversiones totales del parque generador. Los precios de nudo se fijan semestralmente (en Abril y Octubre de cada año) y con el fin de considerar variaciones de los principales parámetros de los que dependen, se expresan en fórmulas de indexación.

Por otra parte, el precio regulado de distribución corresponde al valor agregado medio por esta actividad determinado a partir de empresas modelos operando en el país. El precio final que paga un consumidor regulado integra el precio regulado de generación-transmisión con que los generadores abastecen a las empresas distribuidoras y un valor agregado por el servicio de distribución (que en adelante llamaremos tarifas de distribución)<sup>6</sup>. En la aplicación de la legislación, el regulador ha introducido además un valor agregado por el servicio de subtransmisión que produce el puente entre la generación-transmisión y la distribución propiamente tal, y que es calculado por el regulador al mismo tiempo que las tarifas de distribución, supuestamente con criterios similares a los de la distribución.

El mecanismo de regulación existente en Chile es uno donde las tarifas de distribución se determinan a partir de la optimización de una empresa real que da origen a una empresa modelo, empresa modelo contra la cual se hace competir a todas las empresas concesionarias de distribución. Corresponde por ende a un modelo de tarificación con incentivos, tipo yard stick competition, donde se evalúa el comportamiento relativo de la industria, asegurándose una cierta rentabilidad a aquellas empresas con un comportamiento similar a la empresa modelo.

La legislación eléctrica chilena determina las tarifas de distribución en base a **el valor agregado por concepto de costos de distribución (VAD)**, valor que se basa en una empresa modelo y que considera las tres principales componentes que conforman el costo del negocio de distribución: inversiones en infraestructura y equipos, pérdidas de energía; y gastos de explotación como, gastos de administración, operación, y mantenimiento. La ley los agrupa en:

1. Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
2. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
3. Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual

Las componentes indicadas se calculan para un determinado número de áreas de distribución típicas, que son fijadas por la Comisión Nacional de Energía, oyendo previamente a las empresas. El proceso de determinación de los VNR tiene como objetivo calcular el "costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución, en las respectivas concesiones." El concepto de Valor Nuevo de Reemplazo en uso en la legislación chilena en su forma de aplicación a la distribución ha sido un híbrido entre costo de sustitución y costo de reposición, como se indicará mas adelante.

<sup>5</sup> DFL N° 1, Artículo 97°. Los precios de nudo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros.

<sup>6</sup> Artículo 105°. - La estructura de los precios a nivel de distribución considerará los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y al valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel de producción-transporte y distribución empleados.

## 6. Proceso de determinación de valores agregados de distribución

Las tarifas de distribución son fijadas cada cuatro años, estimando el legislador que este es un período razonable para que las empresas tengan el tiempo suficiente para internalizar los beneficios que logren por mejoras en su eficiencia. El Ministerio de Economía sobre antecedentes recogidos por la Comisión Nacional de Energía es quién determina los Valores Agregados de Distribución.

### 6.1. Etapas del proceso

El proceso, resumido en la Figura 2, se inicia con el cálculo del VNR, en el año anterior al cual corresponda efectuar una fijación de fórmulas tarifarias, según lo especifica el Artículo 118 del DFL 1. Este cálculo es realizado en conjunto entre la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y las empresas, y de no existir acuerdo entre ellas es determinado por una comisión pericial que debe pronunciarse sobre el VNR antes del 31 de Diciembre del año en cuestión.

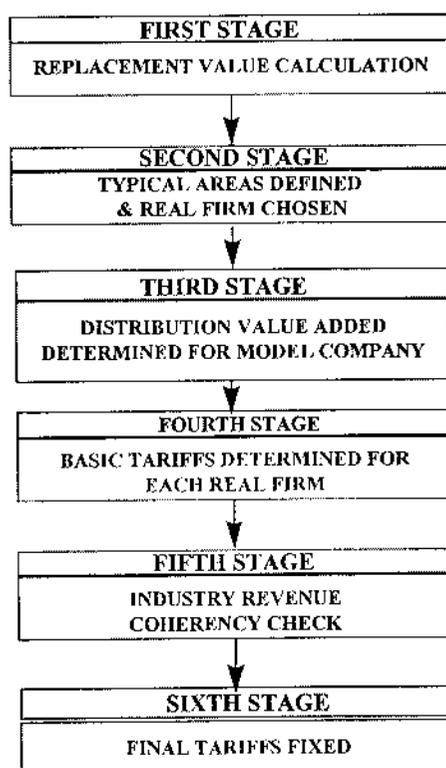


Figura 2 : Etapas de determinación del valor agregado de distribución

En una segunda etapa, antes de seis meses del término del período de vigencia de las fórmulas de las tarifas, y según lo establece el artículo 111 del DFL 1, la Comisión Nacional de Energía (CNE) debe poner en conocimiento de las empresas concesionarias de distribución, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para establecer las fórmulas de tarifas para el período siguiente, incluyendo la definición de áreas típicas de distribución. También acuerda con ellas la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas concesionarias para efectuar el estudio encargado por ellas. La CNE además selecciona la empresa o empresas reales que sirven de base para la determinación de la empresa modelo en cada área típica.

Los valores agregados son determinados, en una tercera etapa, para cada área típica y se calculan sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la CNE. Las empresas concesionarias de distribución, como conjunto o individualmente, pueden contratar el mismo estudio, aplicado a las mismas áreas de distribución típicas definidas anteriormente, a otra empresa consultora, elegida por ellas de entre la lista de empresas acordadas con la CNE. En este caso la CNE puede revisar el o los estudios encargados por las empresas, y efectuar con la conformidad previa de ellas, las correcciones a que dé lugar esta revisión. Si no se produjere acuerdo, prima el criterio de las empresas respecto de los valores obtenidos en el o los estudios encargados por ellas.

En una cuarta etapa, la CNE calcula para cada área el promedio aritmético ponderado de los valores agregados resultantes de los estudios de la CNE y de las empresas. Los coeficientes de ponderación son dos tercios para los que resulten del estudio encargado por la CNE y un tercio para los valores que resulten del estudio encargado por las empresas como conjunto, o para el promedio de los valores resultantes en los estudios encargados individualmente por las empresas, si los hubiera.

Con los valores agregados resultantes de la metodología anterior y los precios de nudo que correspondan, la CNE, en una quinta etapa, estructura un conjunto de tarifas básicas preliminares, donde deben existir tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución que se hayan definido. Si las tarifas básicas preliminares así determinadas, permiten al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades que se sitúe en el rango de 6% a 14%, los valores agregados ponderados que les dan origen son aceptados. En caso contrario, los valores son ajustados proporcionalmente de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior. Para determinar la rentabilidad económica se utiliza el VNR determinado el año anterior con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, así como los costos de explotación correspondientes a la actividad de distribución, que también son comunicados por la Superintendencia.

En esencia, el proceso de cálculo tarifario se basa en dos conceptos centrales, el de eficiencia técnica y comercial de la actividad de distribución y el concepto de suficiencia tarifaria para la industria. Se busca generar tarifas de distribución que, dando señales de eficiencia, sean adecuadas para que en un horizonte de treinta años el valor descontado de los márgenes operacionales de la industria iguale el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones existentes.<sup>7</sup>

El proceso termina con la publicación de tarifas por el Ministerio de Economía.

## 6.2 Empresa modelo y metodología de determinación

Un elemento central en la determinación de las tarifas de distribución en Chile es el dimensionamiento de la empresa modelo. En la práctica internacional de la aplicación del mecanismo de yard stick competition se determina la regulación de actividades monopólicas mediante la comparación de costos y comportamientos de firmas similares o sombras ó la comparación reducida de firmas heterogéneas con corrección por diferencias (Schleifer, 1985). En el modelo chileno de regulación del monopolio de distribución se estructura un esquema híbrido de comparación entre firmas. Por una parte se compara a grupos de empresas (o sectores de empresas) de características similares, identificadas a través de áreas típicas, contra una empresa modelo<sup>8</sup>. Luego se compara en forma integrada el comportamiento de empresas heterogéneas, al evaluar con un solo patrón la suficiencia global de la industria. En el primer caso y a través de un modelo teórico se busca por comparación

<sup>7</sup> El margen operacional se define antes de impuesto y está formado por los ingresos obtenidos a partir de las tarifas fijadas por la autoridad menos los costos de operación informados por la empresa al día treinta de Marzo del año en que corresponde hacer la fijación tarifaria.

<sup>8</sup> Las Bases Técnicas para los procesos tarifarios han clasificado áreas típicas que caracterizan distintos niveles de densidad de carga y economías de ámbito, separando áreas urbanas de alta y media densidad, áreas semirurales y áreas rurales propiamente tales. En el proceso de 1996 se identificó en forma separada un área urbana de distribución exclusivamente subterránea.

directa proveer la señal de eficiencia de firmas similares y en el segundo producir una comparación horizontal que ajuste el modelo teórico a la realidad promedio de firmas heterogéneas.

Uno de los problemas que se presenta en todo estudio tarifario de empresas monopólicas es el de la asimetría de información que comúnmente existe entre el regulador y el regulado. En la medida en que el regulador disponga de buena información respecto de la estructura de costos del monopolio, más efectivo puede ser el proceso de fijación tarifaria, sea este un modelo de tarifa por costo del servicio o uno de tarifa con incentivo. Un proceso de tarificación vía empresa modelo permite reducir en forma importante dichas deficiencias en la medida que es posible estandarizar parámetros y costos para la empresa modelo. El regulador no necesita la información de costos reales de la empresa regulada ni realizar un esfuerzo intenso de modelación de la empresa real, sino que puede, en base a parámetros estandarizados, definir costos típicos eficientes en forma genérica.

Otro de los problemas que pueden surgir de la comparación con un modelo es el de que este pueda ser excesivamente teórico y alejado de una realidad empírica. Para evitar esto el DFL I en su artículo 107 especifica que el estudio de costos de la empresa modelo por cada área típica “se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país”. Con esto se busca acotar el análisis a una firma modelo que trabaja en un ambiente similar al existente en la realidad y que enfrenta las mismas restricciones. Las Bases sobre las cuales se han realizado los estudios tarifarios<sup>9</sup> han perseguido ese objetivo y la autoridad ha trabajado en conjunto con las empresas para circunscribir el dimensionamiento de la empresa modelo. Un elemento central de concreción de este objetivo se ha dado a través de formular el dimensionamiento de la empresa modelo a partir del análisis empírico de una empresa real por cada área típica. Como se explicará mas adelante, aún con ese esfuerzo conjunto de circunscribir el análisis, hay materias diversas donde se pueden presentar divergencias y donde debe realizarse un esfuerzo continuo de integración de definiciones de lo que es una empresa “eficiente” en su inversión y operación.

La metodología de determinación de la empresa modelo y los pasos a seguir en el análisis pueden agruparse esencialmente en cuatro etapas (ver figura 3). Una primera etapa de recolección, procesamiento y validación de la información de la empresa real, una segunda etapa de definición y dimensionamiento de la empresa eficiente y de su estructura organizacional, una tercera etapa de determinación de costos y de asignación de ellas a tres ámbitos (Alta tensión, Baja tensión y Clientes<sup>10</sup>), y, por último, una cuarta etapa de determinación de valores agregados de distribución y los correspondientes índices de reajustabilidad a utilizar en los siguientes cuatro años, junto a la identificación de situaciones especiales.

<sup>9</sup> El Artículo 111° del Fl. I plantea la formulación de bases. Expresa que “Antes de seis meses del término del periodo de vigencia de las fórmulas de las tarifas, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas concesionarias de distribución, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para establecer las fórmulas de tarifas para el periodo siguiente, incluyendo la definición de áreas típicas de distribución, y acordará con ellas la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas para efectuar el estudio encargado por ellas. En el plazo de quince días, contados desde la recepción por parte de las empresas de las bases del estudio, las empresas comunicarán a la Comisión sus observaciones respecto de las áreas típicas de distribución que ésta hubiere adoptado para hacer el estudio. A su vez, la Comisión se pronunciará en el plazo de quince días respecto de la aceptación o rechazo de las observaciones de las empresas, de modo que ellas puedan contratar, en conjunto o individualmente el estudio a que se hace mención en el artículo 107°”.

<sup>10</sup> Las redes de distribución se estructuran típicamente en dos niveles de tensión conectados en serie, una red de Alta tensión (23 a 12 kV) y otra de Baja tensión (380 kV), con consumidores conectados a ambas redes. Por ende, la necesidad de identificar tarifas independientes para ambos tipos de consumidores, los de Baja tensión financiando su utilización tanto de las redes de Alta como de Baja. Por otra parte, el esquema tarifario busca separar un cargo por Cliente, remunerando aquellas actividades directamente asociadas a cada consumidor, independiente de su tamaño.

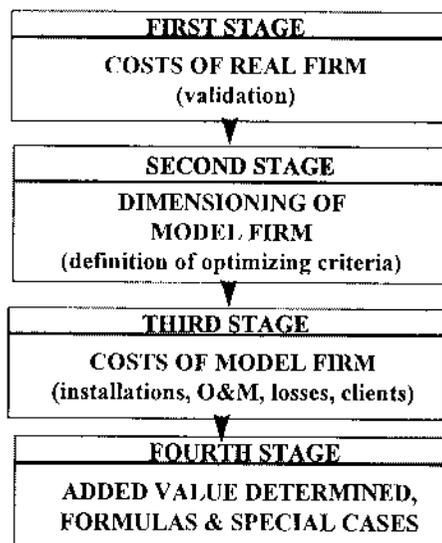


Figura 3: Etapas en la determinación de la empresa modelo y el valor agregado

En la primera etapa de procesamiento de la información se recolecta, muestrea y procesa los datos entregados por la empresa real. Se revisa la organización de la empresa, los recursos humanos y los costos de remuneraciones, el universo de los clientes y las ventas, el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones físicas, así como los costos de explotación. Se realiza una primera distribución de equipos, costos y pérdidas eléctricas entre Alta tensión, Baja tensión y Clientes.

En la segunda etapa se dimensiona la empresa modelo a partir de la información de los clientes y las ventas. Este dimensionamiento se realiza en relación a las instalaciones del sistema eléctrico, la mantención y operación de este sistema, la organización y gestión de la empresa, y, por último, las instalaciones muebles e inmuebles. El dimensionamiento está directamente asociado a cada área típica y sus características de densidad y volumen de consumo eléctrico.

La tercera etapa de determinación de costos de la empresa modelo evalúa costos de las instalaciones, de mantención y operación de ellas y de la atención de clientes a partir de un estudio de precios unitarios. También evalúa las pérdidas medias de energía y potencia, tanto las pérdidas físicas como las correspondientes a hurtos o suministros incobrables. Se realiza la asignación de equipos, costos y pérdidas eléctricas entre Alta tensión, Baja tensión y Clientes para la empresa modelo previamente dimensionada.

Con el dimensionamiento, los costos resultantes y su asignación, se procede en la última etapa a determinar los valores agregados de distribución y las correspondientes fórmulas de indexación. Estos valores son la base de tarifas finales que se separan en pagos por utilización de instalaciones (corresponde a un cargo por capacidad, desglosado en potencia de punta y fuera de punta), pagos por energía (consumo de cada cliente y correspondientes pérdidas) y pagos por atención al cliente.

El estudio de valores agregados de distribución fue caracterizado por el legislador como uno de determinación de costos marginales de distribución (Comisión Nacional de Energía, 1989). Se plantea que el objetivo global es transmitir al cliente final el costo marginal de suministro considerando costo marginal de generación-transmisión (reflejado en el precio de nudo) más el costo marginal de distribución, principalmente asociado a la capacidad, su operación y expansión (en energía, la distribución sólo agrega costos de pérdidas). En rigor el estudio de valores agregados es uno de costos medios, pero el legislador asume que en este caso y, salvo situaciones de alta densidad, los costos marginales se igualan a los costos medios. Esto es así en la medida que

el estudio de valores agregados se realiza separadamente para cada área típica y en cada una de las cuales no hay economías de ámbito (ver discusión posterior).

Cabe destacar que en el proceso de determinación de las tarifas finales, además de los valores agregados de distribución que determinan los consultores de la CNE y de las empresas, se han utilizado parámetros adicionales que son imprescindibles y que no se solicitan a dichos consultores, sino que en la práctica han sido determinados independientemente por la CNE. De particular importancia es la determinación de la coincidencia de cada tipo de consumo con la demanda máxima del sistema así como la relación potencia máxima- energía de los consumidores residenciales<sup>11</sup>. También se deja fuera del análisis de los consultores la determinación del reconocimiento tarifario de los sistemas de subtransmisión, que históricamente ha fijado la CNE, con criterios que ha ido modificando en el tiempo.

## 7. Dificultades del proceso de determinación de las tarifas de distribución

El problema que presenta el mecanismo de *yardstick competition* en aplicación en Chile, donde las empresas compiten con una empresa teórica, está en poder determinar en forma efectiva cuáles son los costos de distribución de una empresa real eficiente que opera en el país. La tendencia histórica de los cálculos tarifarios ha sido crecientemente divergente (se revierte este proceso en 1996 según se ilustrará más adelante), con denuncias de intentos de la autoridad de manipular el concepto de empresa modelo y por otra parte de los regulados de capturar al regulador.

Una de las razones de las divergencias es que los intereses de las partes en el proceso tarifario, regulador y regulado, son en gran medida opuestos. La autoridad reguladora tradicionalmente busca, con objetivos sociales, y en algunos casos políticos o redistributivos, reducir las tarifas de distribución, en la medida que esto es considerado socialmente atractivo. Con intereses que en algunos casos pueden resultar contrarios, las empresas distribuidoras eléctricas persiguen, como sociedades privadas, incrementar sus utilidades con las mayores tarifas que les permita la ley. No obstante, hay intereses comunes que pueden contribuir a encontrar un equilibrio; a la autoridad le interesa que el servicio de distribución eléctrica subsista como tal, proveyendo energía con niveles mínimos de calidad; a la empresa también le interesa mantenerse en el negocio y no ser reemplazado por otros en su función de servicio público.

Otra de las razones de las divergencias se da en relación a las asimetrías de información. El mecanismo *yardstick* es más atractivo en esta materia frente al método de costo del servicio donde simplemente se reembolsan los costos totales de distribución. Pero en definitiva, el mecanismo es efectivo para incentivar a que la firma produzca al menor costo, en la medida en que se disponga de buena información respecto de la estructura de costos de la firma, y donde cualquier reducción de costos, que no afecte negativamente los ingresos provenientes de ventas presentes y/o futuras, es del propio beneficio de la firma. No obstante, los problemas de asimetría de información que existen respecto de la estructura de costos de las empresas puede llevar a que la autoridad subestime los costos que enfrenta una empresa real que opera en el país y, por otro lado, a que las empresas generen abultadas estructuras de costos.

Pero no sólo son los intereses opuestos y las asimetrías de información las causas de las divergencias. El proceso es por definición complejo y hay diversas materias que a pesar de las diversos procesos tarifarios que han tenido lugar en los últimos 14 años, no han sido del todo acotadas y donde hay interpretaciones diversas que dan origen a conflictos. Algunas de las materias relevantes son:

- Costo histórico v/s costo económico
- Eficiencia *ex-ante* v/s eficiencia *ex-post* y obsolescencia tecnológica
- Prudencia en las inversiones: inversiones útiles y no utilizadas
- Costos hundidos y amenazas para desistir sobre el retorno del capital

<sup>11</sup> En términos técnicos, corresponde a la determinación de los factores de coincidencia y de las horas de uso de la tarifa BT-I.

- Economías de escala y economías de ámbito en sistemas de distribución- stand alone firm
- Indivisibilidad de las inversiones

Se describe a continuación la forma en que se han planteado las divergencias y la forma en que se han superado algunas de ellas.

También se hará relación a otras materias de tipo regulatorio que es necesario considerar en el análisis del modelo regulatorio chileno:

- Riesgo regulatorio
- Incentivos para el desarrollo del sector

### 7.1 Costo histórico versus costo económico y costo de sustitución versus costo de reposición

Según se indicara, la determinación del costo de las instalaciones de distribución es una de las etapas más controvertidas de un proceso tarifario. En Chile se han presentado divergencias en como interpretar el concepto de “valor nuevo de reemplazo” (VNR), si como costo de sustitución ó como costo de reposición.

El costo histórico de un bien de capital destinado a brindar un determinado servicio corresponde al valor de todos los recursos invertidos en el momento de la adquisición con el objetivo de brindar el servicio para el cual fue adquirido el bien de capital. Sin embargo, el costo histórico de una obra ejecutada en alguna fecha pasada no refleja necesariamente el costo que se tendría que incurrir hoy en día para alcanzar el mismo objetivo. Múltiples razones pueden explicar una divergencia natural entre el costo histórico de un bien de capital y el costo en que hoy en día se tendría que incurrir. Entre ellas destacan:

- Cambios en precios relativos y absolutos de aquellos insumos requeridos para la producción del bien de capital. Este es el caso del valor de los equipos, valor de los terrenos, precio de mano de obra especializada y no especializada necesaria para la ejecución y supervisión de las obras, cambios en el costo del tiempo de construcción y cambios en el tiempo de construcción, cambios en los gastos de ingeniería o generales, cambios en el valor de los estudios de ingeniería y otros estudios requeridos al tener que desarrollar un mismo proyecto en un entorno más complejo.
- Cambios en tarifas y derechos municipales que buscan incentivar un uso más eficiente de los espacios de uso público en áreas que están densamente pobladas.
- Cambios en la reglamentación que impone nuevas exigencias de diseño o consideraciones de tipo ambiental, pero que en definitiva no afectan el tipo de servicio ofrecido.
- Cambios en la tecnología o normas técnicas de equipos más modernos que expulsan del mercado tecnologías más antiguas que han quedado económicamente obsoletas.

El DFL 1 define el concepto de VNR como el costo de renovar hoy en día todas las instalaciones<sup>12</sup>. Este concepto está estrictamente ligado al concepto económico de *costo de oportunidad*, entendido como el costo alternativo que tendrían hoy los inversionistas al hacer la red de distribución de nuevo, sin la restricción previa de asumir costos hundidos. El costo alternativo determina los recursos totales que hoy en día los inversionistas tienen que hundir para construir la misma red. En este sentido, el costo histórico es una referencia que tiene valor sólo en términos de saber lo que ocurrió en el pasado, pero que no guarda relación alguna con el concepto económico de costo de oportunidad, que la regulación plantea se debe considerar en la toma de decisiones.

<sup>12</sup> En el Artículo 116, párrafo quinto, se indica que “Se entiende por Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución, en las respectivas concesiones, incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación. Entre los derechos no se podrán incluir los que haya concedido el Estado a título gratuito ni los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación”.

La segunda discusión se da en referencia a interpretar el costo de oportunidad como un costo de sustitución ó como un costo de reposición. Recordemos que el primero corresponde al costo actual de adquisición de instalaciones y equipos con las tecnologías más recientes mientras el costo de reposición representa lo que costaría construir hoy las mismas instalaciones, sin importar si están o no obsoletas. Esta materia fué zanjada en una primera instancia por la autoridad, relacionandola con el tema de la depreciación de las instalaciones considerado en el proceso de fijación tarifaria. Efectivamente, para fijar las tarifas de distribución se iguala, sobre un horizonte de treinta años, los VNR con el valor descontado de los márgenes operacionales de la industria, donde se vela que la tasa de descuento necesaria para igualar estos flujos este en el rango de 6% a 14%. En este calculo, son las tarifas de distribución las que van a afectar directamente los márgenes operacionales de la industria. Al suponer una depreciación de las instalaciones en un horizonte de treinta años junto con la exigencia de que la “tasa de rentabilidad económica” este en el rango de 6% a 14% se impone un piso mínimo de exigencia sobre las tecnologías. La idea es que el horizonte de depreciación más la “tasa de rentabilidad económica” llevan en general a que las empresas opten por tecnologías que prometan una tasa interna de retorno que sea mayor o igual que la “tasa de rentabilidad económica”, y además que para una tasa interna de retorno igual a la “tasa de rentabilidad económica” se recupere la inversión en no más de treinta años. Así, el horizonte de depreciación de treinta años más la “tasa de rentabilidad económica” imponen un *piso tecnológico* mínimo sobre el cual, en principio, deben competir las empresas del sector. Ahora, para tecnologías superiores a las definidas por éste *piso tecnológico*, como tecnologías de última generación, las empresas de distribución no tienen ninguna restricción para incorporarlas. Esto queda explícito en un documento emitido por la autoridad en 1983<sup>13</sup>, donde manifiesta que el criterio es *valorizar las instalaciones con la misma tecnología con que éstas fueron construidas, siempre que ésta esté disponible en el mercado; en su defecto se valorizan con la tecnología normal existente*. No obstante, la excepción sobre ésta recomendación surge en el caso que firmas quieran adelantarse al mercado, tratando de incorporar tecnologías de última generación que aun no están disponibles en el mercado para su uso generalizado. En este sentido, la norma podría imponer algunas restricciones sobre la inversión en investigación y desarrollo que busca crear nuevas tecnologías<sup>14</sup>.

En una segunda instancia, en el proceso de fijación tarifaria de 1996 y en relación a la discusión sobre la tecnología de conductores eléctricos de aluminio, el regulador y los regulados acordaron considerar como comportamiento eficiente de la empresa modelo la incorporación gradual de la nueva tecnología, y no una sustitución completa por ella. En la práctica, no se utilizó ni un costo de reposición o de sustitución, sino que un costo mixto, donde más bien se reconoce la imposibilidad de considerar una eficiencia *ex post*, concepto discutido a continuación.

## 7.2. Eficiencia ex-ante v/s eficiencia ex-post y obsolescencia tecnológica

Al discutir conceptos de optimalidad o eficiencia económica es importante distinguir entre el significado de eficiencia *ex-ante* y eficiencia *ex-post*. Surge en esta materia una oportunidad de divergencia creciente entre el regulador y la firma regulada en como interpretar estos significados y a quién asignar el riesgo resultante.

El concepto de eficiencia *ex-ante* es un concepto de eficiencia que reposa en las expectativas que tenemos sobre eventos esperados a futuro. En este sentido, y considerando la trayectoria determinada por nuestra historia, e incorporando toda la información disponible hoy en día, eficiencia económica *ex-ante* se refiere a tomar la mejor decisión posible en términos de que ésta optimiza la función objetivo del planificador social. El concepto de eficiencia *ex-post* es un concepto de eficiencia que reposa en el conocimiento de eventos que en el pasado fueron inciertos, y que afectaron las decisiones que en ese entonces se tomaron. Así, el concepto

<sup>13</sup> Carta enviada al Sr. Alfredo Fuentes S, el día 26 de Septiembre de 1983, por el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, Sr. Bruno Philippi Irarrázabal

<sup>14</sup> A modo de ejemplo, podríamos pensar en el caso de la industria farmacéutica, y el problema que surgiría en ella y sobre los incentivos a la inversión en investigación y desarrollo si la autoridad regula los precios de los medicamentos, y al mismo tiempo impone un límite al monto de la inversión en investigación y desarrollo que puede ser recuperado por las empresas.

de eficiencia económica *ex-post* se refiere a que hoy en día una decisión pasada tomada en condiciones de incertidumbre sea todavía la mejor decisión en el sentido de que ella optimiza para un planificador social su función objetivo. En este caso la incertidumbre es respecto de eventos que sólo pudieron ser conocidos hoy. Una interpretación extrema podría dar el significado de eficiencia *ex-post* a juzgar las decisiones del pasado con información totalmente cierta hoy.

En términos de la toma de decisiones bajo condiciones de incertidumbre el concepto que es más relevante es el de eficiencia económica *ex-ante*. Esto, porque para un planificador social lo importante es que cuando los individuos están enfrentados a una situación de información imperfecta las decisiones que toman deben ser racionales. Racionales en el sentido de que se ocupe en ese entonces, y de la mejor forma posible, toda la información disponible. Que las decisiones tomadas sean óptimas *ex-ante* no significa que también ellas lo sean *ex-post*. En toda actividad puede ocurrir que el plan que fue considerado como óptimo bajo condiciones de incertidumbre, ha dejado de serlo una vez que se conocen los resultados de los eventos. Sin embargo, aquí lo importante es que *ex-post* los errores no sean consistentes. Se debe insistir en este punto, en el sentido de que esto no significa que la decisión que se tomó fue errada en el momento en que se tomó, lo que ocurre es que las expectativas, aún cuando fueron racionales, *ex-post* no se cumplieron.

Eficiencia económica *ex-post* es un concepto no menos relevante, pero el problema que existe con él es que no necesariamente puede ser garantizado de antemano. El que se cumpla una cierta planificación eficiente en forma *ex-post* va a depender de que se cumplan o no las expectativas sobre eventos futuros inciertos. Por ejemplo, este es el caso de pronósticos de demanda o de proyecciones de costos futuros.

Para un planificador social, y considerando estos conceptos de eficiencia *ex-ante* y eficiencia *ex-post*, se obtiene que lo relevante es que las adiciones a la red de distribución sean eficientes *ex-ante*. Esto, porque considerando la historia sobre el desarrollo de la red de distribución en el pasado, y también las mejores proyecciones que pueden ser hechas sobre eventos futuros, lo único que puede ser cautelado, a la luz de los antecedentes de que se dispone hoy en día, es que la decisión tomada ahora sobre la expansión de la red sea la mejor decisión *ex-ante*, lo que en absoluto garantiza que también lo sea *ex-post*.

En concreto, lo anterior implica que evaluar una empresa modelo, operando en el país, que es eficiente en su política de inversiones significa por ejemplo evaluar la eficiencia de las inversiones sobre la oferta de tecnologías disponibles en el período de tiempo en que fueron materializadas y no sobre tecnologías por venir que aún no estaban disponibles en el mercado o no eran económicamente eficientes. Una empresa real, eficiente, operando en el país, que es lo que se debe modelar, permanentemente adoptará decisiones en orden a incorporar la tecnología económicamente más conveniente con la mejor información disponible en el momento de tomar la decisión. En el dimensionamiento de las instalaciones se debe analizar la proporción de estas tecnologías que la empresa modelo debiera tener en virtud de una evaluación técnico económica. La última tecnología disponible sólo debe ser considerada como alternativa tecnológica para aquellas inversiones que fueron realizadas después de que esta tecnología está disponible en el mercado y para aquellos casos en que sea eficiente desechar una tecnología en que ya se invirtió por una tecnología más moderna. Este de hecho fue el procedimiento acordado entre los mandantes de los estudios en la fijación tarifaria de 1996.

### 7.3. Prudencia en las inversiones: inversiones útiles y no utilizadas

Otro concepto asociado al anterior y que surge en la discusión en relación a la eficiencia de la empresa modelo es el de la prudencia en las inversiones. Prudencia en las inversiones es un concepto que se refiere al hecho de que las inversiones realizadas respondan a criterios de eficiencia *ex-ante*, pero no necesariamente *ex-post*. En este sentido, las inversiones realizadas serán prudentes si ellas responden al desarrollo eficiente (*ex-ante*) del sistema de distribución. Sin embargo, el que las inversiones sean prudentes en absoluto garantiza que ellas sean utilizadas *ex-post*. Así, podríamos constatar que algunas inversiones que fueron consideradas útiles en su momento no han sido utilizadas *ex-post*.

El problema que existe con las inversiones prudentes es que generan incentivos perversos en las autoridades en el sentido de querer renunciar sobre aquellas inversiones que fueron consideradas útiles en el momento de

su construcción, pero que *ex-post* no fueron utilizadas por la empresa de distribución. Afortunadamente, si la autoridad quiere incentivar nuevas inversiones en el sector, también tiene que cumplir con cierto compromiso de reputación mínima. Para aquellas inversiones que sean consideradas prudentes, pero que pueden no ser utilizadas *ex-post*, la autoridad debe garantizar una remuneración adecuada si quiere velar por su reputación hacia futuros inversionistas. Estas fuerzas, por un lado un incentivo perverso y por otro un problema de reputación, ponen a la autoridad en una constante coyuntura donde debe sopesar el renunciar sobre aquellas inversiones prudentes pero no utilizadas y obtener el mínimo de reputación que necesita para incentivar nuevas inversiones en el sector. Por otra parte, aceptar el concepto de inversiones prudentes no puede llevar a justificar toda inversión histórica del regulado. El balance no es fácilmente alcanzable.

#### 7.4. Costos hundidos y amenazas para desistir sobre el retorno del capital

Las instalaciones de distribución se caracterizan por tener inversiones en equipos que son específicos a las redes de distribución, lo que significa que el costo alternativo de destinar estos equipos a otros usos es prácticamente cero o nulo. Así, las redes de distribución se caracterizan por tener una fracción importante de las inversiones realizadas como costos hundidos. En este caso, la principal característica de los costos hundidos es que para la autoridad son irrelevantes en términos del desarrollo futuro de la red. De esta forma, la autoridad enfrenta, al igual que en el caso de las inversiones útiles pero no utilizadas, un incentivo perverso para desistir sobre la recuperación de la inversión realizada. No obstante, y también como en el caso de las inversiones prudentes, un elemento que juega en dirección opuesta de éste incentivo perverso, es la reputación que debe mostrar la autoridad sobre futuros inversionistas si pretende alentar nuevas inversiones en el sector.

#### 7.5. Economías de escala y economías de ámbito en sistemas de distribución- stand alone firm

La temática de las economías de escala y de ámbito en sistemas de distribución ha tenido un tratamiento limitado en la literatura, con las principales referencias identificadas originándose en actividades de investigación en el Banco Mundial y en los países nórdicos, principalmente en The Norwegian Research Institute of Electricity Supply y The Norwegian Water Resources and Electricity Board<sup>15</sup>. Las conclusiones de esos estudios apuntan a un agotamiento de las economías de escala propiamente tales en las redes de distribución de los países desarrollados. No se descarta sin embargo la existencia de economías de ámbito<sup>16</sup>. Estas son reconocidas y de hecho llevan a que generalmente se formule como socialmente recomendable la presencia de sólo una firma concesionaria por área de distribución, evitando una duplicación innecesaria de inversiones. No obstante los beneficios sociales, por estas economías de ámbito, de contar con sólo una firma por área de concesión, los organismos reguladores buscan mecanismos que, por ejemplo, a través del mercado, permitan satisfactoriamente compensar el poder de mercado de la firma distribuidora sobre su área de concesión.

Con la presencia de sólo una firma por área de concesión, también podría ser socialmente recomendable, en el corto plazo, sobre-invertir en instalaciones y equipos. Instalaciones y equipos que en el corto plazo representarían una capacidad ociosa, pero que en el largo plazo permitirían abastecer la demanda futura a un menor costo. Nuevamente, y no obstante los beneficios de contar con sólo una firma por área de concesión, los organismos reguladores buscan mecanismos que eviten que las empresas concesionarias realicen inversiones ociosas en capacidad cuyo fin último sólo podría ser eliminar el ingreso de potenciales competidores en sus respectivas áreas de concesión.

<sup>15</sup> Referencias de Heuffner, D.A. and Landron, J.H., 1978; Nelson, R.A., 1985; Salvanes, K. y S.Tjøtta, 1990; Førund, Fim y Kittelsen, Sverre, 1994; Hjalmarsson, L. y A. Veiderpass, 1992; Hope, E., Magnus, E. y Matland, R., 1983; Kittelsen, S., 1993

<sup>16</sup> La legislación chilena y su aplicación por la autoridad reguladora reconoce estas economías de ámbito y sus diversas dimensiones al especificar la separación del cálculo tarifario entre distintas áreas típicas que reflejan distintos niveles de densidad de carga.

Una de las materias relevantes en la temática de economías de ámbito surge necesariamente en la discusión de si las tarifas reguladas de distribución deben considerar o no las economías de servir simultáneamente a clientes sin tarifa regulada (Rudnick, 1996). Esta discusión, asociada al concepto de firma stand-alone, surge en Chile tanto en la regulación de tarifas de distribución como de los servicios de telefonía y servicios de agua potable y sanitarios. Mientras la discusión no se ha resuelto en el ámbito eléctrico, la regulación telefónica explicita el cálculo de tarifas considerando una firma que sólo sirve al mercado regulado.

#### 7.6. Indivisibilidad de las inversiones

Los estándares con los cuáles se construyen los equipos utilizados en la industria significan que las inversiones realizadas en el sector no sean siempre divisibles. Esta indivisibilidad asociada a las inversiones realizadas en infraestructura y equipos puede generar en ciertas áreas capacidad ociosa que sólo será utilizada frente a mayores exigencias de potencia en el área en cuestión. Sin embargo, y de igual forma que en el caso de economías de escala y economías de ámbito, los organismos reguladores deben buscar mecanismos que eviten que las empresas concesionarias realicen inversiones ociosas en capacidad cuyo fin último es sólo eliminar el ingreso de potenciales competidores en sus respectivas áreas de concesión.

#### 7.7. Riesgo regulatorio

El riesgo regulatorio se entiende como el riesgo que surge por posibles acciones de los organismos reguladores y que afectan la distribución de valores posibles de la firma. De la discusión de los párrafos anteriores se obtiene que una importante fuente de riesgo regulatorio aparece de la amenaza potencial que presentan los organismos reguladores en términos de renunciar sobre el retorno del capital, expropiando ingresos que corresponden a un legítimo derecho pactado en fechas anteriores con los inversionistas. Otra forma que puede tomar el riesgo regulatorio es por la imposición de nuevas normas técnicas que afectan directamente los costos de las obras, pero que no son reconocidos como costos asociados a la inversión en el negocio. El riesgo regulatorio es una expresión escondida de renunciar sobre el derecho de propiedad privada.

#### 7.8. Incentivos para el desarrollo del sector

El sano desarrollo del sector de distribución eléctrica requiere de la existencia de reglas estables y procedimientos transparentes que permitan cautelar adecuadamente los intereses de los inversionistas evitando situaciones de tensión donde el riesgo regulatorio amenaza la estabilidad de los ingresos futuros. Además, se debe asegurar a los inversionistas una rentabilidad adecuada que considere el riesgo que existe en el sector, riesgo que no sólo surge desde los organismos reguladores, sino también de la estructura y entorno que rodean a las industrias del sector. Por ejemplo, riesgos asociados a fallas técnicas, de la naturaleza, atentados terroristas, en proyecciones de demanda y/o costos, obsolescencia tecnológica, etc..

## 8. Análisis de los procesos tarifarios de la distribución

A continuación se hace un análisis de los últimos tres procesos tarifarios (1988, 1992 y 1996), donde resaltan por su carácter conflictivo los de 1992 y 1996. A diferencia del proceso de 1988 en que la mayoría de las empresas de distribución están aún en poder del Estado, en 1992 y 1996 estas han sido privatizadas en su totalidad. La Tabla 1 resume las características esenciales de estos últimos dos procesos.

Process	October 1992	October 1996
Distribution companies	30	39 (47 sectors)
Typical distribution areas	4	5 (one purely underground)
Groups of coefficients	41	55
Studies by distribution firms	1	2

Table 1. Distribution tariff processes in Chile in 1992 and 1996

Los estudios de valores agregados de distribución de 1992 dieron lugar a diferencias importantes entre los resultados obtenidos por los consultores de la CNE y los de la Asociación de Empresas de Servicio Público (que agrupa a las principales empresas de distribución del país). Esto llevó a las partes a intensas negociaciones y a presentaciones por parte de algunas empresas distribuidoras de recursos de protección ante los Tribunales de Justicia, recursos que no fueron acogidos. Esto causó conmoción pública, recriminaciones mutuas a través de la prensa nacional y un impacto severo en la Bolsa de Comercio. El conflicto tuvo una connotación que trascendió a la fijación tarifaria por la presencia importante de los Fondos de Pensiones en la propiedad de las empresas de distribución, cuyos valores accionarios comenzaron a bajar. Una situación similar se dió en 1994 en la fijación tarifaria de los servicios telefónicos.

Con estos antecedentes, en el proceso tarifario de 1996 se hace un esfuerzo importante de todos los involucrados por revertir esa tendencia histórica crecientemente divergente. Se acuerda reducir los ámbitos de divergencia y centrar en profundos análisis técnicos y económicos la construcción de las empresas modelos de referencia. Regulador y regulados realizaron un detallado análisis de cada uno de los estándares de eficiencia en inversión y operación de empresas eléctricas operando en el país y que debieron utilizar los equipos consultores que realizaron los estudios de los denominados valores agregados de distribución. La autoridad elaboró unas nuevas y detalladas bases que explicitaron las materias a cubrir, bases que fueron enriquecidas con el aporte de las empresas (Comisión Nacional de Energía, 1996). A diferencia de procesos anteriores en que sólo hay un estudio por parte de las empresas además del estudio de la CNE, en 1996 se realizan dos estudios, uno encargado por la Asociación de Empresas de Servicio Público y un segundo por la empresa Chilectra S.A. Se produce inicialmente un acercamiento importante y de hecho se logra reducir notablemente las diferencias en los estudios en relación a la tendencia que venía observándose en procesos anteriores.

Las siguientes figuras ilustran el quiebre de la tendencia divergente que se produce en el proceso tarifario de 1996. La Figura 4 compara porcentualmente los costos de distribución de alta tensión obtenidos para un área típica urbana en 1988, 1992 y 1996 por los distintos grupos consultores, con base 100% para 1988 y con todos los valores expresados en moneda de un mismo año (Martínez et al, 1996, y elaboración de los autores). Recordar que el valor final es el resultado de promediar en 2/3 el valor resultante del estudio del regulador y en 1/3 el valor promedio de los estudios de las empresas.

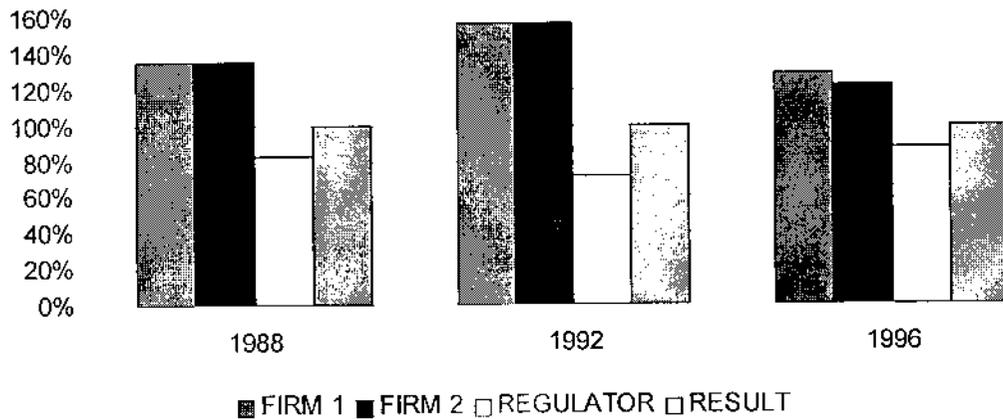


Figure 4. High voltage distribution costs obtained by consultants of Firm 1, Firm2 and Regulator (percentages based on final result)

La Figura 5 compara en forma análoga los costos de distribución de baja tensión.

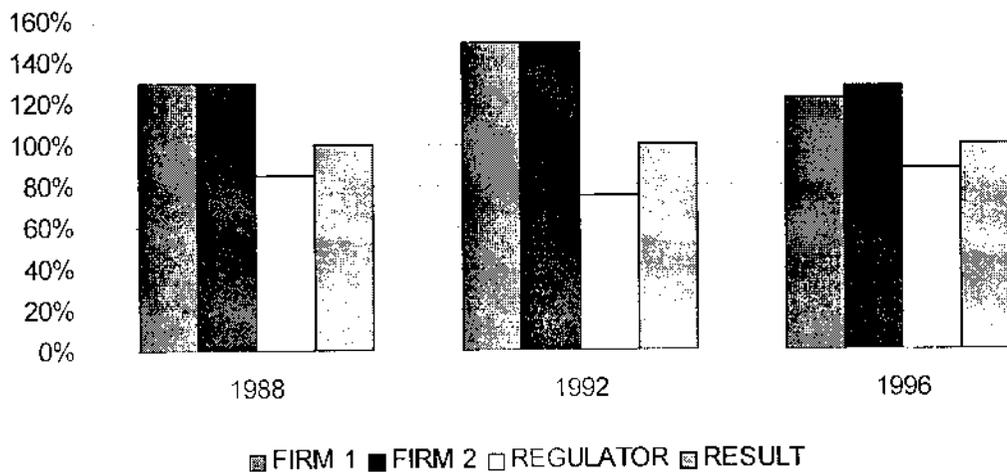


Figure 5. Low voltage distribution costs obtained by consultants of Firm 1, Firm2 and Regulator (percentages based on final result)

A pesar de este ejercicio positivo inicial de convergencia entre las partes, el conflicto igual se desata. Las partes beligerantes que habían coincidido en un estudio low-profile finalmente ventilan las fuentes de disputa en la prensa. Se hace referencia a cambios en las bases realizadas por la autoridad en etapas finales del proceso, que llevan a estudios no comparables. Se plantean divergencias serias en la determinación de algunos parámetros técnicos de la formulación tarifaria que condicionan el nivel tarifario final. El esfuerzo de detalle introducido en las bases por la autoridad no incluyó esos parámetros como parte de los estudios, quedando entregada su determinación al criterio del regulador, como había sido el caso en procesos tarifarios anteriores. Finalmente el proceso termina decidiéndose en los Tribunales de Justicia, que acogen recursos de no innovar y de protección presentados por algunas empresas.

### 8.1 Alternativas de mejoras del proceso tarifario

Es claro que el camino de regulación tarifaria de distribución utilizado en la legislación chilena no es sencillo, pero como se indicara, la alternativa fácil de autorregulación por el mercado aparece aún como no factible en este caso. El proceso de estudios de empresas modelos es una alternativa que reduce los rangos de negociación finales entre las partes, permitiendo incorporar criterios objetivos que estimulen a las empresas eléctricas a ir adoptando las tecnologías más económicas y a ir haciendo cada vez más eficiente su gestión. Es un proceso que siempre ofrecerá nuevos desafíos, nuevas definiciones, y por ende, nuevos conflictos. Pero ambas partes se beneficiarán de un mejoramiento continuo de las bases técnicas de los estudios y de la incorporación a dichos estudios de todas las materias, que según afirma la ley, dan lugar a la construcción de las fórmulas tarifarias finales. Hay temas centrales que revisar en profundidad, como los indicados anteriormente, lo que debe hacerse con suficiente antelación al proceso mismo, evitando cambios de última hora que inestabilizan lo claramente normado por la ley.

Se han planteado varias avenidas de solución futura de los conflictos. Por una parte, se formula la necesidad de continuar perfeccionando el proceso a futuro, mejorando la metodología vigente. Se ha planteado también la idea de recurrir, como en otras instancias de la regulación eléctrica, a la participación de un árbitro arbitrador. Efectivamente, tanto en la resolución de desacuerdos sobre peajes de transmisión como en la solución de divergencias al interior del Comité de Despacho de Carga se utilizan instancias arbitrales, en el primer caso con la formación ad-hoc de un tribunal arbitral y en el segundo con la intervención directa del Ministro de Economía como árbitro.

Independiente de la creación de instancias de solución de conflictos, es evidente la necesidad de acotar aún más la metodología en uso, reduciendo los ámbitos de interpretación de la empresa modelo y sus elementos constitutivos. Los autores realizaron un ejercicio de variación de los ponderadores con que se distribuyen las remuneraciones y las ventas entre Alta tensión, Baja tensión y Clientes y entre áreas típicas, así como de los ponderadores de clientes y ventas en los costos de mantención. Los resultados de costos para un área típica particular y un nivel de tensión pueden variar hasta en un rango de un 7%, según sean las suposiciones. Esto no hace más que confirmar que se pueden presentar diversas fuentes de divergencia, dependiendo de los criterios técnicos utilizados.

### 8.2. Señales de eficiencia a las empresas distribuidoras

La metodología de yard stick competition ha sido efectiva en orientar el desempeño eficiente de las empresas de distribución en Chile. Las siguientes figuras ilustran como han evolucionado algunos parámetros indicadores (Martínez et al, 1996; Arévalo et al, 1996). La Figura 6 muestra como las principales empresas han logrado reducir las pérdidas eléctricas en los últimos 6 años, mientras la Figura 7 como ha crecido la relación número de clientes/empleado (además de los incrementos de eficiencia del personal, ha crecido el volumen de outsourcing).

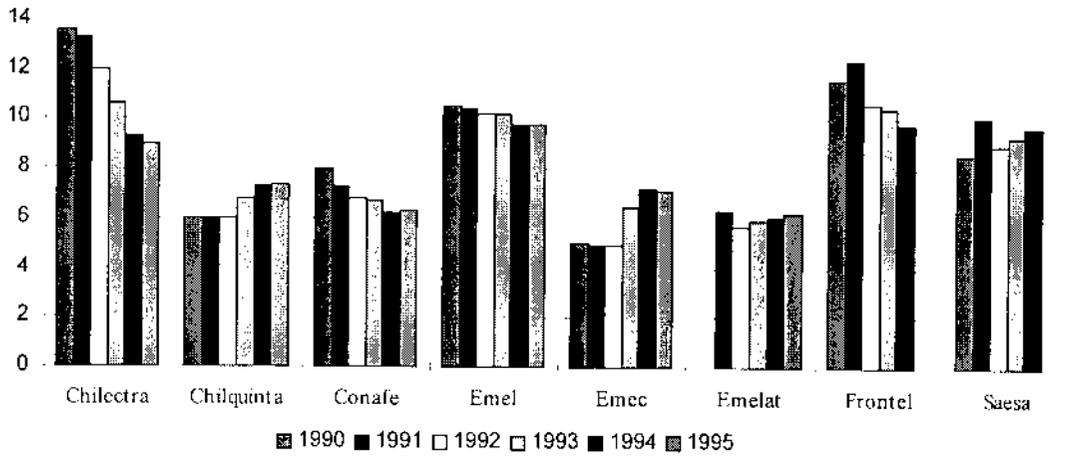


Figure 6. Evolución de pérdidas eléctricas (en % de la energía comprada)

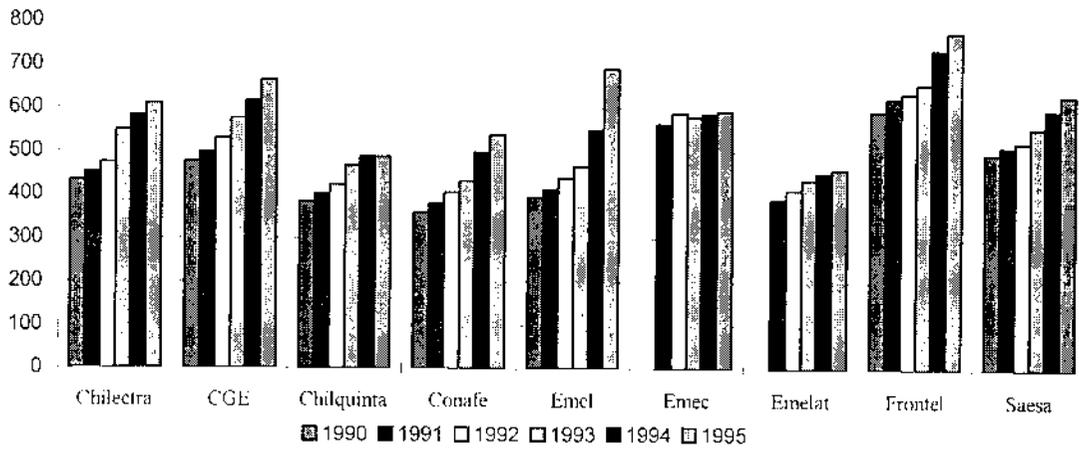


Figure 7. Relación número de clientes por empleado

La Figura 8 por último muestra la relación entre el resultado operacional y los activos de esas mismas empresas, evidenciando un creciente aumento de sus rentabilidades.

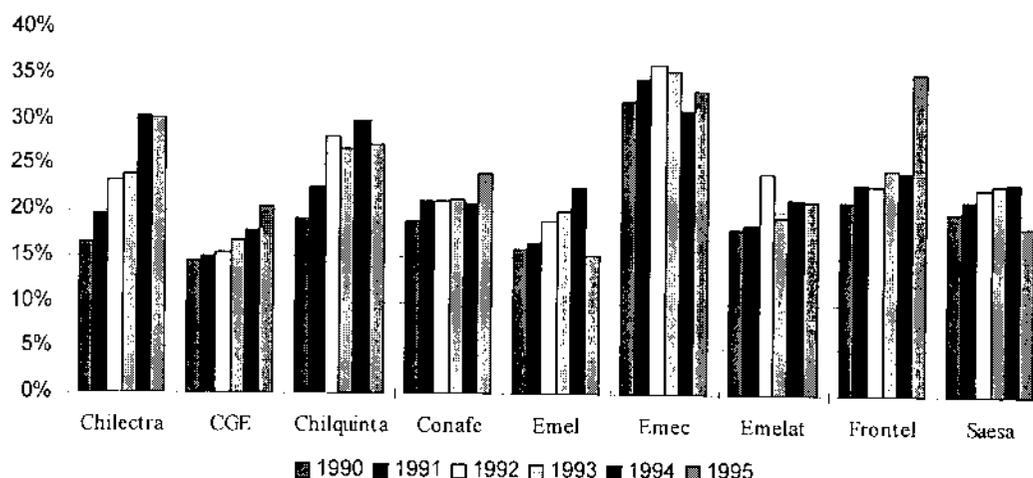


Figure 8. Relación entre el resultado operacional y los activos de las empresas

Más significativo en el análisis es determinar qué impacto ha tenido este proceso en la evolución de las tarifas al cliente final. La Figura 9 resume la evolución de precios de la energía de clientes finales residenciales (tarifa denominada BT 1) de dos empresas eléctricas, Chilectra, que abastece a la región metropolitana de Santiago, y la CGE, que abastece a la zona entre Rancagua y Concepción. Se aprecia un alza de los precios de energía en el periodo 1985 a 1990, y una tendencia a la baja en el periodo que se inicia en 1991, de manera que a mediados de 1996 se obtienen tarifas similares, en términos reales, a las que existían a mediados de 1981. La componente de valor agregado de distribución de estas tarifas finales se ha ido reduciendo en el tiempo, pero la explicación de los cambios se centra esencialmente en las variaciones de los precios de nudo de generación-transmisión, más que en las variaciones de dichos valores agregados. La explicación del alza del precio de nudo se debe al desarrollo de una sequía extrema que afectó al Sistema Interconectado Central en el periodo indicado, y la baja posterior al efecto de una hiperpluviosidad sumado al impacto que proyecta hacia atrás la próxima llegada del gas natural y centrales de ciclo combinado a la zona central del país.

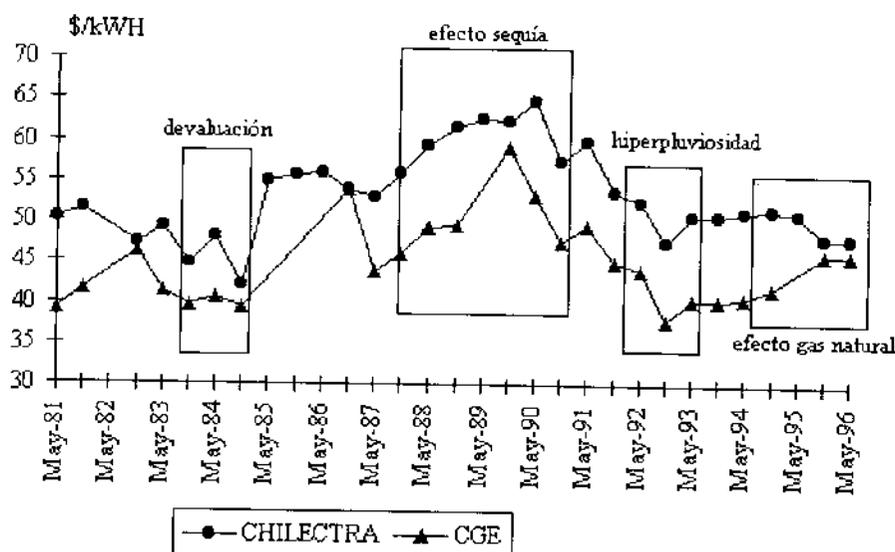


Figure 9. Evolución de la tarifa final de la energía (\$/kWh) a cliente residencial en dos empresas (Chilectra y CGE), expresado en moneda de Mayo 1996

## 9. Conclusiones

El esquema de tarificación de la distribución en vigencia en Chile corresponde a una reforma fundamental a nivel internacional en la aplicación de regulación por incentivos. Esto es de particular interés en el uso de la metodología denominada "competencia por comparación" (yard stick competition), que introduce "seudo" principios de mercado en la regulación de una actividad en la que no se considera factible la competencia.

La metodología ha sido exitosa en orientar la actividad y el crecimiento de las empresas eléctricas de distribución, pero ha planteado diversos desafíos conceptuales y prácticos en su aplicación concreta en el país, en un proceso que aún está lejos de estar establecido completamente. El trabajo contribuye con un análisis de las principales materias técnicas y económicas en discusión.

## 10. Agradecimientos

Los autores agradecen a los Ings. Sres. Manuel Soto y Miguel Pérez por su ayuda en la elaboración de este trabajo. Se agradece el apoyo de Fondecyt.

## 11. Referencias

- Arévalo, R., E. Cruzat, G. Dulanto, L. Galasso, A. Martínez, "Efecto de los cambios regulatorios en el uso eficiente de la energía, en las tarifas y en la producción y productividad de las empresas", Informe Curso Mercados Eléctricos, Pontificia Universidad Católica de Chile, Diciembre 1996
- Beesley, M.E. and S.C. Littlechild, "The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom", *Rand Journal of Economics*, Vol. 20, N° 3, pp. 454-472, 1989
- Bitu, R., y Bom, P., "Tarifas de energía eléctrica: aspectos conceptuales y metodológicos", Olade, 1994.

- Brown, L., M. Einhorn, I. Vogelsang, "Toward improved and practical incentive regulation", *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 3, pp 323-338, 1991
- Comisión Nacional de Energía, *El Sector Energía en Chile*, Santiago, Diciembre 1989
- Comisión Nacional de Energía, *Bases para el Estudio de Valores Agregados de Distribución*, Santiago, 1996
- Førsund, Finn y Kittelsen, Sverre. "Productivity Development of Norwegian Electricity Distribution Utilities", Working paper No 10/1994, The Norwegian Water Resources and Electricity Board, 1994
- Heuffner, D.A. and Landon, J.H. "Electric utilities: Scale economies and diseconomies". *Southern Economic Journal*, 45:pp. 883-912, 1978.
- Hjalmarsson, L. y A. Veiderpass, "Productivity in Swedish electricity retail distribution", *Scandinavian Journal of Economics*, 94, Supplement, 1992, pp. 193-205.
- Hope, E., Magnus, E. y Matland, R. "Economic incentives and public firm behaviour. An econometric analysis of energy economizing behaviour of Norwegian electric utilities". *Scandinavian Journal of Economics*, 85:pp. 339-357, 1983.
- Joskow, P. and R. Schmalensee, "Incentive regulation for electric utilities", *Yale Journal of Regulation*, Nº 4: pp. 1-49, 1986
- Kahn, A.E., *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*, Vols. 1 y 2, The MIT Press, Sixth printing, 1995
- Kittelsen, S., "Choosing variables for measuring technical efficiency in Norwegian electricity distribution", 16th Annual International Conference of the International Association for Energy Economics, Volumen II, pp. 6-81, 6-90, Indonesia, Julio 1993.
- Kridel, D.J., D. E. M. Sappington, D.L Weisman, "The effects of incentive regulation in the telecommunications industry: a survey", *Journal of Regulatory Economics*, Nº 9, pgs. 269-306, 1996
- Laffont, J-J and J. Tirole, *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, The MIT Press, 1993
- Martínez, J.P., G. Pardo, J.C. Urbina, "Cambios regulatorios en el sector eléctrico chileno- Evaluación cuantitativa de resultados", Informe Curso Mercados Eléctricos, Pontificia Universidad Católica de Chile, Diciembre 1996
- Ministerio de Minería, DFL Nº 1, "Aprueba modificaciones al DFL Nº 4 de 1959, Ley General de Servicios Eléctricos en Materia de Energía Eléctrica", Decreto del 22 de Junio de 1982
- Nelson, R.A. "Returns to scale from variable and total cost functions, evidence from the electric power industry", *Economic Letters*, 18: pp. 271-276, 1985.
- Rudnick, H., Palma, R., Fernández, J. "Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, Nº2, May 1995, pp. 1125-1132.
- Rudnick, H., "Tarificación de la subtransmisión y distribución eléctrica en situaciones de acceso abierto", Conferencia Internacional Energía 96. Santiago, 1996
- Salvanes, K. y S.Tjøtta, "Cost differences in electricity distribution: Economies of scale and Economies of density in the Norwegian electricity distribution industry", Working Paper No 30/1990, Center for Applied Research, Norwegian School of Economics and Business, Administration Department of Economics - University of Oslo, 1990.
- Schleifer, A. "A theory of yard stick competition", *Rand Journal of Economics*, Vol. 16, Nº3, 1985, pp. 319-327