

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL MERCADO  
ELÉCTRICO PERUANO**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**ALICIA LINA CORNEJO LEIVA**

**PROMOCIÓN  
2000 - I**

**LIMA – PERÚ  
2006**

# **TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO**

*Dedico este trabajo a:*  
*Mi querido esposo Fredy en quien siempre encuentro apoyo incondicional y*  
*un aliento de superación,*  
*Mis hijos Jadisha, Aarón y Shamir, quienes son la razón de querer ser mejor,*  
*Mi madre Adriana quien siempre está a mi lado brindándome su cariño y apoyo,*  
*Mi padre que desde el cielo está conmigo.*

## SUMARIO

La reestructuración del mercado eléctrico peruano, segmentó la industria eléctrica en actividades de generación, transmisión y distribución, siendo interés del presente informe el análisis del aspecto remunerativo de la última.

La distribución eléctrica es una actividad que por su naturaleza es un monopolio natural, donde es importante la intervención del Estado para que las empresas de distribución tengan incentivos a ser eficientes y se busque el bienestar de los usuarios, corrigiendo las fallas de mercado o como en este caso, cuando los mercados son cautivos. Sin embargo, el Estado se enfrenta a una disyuntiva en cuanto a la regulación, por los diversos modelos regulatorios de la Teoría de la Regulación, sobre todo cuando se adoptan estructuras de mercados competitivos.

Dentro de los modelos regulatorios más conocidos y difundidos a nivel internacional es el Price Cap, el cual se ha utilizado en la regulación de diversos servicios públicos, tales como el agua, telefonía, salud, electricidad y otros. Otro de los modelos regulatorios que se utiliza es el de “Empresa Eficiente”, desarrollado en Chile y de aplicación actual en la regulación de la distribución en el caso peruano.

La aplicación del modelo Price Cap, en la remuneración de los sistemas de distribución, evitaría que en cada proceso de fijación de precios el organismo regulador haga una recreación de las empresas “modelo” de costos eficientes, orientando los esfuerzos a la determinación del factor de productividad ( $X$ ), incentivando a que la empresa regulada mantenga o mejore su eficiencia en el período de fijación del factor de productividad.

## ÍNDICE

### PRÓLOGO

### CAPÍTULO I

#### INTRODUCCIÓN

1.1	Planteamiento del problema	3
1.1.1	Antecedentes	3
1.1.2	Formulación del problema	5
1.2	Objetivos de la investigación	5
1.3	Metodología	5

### CAPÍTULO II

#### LA REESTRUCTURACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.1	Introducción	7
2.2	Reforma del mercado eléctrico en el Perú	7
2.2.1	Estructura del mercado eléctrico	7
2.2.2	Precios del mercado eléctrico	9
2.2.3	Precios de transmisión	10
2.2.4	Precios de distribución	12

### CAPÍTULO III

#### LA DISYUNTIVA DE LA REGULACIÓN

3.1	Introducción	16
3.2	Teoría de la regulación	16
3.3	Monopolio natural	17
3.3.1	Ineficiencias del mercado	19

3.3.2	Subaditividad de costos	20
3.3.3	Economías de escala	21
3.3.4	La disyuntiva del monopolio natural	22
3.4	Regulación de precios	24
3.4.1	Precios óptimos	25

## **CAPÍTULO IV**

### **MODELOS REGULATORIOS**

4.1	Introducción	29
4.2	Modelos regulatorios de monopolios con asimetría de información	30
4.2.1	Regulación por tasa de retorno	32
4.2.2	Regulación por price cap	34
4.2.3	Regulación por empresa eficiente	37
4.3	Otros modelos regulatorios	38
4.3.1	Regulación por benchmarking	38
4.3.2	Modelo Baron y Myerson	38
4.3.3	Modelo Laffont y Tirole	39

## **CAPÍTULO V**

### **EXPERIENCIA EN OTROS PAÍSES**

5.1	Introducción	40
5.2	Experiencia regulatoria de Chile	40
5.3	Experiencia regulatoria en el Reino Unido	42
5.4	Experiencia regulatoria en Colombia	44
5.5	Experiencia regulatoria de Argentina	50

## **CAPÍTULO VI**

### **ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL PERÚ**

6.1	Introducción	51
6.2	La regulación por empresa modelo en el Perú y el cálculo del VAD	51

6.2.1	Recopilación de la información técnica, comercial y económica	53
6.2.2	Validación y revisión de los antecedentes	55
6.2.3	Creación de la empresa modelo y determinación de instalaciones y costos	55
6.2.4	Cálculo de las Tarifas de distribución eléctrica	56
6.3	Regulación de la distribución por price cap en el Perú	57
6.3.1	La canasta de servicios del distribuidor	57
6.3.2	Enfoques para la determinación del factor de productividad (X)	59
6.3.3	Información necesaria para el cálculo del factor de productividad	62
6.3.4	Cálculo del factor de productividad (X)	63
6.3.5	Determinación de las tarifas tope	64
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>66</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>68</b>

## PRÓLOGO

El mercado eléctrico nacional, cuya reestructuración se inició en 1992 con la dación de la Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas, en la que se introducen los conceptos marginalistas para efectos de tarificación, promoviendo la competencia en la actividad de generación e implementando modelos de regulación de precios para monopolios naturales, como la transmisión y distribución, en la que se tomó como base el modelo chileno, que está basado en la creación de una empresa modelo eficiente, a la fecha no es bien visto ni por los usuarios ni por las empresas reguladas de distribución, los primeros porque perciben que las tarifas son muy altas y las últimas porque consideran que no se les reconoce adecuadamente las inversiones realizadas en infraestructura de distribución para la prestación del servicio.

En este sentido, el Estado a través del organismo regulador tiene el difícil papel de incentivar la competitividad de las empresas monopólicas, a fin de que estas no se aprovechen de su posición en el mercado, pero que tampoco se vean afectadas económicamente, eso por un lado, mientras que por el otro; buscará el bienestar de los usuarios finales.

Como consecuencia de la liberalización del mercado eléctrico en diferentes países, al igual que en otros mercados de servicios con características de economías de escala, se ha escrito bastante literatura sobre la implementación de diversos modelos regulatorios, algunos que incentivan a realizar inversiones sin control y otras que sí buscan la optimización de las inversiones y la reducción de costos de operación, a fin de hacer de las empresas reguladas más competitivas.

Cabe indicar que la carencia de información con que cuenta el regulador, sobre los verdaderos costos de los activos de la empresa regulada, hace que se busquen mecanismos que alienten al regulado a reducir sus costos sin necesidad de conocer el total de sus costos.

En el presente informe, se hace una revisión del modelo implementado en el Perú – empresa modelo eficiente - que es prácticamente el modelo chileno con una pequeña variación, y el modelo regulatorio del price cap, utilizado en varios países para la



regulación de diversos servicios. En el Perú, es aplicado para el caso del servicio telefónico.

El presente informe de suficiencia pretende describir la aplicación de la teoría de la regulación en la distribución eléctrica, las experiencias de otros países y su implementación en el caso peruano.

En el capítulo I, se hace una descripción de la estructura del informe.

En el capítulo II, se hace una revisión del Marco Legal. Se describe el Mercado Eléctrico y se indican las características de su operación. Así mismo, se hace una amplia descripción de la determinación de los precios del sistema de distribución eléctrica, tomado de la web de la GART-OSINERG.

En el capítulo III, se recopila información teórica acerca de la regulación de los monopolios naturales, que es el caso de los sistemas de transmisión y especialmente de los sistemas de distribución. Se hace un enfoque a la regulación de precios y los principios en que se basan la determinación de los precios óptimos.

Con la liberalización de los mercados eléctricos, se han desarrollado diversos modelos regulatorios donde se revisan diferentes formas para incentivar la competitividad en monopolios naturales, tal es el caso de las empresas de distribución.

En el capítulo IV, se describen aspectos importantes de los modelos como la empresa modelo eficiente, tasa de retorno, price cap, benchmarking y otros que incentivan la competitividad en firmas monopólicas, a pesar de la asimetría de la información.

Es importante revisar las experiencias regulatorias en otros países, sobre todo si estas tienen características similares.

En el capítulo V, se hace una breve mención a la regulación aplicada en Chile, en Reino Unido, en Colombia y en Argentina.

En el capítulo VI, se hace una revisión más amplia del modelo de regulación por price cap; sus ventajas y desventajas de aplicarlas en el caso peruano, revisando estudios realizados en otros países y otros sectores.

# **CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN**

## **1.1 Planteamiento del problema**

A nivel mundial la industria eléctrica se ha reestructurado, bajo el principio de hacerla más competitiva y que los efectos de estas reformas se transformen en aumentar el bienestar de los usuarios. Es por esto que vemos la necesidad de liberalizar el mercado. En este sentido, se han identificado claramente tres segmentos como el de generación, transmisión y distribución, aunque en los últimos tiempos se habla de un cuarto segmento que sería la comercialización. Entre estos, la transmisión y la distribución tienen características de monopolios naturales. Sin embargo, en el segmento de la distribución es posible un análisis amplio de su regulación.

### **1.1.1 Antecedentes**

Antes de la década de los 90, el mercado eléctrico nacional estaba concebido bajo una estructura verticalmente integrada, donde el Estado concentraba el control de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Además, su desarrollo se hizo a través de empresas regionales con gran participación de generación térmica localizada en los centros de carga.

El Estado era el encargado de planificar la expansión de los sistemas eléctricos, por lo general aislados, y la ejecución de los proyectos quedaban supeditados a la disponibilidad presupuestaria, la misma que en la década de los 80 fue muy escasa porque el país entró en una profunda crisis económica.

Bajo este esquema organizativo, las empresas eléctricas regionales solo se limitaron a ejecutar lo que se decidía fuera de ellas, en el Ministerio de Energía y Minas. A cambio tenían “aseguradas” la recuperación de todos los costos en las que incurrían, ya que todos ellos eran pagados por los consumidores a través de las tarifas que la entidad reguladora fijaba.

Sin embargo, en la década de los 80, el modelo centralizado mostraba señales de estar agotado y urgía una profunda reforma del sector eléctrico. La causa de la caducidad del modelo adoptado puede fundamentarse por varias razones. Una de ellas, de carácter económico, se refiere a la insatisfacción que se había producido en los consumidores por motivos como los siguientes: ineficiencias del sistema, aumento de las tarifas, racionamiento por déficit de generación y diferencias apreciables entre los precios de la electricidad ofrecidos en mercados eléctricos liberalizados. Cabe resaltar que no son los mismos motivos los que inducen a todos los países a la reformas del sector eléctrico, ya que cada sistema eléctrico tiene sus propias características. Otra razón que lleva a la liberalización de los mercados eléctricos, como otros mercados, es la de ampliar la capacidad de elección del consumidor, verdadero motor del eficaz funcionamiento de los mercados competitivos.

Por otro lado, las políticas subsidiarias del Estado y la crisis económica del país terminaron por agravar más el estado de la industria eléctrica en el país, llegándose al racionamiento en casi todos los sistemas eléctricos del país, por déficit de generación y falta de mantenimiento de las instalaciones eléctricas. Este hecho motivó la agudización de la crisis energética en el año 1992, agravado aún más por una sequía durante ese año. Todo ello, motivó a que el Estado peruano mirara la experiencia internacional en la liberalización de sus mercados eléctricos, basados en principios marginalistas, con el objetivo de buscar la competitividad.

El Perú a fines del año 1992 se integra a la corriente mundial de liberalización del mercado eléctrico, debido principalmente a que el servicio eléctrico en el país presentaba ineficiencias en el suministro energético por déficit de generación.

Este paso hacia la modernización del sector energético requería de un marco regulatorio adecuado, para ello se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). En este nuevo marco regulatorio, básicamente, se estableció la participación privada, el libre mercado y la competencia entre los agentes del sector, retirando al estado de las áreas potencialmente concebidas como negocio eléctrico. No obstante, mantiene su responsabilidad en la expansión del sistema hacia las áreas aisladas y en la promoción de inversiones para el sector eléctrico.

### **1.1.2 Formulación del problema**

En la literatura internacional sobre aspectos regulatorios se encuentran diversos métodos de regulación, cuyos desarrollos por lo general describen sus aplicaciones en la industria de las telecomunicaciones y del agua potable. Sin embargo, en el sector electricidad estas diferentes metodologías han sido adecuadas a los requerimientos internos de cada país.

Es por ello que a falta de una descripción detallada de los esquemas regulatorios utilizados en el segmento de distribución, el presente trabajo tiene como finalidad revisar el esquema regulatorio empleado en la tarificación de la distribución eléctrica en el caso peruano, así como, la posibilidad de implementar un nuevo método regulatorio que incentive el desarrollo y la competitividad de la distribución y aumente el bienestar de la sociedad

### **1.2 Objetivos de la investigación**

El informe tiene como objetivo general la descripción de los modelos regulatorios aplicados en la industria eléctrica, en segmentos donde la competencia no es posible, como es el caso de las empresas de distribución que se constituyen en monopolios naturales.

Así mismo, este material recopilado de diversos informes, tesis y estudios, muestra la importancia de optar por modelos que incentiven la competitividad de las empresas de distribución eléctrica, a fin de buscar el incremento del bienestar de los usuarios, para lo cual se revisará el actual esquema regulatorio y el esquema del price cap, revisando sus ventajas y desventajas en una posible aplicación en la remuneración de los sistemas de distribución en el caso peruano.

### **1.3 Metodología**

Para el logro de los objetivos del presente informe se ha recopilado información de numerosos trabajos y de normatividades de otros servicios públicos implementados en Perú, México, Colombia, España, Chile, Argentina, Estados Unidos e Inglaterra, permitiendo mayor objetividad en la revisión de los métodos de los diferentes esquemas de regulación aplicados a través de todos los tiempos desde que se identificaron las necesidades de la intervención de los estados a través de organismos reguladores a fin de evitar el colapso de las empresas prestadoras de los servicios públicos.

Así mismo, se hace una revisión de la reestructuración del mercado eléctrico peruano a fin de entender la necesidad de la implementación de los cambios que en ese entonces fueron vitales para el desarrollo de la industria eléctrica en el país. Sin embargo, con el transcurrir

de los años, pareciera haber llegado a su punto más alto, encontrándose en la curva de descenso por la inconformidad de las empresas reguladas y de los usuarios finales.

Por lo indicado, el presente informe se ha estructurado con la finalidad de tener una idea clara del mercado eléctrico, los diferentes esquemas regulatorios y su aplicación en el caso peruano, por lo que en el capítulo 2, se hace una revisión de la estructura del mercado eléctrico peruano, su funcionamiento y también una rápida revisión de la tarificación en cada segmento de la industria eléctrica nacional.

En el Capítulo 3, se revisa la teoría de la regulación y sus principales causas por la que los gobiernos deciden asumir políticas regulatorias, como consecuencia de la liberalización de los mercados, en particular del mercado eléctrico. Así mismo, en este mismo sentido, lo tratado en el Capítulo 4, complementa la teoría de la regulación con la revisión de los diferentes modelos o esquemas regulatorios más utilizados, en años anteriores y las tendencias actuales de regulación.

No se podía dejar de revisar las experiencias internacionales en la aplicación de los diferentes esquemas regulatorios, es por ello que en el Capítulo 5, se resume en forma breve las experiencias de Chile, Reino Unido, Colombia y Argentina.

Finalmente, en el Capítulo 6, se hace un análisis del esquema regulatorio implementado en la distribución eléctrica y una posible implementación del esquema regulatorio del price cap, revisando principalmente los requerimientos de información y las metodologías de cálculo para la determinación de los precios tope.

## **CAPÍTULO II LA REESTRUCTURACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO**

### **2.1 Introducción**

Como se indicó en el Capítulo 1, los esquemas regulatorios implementados en diferentes países, tales como el de la tasa de retorno, ya estaban agotados y eran presa fácil de la corrupción, en países como el nuestro.

### **2.2 Reforma del mercado eléctrico en el Perú**

El Perú no fue ajeno a la modernización de su industria eléctrica, tomando como base la liberalización del mercado eléctrico, idea que se ha ido imponiendo gradualmente en el mundo entero, la misma que considera que la energía eléctrica es un producto que puede ser comercializado de forma independiente de la manera en que se realice el suministro físico de la misma, lo cual posibilita la existencia de un mercado mayorista de energía en el que puedan participar las empresas de generación y empresas de distribución, en representación de aquellos consumidores que no tienen capacidad de elección, además de clientes libres o consumidores mayores.

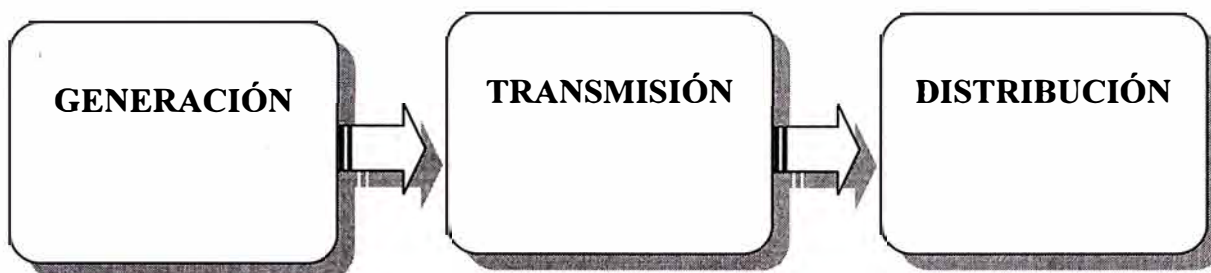
El objetivo final de esta reforma es alcanzar la eficiencia económica en la industria eléctrica en todas sus actividades, al permitir que el propio mercado sea el que realice la asignación de sus recursos mediante prácticas competitivas.

El fundamento en el cual se basa la actividad competitiva de los mercados eléctricos es la existencia de un mercado mayorista organizado de energía. Una de las condicionantes para la existencia de un mercado mayorista de energía es la coordinación entre los participantes: generadores, empresas de transmisión y consumidores, requeridos para el suministro de energía.

#### **2.2.1 Estructura del mercado eléctrico**

La Ley de Concesiones Eléctricas divide la industria eléctrica en las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, prohibiendo que una empresa pueda participar en

más de una actividad. En la Fig. 2.1, se muestra la estructura física del mercado eléctrico en el país.



**Fig. 2.1 Estructura del Mercado de Energía Eléctrica**

La estructura mostrada hace posible el funcionamiento de un mercado mayorista de energía o mercado spot, siendo posible la competencia sólo en la actividad de generación. Sin embargo, cabe resaltar que la comercialización es una actividad en la que por Ley están facultados a participar tanto las empresas de generación como las empresas de distribución. Las actividades de transmisión y distribución por sus características de economías de escala son, mas bien, monopólicas y están sujetas a regulación a fin de que los usuarios finales no sean víctimas de prácticas monopólicas.

El Modelo de Mercado de Energía adoptado en el Perú es una variación del Modelo POOL, en el que existe un único operador, tanto para operar el sistema, como para operar el mercado de energía o mercado spot.

En el Perú la labor del Pool es realizada por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) que regula la industria eléctrica delega al COES la operación económica y la coordinación de la operación física del sistema, al señalar entre las principales tareas del COES la responsabilidad de velar por la seguridad y por la operación al mínimo costo.

En los mercados organizados bajo un modelo POOL, los generadores son despachados siempre y cuando el precio ofertado por cada uno de ellos sea menor al precio spot o costo marginal, sin embargo en el Perú los generadores no tienen la libertad de declarar sus precios, y es el COES quien a través de procedimientos determina los precios o costos variables de cada unidad de generación, los cuales son utilizados para realizar los programas de despacho.

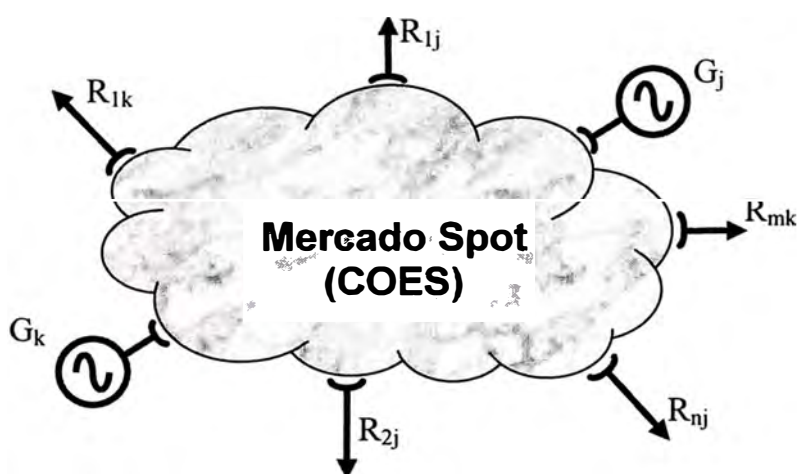
Cabe recalcar que la demanda total del SEIN es satisfecha en todo instante, bajo la supervisión del operador del sistema.

Debemos anotar también que los únicos agentes del mercado eléctrico que tienen facultades para vender y comprar energía en el mercado spot, son las empresas de generación.

El suministro a los clientes finales se garantiza mediante contratos de suministro eléctrico entre las empresas de generación y los clientes tanto del mercado libre y del mercado regulado (empresas de distribución, que representan a los consumidores domésticos o pequeños industriales o comerciantes).

### 2.2.2 Precios del mercado eléctrico

Como indicamos, el objetivo de la reforma del sector eléctrico fue de impulsar la competitividad en las diferentes actividades de la industria eléctrica, en el caso de la generación donde la competencia es posible, la LCE establece la formación de un mercado spot en el que los generadores están obligados a comercializar sus inyecciones (ventas) y retiros (compras) de energía a costos marginales o precios spot (Fig. 2.2).



**Fig. 2.2 Funcionamiento del Mercado Spot**

Sin embargo, como los precios spot son tan volátiles, estos no ofrecen ninguna garantía para los usuarios finales, motivo por el cual la misma Ley de Concesiones Eléctricas establece para los clientes del mercado regulado precios máximos de compra a los generadores, precios que reflejan los costos marginales esperados para 36 meses, 12 meses y 24 meses futuros, además precisa que estos precios de energía se deben calcular con una frecuencia anual, cada mayo (ver ecuación 2.1).



$$PE = \frac{\sum_{i=1}^{36} \left( \frac{CMg_i \times DmE_i}{(1+t)^{i/12}} \right)}{\sum_{i=1}^{36} \left( \frac{DmE_i}{(1+t)^{i/12}} \right)} \quad (2.1)$$

Donde:

- $PE$  : Precio de energía en la barra de evaluación  
 $CMg_i$  : Costo marginal del periodo  $i$   
 $DmE_i$  : Demanda de energía en la barra de evaluación, en el periodo  $i$   
 $t$  : Tasa de descuento, igual a 12%

Para el caso de los clientes del mercado libre, la LCE indica que los precios son de mutuo acuerdo entre los clientes y los suministradores, los cuales pueden ser a costos marginales más un porcentaje, a precios en barra más un porcentaje o a precios fijos los que pueden ser actualizados de diversas formas.

Lo arriba indicado, está referido sólo a los precios de energía, que garantizan de alguna forma los ingresos para los generadores que permitirán el recupero de sus inversiones, mientras que para las empresas que desarrollan las actividades de transmisión y distribución la Ley de Concesiones Eléctricas establece metodologías de compensación que garantizan el pago de las inversiones realizadas en líneas de transmisión o en los sistemas de distribución.

### 2.2.3 Precios de transmisión

La Ley de Concesiones Eléctricas considera, sólo para aspectos de tarificación, la separación del sistema de transmisión en Sistema Principal de Transmisión y en Sistema de Transmisión Secundaria. En el Artículo 58° de la Ley, se definen las características de los sistemas de transmisión, de la forma siguiente:

- a) El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema. Su remuneración se hace a través de todos los generadores de forma que estos cubran el costo total de transmisión. Este costo total de transmisión está referido a la anualidad de la inversión y a los costos estándares de mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

Así mismo, la anualidad de la inversión está referida al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones, al tiempo de vida útil y a la tasa de descuento de 12%. La compensación se realiza por dos conceptos, primero por Peaje de Conexión y segundo por Ingreso Tarifario, los que son determinados mensualmente por el COES en los cálculos de las valorizaciones de transferencias de potencia.

OSINERG es el encargado de determinar el VNR de las inversiones realizadas en las instalaciones del sistema principal de transmisión.

- b) Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas. Además en la determinación de estos sistemas se debe tomar en cuenta el flujo preponderante de transporte de energía, esto es cuando más del 90% de la energía transportada anualmente es en un solo sentido. La remuneración está orientada a garantizar que el propietario de las instalaciones del sistema secundario de transmisión reciba el 100% del costo medio anual, que resulta de la anualidad de la inversión a treinta años, descontados con la tasa fijada en el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Existen diversas modalidades para el pago de las compensaciones de los sistemas secundarios de transmisión, para ello el OSINERG a través de la GART (antes Comisión de Tarifas de Energía - CTE) resuelve el pago por el uso de los sistemas secundarios de transmisión, de acuerdo a las facultades que le otorga la Ley de Concesiones Eléctricas.

En las fijaciones de tarifas y compensaciones de sistemas secundarios de transmisión el OSINERG establece los procedimientos y los responsables de dichas compensaciones. En la mayoría de casos, hay un procedimiento general para el cálculo de las compensaciones, pero como la ley faculta a que los propietarios o usuarios puedan solicitar mayor precisión sobre las compensaciones de ciertos sistemas secundarios, estas resoluciones también contemplan casos particulares. Por otro lado, en estas fijaciones también se establecen los responsables que deben de asumir los pagos por algunas instalaciones del sistema secundario, en otros casos definen las metodologías para establecer los responsables de las compensaciones según el uso de las mismas.

### 2.2.4 Precios de distribución

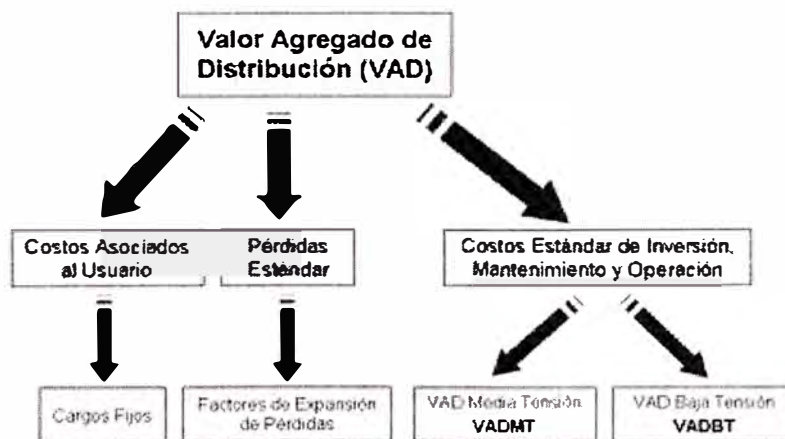
Las empresas de distribución, encargadas del suministro de electricidad a los usuarios finales, tienen la garantía de un precio que está regulado, porque a pesar de la competencia en la actividad de generación y la volatilidad de sus precios, estos no se reflejan en los precios finales, porque los precios de venta de energía a las empresas distribuidoras son fijados por el regulador, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria – GART del OSINERG. Estos al igual que en otros países son definidos como precios máximos permitidos.

Cabe recalcar, que en la estructura de precios al usuario final, están incluidos los precios de energía y potencia, que van directamente para los generadores, los precios o costos de transmisión (que son llamados peajes del sistema principal de transmisión y los peajes del sistema secundario de transmisión) y los precios de distribución, que son conocidos como el valor agregado de distribución o simplemente VAD.

Al respecto, transcribimos los detalles sobre el cálculo de estos precios de distribución, publicados en la web de la GART – OSINERG.

Las tarifas de distribución eléctrica están representadas por el Valor Agregado de Distribución (VAD). De acuerdo al artículo 64° de la LCE (Fig. 2.3), el VAD considera los siguientes componentes:

- a) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía.
- b) Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.
- c) Costos estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

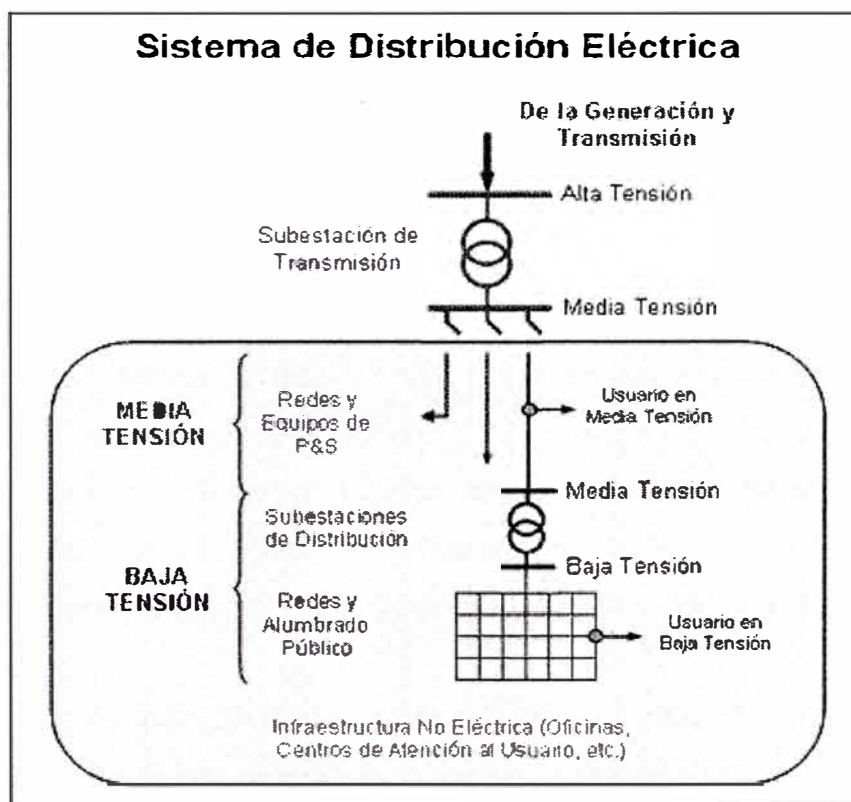


**Fig. 2.3 Tarifas de Distribución Eléctrica**

Los costos asociados al usuario se denominan Cargos Fijos y cubren los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.

Las pérdidas estándar de distribución son las pérdidas inherentes a las instalaciones de distribución eléctrica y que reconocen a través de factores de expansión de pérdidas aplicables en el cálculo de las tarifas.

Los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación se reconocen a través del VAD de media y baja tensión (VADMT y VADBT). El VAD es el costo por unidad de potencia necesario para poner a disposición del usuario, la energía eléctrica desde el inicio de la distribución (después de la celda de salida del alimentador de media tensión ubicada en la subestación de transmisión) hasta el punto de empalme de la acometida del usuario.



**Fig. 2.4 Etapas de la Distribución Eléctrica**

El artículo 66° de la LCE establece que el VAD se calculará para cada empresa de distribución eléctrica considerando determinados sectores típicos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta del OSINERG. Los sectores típicos representan un conjunto de sistemas de distribución eléctrica con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, así como, en los costos de inversión,

operación y mantenimiento. Las empresas de distribución eléctrica pueden estar conformadas por sistemas de distribución eléctrica de distintos sectores típicos.

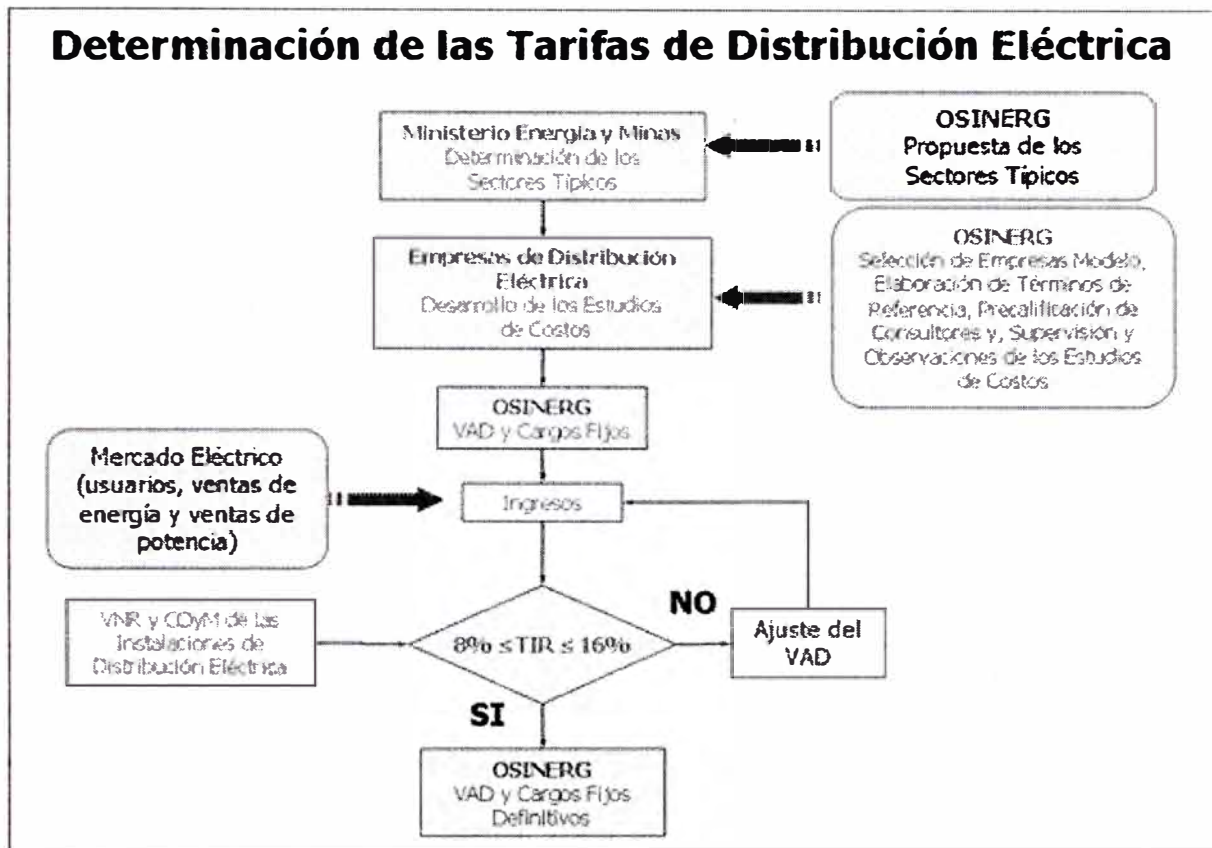
Según el artículo 67° de la LCE, el VAD se calculará mediante estudios de costos encargados por las empresas de distribución eléctrica a empresas consultoras, precalificadas por el OSINERG, quien elaborará los Términos de Referencia correspondientes y supervisará el desarrollo de los estudios. Dichos estudios se realizan para cada sector típico, tomando un sistema de distribución eléctrica representativo del sector seleccionado por el OSINERG, el mismo que se constituye en la empresa modelo.

De conformidad con el artículo 68° de la LCE, el OSINERG, recibidos los estudios de costos, comunicará sus observaciones si las hubiere, debiendo las empresas absolverlas dentro de un plazo de 10 días. Absueltas las observaciones o vencido el plazo sin que ello se produjera, el OSINERG establecerá los respectivos VAD para cada sector típico.

Posteriormente, los VAD deben ser validados a través de la verificación de la rentabilidad del conjunto de empresas de distribución eléctrica, de conformidad con los artículos 69°, 70° y 71° de la LCE. Dicha verificación se realiza calculando la tasa interna de retorno (TIR) que considera los ingresos que se hubieran percibido a través de los VAD en el mercado eléctrico (usuarios, ventas de energía y ventas de potencia) del ejercicio inmediato anterior; los costos de operación y mantenimiento exclusivos de las instalaciones de distribución eléctrica del ejercicio inmediato anterior; y el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución eléctrica con un valor residual igual a cero. Si la TIR resultante no difiere en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79° de la LCE (12%), los VAD serán definitivos, caso contrario se deberán ajustar proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo inferior o superior.

Finalmente, según los artículos 72° y 73° de la LCE, las tarifas de distribución eléctrica y sus fórmulas de actualización entrarán en vigencia a partir del 01 de noviembre del año que corresponda por un periodo de cuatro años.

El cálculo del VAD se realiza cada 4 años donde la anualidad de las inversiones se calculan para un horizonte de 25 años con un descuento de 12%, para lo cual la GART convoca a consultores especializados que determinan el VAD para los 4 sectores típicos de demanda, en las que se clasifican las demandas de las concesiones de las empresas de distribución.



**Fig. 2.5 Determinación de las Tarifas de Distribución Eléctrica**

Se considera que la demanda de una ciudad o zona de concesión de una empresa de distribución pertenece a un sector típico, por el nivel de consumo que tienen, por ejemplo Lima representa el sector típico 1 por su gran demanda y consumo masivo, en el sector típico 2 se encuentran agrupadas las ciudades de Arequipa, Cuzco, Huancayo, Trujillo, entre otras por su gran consumo, pero menor en comparación a Lima. En el sector típico 3 se consideran las demandas urbano-rurales que son menos densas en su demanda y consumo, mientras que en el sector típico 4 se agrupan las demandas de los poblados rurales que tienen una demanda muy dispersa.

En la definición de los precios siempre se consideran empresas modelos eficientes, para cada sector típico, los mismos que son cambiados cada 4 años.

## **CAPÍTULO III LA DISYUNTIVA DE LA REGULACION**

### **3.1 Introducción**

Como consecuencia de la transformación del sector eléctrico en el país, a partir de noviembre de 1992, con la aprobación de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado en 1993; se hace necesario profundizar las razones por las que se requiere la intervención del estado en el aspecto regulatorio no solo del sector eléctrico sino de todos aquellos sectores donde el empresario pueda cometer abusos en el cobro de las tarifas por la prestación de servicios o entrega de bienes. La división en tres segmentos o actividades, tiene el propósito de promover la competencia donde sea posible, sin embargo, se deduce que solo en la actividad de generación se hace posible la competencia entre las diferentes empresas de generación. En cambio, las actividades de transmisión y distribución por sus características son, mas bien, monopólicas; y como toda empresa con esta característica busca maximizar sus ingresos de forma tal que puede afectar económicamente a los usuarios, motivo por el cual se hace necesario la intervención del estado a fin de garantizar una remuneración adecuada del bien o servicio que entrega la empresa, a fin de que esta pueda continuar operando.

A continuación se revisará los principios de la regulación cuando estamos frente a la existencia de empresas monopólicas, siendo el propósito una rápida revisión de la teoría de la regulación lo que permitirá ubicar el contexto en el que se realiza el presente informe.

### **3.2 Teoría de la regulación**

La Regulación es la intervención del Estado que limita o reglamenta la libre acción de las empresas, donde existe falla de mercado o mercado cautivo. Empíricamente, se constata, usualmente; intervención en varios sectores, en los que la acción del Estado afecta los equilibrios a los que se hubiesen llegado libremente:

- a) Servicios públicos
- b) Salud

- c) Transporte
- d) Sector financiero y otros

Para analizar en qué situaciones está justificada la intervención pública, recurrimos a las recomendaciones normativas de la economía. Desde el punto de vista normativo, el criterio que se aplica para determinar la conveniencia de una situación es el de la eficiencia económica. Eficiencia que se mide con el criterio de Pareto.

La intervención del Estado también se puede considerar para conciliar el interés público y el interés privado que confluyen en el desarrollo de ciertas actividades, cuyos objetivos son:

- a) Proteger el interés público frente a actividades monopólicas,
- b) Imponer obligaciones de servicio, seguridad, calidad, etc.
- c) Controlar los precios y tarifas,
- d) Conferir al Gobierno potestades especiales sobre la actividad.

La regulación se basa en la idea que la competencia no es posible o no es económicamente eficiente, por lo tanto el gobierno debe corregir las deficiencias que se presentan, por lo que se recomienda la intervención pública cuando:

- a) Existe fallas de mercado
- b) Existe poder de mercado

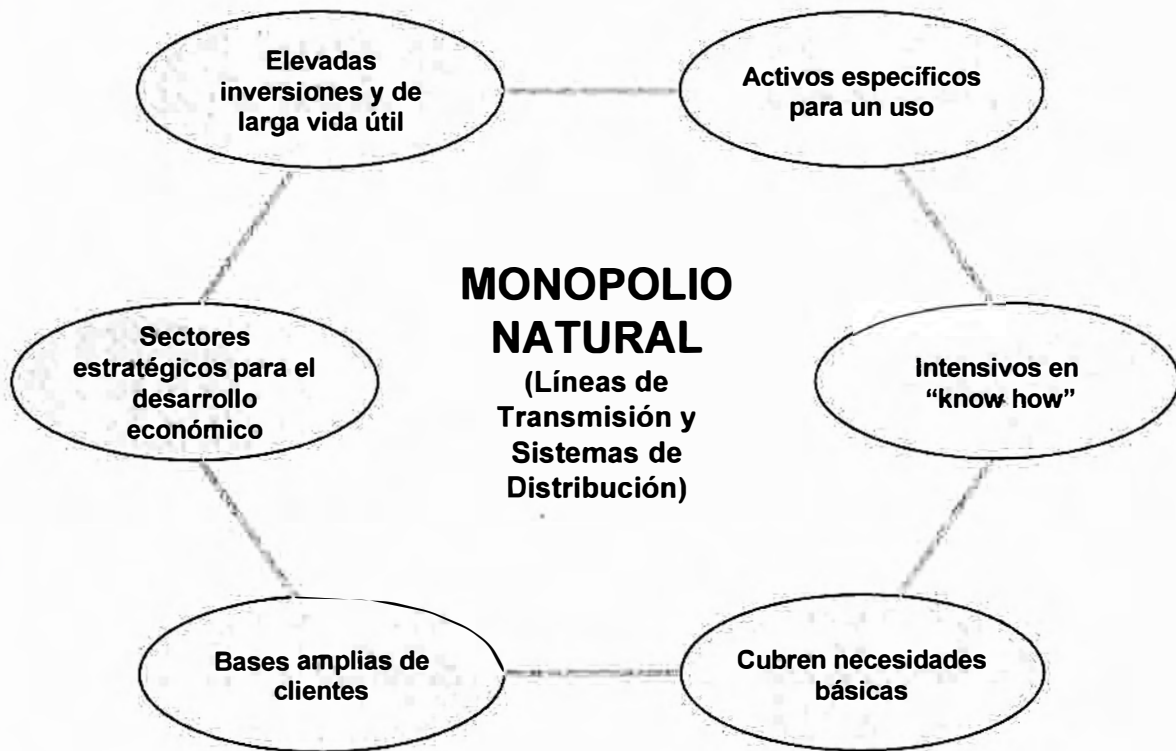
Cuando los mercados son imperfectos se hace necesario la intervención del gobierno a fin de corregir las anomalías de los mercados. Estos problemas en los mercados, por lo general, se deben a los precios, por lo que el gobierno a través de alguna entidad reguladora interviene en las actividades económicas en los que existen segmentos de monopolios naturales, ya que en estos no hay posibilidad de generar competencia por existir una sola empresa.

### **3.3 Monopolio natural**

Hay muchas definiciones de lo que es un monopolio natural pero todas apuntan a lo mismo, orientándolo al sector eléctrico podemos decir que las empresas de distribución o las empresas de transmisión se constituyen como monopolios naturales por que resulta más económico para el usuario que la energía sea distribuida o transmitida por una sola empresa que por dos empresas o más empresas, lo expresado corresponde al concepto de subaditividad de costos.



También se dice que existe monopolio natural cuando hay importantes economías de escala, debido a que se requiere de grandes inversiones que difícilmente se recuperan y así mismo los bienes o servicios son de consumo masivo. Lo anterior, se puede ver en la Fig. 3.1.



**Fig. 3.1 Monopolio Natural**

Un monopolio natural tiene lugar, cuando los costos de producción son muy altos siendo los costos de la posterior puesta a disposición relativamente bajos. En el caso de monopolio natural fue reconocido, durante largo tiempo, la necesidad de que el Estado deba poner a disposición los bienes o servicios, porque la entrada de un segundo oferente es desde el punto de vista económico ineficiente y también improbable a largo plazo.

Ejemplos de monopolio natural son todos los mercados para obras de infraestructura como la red de distribución eléctrica, donde los costos iniciales de instalación de tuberías, postes y cables son muy altos, las llamadas a los empresarios son singulares y no generan inversiones. Con la reforma del sector eléctrico, las empresas de distribución de energía eléctrica han sido tomadas por empresas privadas. A partir de esto, el Estado sólo se ocupa de la regulación de los mercados.

También, podemos indicar que para el caso de los monopolios naturales –definidos anteriormente– no es posible incorporar competencia dados los costos iniciales de infraestructura, imposibles de implementar competitivamente.

Como se trata de garantizar la máxima cobertura, con un alto grado de calidad y al menor precio posible, se justifica la conformación del monopolio, el cual se desenvuelve con las economías de escala antes mencionadas. Pero también, debido a esto, los consumidores no tienen posibilidad de elección, por lo que es preciso establecer regulaciones que eviten prácticas abusivas (mala calidad, baja cobertura, precios altos). Para ello se establecen niveles de servicio mínimos, así como tarifas máximas, a la vez de la creación de incentivos que permitan mejorar la gestión, dado que no existe competencia de mercado que los promueva.

### **3.3.1 Ineficiencias del mercado**

Normalmente se ha considerado que la existencia de monopolios es poco beneficiosa para una economía en la medida que las estructuras monopólicas causan ineficiencias en la asignación al dissociar precios de costos. En términos del bienestar social el problema de este tipo de ineficiencia consiste en que el consumidor marginal compra de tal manera que su valoración por el bien o servicio excede al costo social de producirlo.

Existen ineficiencias productivas que son interpretadas como el resultado del poco esfuerzo en la reducción de costos por parte de las firmas que enfrentan una limitada competencia (o ninguna).

Otro tipo de ineficiencia surge con la creación de un monopolio, explícitamente a través de una ley o implícitamente a través de un instrumento de política como un arancel prohibitivo. Los beneficios que son proporcionados por la eliminación de la competencia pueden suponer un pago proporcional a la renta generada (gastos de lobby) que luego puede ser destinado a inversiones no productivas.

Los argumentos en contra de las estructuras de mercado monopólicas son menos importantes cuando se incorporan en la discusión aspectos como la innovación tecnológica o la existencia de economías de escala y de diversificación. El caso de las innovaciones tecnológicas es bastante relevante debido al rol que desempeñan la elevación del nivel de vida de la población. En esta perspectiva, las firmas monopólicas tendrían mayores incentivos que potenciales firmas entrantes (competidoras) para adoptar las innovaciones cuando estas sean del tipo no drástico, mientras que las potenciales entrantes tendrían

mayores incentivos que una firma monopólica cuando las innovaciones sean de tipo drástico. Es decir, las estructuras competitivas no necesariamente serían superiores a los monopolios en lo referente a adopciones tecnológicas.

### 3.3.2 Subaditividad de costos

La función de costos  $C$  asociada al vector de productos  $Y$  es estrictamente subaditiva si el costo de producir el vector de productos en una sola firma es menor que el costo de producir el mismo vector en dos o más firmas con la misma tecnología (para cualquier partición “ $i$ ” de  $Y$ ). Es decir, la función de costos es subaditiva si se satisface la siguiente condición:

$$C(Y) < \sum_i C(Y_i) \quad (3.1)$$

donde:

$$\sum_i Y_i = Y \quad (3.2)$$

En términos del monopolio natural es de particular interés averiguar si la función de costos satisface esta propiedad para las diferentes cantidades asociadas al tamaño de la demanda (rango relevante de cantidades).

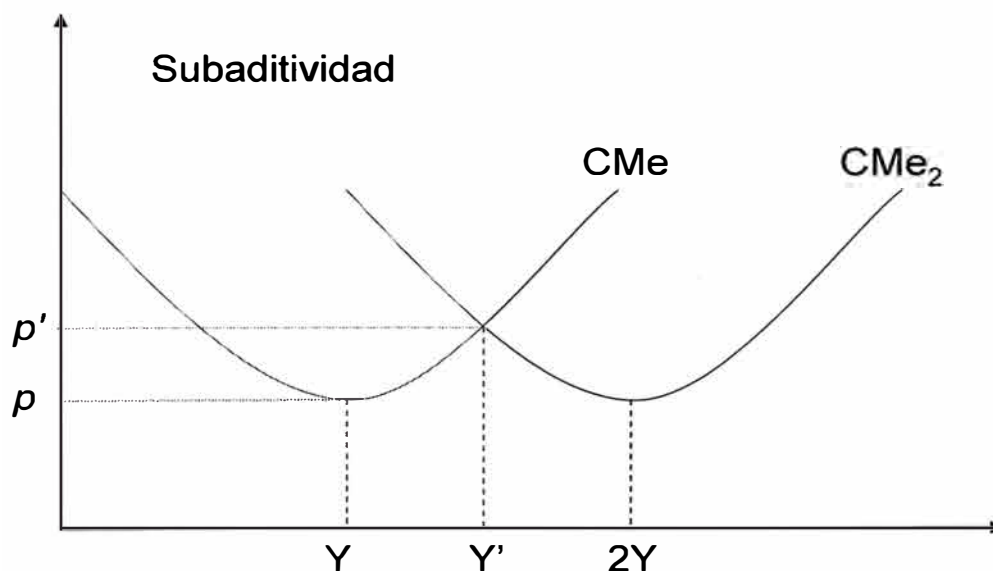


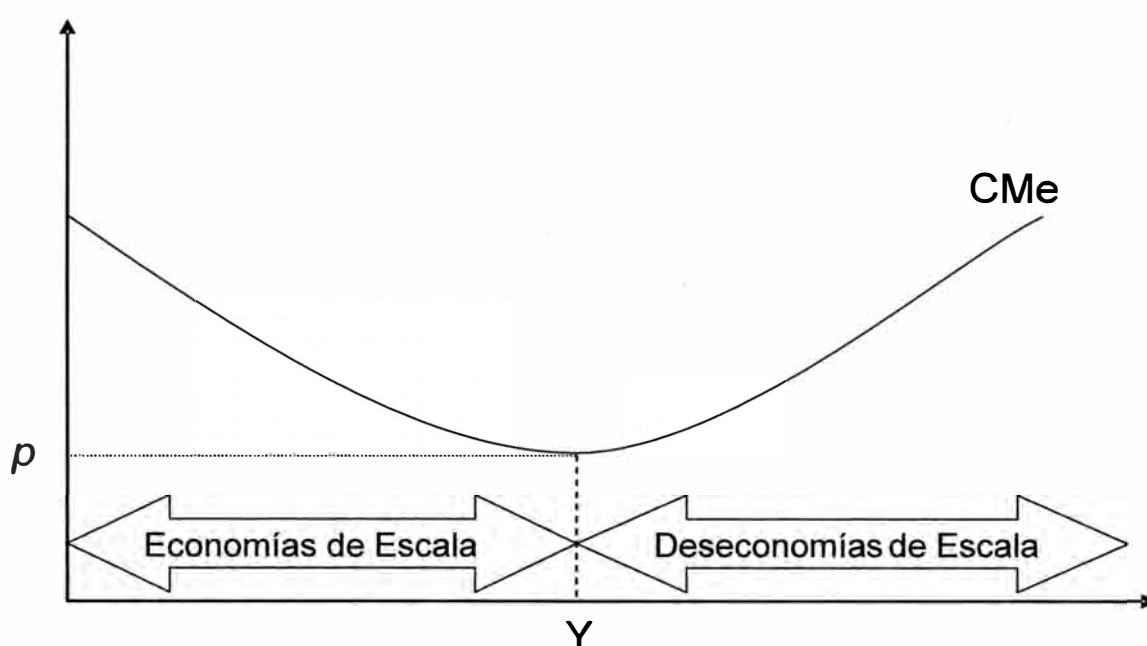
Fig. 3.2 Subaditividad de Costos

### 3.3.3 Economías de escala

La función de costos  $C(Y)$  presenta economías de escala en un conjunto  $Y \subset \mathbb{R}$  si y sólo si, el costo medio es decreciente en todo punto de  $Y$ , es decir si para todo  $Y_1, Y_2 \in Y$ , tal que  $Y_2 > Y_1$ , entonces se cumple que:

$$C(Y_1)/Y_1 > C(Y_2)/Y_2 \quad (3.3)$$

Las economías de escala existen cuando los costos medios de producción decrecen a medida que el producto aumenta. Una función de costos puede (suele) tener tramos en donde existen economías de escala y tramos donde existen deseconomías de escala.



**Fig. 3.3 Economías y Deseconomías de Escala**

La fuente principal de economías de escala son los costos fijos, esto es, los costos en que debe incurrirse, no importa la cantidad de producto producida. Ejemplo típico son las plantas de generación eléctrica. A medida que aumenta la producción, los costos fijos por unidad de producto decrecen y los costos medios totales pueden decrecer.

Las economías de escala pueden existir para niveles bajos de producto y no existir a niveles mayores de producción. Esto da como resultado la forma de U de la curva de costos medios que se muestra en el gráfico anterior.

### **3.3.4 La disyuntiva del monopolio natural**

Cuando los costos en una industria satisfacen la propiedad de subaditividad es conveniente que una sola firma opere en el mercado; dos o más firmas determinarían que el costo medio de la industria sea mayor que el costo medio de producir la misma cantidad con una única firma, lo que determinaría la existencia de ineficiencias productivas. Este es el argumento para la existencia de regulación a la entrada, el cual es particularmente importante cuando la tecnología de las firmas que operan en la industria tiene significativos costos fijos como en los casos de la provisión de electricidad, agua o servicios de telefonía. En este contexto, la regulación a la entrada permitiría un proceso de inversión ordenado que evite un ciclo de excesiva inversión (duplicación de costos fijos) y competencia destructiva.

Naturalmente la regulación a la entrada determina que una única firma opere en la industria por lo que el surgimiento de ineficiencias en la asignación derivadas del poder de mercado de la firma es bastante probable. La solución al problema de la ineficiencia productiva crea el problema de la ineficiencia en la asignación. Por lo tanto, se plantea una disyuntiva básica en el caso del monopolio natural en torno a la regulación a la entrada en la industria, esta regulación minimizaría las ineficiencias productivas generadas por la duplicación de equipo y el desaprovechamiento de las economías de escala o diversificación (entre otros), pero aumentaría la verosimilitud de ineficiencias en la asignación.

Las respuestas propuestas para solucionar la disyuntiva son diversas. Entre ellas existen varios casos “puros” que podríamos mencionar como ejes de diferentes combinaciones. Una primera manera de organizar la actividad económica ha consistido en crear una empresa pública que siendo monopólica no tiene los incentivos para utilizar su poder de mercado (caso peruano en el período pre-reformas estructurales del mercado eléctrico).

Una segunda manera de organizar la actividad económica es a través de la concesión de la industria a una firma privada cuyas actividades sean controladas por un ente regulador (por ejemplo, el caso del servicio de telefonía local en el Perú a partir de 1,993). En este caso la implementación de un esquema regulatorio usualmente combina la regulación a la entrada para resolver el problema de la ineficiencia productiva con la regulación de precios para resolver las ineficiencias en la asignación.

Una tercera manera de organización consiste en la generación de competencia ex-ante a través de subastas en precios por la concesión. En la medida que el ganador de la

concesión es la firma que ofrezca el menor precio, el problema de las pérdidas en la asignación es minimizado, mientras que la propia concesión en monopolio garantiza la eliminación de ineficiencias productivas originadas por la duplicación de equipos y desaprovechamiento de las economías de escala.

Una cuarta alternativa consiste en la liberalización de la industria. Bajo ciertas condiciones, como la sostenibilidad de los precios, la liberalización de la industria puede reducir el grado de ineficiencia en la industria. De un lado, la competencia potencial disciplinaría a la firma concesionaria haciendo que sus precios reflejen los costos (los beneficios extraordinarios atraerían a potenciales firmas competidoras) con lo que el problema de la ineficiencia en la asignación sería básicamente resuelto. Esta competencia potencial, además, eliminaría problemas como la existencia de subsidios cruzados debido a que los precios deben ser sostenibles. De otro lado, el comportamiento de la firma determinaría, que en equilibrio, no se produzca entrada de otras firmas por lo que las ineficiencias productivas también serían minimizadas.

Cada una de las alternativas señaladas tiene, sin embargo, desventajas. Sin la intención de ser exhaustivos, brevemente podemos señalar algunas de ellas. Las empresas públicas son inadecuadas en la provisión de incentivos o pueden ser particularmente débiles en lo referente al manejo político de las tarifas (usualmente bajas) e inversión (descapitalización de estas empresas). La existencia de un regulador puede generar efectos no deseados al implementar algún concepto de optimalidad, o puede servir de instrumento de protección de la firma concesionaria generándose ineficiencias en la asignación y problemas distributivos (captura), o puede ser utilizada con fines políticos por el propio gobierno, lo cual afectaría a la inversión (expropiación en un sentido amplio).

La implementación de subastas puede enfrentar problemas contractuales significativos para la corrección de ineficiencias ex-post en la asignación, originadas por cambios no anticipados, por lo que la optimalidad deseada no es necesariamente obtenida.

Finalmente, la liberalización de la industria puede generar entrada no deseada si los precios son no sostenibles o pueden permitirle a la firma actuar estratégicamente y obtener beneficios extraordinarios en presencia de costos hundidos o información asimétrica. Además, este enfoque descansa fuertemente en el supuesto de que las firmas puedan entrar y salir rápidamente, lo que no es razonable esperar en un monopolio natural en el que los costos son en gran medida irrecuperables.

El gobierno debe elegir, cómo se organiza la actividad económica en estas industrias considerando las fortalezas y debilidades de cada alternativa o de posibles combinaciones de ellas.

### 3.4 Regulación de precios

El análisis de equilibrio parcial anterior nos indica que la maximización de la suma de excedentes de los consumidores y del monopolista se logra si se fija administrativamente el precio igual al costo marginal.

Recordemos que si el monopolista fija su producción de modo que  $p = CMg$ , está reproduciendo el comportamiento de firma tomadora de precios que conducía a un óptimo de Pareto en el equilibrio competitivo.

Sea  $Y^*$  tal que  $CMg(Y^*) = P(Y^*) = Y^*$ , es decir la cantidad a vender según la regla marginalista.

El problema que se presenta inmediatamente es el del equilibrio financiero del monopolista sujeto a la regla marginalista, con lo que naturalmente surgen tres casos:

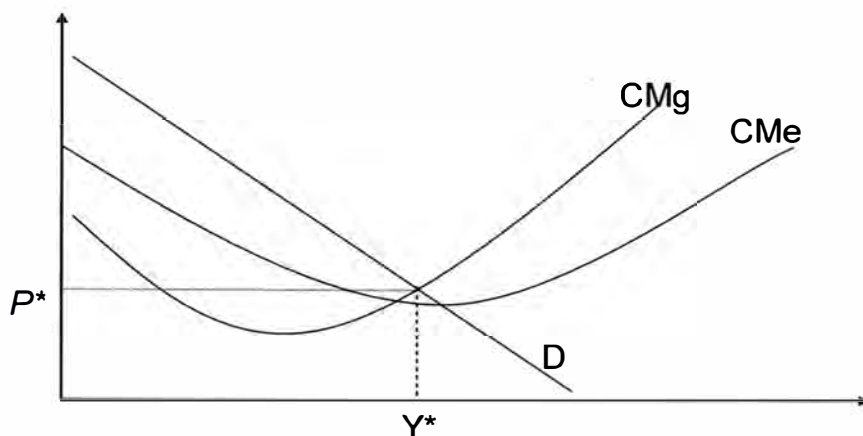
- $p^* = CMg(Y^*) > CMe(Y^*)$ , es decir el monopolista tiene un beneficio positivo con la regla marginalista. A esta situación se la denomina monopolio natural débil.
- $p^* = CMg(Y^*) < CMe(Y^*)$ , es decir el monopolista tiene un beneficio negativo con la regla marginalista. A esta situación se la denomina monopolio natural fuerte.
- $p^* = CMe(Y^*)$ , esta situación es un evento que si bien no es imposible tiene probabilidad nula, de modo que basta considerar las dos anteriores.

Supongamos que la curva de costos medios tiene a lo sumo un mínimo relativo y tiene un tramo inicial decreciente. Es decir, para simplificar nuestro análisis restringimos la forma de la curva de costos medios.

Consideremos primero el caso en que la curva de costos medios tiene un mínimo local, lo que ocurre en el punto en que se cortan las curvas de costos medios y marginales.

#### a) Monopolio Natural Débil

En este caso el costo medio es creciente en el rango de producción relevante en las proximidades de  $Y^*$ . Es decir, que la curva  $CMg$  corta a  $CMe$  antes de  $Y^*$ . En esta situación el monopolista regulado con la regla marginalista obtiene beneficios extraordinarios.



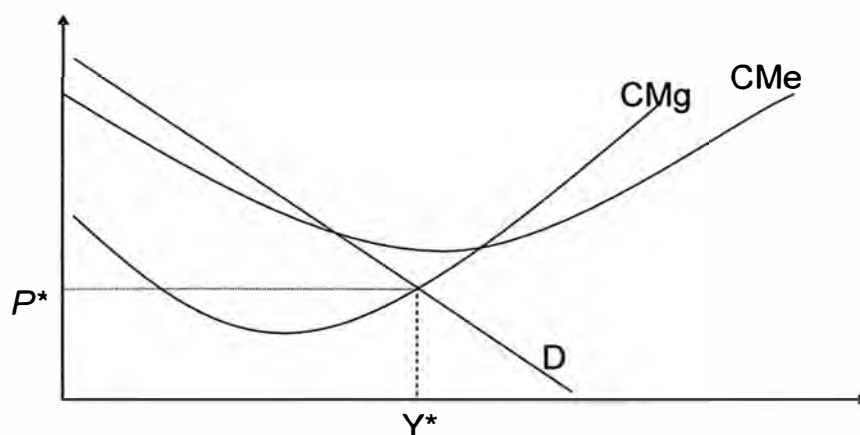
**Fig. 3.4 Monopolio Natural Débil**

b) Monopolio Natural Fuerte

En este caso el costo medio es decreciente en el tramo de producción relevante en las proximidades de  $Y^*$ . La curva  $CMg$  corta a  $CMe$  después de  $Y^*$ .

El monopolista sujeto a la regla marginalista incurre en pérdidas.

Si la curva de costos medios no tiene ningún mínimo local, como inicialmente es decreciente, lo será en todo punto y tenemos otro caso de monopolio natural fuerte



**Fig. 3.5 Monopolio Natural fuerte**

### 3.4.1 Precios óptimos

Un resultado económico deseable consiste en tener precios que reflejen los costos marginales de producción (la llamada solución de primer mejor). Cuando existen industrias con un alto componente fijo en los costos generados, por ejemplo, en las redes del tendido eléctrico o las redes de distribución de agua potable, las firmas enfrentan un



problema en relación al criterio de eficiencia económica señalado. En estos casos, fijar precios a partir del criterio de primer mejor generará pérdidas económicas a la firma, ya que, ésta no podrá cubrir sus costos de producción debido a los altos costos fijos que enfrenta (en el tramo de producción relevante los altos costos fijos determinarán que el costo medio sea mayor al costo marginal y por ende al precio de primer mejor).

Existen varias posibilidades de resolver el problema. Una primera solución consiste en fijar la tarifa de acuerdo al costo marginal y otorgar una transferencia desde el gobierno a la firma de tal modo que se cubran los costos fijos. Esta es la solución de Hotelling en la que se logra el primer mejor. Una segunda solución es considerar un esquema de precios no lineales del tipo tarifa y pago fijo mensual. En esta perspectiva la tarifa sería fijada en el nivel del costo marginal y el cargo fijo cubriría los costos fijos. Esta es la solución de Coase en la que también se logra la solución de primer mejor. Una tercera solución consiste en fijar la tarifa al nivel del costo medio cubriendo, de ésta manera, todos los costos. Esta es la solución de Boiteaux en la que se logra una solución de segundo mejor (la maximización del bienestar con la restricción que la firma cubra sus costos).

Si nos encontramos frente a una situación de monopolio natural fuerte, la aplicación de la regla de primer mejor, es decir fijar un precio  $p^*$ , que conduce a una demanda  $Y^*=D(p)$ , tales que  $p^* = CMg(Y^*)$ , conduciría a un beneficio negativo para el monopolista, ya que  $p^* = CMg(Y^*) < CMe(Y^*)$ .

Si el monopolista no puede recurrir a subsidios para permitir la sostenibilidad del primer mejor ( $p^*, q^*$ ), su problema es encontrar un precio  $p$ , o una cantidad  $q$ , que maximice la suma de sus excedentes  $US$ , sujeto a que el beneficio del monopolista sea no negativo.

$$US(Y) = \int_0^Y P(x).dx - C(Y) \quad (3.4)$$

$$dUS/dY = P(Y) - C'(Y) = P(Y) - CMg(Y) \quad (3.5)$$

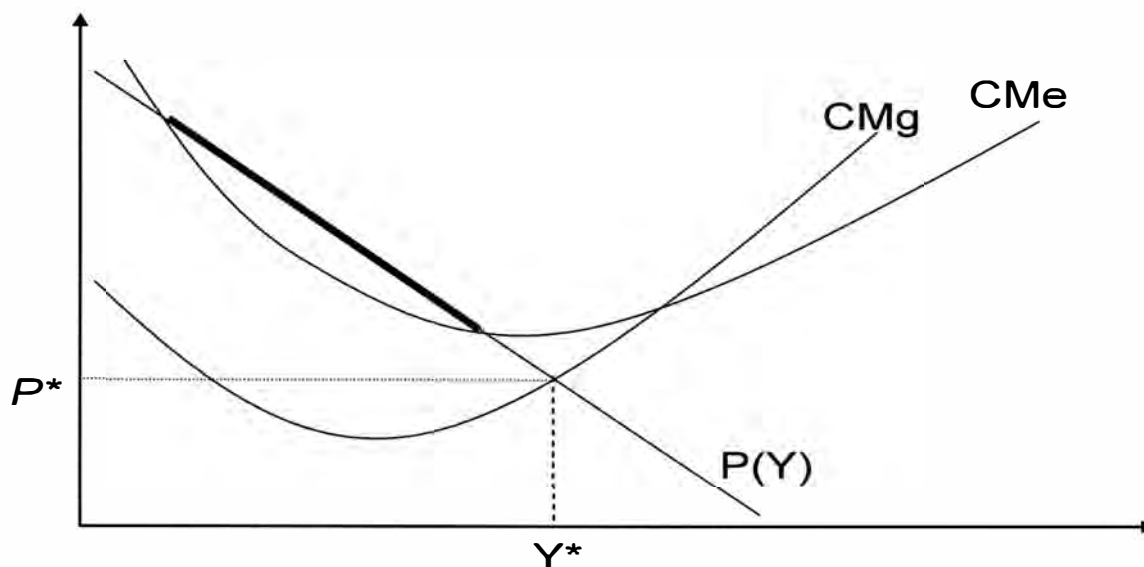
Supongamos que para  $Y < Y^*$   $P(Y) > CMg(Y)$ .

Entonces  $dUS/dY = P(Y) - CMg(Y) > 0$  para  $Y < Y^*$ .

El problema de maximizar el excedente sujeto a la restricción presupuestal es entonces:

$$\text{Máx } Y \quad (3.6)$$

*s.a:*  $P(Y).Y \geq C(Y)$  o lo que es equivalente  $P(Y) \geq CMe(Y)$



**Fig. 3.6 Análisis de Precios Óptimos**

El problema será semejante al planteado en el gráfico, donde los puntos de la curva de demanda en los que el monopolista tiene beneficios no negativos son los indicados con el trazo grueso.

La solución será un punto en el que la restricción está operativa, es decir en donde  $P(q) = CMe(Y)$  y dentro del conjunto de puntos de la demanda que cumplen esta propiedad, el que tenga una cantidad máxima entre ellos.

Existen tres aspectos a considerar por un regulador al analizar la regulación a aplicar en un monopolio monoproducto:

- a) La magnitud de la ineficiencia asignativa creada por el monopolio. Podría ocurrir que el peso muerto del monopolio fuese muy reducido y no justificase la intervención regulatoria.  
Esta es una consideración más bien teórica, ya que probablemente, incida sobre la decisión de regular la magnitud del beneficio del monopolista y las quejas de los consumidores respecto al precio.
- b) La situación financiera que crea la regla tarifaria del costo marginal, que conduce al óptimo primero. Como vimos, la aplicación de esa regla puede dar lugar a pérdidas para el monopolista, si se trata de un monopolio natural fuerte.
- c) La existencia o no de barreras a la entrada. La necesidad de regular dependerá de la amenaza de entrada de competidores. Si existen barreras a la entrada, y la entrada está bloqueada, al no existir amenaza de entrada potencial la única

restricción a la conducta monopólica en la fijación de precios, procederá de la regulación. Si por el contrario, y situándonos en el caso totalmente opuesto, existiese la posibilidad de entrada y salida sin costos hundidos, entonces la competencia potencial podría tal vez contribuir a disciplinar al monopolista.

## **CAPÍTULO IV**

### **MODELOS REGULATORIOS**

#### **4.1 Introducción**

El origen del problema regulatorio en una economía de mercado, ampliamente discutido en la literatura económica, es la existencia de economías de escala en algunas industrias, lo que se traduce en una disminución de los costos medios cuando aumenta el nivel de producción. Ante esta condición, la máxima eficiencia se alcanza cuando la demanda es satisfecha por una única empresa, lo que genera ausencia de competencia, pilar fundamental de la economía de libre mercado.

Antes de las políticas de libertad de precios, la mayoría de las empresas que participaban en industrias con características de monopolio natural, por lo general, eran de propiedad del Estado. Por esta razón, para el Estado no era prioritario fijar sus tarifas, el problema de precios monopólicos, descrito en el párrafo anterior, es menor si se supone que el Estado como administrador tiene por finalidad la maximización del bienestar social y no la utilidad de las empresas que administra. En efecto, se puede demostrar que si la administración de un monopolio tiene por objetivo maximizar el bienestar social, el precio que cobrará por el servicio corresponderá al de eficiencia económica.

En la práctica, en ausencia de regulación, las administraciones fiscales carecen de incentivos a operar eficientemente. La característica de monopolio les otorga un margen para operar distendidamente, sin tener que preocuparse por la utilización óptima de los recursos. Los precios se fijan de manera de cubrir los costos y obtener una utilidad razonable, mientras que las economías de escala propias de las industrias monopólicas evitaban el ingreso de competencia. Como no existe ninguna institución que fiscaliza la operación, y las administraciones de las empresas son quienes mejor conocen los costos de las industrias, en la práctica resulta imposible detectar si la operación se realiza de manera eficiente.

En ese entorno es necesario generar un sistema de fijación de precios basado en criterios de eficiencia y haciendo abstracción de la situación real, difundiendo que la regulación no es

un medio para obstaculizar el desarrollo de los mercados, por el contrario son políticas que buscan incentivar a los agentes del mercado para desarrollar la competencia, elevando con ello el bienestar a la sociedad.

En ese sentido, podemos afirmar que cuando no es posible alcanzar condiciones de competencia entonces se hace necesario aplicar la regulación, para evitar el deterioro del bienestar social que las decisiones de las empresas, sobre todo las monopólicas.

Por ello, de acuerdo con José Ayala, “El monopolio es una forma de organización que ilustra muy bien la razón por la cual la información es un bien crucial para el desempeño económico. Pero también, y al mismo tiempo ilustra porque la información es incompleta y se distribuye desigualmente, es decir, el monopolio conservará para sí la información relevante tanto tiempo como sea necesario o pueda hacerlo. Los monopolios incluso buscarán evadir las regulaciones económicas que los obligan a proporcionar la información”.<sup>1</sup>

La implementación de la regulación enfrenta una situación en que la información es incompleta o asimétrica, debido a que existe una desigual distribución de la información entre los agentes económicos, es decir que el regulador y el regulado tienen distinta información sobre los bienes y servicios existente en el mercado, limitando las decisiones racionales del regulador.

#### **4.2 Modelos regulatorios de monopolios con asimetría de información**

La teoría reciente de la regulación se inicia con el supuesto de que el regulador tiene menos información que la empresa y así no puede regular todas las decisiones de la industria monopólica, y que la empresa de servicios está más interesada en su beneficio y no en el bienestar social.

La existencia de información asimétrica, se debe al hecho de que las empresas tienen información más real y completa sobre sí mismas en relación a los organismos reguladores. “El problema de información de mayor importancia en la economía moderna de la regulación, se refiere a la información asimétrica entre el regulador y la empresa. Una empresa está generalmente mejor informada que el regulador sobre (1) las condiciones de

---

<sup>1</sup> Ayala, José, Instituciones y economía. Una introducción al neoinstitucionalismo económico, FCE, México, 1999, p. 143

costos y demanda de la industria y (2) sobre sus acciones, por ejemplo, su nivel de esfuerzo por reducir los costos.”<sup>2</sup>

La información asimétrica, es el principal problema enfrentado por la regulación. La información proporcionada por el mercado es generalmente incompleta. En algunas ocasiones, la información puede ser completa, el problema se presenta en su distribución. Armstrong, Cowan y Vickers señalan que los problemas de información están ubicados en el corazón de las teorías modernas de la regulación.

“Convendrá observar el problema como un juego entre el gobierno (o su dependencia) y la empresa. Con esa perspectiva es necesario especificar las posibles estrategias de los jugadores, sus objetivos, el orden de sus movidas, y las condiciones de información del juego. La empresa debe tomar decisiones acerca del nivel de precios, los niveles de producción, la inversión de capital, la calidad del producto, la inversión en reducción de costos, la innovación de productos, etc. El gobierno podría tratar de regular algunas de estas variables (por ejemplo, los precios, la calidad del producto o los beneficios), pero a menos que estuviese extraordinariamente bien informado acerca de las condiciones y el comportamiento de la industria, es improbable que pueda regular otros aspectos de las actividades de la empresa (no sólo influir en ellos). Este problema de información es crucial porque el gobierno puede condicionar su política sólo a lo que sepa. En efecto, la asimetría de la información entre el gobierno y la empresa es un tema central de la teoría de la regulación. Un regulador perfectamente informado, equipado con sanciones adecuadas, podría sin más complicaciones ordenar a los tomadores de decisiones de la empresa que se comporten de acuerdo al resultado óptimo. Pero en realidad hay numerosas limitaciones prácticas a lo que el regulador puede saber y por ende, a los resultados que puede producir.”<sup>3</sup>

La existencia de información asimétrica resulta en varios problemas, situación que representa un obstáculo de grandes dimensiones para los organismos reguladores encargadas de diseñar los esquemas regulatorios. La naturaleza de cualquier empresa es obtener beneficios, por lo tanto, si dar información completa al regulador significa obtener

---

<sup>2</sup> Armstrong, Cowan y Vickers, *Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience*, MIT Press, Cambridge, Mass., 1994, p. 27.

<sup>3</sup> Vickers y Yarrow, *Un análisis económico de la privatización*, FCE, México, 1994.

menores ingresos, no tendrá incentivos para hacerlo o bien tendrá incentivos sólo para proporcionar la información que crea conveniente.<sup>4</sup>

En las siguientes líneas se explican las principales características de los modelos de regulación más difundidos en el contexto mundial, también conocidos como modelos de regulación por incentivos.

#### 4.2.1 Regulación por tasa de retorno

El modelo de regulación por tasa de retorno, es un modelo ampliamente utilizado en las industrias monopólicas a nivel mundial.

“La idea de este esquema es que los ingresos de la firma deben ser iguales a sus gastos más un retorno razonable por las inversiones (I) realizadas. Es decir se debe satisfacer:

$$\sum_{i=1}^N p_i y_i = C(Y) + gI \quad (4.1)$$

donde  $g$  es el retorno en la inversión y  $Y$  es el vector de cantidades ( $y_1, \dots, y_N$ ). Este esquema permite un resultado cercano al segundo mejor; el regulador le permite sólo un retorno favorable a la firma impidiendo beneficios extraordinarios, a la vez el regulador protege la inversión de la firma (no proporcionar un retorno adecuado es una forma de expropiación). El esquema es débil en la provisión de incentivos porque son los consumidores los que se benefician de las disminuciones en los costos (las firmas obtienen los beneficios de la disminución de costos solo en el período corriente, es decir, antes del reajuste de tarifas). El esquema, en cambio, es fuerte en la provisión de un seguro contra eventos no anticipados negativos porque los ingresos de las firmas cubre, por definición, los costos de la firma.”<sup>5</sup>

En el informe de OSIPTEL – “DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE PRODUCTIVIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO TELEFÓNICO BASICO COMO PARTE DEL MODELO DE REGULACIÓN TARIFARIA EN EL SECTOR TELECOMUNICACIONES”, del 20 de julio de 2001, se detallan aspectos importantes sobre este método de regulación, que transcribimos a continuación.

“El esquema de regulación por tasa de retorno establece tarifas que permiten a la empresa regulada cubrir sus costos y obtener un retorno regulado, establecido, por sus inversiones.

<sup>4</sup> Fernando Ramírez Hernández, La política de competencia y el proceso de regulación en México, 1993 – 1999, México D.F., 2001.

<sup>5</sup> José Gallardo, Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación: El caso de los monopolios naturales, Lima – Perú, Marzo 1999.

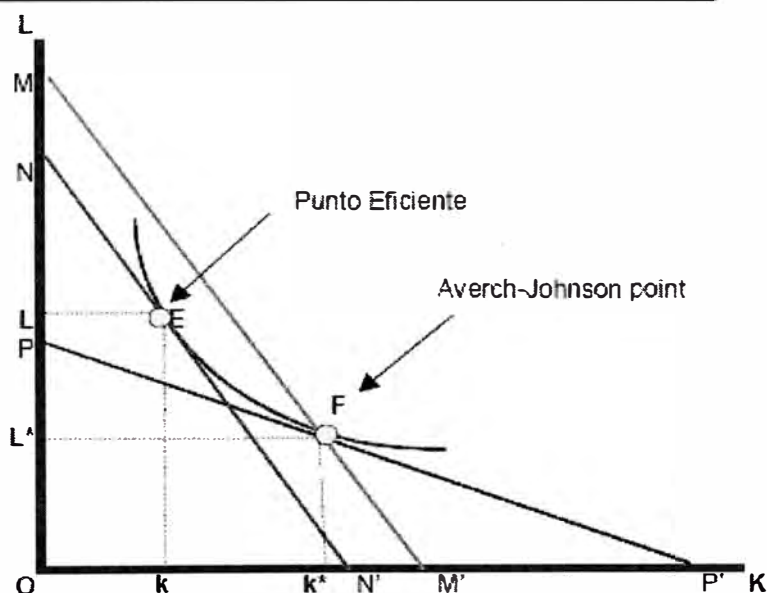
En este esquema, existe un determinado rango dentro del cual debe fluctuar la tasa de retorno, las tarifas se ajustan cada vez que la empresa operadora genera ganancias que exceden la tasa máxima o bajos niveles de ganancia que implican un retorno menor a la tasa mínima. En general, se puede asumir que las tasas máxima y mínima coinciden.

Al relacionar directamente los ingresos de la empresa regulada con sus costos, este esquema busca obtener un resultado parecido a la solución de segundo mejor, al cual converge rápidamente (eficiencia en la asignación). El esquema es, sin embargo, frágil en lo referente a la generación de eficiencia productiva.

De un lado, al relacionar en un horizonte de tiempo relativamente corto los ingresos con los costos de la empresa regulada, el esquema no provee incentivos para la reducción de costos y para la reducción de tarifas. Este esquema regulatorio limita la eficiencia dinámica de la industria.

De otro lado, el esquema, al asegurar un retorno en las inversiones que usualmente es menor que el costo del capital de mercado, induce a la sobrecapitalización de la empresa regulada, por lo que el ratio capital-trabajo de la empresa se encontrará siempre en niveles superiores al ratio que minimiza los costos de la empresa. Este efecto, denominado "Averch-Johnson", es por tanto una segunda fuente de ineficiencia productiva.

#### La regulación de Tasas de Retorno en el Modelo Averch-Johnson



**Fig. 4.1 Tasa de Retorno**



La Fig. 4.1, muestra el efecto. La combinación capital-trabajo utilizada por la empresa para producir la cantidad  $Q^*$  en el punto F es mayor que la combinación eficiente representada por el punto E. Debe recordarse que la condición de eficiencia productiva se obtiene cuando el ratio de productividades marginales de dos factores es igual al ratio de precios de los respectivos factores de producción. Aquí, esta condición es alterada porque usualmente el retorno otorgado por la regulación por tasa de retorno es menor que el costo del capital.

Una característica adicional, no menos importante, es que la regulación sobre la tasa de retorno implica una utilización muy intensa de información detallada de la empresa sobre sus costos y eficiencia, a efectos de determinar adecuadamente la tasa de retorno efectiva y contrastarla con la tasa de retorno regulada.”<sup>6</sup>

Según Donoso, “Esta estrategia de regulación tiene una gran desventaja, no incentiva a mejoras tecnológicas ni de eficiencia productiva, pues la rentabilidad de la firma está asegurada cualesquiera sean sus costos. Además, esta metodología puede llevar a subsidios cruzados con mercados competitivos.

Un esquema de regulación por tasa de retorno, produce un efecto de sobre inversión denominado efecto Averch – Johnson. La firma, en su intención de maximizar utilidad, invierte una cantidad superior de capital a la inversión óptima, lo que resulta en que la firma regulada posea una razón  $K/L$  (capital – trabajo) excesiva para su nivel de producción.”<sup>7</sup>

“La opción para evitar este efecto es contar en cada sector con un departamento de planificación central. La labor de estos departamentos es autorizar o rechazar los proyectos de inversión presentados por cada empresa, los que deben presentarse con un análisis de costo-beneficio. El problema es que para que este mecanismo opere correctamente, el regulador debe contar con información completa respecto de las características de cada proyecto de inversión presentándose nuevamente el problema de asimetría de información.”<sup>8</sup>

#### **4.2.2 Regulación por price cap**

Este modelo regulatorio conocido también como regulación por precios máximos o precios topes, fue desarrollado en Gran Bretaña, siguiendo la corriente privatizadora de los

---

<sup>6</sup> OSIPTEL

<sup>7</sup> DONOSO

<sup>8</sup> Butelman y Drexler, La regulación de monopolios naturales en Chile, Chile, Setiembre 2003

servicios públicos. Posteriormente, esta metodología fue adoptada en diferentes países durante sus procesos de reformas regulatorias, para diferentes servicios públicos, por la simplicidad de su aplicación.

Su origen se remonta a problemas asociados con el desempeño de los esquemas de regulación por “tasa de retorno”, especialmente aquellos que, relativos a distorsiones en la elección óptima de insumos; fueron analizados por Averch and Johnson (1962), pero también a la búsqueda de sistemas que trasladasen los beneficios de una creciente exposición a la competencia a los consumidores.<sup>9</sup>

El modelo de regulación por precios tope, en inglés “price caps”, fue diseñado por Stephen Littlechild en 1983, para regular a las empresas de servicios públicos en el Reino Unido, las cuales serían privatizadas en el marco de las reformas implementadas por el gobierno británico. En su formulación original, Littlechild<sup>10</sup> propuso que las tarifas de los servicios públicos debían ajustarse por una fórmula que considere los cambios en los precios de la economía (tasa de inflación) menos un factor de descuento denominado “X”. La fórmula para el control de los precios regulados, tomando en cuenta la inflación de precios minoristas del Reino Unido, fue:  $RPI - X$ , donde RPI (Retail Price Index) corresponde en el caso peruano al Índice de Precios al Consumidor (IPC).<sup>11</sup>

Lo indicado se puede expresar como la siguiente fórmula:

$$PT_i = PT_{i-1} \times (1 + \Delta IPC_i - X) \quad (4.2)$$

donde:

$PT_i$	Precio Tope para el año $i$
$\Delta IPC_i$	Índice de Precios al Consumidor al año $i$ (inflación)
$X$	Factor de productividad de la empresa

En concordancia con la filosofía de la regulación por incentivos, la regulación por price cap proporciona una serie de incentivos para que las empresas desarrollen un comportamiento eficiente en la producción, al tiempo que estimula la innovación tecnológica, ya que permite a la empresa mantener cualquier reducción de costos que

<sup>9</sup> CREG, Asesoría para la estimación del factor de productividad (X) de las actividades de distribución y comercialización a usuarios regulados de los servicios públicos domiciliarios de gas combustible, por red, Medellín – Colombia, Septiembre 2002.

<sup>10</sup> Littlechild, Regulation of British Telecommunications Profitability. London. Department of Industry. 1983

<sup>11</sup> OSIPTEL, Revisión del Factor de Productividad correspondiente al régimen de Fórmula de Tarifas Tope para Telefónica del Perú S.A.A.: Segunda Aplicación, 2004-2007, Lima-Perú, Mayo 2004.

alcance.<sup>12</sup> Cabe indicar que los incentivos operan a través del denominado rezago regulatorio o período contractual, por el cual el regulador se compromete a mantener fijo el valor del factor  $X$  por un período determinado, por lo general entre 3 y 5 años.

De esta forma la empresa regulada se enfrenta a reducciones obligatorias de precios por el efecto del factor  $X$ , el mismo que es pre-establecido para un período de tiempo, el cual también es previamente acordado, por lo que cualquier reducción de costos (que incluyen el repago al costo de oportunidad del inversionista) por debajo de los precios tope generarán beneficios económicos que la empresa podrá acumular. En consecuencia, la existencia de beneficios potenciales generados por el esfuerzo de la empresa le darán a esta los incentivos necesarios para que reduzca sus costos de producción y alcance niveles de eficiencia cada vez más cercanos al óptimo. Por lo indicado, este modelo se considera por lo general, superior en términos de los incentivos que genera, frente a otro tipo de enfoques regulatorios, como el tradicional enfoque de regulación por costos o tasa de retorno.<sup>13</sup>

Buena parte de la atracción del modelo de regulación por precios tope radica en su simpleza, y su aplicación se da cuando la industria es uniproducto o multiproducto, aunque por lo general su aplicación se da en el segundo caso (canasta de productos o canasta de servicios), de modo tal que la empresa regulada tiene la libertad para ajustar los precios individuales de cada uno de los servicios de la canasta, con la condición de que el promedio ponderado de los precios fijados por la empresa cumpla con lo establecido como precio tope. De esta manera, el hecho de fijar un tope a un promedio de un conjunto de tarifas, permite la suficiente flexibilidad para que la empresa desarrolle su negocio, y al mismo tiempo satisfaga el objetivo principal de la regulación que es proteger el bienestar de los consumidores e incentivar la utilización eficiente de los recursos.

Su aplicación requiere partir de un año base, pues se trata de variar los ingresos cada año de acuerdo con la fórmula, definiendo el factor “ $X$ ”, conocido también como el factor de productividad, que resulta apropiado para que efectivamente de cuenta de los cambios en la productividad que se intenta transferir a los usuarios del servicio.

---

<sup>12</sup> Arocena y Rodríguez, La regulación por precios máximos y el crecimiento productivo en la generación termoeléctrica en España, España, 1998

<sup>13</sup> OSIPTEL, Revisión del Factor de Productividad correspondiente al régimen de Fórmula de Tarifas Tope para Telefónica del Perú S.A.A.: Segunda Aplicación, 2004-2007, Lima-Perú, Mayo 2004.

### 4.2.3 Regulación por empresa eficiente

Este modelo de regulación fue desarrollado en Chile a principios de la década de los años ochenta, sirviendo de sustento para la implementación de las reformas del sector eléctrico y del sector de telecomunicaciones, que en ese entonces eran reguladas por el modelo de regulación por tasa de retorno y el agravante que eran empresas estatales, sin el incentivo necesario para ser eficientes.

En el Artículo 30° A de la Ley General de Telecomunicaciones de Chile, octubre 1982, se define el concepto de empresa eficiente, que a la letra dice: “Para efectos de las determinaciones de costos indicados en este Título, se considerará en cada caso una empresa eficiente que ofrezca sólo los servicios sujetos a fijación tarifaria, y se determinarán los costos de inversión y explotación incluyendo los de capital, de cada servicio en dicha empresa eficiente. ***Los costos a considerar se limitarán a aquellos indispensables para que la correspondiente empresa eficiente pueda proveer los servicios de telecomunicaciones sujetos a regulación tarifaria, de acuerdo a la tecnología disponible y manteniendo la calidad establecida para dichos servicios.***”<sup>14</sup>

El esquema de empresa modelo fija las tarifas de acuerdo a los costos que tendría una empresa desarrollada con las tecnologías más eficientes disponibles en el mercado al momento de tarifificar y que organiza de manera óptima su operación. Este modelo supone una total desvinculación con la situación real de las empresas reguladas. Sin embargo, la construcción teórica de una empresa modelo resulta tan compleja que en la práctica se resuelve tomando como base la operación de las empresas reales. Los problemas anteriores suponen una gran asimetría de información. En primer lugar, las empresas reguladas operan también en mercados competitivos, por lo que, aunque los costos totales fuesen auditables no es clara la asignación de costos entre operaciones libres y reguladas. En segundo lugar, la empresa tiene un capital humano altamente especializado y con conocimiento operacional práctico, cosa de que carece el regulador, esto se traduce en que la empresa es la más capacitada para determinar el diseño de la empresa eficiente, mientras que el regulador sólo tiene la capacidad de aproximarse a él en base a la información que puede obtener de la empresa.<sup>15</sup>

---

<sup>14</sup> Ley General de Telecomunicaciones de Chile, 2 de Octubre de 1982

<sup>15</sup> Butelman y Drexler, La regulación de monopolios naturales en Chile, Chile, Setiembre 2003

### **4.3 Otros modelos regulatorios**

La regulación de precios ha generado que muchos teóricos propongan diversos métodos o esquemas regulatorios, con el objetivo de lograr la competitividad de los agentes del mercado, por ello mostramos algunos modelos que no necesariamente son de aplicación a industrias monopólicas.

#### **4.3.1 Regulación por benchmarking**

La regulación por benchmarking consiste en fijar las tarifas de cada empresa de acuerdo a los costos observados en las empresas del mismo sector. Las principales variantes de este modelo son: fijar los precios de acuerdo a los costos promedios de la industria y fijar las tarifas respecto de un subconjunto de las empresas que operan con los menores costos. Este modelo también genera incentivos a operar de manera eficiente, ya que las empresas aumentan su utilidad en la medida que mejoren sus niveles de eficiencia respecto del conjunto de empresas seleccionadas. El limitante principal de este modelo es la dificultad de implementar cuando las condiciones geográficas y/o demográficas son heterogéneas. El problema anterior se puede corregir incorporando variables exógenas. Sin embargo, cuando las diferencias son mayores el modelo pierde validez estadística. En general, este modelo es practicable sólo en algunos países europeos, donde las características geográficas y demográficas son similares.<sup>16</sup>

#### **4.3.2 Modelo Baron y Myerson**

En la búsqueda de mejores mecanismos de regulación, se han planteado diversos modelos a fin de lograr una adecuada regulación en un contexto de asimetría de información, Baron y Myerson (1982) desarrollaron un modelo, en que se considera la existencia de información oculta sobre los costos. En este caso, el regulador tiene la disyuntiva de lograr mayor eficiencia en la asignación o de lograr resultados en términos de la distribución del excedente generado. Por ejemplo, si el regulador tiene como objetivo lograr una mayor eficiencia (precio igual al costo marginal) puede otorgar una transferencia a la firma equivalente a la magnitud del excedente del consumidor que genere (este es el mecanismo de Loeb-Magat (1979)). En términos de eficiencia el resultado de este escenario es el

---

<sup>16</sup> Butelman y Drexler, La regulación de monopolios naturales en Chile, Chile, Setiembre 2003

primer mejor, pero en términos de distribución la firma tendría beneficios demasiados altos mientras que los consumidores pagarían por casi todo el excedente que obtienen.

En el modelo de Baron y Myerson se busca obtener mejores resultados en términos de una mejor distribución del excedente sacrificando en cierto grado los resultados en términos de eficiencia. El regulador buscará un óptimo que le garantice logros en ambos aspectos por lo que otorgará una renta informativa para que la firma revele sus costos, pero esta renta será usualmente menor al excedente que genere la firma con lo que se obtendrá algún resultado en términos de distribución. A cambio de revelar la información, la firma concesionaria obtiene un precio mayor al costo marginal lo que genera ineficiencias en la asignación. La renta informativa supone un precio mayor al costo marginal y una transferencia que dependerá de qué tan eficiente sea la firma.<sup>17</sup>

### **4.3.3 Modelo Laffont y Tirole**

Laffont y Tirole (1986) desarrollan el modelo de información asimétrica en costos para el caso en que el regulador no puede observar el esfuerzo de la firma en la reducción de costos. En este caso, el regulador tiene una disyuntiva entre evitar ineficiencia productiva (la firma no necesariamente hace el esfuerzo socialmente óptimo para la reducción de costos), ineficiencia en la asignación (el regulador otorga una renta informativa para que la firma revele información) y resultados en distribución.

Laffont y Tirole (1993) han mostrado que en ese caso existe un trade off entre limitar la renta de la empresa (a lo que se le suele llamar “extracción de rentas”) y estimularla para que sea eficiente productivamente. Sólo si la empresa se queda con parte de las mayores utilidades debidas a la mejor gestión tendrá incentivos para ser eficiente. Pero esto implica fijar precios mayores que el costo medio de largo plazo.

<sup>17</sup> José Gallardo, *Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación: El caso de los monopolios naturales*, Lima – Perú, Marzo 1999

## **CAPÍTULO V EXPERIENCIA EN OTROS PAÍSES**

### **5.1 Introducción**

El esquema de regulación implementado en cada país depende de las características particulares de cada industria eléctrica. La experiencia internacional ha demostrado que los esquemas de regulación más comunes son la regulación por costo de servicio y por price cap o precio tope. La regulación por costo de servicio es utilizada en algunas regiones de Estados Unidos. Ha funcionado como un primer mecanismo de regulación en varios países que han optado por una industria eléctrica competitiva. La regulación por price cap o precio tope fue implementada en el Reino Unido en 1980 para mitigar el poder de mercado de algunos generadores. Posteriormente, este mecanismo ha sido implementado en varios países, como en Australia, en los sectores de energía, telecomunicaciones y transporte.

### **5.2 Experiencia regulatoria de Chile**

El primer país que realizó una amplia reforma del sector eléctrico fue Chile. El gobierno chileno en 1978 reorganizó la industria separando verticalmente las actividades que realizaban las empresas eléctricas y dividió las empresas para garantizar la eficiencia de dicha separación. Al mismo tiempo, se confeccionó un programa para privatizar las sociedades resultantes, se establecieron nuevas normas de funcionamiento y se creó un órgano regulador denominado “Comisión Nacional de la Energía” que tomó el control de las actividades desarrolladas por las empresas del sector.<sup>1</sup>

No existiendo en la experiencia internacional modelos realmente exitosos, se introdujo en algunos países como Chile un modelo innovativo de regulación

---

<sup>1</sup> Ciro Eduardo Bazán Navarro, Efectos de la Reforma del Sector Eléctrico: Modelización Teórica y Experiencia Internacional, España, Marzo 2003.

conocido como “empresa eficiente” o “empresa modelo” y se generaron las instancias institucionales para aplicar tal modelo.

Este modelo de regulación, plasmado en todos los sectores de servicios públicos, se traduce en tarifas estimadas de acuerdo a los costos de la empresa más eficiente que es posible construir desde cero y sin considerar la empresa real, con la tecnología disponible al momento de tarificar.

La empresa real obtendría una rentabilidad normal sólo si era capaz de emular a la empresa eficiente y, en adelante, los costos de la ineficiencia serían asumidos por los dueños de la empresa, no por los usuarios o los contribuyentes. Pero quedaba el problema de la discrecionalidad y la politización de la regulación. Éste, se pensaba, que se solucionaría limitando drásticamente las atribuciones del regulador con una ley y un reglamento que indicarían la metodología que debía usarse para calcular las tarifas, la periodicidad con que debía hacerse y el procedimiento que debía seguirse en cada fijación tarifaria. Cabe indicar que esta ley detallada basada en una empresa ficticia le permitió al gobierno chileno regular sus propias empresas aun sin la cooperación de sus técnicos.

Vale la pena enfatizar este último punto: las leyes regulatorias chilenas se hicieron cuando el problema inmediato que tenían al frente quienes las diseñaron era el de un dueño que no sabe qué están haciendo sus gerentes —lo que los economistas llaman el problema del agente y el principal—. Este problema se parece mucho al de regular a una empresa privada, pero también tiene diferencias importantes. Una de ellas es que los efectos patrimoniales de las decisiones regulatorias centrales cuando la empresa es privada, son mucho menos relevantes cuando se trata de empresas estatales.<sup>2</sup>

En los primeros procesos tarifarios, los conflictos de interés entre regulador y regulado eran menores ya que ambos dependían finalmente del gobierno. Desde entonces, el modelo de empresa eficiente ha permitido seguir calculando las tarifas. Sin embargo, el cambio de propiedad de las empresas de estatal a privada, ha

<sup>2</sup> Bustos y Galetovic, Regulación por empresa eficiente: ¿Quién es realmente usted?



incrementado los problemas de asimetría de información y desalineamiento entre los intereses de regulador y regulado.<sup>3</sup>

### **5.3 Experiencia regulatoria en el Reino Unido**

Al igual que los Estados Unidos, el Reino Unido tiene una amplia experiencia en procesos regulatorios. Desde el siglo XIX, hubo algunos intentos por crear cuerpos encargados de llevar a cabo el proceso regulatorio, sin embargo, eran independientes del gobierno y no tenían ningún vínculo con el parlamento, y por tanto, ningún poder de coerción. También, se intentó crear algunas medidas de protección al consumidor. Una mayor necesidad de regulación se vio impulsada por el fuerte proceso de industrialización y urbanización. Junto a estos procesos, se desarrolló la industria ferroviaria y la oferta masiva de agua, gas y electricidad, industrias en las cuales la competencia no era factible y por lo tanto eran sectores manejados por el sector público, regulando precios y la calidad de los servicios.

Para el siglo XX, el punto más alto en el proceso de regulación se alcanzó a finales de los años 70's. La regulación había ido creciendo debido a factores como la percepción del papel del Estado después de la Segunda Guerra Mundial, el crecimiento de varios mercados y los avances tecnológicos en varias industrias.

Para finales de los 70's, se presentó un importante proceso de desregulación. Durante la administración de Margaret Thatcher, se dio una fuerte ola de privatizaciones de empresas públicas, lo cual requirió el desarrollo de nuevas estructuras regulatorias más acordes con la nueva situación y del desarrollo de políticas de competencia especialmente en las industrias consideradas relevantes tales como las de bienes públicos.

El Reino Unido comenzó las reformas a la industria eléctrica en 1988 con el fin de aumentar la competencia y la participación del sector privado. Segmentaron la industria en las etapas de generación, transmisión y distribución, para después dividir la capacidad de generación en tres empresas, de las cuales dos fueron privatizadas (sólo la de energía nuclear siguió siendo de propiedad pública). El precio de la electricidad se basa en un mercado de oferta y demanda, y las etapas de transmisión

---

<sup>3</sup> Butelmann y Drexler, La regulación de monopolios naturales en Chile, Chile, Septiembre 2003

y distribución se regularon mediante el uso de precios tope. Como resultado, entre 1990 y 1998, las tarifas industriales disminuyeron un 12.3% y las residenciales un 3.7%. Adicionalmente, las compañías generadoras lograron duplicar su productividad laboral.

La principal forma de regulación en el Reino Unido es el control de precios. Generalmente se utilizaba el método de la tasa de rendimiento pero debido a los cambios en la economía de ese país, la necesidad de encontrar un método más apropiada de regulación de precios fue creciente. Se pensó que el método hasta entonces utilizado era inadecuado a las nuevas características de la economía. El método propuesto fue el de precios tope mejor conocido como RPI – X. Este método consiste en la utilización del índice general de precios (Retail Price Index), donde X, representa una estimación del aumento en la productividad de la empresa y es fijado por el regulador, los factores que se toman en cuenta para determinar X son: el costo del capital, el capital base, el crecimiento de la demanda, las expectativas de mejoras en la productividad y el uso de información de referencia o estándar. Los factores X determinan la tasa de crecimiento de los precios reales en el tiempo.

Esta forma de establecer los precios se creyó más conveniente pues incentiva la eficiencia en costos, su implementación presenta una mayor facilidad y al hacer uso del índice general de precios y no el de una industria en particular, se dificulta su manipulación y la captura del regulador.

El método de regulación de precio antes descrito es utilizado en sectores como las telecomunicaciones, el sector eléctrico, el gas y el agua.

Se creó la Oficina de Regulación Eléctrica (OFER), que es una agencia independiente creada por la Ley de Electricidad de 1989, su fin es regular la oferta de energía eléctrica y asegurar que todas las demandas razonables por electricidad sean conocidas y atendidas; asegurarse de que los poseedores de licencias sean capaces de financiar sus actividades; promover la competencia en la generación y oferta de electricidad; proteger los intereses de los consumidores haciendo respetar los precios establecidos, la oferta de energía y la calidad de los servicios proporcionados; promover la eficiencia económica entre los oferentes de energía; hacer cumplir las condiciones de las licencias y lo establecido en la Ley de Electricidad; determinar ciertos tipos de disputas entre los consumidores y los oferentes del servicio; vigilar

el desarrollo de la competencia y las actividades de los poseedores de licencias y lo referente a prácticas anti – competitivas por parte de la Comisión de Competencia; establecer estándares de desempeño para aspectos de servicio al cliente y la promoción del uso eficiente de la electricidad; establecer y publicar los cargos máximos para la reventa de electricidad; publicar información y avisos para beneficio de los consumidores.<sup>4</sup>

#### **5.4 Experiencia regulatoria en Colombia**

En la reforma regulatoria del sector eléctrico en Colombia ha permitido que se establezca la comercialización como una actividad más en el mercado eléctrico, adicionalmente a las ya existentes: generación, transmisión y distribución.

Sin embargo, la remuneración de la actividad de distribución es el cargo a que tienen derecho las distribuidoras por prestar el servicio de transporte de energía desde el STN hasta el usuario final, en los diversos niveles de tensión. La metodología de remuneración de la actividad de distribución se sustenta en la evaluación de la inversión empresarial. Por tanto, se calcula la inversión, se agregan los costos de administración, operación y mantenimiento de las empresas. Así mismo, se incorporan los criterios legales, los activos eléctricos del sistema, la topología de la red (que puede ser aérea, subterránea, urbana, rural, etc.) y la energía transportada.

El sistema de distribución se encuentra dividido en Sistema de Transmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL). El STR, es un sistema que opera a tensiones mayores de 57 kilovoltios y el SDL opera tensiones entre 110 voltios y 57 kilovoltios. El cálculo de los cargos difiere entre el STR y el SDL. El primero, es de ingreso regulado y el SDL es price cap. Por tanto, en el SDL el riesgo de demanda es asumido por el distribuidor y en el STR este riesgo es corregido anualmente. Esto señala, que la tasa de riesgo del negocio es menor para los STR que para los SDL.

Los activos de conexión permiten conectar físicamente a generadores, transportadores y usuarios finales a la red. Son activos, generalmente, propiedad de un tercero; no se remuneran vía cargos por uso, lo que significa que no son pagados por todos los usuarios, sino que son remunerados por quienes hagan uso de ellos.

<sup>4</sup> Fernando Ramírez Hernandez, La política de competencia y el proceso de regulación en México, 1993 – 1999, México D.F., 2001.

Los activos de conexión pueden ser clasificados como activos de uso general, si atienden a más de un usuario, si hay consentimiento del propietario para que este activo sea considerado de uso y si el Operador de Red solicita a la CREG incluirlo como un activo de uso en el siguiente período tarifario.

Los cargos por remuneración se acuerdan entre las partes (dueño y usuarios). La remuneración vía cargos por uso y vía cargos por conexión son excluyentes, por lo que si al inicio del período tarifario el activo se reportó como de uso, no puede exigirse su remuneración vía cargos por conexión. Sobre los activos existentes a la fecha, no se podrá exigir en el futuro, una remuneración vía cargos por conexión superior a la equivalente, vía cargos por uso. Sobre los activos que entren en el futuro, se podrá acordar libremente la remuneración vía cargos por conexión.

Por su parte, el Sistema de Transmisión Regional (STR), es aquel conformado por uno o varios operadores de red conectados eléctricamente al nivel de tensión IV y aquellos que son definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas como tal. El Sistema de Transmisión Regional está compuesto por todos los activos de conexión al STN y, por las líneas y subestaciones, con sus equipos asociados en el nivel de tensión IV. La remuneración del STR es centralizada, puesto que se calculan los ingresos que debe recibir el Sistema y es el Liquidador y Ajustador de Cuentas el encargado de reunir estos recursos y distribuirlos entre los operadores de red.

En lo referente al acceso y expansión del STR se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Existe libertad de acceso.
- b) Los ingresos del Operador de Red son ajustados durante el período tarifario cuando las conexiones al STN son aprobadas por la UPME y se ha firmado el contrato de conexión; cuando los activos del nivel de tensión IV están incluidos en el Plan de Expansión de la UPME y si pueden ser ejecutados por terceros.

Un problema en el cálculo de los cargos lo constituye la verificación de activos, puesto que ésta es la base para estimar los ingresos de la empresa. La CREG ha fijado unidades constructivas y los operadores de red deben clasificar sus activos dentro de la unidad constructiva apropiada. La CREG por su parte, ha contratado

auditorías para verificar que la información entregada por los operadores sea la correcta. Existen ciertos criterios, mediante los cuales se acepta o rechaza la información.

Se considerará que la información reportada es precisa, y por lo tanto se acepta la misma, cuando:

- a) Los activos seleccionados para el trabajo de campo, no presentan ninguna inconsistencia, considerando la información reportada a la Comisión,
- b) El Operador de Red explique, adecuadamente, las razones por las cuales la información no coincide exactamente con la levantada en campo, en caso de que se encuentre alguna inconsistencia en la información reportada para una unidad constructiva. Estas aclaraciones deberán ser efectuadas por el Operador de Red (OR) dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha en que sea informado de tal situación por parte de la CREG.

Se considerará que la muestra presenta inconsistencias y por lo tanto, la información reportada por la empresa para la aprobación de cargos por uso de STR o SDL será rechazada en los siguientes casos:

- a) Cuando se encuentre alguna inconsistencia en la información reportada y el operador de Red no soporte adecuadamente ante la CREG las razones por las cuales la información presenta imprecisiones.
- b) Cuando la suma del efecto de todos los errores no explicados por el Operador de Red, sobre el total de los activos, conduzca a una estimación de costos de activos superior al 0.5% del costo total de activos, estimado con las unidades constructivas correctas.

La nueva metodología para remuneración de la actividad de distribución presenta las siguientes características:

- En el Nivel de Tensión IV se emplea estampilla revisada cada año.
- En los Niveles de Tensión II y III se usa ingreso máximo revisado al final del período.
- Se revisan algunos parámetros de la tasa de remuneración a la mitad del período tarifario.

- En el Nivel de Tensión I se usa un valor máximo medio nacional, evitando uso de estadísticas por empresa.
- Se resolvieron algunos problemas de propiedad y sobre uso de activos de conexión por parte de terceros.
- Se planteó un esquema de reactivos acorde con el futuro planteamiento global sobre el tema.
- Se planteó un esquema acorde con los nuevos requerimientos de calidad, próximamente sometidos a consulta.
- Se definieron aspectos relacionados con la seguridad brindada por neutros y puestas a tierra.

Finalmente, la regulación del sector energético colombiano ha alcanzado madurez y solidez, puesto que se ha enfrentado con éxito a la formulación de tarifas para el siguiente período tarifario en condiciones críticas de la economía, en coyunturas políticas delicadas y en condiciones extremas de presión. Por tanto, el desarrollo regulatorio futuro no implica cambio de reglas, sino un ajuste dinámico de la regulación en las diferentes actividades y un fortalecimiento de las metodologías en exigencias y alcances.

Aún cuando existen riesgos legales, la ley y la regulación cuentan con la credibilidad y el respaldo de las instituciones, empresas y estamentos legales del país, dado que se han logrado mejoras substanciales en eficiencia y gestión; se ha profesionalizado el ejercicio de la actividad económica de las empresas del sector; se ha logrado respuesta y mayor conocimiento de los usuarios; se ha generado una doctrina regulatoria, que constituye un legado jurídico para el país y el sector; se han incorporado herramientas claras para el control adecuado de la regulación y, se ha consolidado la aplicación de una regulación transparente, simétrica, técnica, sólida, e independiente a favor de las decisiones empresariales, la inversión, el desarrollo de las actividades económicas y su equilibrio comparativo y la remuneración justa a cargo de los usuarios.<sup>5</sup>

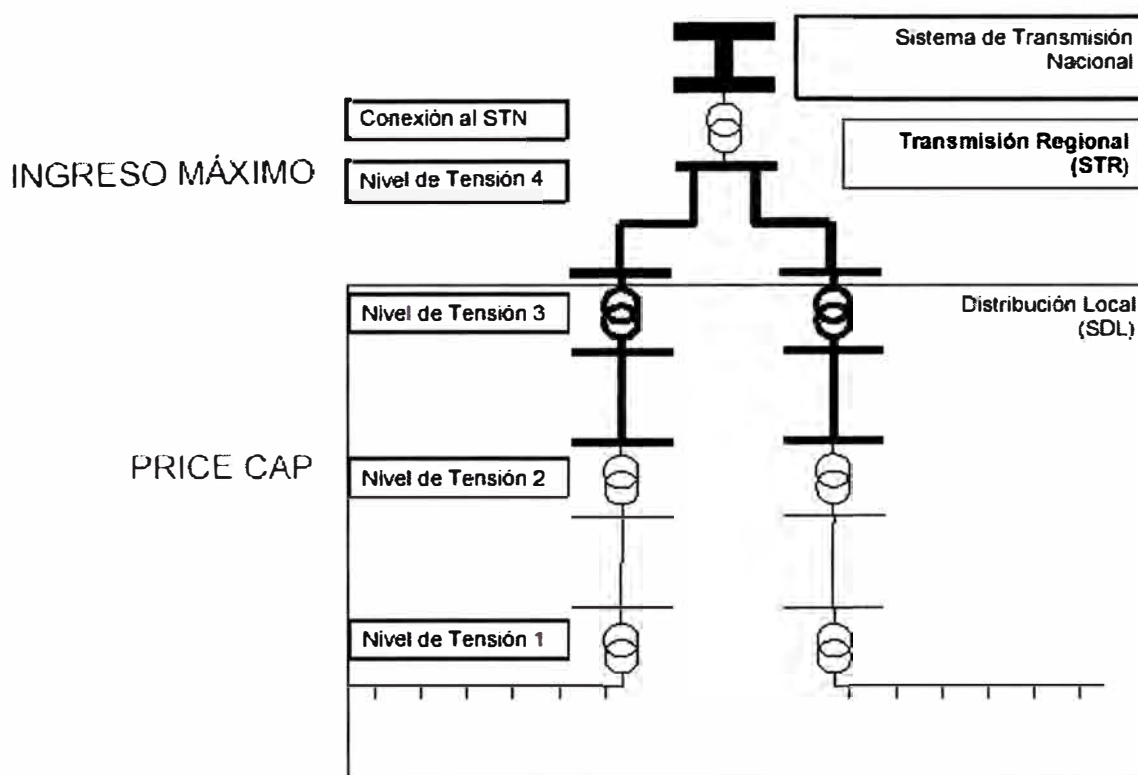
Los antecedentes de esta discusión datan del año 2000 cuando la CREG expidió la Resolución 080 en la que se anunciaban los principios generales de la metodología

---

<sup>5</sup> Jaime Blandón Díaz, Distribución de energía eléctrica. Conferencia: Estructura tarifaria y situación actual del sector eléctrico colombiano.

de cargos de la actividad de distribución. En la Resolución 013 de 2002, se definió la tasa de descuento para la actividad de distribución (WACC 16.06%). La Resolución 063 de 2002, estipuló la gradualidad de los nuevos cargos de distribución (2003-2007). Y la Resolución 073 del 2002, estableció la propuesta metodológica de cargos de distribución para el nuevo período.

La metodología de remuneración de la actividad de distribución puede ser del tipo revenue cap o price cap, ver Figura N° 5.1. La CREG estimó que en el nivel de conexión de 115 kilovoltios (nivel IV) y en la conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema de regulación es de ingresos (revenue cap). Para los niveles de tensión I, II y III la regulación es price cap.



*Fuente: Estructura tarifaria y situación actual del sector eléctrico colombiano - Universidad Externado de Colombia*

**Fig. 5.1 Remuneración de la distribución en Colombia**

La metodología para distribución en el nivel IV (revenue cap), presenta limitaciones que han sido señaladas por Codensa. Existe una estampilla regional sin definir (su alcance o cobertura, interconexión eléctrica o no de los sistemas, análisis elasticidad precio y montos de subsidios cruzados directos), cuyo propósito es eliminar la diferenciación regional. Además, en el recaudo de esta estampilla se debe eliminar el impuesto a las transacciones financieras entre los agentes, dado que se castiga al usuario final, quien debe asumir un seis por mil. Por consiguiente, la propuesta de Codensa es que los agentes, comercializador y distribuidor giren únicamente los excedentes al Liquidador y Ajustador de Cuentas del Sistema.

En cuanto a los criterios de eficiencia, éstos no son gestionables, puesto que las líneas radiales del nivel IV implican para Codensa una subremuneración entre el 18.6% y el 94.8% de las líneas que llevan el servicio a Villeta, Ubalá, Ubaté y Simijaca, las que fueron construidas antes de 1990.

A pesar de que la Resolución 013 de 2002, define la tasa de descuento para la actividad de distribución en Colombia (WACC 16.06%), la CREG asigna un menor valor, 14.06%, para el nivel de tensión IV. El problema estriba en que el cálculo utilizado para la definición de este 14.06%, no incluye la corrección del factor beta con respecto al grupo de empresas norteamericanas de donde se drena. Esto implica que los riesgos asociados a la regulación del tipo revenue cap deben ser equivalentes a los niveles de riesgo de las empresas americanas, cuya remuneración es del tipo tasa de retorno (rate of return).

Adicionalmente, la remuneración ingreso presenta riesgos de demanda y cartera, su expansión es definida por terceros, se reconocen menores gastos AOM, existe riesgo cambiario y establecimiento de criterios de eficiencia posteriores a la construcción de la infraestructura.

En los niveles de tensión II y III la metodología es típica de price cap. En estos niveles, los cargos máximos se determinan con una tasa de descuento del 16.06%. En el nivel II, aun cuando se fija un cargo único, el tratamiento difiere de acuerdo a la zona (rural y/o urbana) y se reconocen pérdidas diferenciales. El problema radica en el criterio de eficiencia introducido por la CREG, dado que establece gastos AOM entre el 2% y 4%, limitando la remuneración de activos no eléctricos. Así mismo, la CREG estipula que los terrenos deben ser remunerados con una anualidad del 7.6%



del valor catastral de los activos. A este respecto, Codensa sostiene que la inversión en terrenos es semejante a una inversión con vida útil infinita; por tanto, lo único que se reconoce es el costo de oportunidad del capital, valor que la CREG redujo al 7.6% anual.<sup>6</sup>

### **5.5 Experiencia regulatoria de Argentina**

En 1992 se inicia la reforma de la industria eléctrica, implementando la regulación de la transmisión de electricidad el esquema del price cap, estableciendo que el factor X, debiera en primera instancia fijarse en cero. Una empresa, Transener, tiene el monopolio de la transmisión a alto voltaje, por lo cual requiere ser regulada en precios y calidad.

El objetivo de la regulación de precios en este caso es dar señales exactas de costos desde los productores y transmisores hacia los distribuidores y grandes usuarios y dar al operador de la red incentivos para el desarrollo de la infraestructura de transmisión. Los costos marginales de corto plazo de la transmisión son básicamente las pérdidas físicas en la línea y los costos de congestión cuando no se puede absorber toda la potencia inyectada por el generador. La relación positiva entre el beneficio del transmisor y las pérdidas en la línea no es un estímulo adecuado a la inversión en equipos que mejoren la calidad. Por eso el regulador también impone estándares de calidad del servicio.

El price cap se aplica mediante  $IPC-X+Y$ , donde ésta última variable corresponde al incremento de los precios de los insumos (como los precios de la energía en el mercado mayorista) que la empresa no puede controlar. Los precios se ajustan automáticamente cada seis meses de acuerdo con el índice de precios al consumidor y el de precios al productor, respectivamente para X y Y, de los Estados Unidos.<sup>7</sup>

---

<sup>6</sup> Omar Serrano Rueda, Remuneración de la actividad de distribución para el nuevo periodo tarifario (2003 – 2007), sus posibles consecuencias. Conferencia: Estructura tarifaria y situación actual del sector eléctrico colombiano.

<sup>7</sup> CREG, Asesoría para la estimación del factor de productividad (X) de las actividades de distribución y comercialización a usuarios regulados de los servicios públicos domiciliarios de gas combustible, por red, Medellín – Colombia, Septiembre 2002.

## CAPÍTULO VI ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL PERÚ

### 6.1 Introducción

Como ya indicamos en el Capítulo 2, la reforma del sector eléctrico permitió establecer una nueva estructura del mercado eléctrico peruano, y debido a la crisis que enfrentaba la industria eléctrica en ese entonces, la decisión gubernamental fue plasmar toda la experiencia chilena; pionera en el mundo en materia de reforma regulatoria de los servicios públicos; en la estructuración de la industria eléctrica peruana (generación, transmisión, distribución y comercialización).

El nuevo modelo permitió el ordenamiento de la generación, la transmisión y la distribución, dejándose en suspenso la comercialización, precisando que “Las tarifas a usuarios finales de Servicio Público de Electricidad, comprenden las Tarifas en Barra y el Valor Agregado de Distribución.”<sup>1</sup>

Si bien es cierto que la estructura del mercado eléctrico peruano tiene como base el modelo chileno, en lo que se refiere a la remuneración de la distribución, este ha sido ligeramente modificado en la determinación del VAD.

### 6.2 La regulación por empresa modelo en el Perú y el cálculo del VAD

La regulación de la distribución en el caso peruano, está ampliamente detallado en la Ley de Concesiones Eléctricas, en ella se establece que “El Valor Agregado de Distribución se basará en una **empresa modelo eficiente** ...”<sup>2</sup>

Como ya vimos ampliamente en el Capítulo 4, la definición de la empresa modelo eficiente se da en la legislación chilena sobre la regulación de las telecomunicaciones que volvemos a transcribir: “Para efectos de las determinaciones de costos indicados en este Título, se considerará en cada caso una empresa eficiente que ofrezca sólo los servicios sujetos a fijación tarifaria, y se determinarán los costos de inversión y explotación incluyendo los de capital, de cada servicio en dicha empresa eficiente. *Los costos a considerar se limitarán a*

---

<sup>1</sup> Artículo 63° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

<sup>2</sup> Artículo 64° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

***aquellos indispensables para que la correspondiente empresa eficiente pueda proveer los servicios*** de telecomunicaciones sujetos a regulación tarifaria, de acuerdo a la tecnología disponible y manteniendo la calidad establecida para dichos servicios.”<sup>3</sup>

Así mismo, es importante recalcar que en el caso peruano en la actividad de distribución se establece una empresa de referencia con costos eficientes, con la cual la empresa real debe competir ("yardstick competition"), lo que le genera incentivos para ser eficiente, ya que logrará una rentabilidad mayor si logra superar ciertos estándares en el período en que éstos estén vigentes

El costo estándar de inversión es la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado (SEA), que considera una vida útil de 30 años y la tasa de actualización establecida en el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La GART-OSINERG ha solicitado, para la fijación de las tarifas de distribución eléctrica - año 2005, la elaboración de estudios para cada uno de los Sectores de Distribución Típicos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, aprobados mediante Resolución Directoral No. 015- 2004-EM/DGE, lo cuales indicamos a continuación:

- Sector Típico 1 Urbano de alta densidad
- Sector Típico 2 Urbano de media densidad
- Sector Típico 3 Urbano de baja densidad
- Sector Típico 4 Urbano rural
- Sector Típico 5 Rural
- Sector Especial Villacurí (Sector Típico 6)

En la determinación del VAD no es imposible dejar de lado a la empresa real, porque es en función a esta que se desarrolla la empresa modelo eficiente, además debemos indicar que la empresa real utiliza la misma infraestructura para desarrollar otras actividades.

La empresa de distribución real atiende con la misma infraestructura eléctrica a los clientes del servicio público de electricidad y a los clientes del mercado no regulado (libre). Esta situación inherente a la inversión y los costos de operación y mantenimiento de los sistemas de distribución conlleva a que los usuarios de los mercados regulado y libre utilicen el mismo sistema de distribución eléctrica. El estudio del VAD es único para ambos mercados por la naturaleza de la red de distribución eléctrica. Los cálculos de los costos de distribución se obtendrán para el conjunto de usuarios de la empresa modelo del sector de distribución típico. En consecuencia en el cálculo no deberá diferenciar costos e

---

<sup>3</sup> Ley General de Telecomunicaciones de Chile, 2 de Octubre de 1982

instalaciones de la empresa de distribución para suministrar energía eléctrica a los usuarios del mercado regulado y no regulado. Las condiciones de calidad de servicio y de suministro que deberá brindar la empresa modelo serán sólo las exigidas al servicio regulado, aún cuando los usuarios no regulados hayan convenido condiciones mejores.

La empresa modelo eficiente considera el concepto de sistema económicamente adaptado, el cual corresponde a un equilibrio entre el diseño de las redes e instalaciones de distribución y la demanda de energía, procurando el menor costo y cumpliendo la calidad de servicio establecida en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Considerando que los tamaños de equipos e instalaciones son discretos, las holguras de reserva corresponderán a la capacidad que se produzca por la aplicación de los factores de uso medios y el crecimiento de la demanda vegetativa correspondiente a un período regulatorio. Los costos de inversión, operación y mantenimiento incluidas las pérdidas de energía y potencia en las redes eléctricas, deben permitir obtener el mínimo costo total de distribución necesario para abastecer su mercado con la calidad de servicio preestablecida en la LCE, RLCE y la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Para dicho fin se deberá analizar todo tipo posible de opciones tecnológicas (la tecnología adaptada será aquella que técnica y económicamente resulte más conveniente para el desarrollo de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo, la misma que será escogida dentro de la disponibilidad que ofrece el mercado internacional actual sólo si es factible su utilización y su adaptación a las condiciones locales), de organización de la empresa y del trabajo, adoptando como costos de la empresa modelo aquellos que sean más eficientes, de acuerdo con el criterio que se especifica más adelante.<sup>4</sup>

La determinación del VAD se puede resumir en 4 etapas que se muestran en la Fig. 6.1, y se describen a continuación como un extracto de lo solicitado en los términos de referencia para el estudio de costos del valor agregado de distribución – noviembre 2005:

### **6.2.1 Recopilación de la información técnica, comercial y económica**

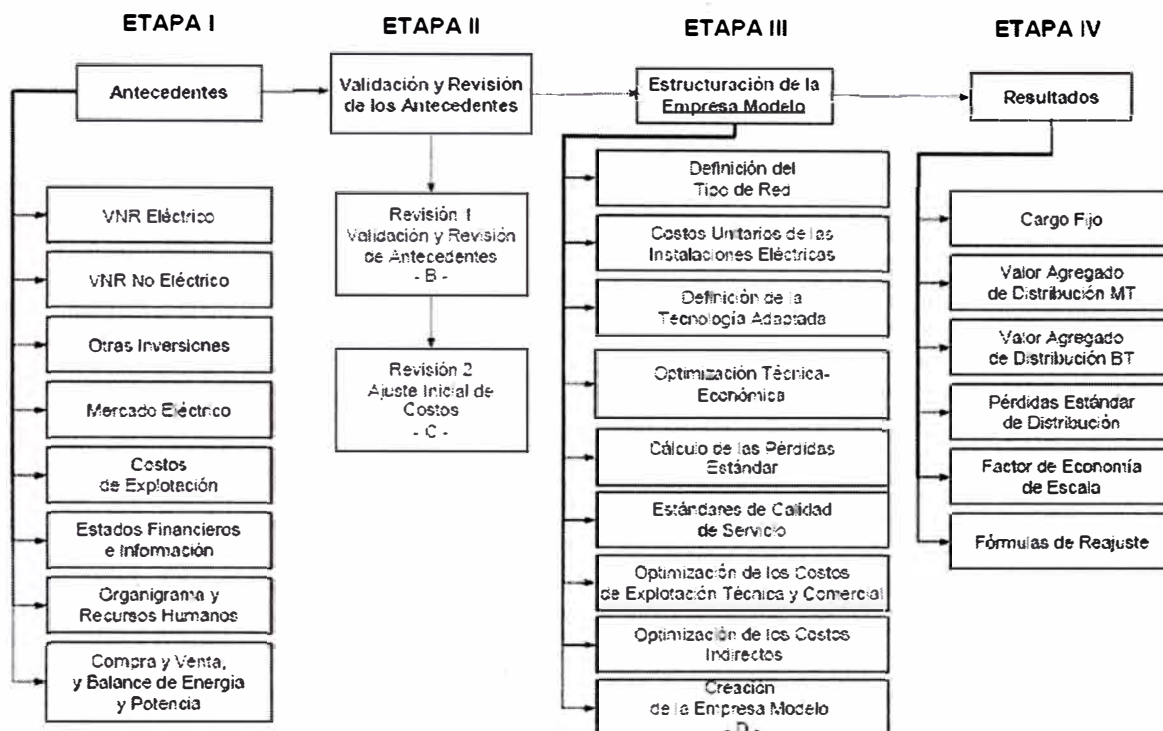
Para el estudio del VAD, se requiere obtener la siguiente información de la empresa real:

- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución en MT y BT;

---

<sup>4</sup> GART-OSINERG, Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD)-Regulación de las Tarifas de Distribución Eléctrica 2005 - Términos de Referencia, Lima, noviembre 2004

### Procesos Relevantes del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD)



Fuente: *Términos de Referencia, GART-OSINERG, Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD)-Noviembre 2005*

**Fig. 6.1 Determinación del Valor Agregado de Distribución**

- Inversión no eléctrica (activo fijo) para la prestación del servicio de distribución;
- Recopilación de otras inversiones no eléctricas en bienes muebles e inmuebles;
- Demanda máxima registrada en las SET AT/MT, los alimentadores de MT y las subestaciones MT/BT;
- Balances de energía y potencia para cada nivel de tensión;
- Ventas de energía y número de clientes a nivel de alimentadores y subestaciones MT/BT;
- Pérdidas técnicas y comerciales de potencia y energía de las redes de MT y BT;
- Número de usuarios, ventas de energía y ventas de potencia, detalladas por opciones tarifarias y usuarios (regulados y no regulados);
- Estructura, recursos para la gestión de inversiones;
- Estructura, recursos y costos de operación y mantenimiento técnico de MT y BT (separadamente);
- Estructura, recursos y costos de gestión comercial;

- Ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados y no regulados;
- Ingresos por otros servicios;
- Costos asociados a las actividades vinculadas a la prestación de otros servicios;
- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios funcionales y su asignación a cada una de las actividades de inversión, operación y mantenimiento o servicio;
- Organigrama, manual de organización y funciones, así como, cuadro de asignación de personal;
- Estructura salarial por nivel, categoría y tipo;
- Índices de asignación de costos indirectos de la gerencia central y supervisión; y
- Otros necesarios.

### **6.2.2 Validación y revisión de los antecedentes**

En el proceso de validación y revisión, se debe de verificar que la información de costos sea proveniente del sistema contable de la empresa de distribución eléctrica. Deberá corresponder a valores auditados. La información contendrá los costos directos e indirectos. Así mismo, se pondrá especial énfasis en los criterios de asignación de los costos indirectos, para lo cual determinará los inductores de costos que mejor representen la participación de los costos indirectos sobre cada actividad regulada y no regulada.

Luego de realizar la validación y revisión de la información de costos, se deberá proceder a realizar el análisis y ajuste de la estructura de personal, remuneraciones, servicios de terceros, costos de inversión, operación y mantenimiento técnico y gestión comercial y otros, para lo cual se aplicará criterios de eficiencia apoyados en su experiencia e información comparativa (benchmarking) de otras empresas internacionales latinoamericanas que se encuentran operando en niveles de eficiencia reconocidos

### **6.2.3 Creación de la empresa modelo y determinación de instalaciones y costos**

La tercera etapa consiste en el desarrollo de la empresa modelo siguiendo el criterio del sistema económicamente adaptado y entre otros estudios y análisis deberá contemplar el desarrollo óptimo de lo siguiente:

- Caracterización del Mercado Eléctrico y Diseño Preliminar del Tipo de Red;
- Definición de los costos unitarios de las instalaciones (inversión y operación y mantenimiento);

- Determinación de las tecnologías adaptadas;
- Proceso de optimización técnica económica de las redes;
  - Inversiones del sistema de distribución MT (técnica y económicamente adaptadas); e
  - Inversiones del sistema de distribución BT (técnica y económicamente adaptadas).
- Pérdidas de energía estándar;
- Estándar de calidad de servicio;
- Balance de potencia y energía;
- Determinación de los costos de operación y mantenimiento técnico MT;
- Determinación de los costos de operación y mantenimiento técnico BT;
- Costos de gestión comercial;
- Costos indirectos de administración y contabilidad y otros servicios;
- Evaluación y asignación de costos indirectos de gestión; y
- Deducción de los costos de las actividades no VAD.

#### 6.2.4 Cálculo de las Tarifas de distribución eléctrica

El cálculo del valor agregado de distribución corresponde a la determinación de los siguientes valores con base a los costos y VNR adaptado de la empresa modelo para el sistema eléctrico modelo.

- CF Costo Fijo de operación comercial en S/. por cliente año

$$CF = \frac{CCCL}{NCL} \quad (6.1)$$

donde:

*CCCL* : Costo comercial de atención al cliente, representa los costos directos en que debe incurrir la empresa modelo para realizar las tomas de lecturas, procesamiento, emisión, distribución y cobranza de toda la clientela incluyendo todas las opciones tarifarias. No se incluye la gestión de cobranza de morosos (costos y reconexiones).

*NCL* : Número total de usuarios servidos.

- VADMT Valor Agregado de Distribución MT en S/. por kW.año

$$VADMT = \frac{(AVNRMT + OyMMT)}{MWMT} \quad (6.2)$$

donde:

*AVNRMT* Anualidad correspondiente a las inversiones de media tensión (MT) económicamente adaptadas (VNRMT adaptado) de la empresa modelo.

*OyMMT* Costos de operación y mantenimiento de la red de MT económicamente adaptada establecidos para la empresa modelo.

*MWMT* Potencia máxima demandada a nivel de MT para horas de punta excluyendo las pérdidas técnicas estándar de la red de MT.

- VADBT Valor Agregado de Distribución BT en S/. por kW.año

$$VADBT = \frac{(AVNRBT + OyMBT)}{MWBT} \quad (6.3)$$

donde:

*AVNRBT* Anualidad correspondiente a las inversiones de baja tensión (BT) económicamente adaptadas (VNRBT adaptado) de la empresa modelo.

*OyMBT* Costos de operación y mantenimiento de la red de BT económicamente adaptado, establecidos para la empresa modelo.

*MWBT* Potencia máxima demandada a nivel de BT para horas de punta excluyendo las pérdidas técnicas estándar de la red de BT.

Además, el estudio debe comprender el cálculo de las pérdidas estándar técnicas y comerciales (energía y potencia) de la red de MT y BT con respecto a los valores demandados de cada etapa, la determinación de los factores de economía de escala y la determinación de las fórmulas de reajuste del VAD y del CF.

### 6.3 Regulación de la distribución por price cap en el Perú

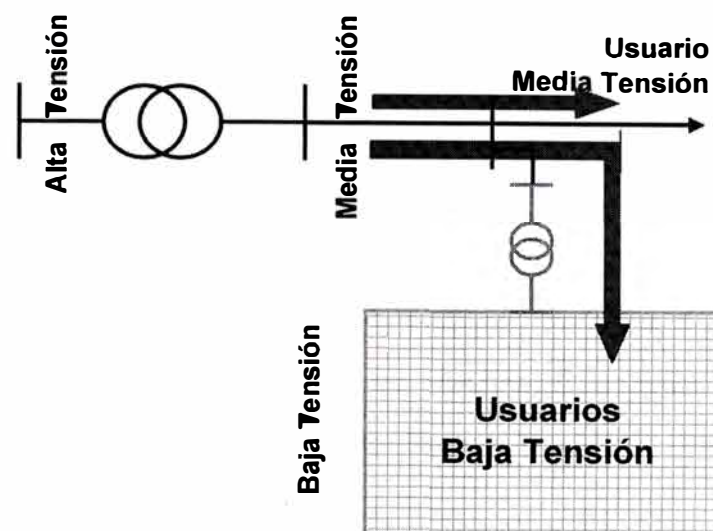
No está en el alcance del presente informe hacer una cuantificación de la aplicación del price cap en la determinación de las tarifas de los sistemas de distribución, pero sí, hacer un análisis de la información requerida en una posible implementación del price cap, principalmente la identificación de la canasta de servicios o productos y la determinación del factor X, acorde con la realidad peruana.

#### 6.3.1 La canasta de servicios del distribuidor

Considerando que los sistemas de distribución se refieren básicamente a las redes de media tensión y baja tensión, desde donde se suministra energía eléctrica a clientes del mercado



libre y clientes del mercado regulado o usuarios finales, la remuneración debe ser también diferenciada, reflejándose en las tarifas la utilización de la infraestructura del sistema de distribución.



**Fig. 6.2 Utilización de la Infraestructura en los Sistemas de Distribución**

En la Fig. 6.2, las flechas indican la utilización que hacen los usuarios de la infraestructura del sistema de distribución, observándose que hay instalaciones de media tensión que son utilizados tanto por usuarios de media tensión como por usuarios de baja tensión, por lo que la canasta de servicios considerados para la aplicación de una regulación por price cap serían:

1. Distribución en media tensión

La remuneración de este servicio deberá calcularse en función de la demanda agregada de media tensión, la misma que incluye la demanda de los clientes en media tensión y la demanda de los usuarios en baja tensión, estos últimos medidos en media tensión.

ii. Distribución en baja tensión

Para las instalaciones de baja tensión, la remuneración deberá tener en cuenta la demanda agregada de todos los usuarios finales en este nivel de tensión.

### 6.3.2 Enfoques para la determinación del factor de productividad (X)

Como ya indicamos en el Capítulo 4, las empresas reguladas se enfrentan a reducciones obligatorias de precios por efectos del factor de productividad, las mismas que son pre-establecidas e invariables por un período de tiempo.

Así mismo, se debe tener en cuenta que el factor de productividad, en una regulación por price cap, tiene como objetivo proyectar ganancias razonables para la empresa regulada, considerando las variables como el costo de oportunidad del capital, tasa de crecimiento de la demanda, mejoras tecnológicas y sobre todo el valor de los activos existentes.

En el informe de OSIPTEL de la “Revisión del Factor de Productividad correspondiente al régimen de Fórmula de Tarifas Tope para Telefónica del Perú S.A.A.: Segunda Aplicación, 2004-2007.”, se hace un breve recuento de los principales enfoques de determinación del Factor X, los cuales se considera necesario transcribirlos a fin de tener una mayor claridad sobre la forma de cálculo del referido factor:

- a) Una primera forma se podría dar por comparación, evaluando experiencias internacionales y adoptando un promedio internacional de los diferentes factores que se han puesto en práctica ya sea como referencia o como valor final (aunque este último caso no es usual). Esta forma, por supuesto, no es la más recomendable en la medida que las estructuras de los mercados, es decir, el número de empresas en los mercados regulados y sus respectivas participaciones en los mismos, y – sobre todo- los estadios de convergencia a la frontera tecnológica pueden diferir substancialmente entre países. Asimismo, tomando un argumento presentado por Uri y Setzer (2003), la estructura de precios de una empresa puede ser inconsistente con su estructura de costos, por lo que los estimados de productividad no necesariamente pueden reflejar la forma exacta en la que los precios serán ajustados. Estas inconsistencias pueden ser substancialmente distintas entre países, por lo que se entiende que un análisis comparativo pierde relevancia como elemento para estimar el factor X correspondiente.

Una razón final para descartar el uso de comparaciones internacionales para la aplicación del Factor X, es que los organismos reguladores utilizan enfoques distintos para estimar sus respectivos factores, y estos enfoques no son necesariamente compatibles desde el punto de vista conceptual, por lo que los

resultados individuales pueden estar reflejando aspectos completamente distintos entre sí.

- b) Una segunda forma de estimar el factor X se puede derivar del análisis de la microestructura del negocio y proyecciones sobre el desarrollo futuro de los diferentes aspectos de esta micro-estructura. El X estará reflejando el valor necesario para mantener las tarifas telefónicas en línea con una serie de supuestos sobre la evolución de los mercados –demanda y competencia principalmente-, sobre la adopción de nuevas tecnologías, sobre la evolución de una tasa razonable de retorno sobre las inversiones y otros elementos que requieren del regulador el desarrollo de una serie de probabilidades de ocurrencia para una diversidad de eventos futuros.

Esta forma de estimar el factor se conoce como modelo de “Building Blocks”, ya que asemeja el ejercicio de completar un rompecabezas evaluando permanentemente la relevancia de las piezas que deberán juntarse. Por muchos años, el regulador de las telecomunicaciones del Reino Unido, Office of Telecommunications (OFTEL, hoy OFCOM) utilizó un enfoque de este tipo para establecer el X aplicable a los servicios regulados de la empresa British Telecom. Este tipo de enfoque ha sido llamado por Vogelsang (2002), enfoque “Bayesiano”, en la medida que requiere desarrollar probabilidades de ocurrencia de diversos eventos, como la adopción de una nueva tecnología, que pueden ser contingentes a otros eventos, como el hecho que un nuevo competidor adopte a su vez una nueva tecnología disponible. Debido a que dichas probabilidades se deben desarrollar sobre información detallada y verosímil, se requiere de extensa información y de un manejo muy preciso de las características de la empresa regulada, sus competidoras y los consumidores.

Algunos trabajos han sugerido que el enfoque de “Building Blocks” puede ser visto como una mezcla entre el modelo de precios tope y el tradicional modelo de regulación por tasa de retorno. El modelo de regulación por tasa de retorno, en su forma tradicional, ha mostrado que no ofrece incentivos suficientes a la eficiencia productiva.

Sin embargo, en la medida que el factor X estimado sobre la base del modelo “Building Blocks” se mantiene fijo por un período regulatorio determinado, debe

brindar los incentivos a la minimización de costos que se espera del modelo de precios tope.

- c) La tercera forma de estimación del factor X, tiene su origen en los albores de la aplicación del modelo de regulación por precios tope en las telecomunicaciones en los EE.UU. Este enfoque postula que el valor del factor X debe ser estimado en función a los cambios esperados en la productividad de la empresa regulada o de un grupo de empresas. Es decir, a mayores mejoras de productividad, la empresa deberá ser obligada a reducir sus tarifas finales en forma proporcional a estas mejoras. Estimar las mejoras en productividad, sin embargo, puede resultar arbitrario si se opta por realizar proyecciones de lo que pueda ocurrir en el futuro. Por esta razón, se tiende a extrapolar hacia el futuro, las mejoras en productividad observadas para la empresa o industria sobre la base de información histórica, aunque manteniendo en mente que los datos deben ser utilizados en forma consistente con una regulación que mira hacia adelante. Debido a la variabilidad de corto plazo que muestra usualmente la productividad, se toma una muestra razonable de observaciones de modo que se puedan estimar cambios de productividad promedio que reduzcan los sesgos que se pueden producir al tomar años atípicos.

En razón a las características de este enfoque de estimación del X, los reguladores estatales y la Federal Communications Commission (FCC) de los Estados Unidos, denominan a este valor “Productivity Offset” –Ajuste por Productividad- o “Productivity Factor” – Factor de Productividad-. Debido a que este enfoque privilegia la utilización de información histórica, ha sido calificado por Vogelsang (2002) como un enfoque con un carácter “No-Bayesiano”.

Así mismo, considero importante la opinión vertida en dicho informe sobre la metodología a utilizar en la determinación del factor X.

“Sin embargo, es importante destacar que no obstante lo anterior, OSIPTEL considera que cada revisión del Factor de Productividad se debe realizar valorando la información disponible, los avances metodológicos, las condiciones del mercado de las telecomunicaciones y la economía, y los objetivos regulatorios por lo que la elección de un método de estimación para el Factor, en un proceso de revisión determinado, no debe implicar necesariamente que dicho método será utilizado en el futuro. En relación a este punto, también es importante mencionar que el período

de información a ser analizado, dependerá a su vez del enfoque metodológico adoptado.”

### **6.3.3 Información necesaria para el cálculo del factor de productividad**

En el proceso regulatorio de la telefonía peruana, se ha venido utilizando el último enfoque metodológico en la determinación del factor de productividad, y de igual forma para el caso de la regulación de la distribución podemos utilizar dicho enfoque, ya que existe suficiente información histórica para poder determinar los indicadores de productividad de la empresas distribuidoras, y en cuanto a los indicadores de la economía ya se cuenta con experiencia previa en su determinación si se consideran los cálculos realizados por OSIPTEL.

En ese sentido, la información necesaria para poder calcular el factor de productividad de las empresas distribuidoras, está muy relacionada con la información que se recopila para el cálculo del VAD.

- Inversión en las instalaciones de distribución en MT y BT;
- Inversión no eléctrica (activo fijo) para la prestación del servicio de distribución;
- Inversiones no eléctricas en bienes muebles e inmuebles;
- Demanda máxima registrada en las SET AT/MT, los alimentadores de MT y las subestaciones MT/BT;
- Balances de energía y potencia para cada nivel de tensión;
- Ventas de energía y número de clientes a nivel de alimentadores y subestaciones MT/BT;
- Pérdidas técnicas y comerciales de potencia y energía de las redes de MT y BT;
- Número de usuarios, ventas de energía y ventas de potencia, detalladas por opciones tarifarias y usuarios (regulados y no regulados);
- Estructura, recursos para la gestión de inversiones;
- Estructura, recursos y costos de operación y mantenimiento técnico de MT y BT (separadamente);
- Estructura, recursos y costos de gestión comercial;
- Ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados y no regulados;
- Ingresos por otros servicios;
- Costos asociados a las actividades vinculadas a la prestación de otros servicios;

- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios funcionales y su asignación a cada una de las actividades de inversión, operación y mantenimiento o servicio;
- Organigrama, manual de organización y funciones y cuadro de asignación de personal;
- Estructura salarial por nivel, categoría y tipo;
- Índices de asignación de costos indirectos de la gerencia central y supervisión; y
- Índices que reflejen con mayor aproximación la inflación, aunque en el país se considera el Índice de Precios al Consumidor IPC.
- Otros necesarios.

En base a la información histórica recopilada se calcularía el factor de productividad, con lo que se asume que la empresa regulada estaría en la capacidad de obtener niveles similares de eficiencia en los siguientes años, de manera que los usuarios pudieran beneficiarse con las mejoras en las eficiencias.

#### 6.3.4 Cálculo del factor de productividad (X)

Por otro lado, debemos indicar que el factor de productividad se obtiene haciendo la comparación entre los costos y la rentabilidad de la empresa regulada con los de la economía en su totalidad, es decir, que este factor mide la productividad de la empresa en comparación a la economía, considerando dentro de esta las tasas de crecimiento de los precios de los insumos de producción y de los indicadores de productividad, es por ello que se define como factor de productividad a la siguiente expresión:

$$X = [(dW - dW_E) + (IP_E - IP)] \quad (6.4)$$

donde:

$dW$  Tasa de variación de precios de los insumos de la empresa regulada

$IP$  Indicador de productividad de la empresa regulada

$dW_E$  Tasa de variación de precios de los insumos de la economía

$IP_E$  Indicador de productividad de la economía

Con la información anteriormente recopilada sería posible determinar las variables componentes del factor de productividad.

Así mismo, es importante indicar que en el cálculo de dichas variables puede emplearse el método de series numéricas o métodos econométricos, así como, el método de los números

índice. Este último, según la bibliografía diversa, es más adecuado cuando no se cuenta con una gran base de datos histórica.

### 6.3.5 Determinación de las tarifas tope

Una vez determinado el factor de productividad, la empresa tendría la libertad de establecer las tarifas bajo criterios de optimalidad.

De esta manera, establecer un tope a un promedio de tarifas, y no a tarifas individuales, permite la suficiente flexibilidad para que la empresa desarrolle su negocio, y al mismo tiempo satisfaga el objetivo primordial de la regulación que es proteger el bienestar de los consumidores y propender a un uso eficiente de los recursos.

La formulación para la determinación de la tarifa por el método del price cap está dado por:

$$P_t = \sum T_{j,t-1} \left( \alpha_{j,t-1} \times \frac{T_{j,t}}{T_{j,t-1}} \right) \quad (6.5)$$

Sujeto a:

$$\left( \alpha_{j,t-1} \times \frac{T_{j,t}}{T_{j,t-1}} \right) \leq (1 - X) \times \frac{IPC_{t-1}}{IPC_{t-2}}$$

Donde:

- $P_t$  : Precio tope para la canasta de servicios en el período  $t$ , actual
- $T_{j,t}$  : Tarifa del servicio  $j$  de la canasta, para el período  $t$ , actual
- $T_{j,t-1}$  : Tarifa del servicio  $j$  de la canasta, para el período  $t-1$ , anterior
- $\alpha_{j,t-1}$  : Participación del servicio  $j$  en los ingresos de la canasta en el período  $t-1$ , anterior
- $IPC_{t-1}$  : Índice de Precios al Consumidor para el periodo  $t-1$ , anterior
- $X$  : Factor de Productividad

Como se trata de tarifas tope entonces se puede concluir con la siguiente expresión:

$$\frac{TP_{t+i}}{TP_t} = (1 - X) \times \left( \frac{IPC_t}{IPC_{t-1}} \right) \quad (6.6)$$

donde:

- $TP_{t+i}$  : Nueva tarifa tope para la empresa regulada
- $TP_t$  : Tarifa tope vigente.

Cuando nos referimos a tarifas vigentes nos estamos refiriendo a las tarifas actuales determinadas bajo el esquema de la metodología del VAD, por tanto la aplicación del método regulatorio del price cap solo implicaría la determinación del factor de productividad.



## CONCLUSIONES

1. El mercado eléctrico nacional tiene una estructura en el que se ha buscado propiciar la competencia en la única actividad donde es posible este incentivo, es decir la actividad de generación, donde se busca la competitividad de las empresas dedicadas a la generación eléctrica. En cambio, en la actividad de distribución al igual que en la actividad de transmisión, no es posible la competencia por su carácter de monopolios naturales, sin embargo, a través de los diferentes conceptos plasmados en el presente informe, es posible incentivar la competitividad de las empresas monopólicas, a través de métodos regulatorios que incentivan la eficiencia en estas empresas, dentro de este tipo de metodologías regulatorias el price cap es el más aceptado y difundido a nivel internacional, motivo por el cual el presente informe hace una revisión y adecuación de dicha metodología en la regulación tarifaria de los sistema de distribución eléctrica.
2. El modelo de empresa eficiente ha sido utilizado desde el comienzo de la regulación de monopolios en Chile. En sus inicios resultó exitoso en disciplinar las administraciones de las empresas estatales. En el Perú se implementó el modelo chileno, con el propósito de reestructurar el mercado eléctrico, promoviendo la privatización de los servicios públicos. Transcurrido varios años de dicha implementación, han surgido nuevos inconvenientes que ameritan una revisión de los procesos regulatorios. Ha aumentado notoriamente la asimetría de información entre regulador y regulado, al mismo tiempo que se han desalineado los intereses entre las partes.
3. Además de estos problemas estructurales se han presentado problemas específicos que requieren el establecimiento de criterios eficientes y claros, de manera de disminuir el nivel de controversia con las empresas y reducir la incertidumbre en cuanto a los resultados de los procesos. Algunos de estos problemas son: indivisibilidad de proyectos de inversión y empresas multiservicios.
4. Todo lo anterior causa inconsistencias en la política regulatoria. En muchos casos se abusa de la discrecionalidad del regulador, lo que motiva una exhaustiva revisión del

modelo actualmente utilizado, muy a pesar de que incentiva a que las empresas reguladas, para tener mayores ganancias, sean más eficientes que las empresas modelo. Por ello, es necesario considerar que la revisión y adopción de un nuevo modelo regulatorio del tipo price cap, tendería a la solución; aceptando que los cambios de precios se realicen a la velocidad en que la empresa pueda incorporar las ganancias de su eficiencia o, por el contrario, generar mecanismos que obliguen al regulador a asumir los costos políticos que significan cambios mayores en las estructuras de los mercados.

5. La implementación de una regulación tarifaria de los sistemas de distribución mediante el método de regulación del price cap, en cuanto a información, no requiere de información diferente a la que se recopila con el método de la empresa modelo, así mismo, es importante recalcar que en una regulación por price cap ya no es necesario la recreación de la empresa distribución en base a costos eficientes, tal como, se hace en el modelo actual. Pues la regulación por price cap buscaría que la empresa regulada mantenga o mejore su eficiencia en el período de fijación del factor de productividad, entre 3 y 5 años.
6. El punto de partida de las tarifas tope sería tomando en consideración las tarifas vigentes, determinadas bajo el método de empresa modelo, para la canasta de servicios identificados, es decir, los precios de distribución en baja tensión y los precios de distribución en media tensión, y su respectiva participación en la canasta.
7. El esfuerzo estaría dirigido a determinar únicamente el factor de productividad X, pues como ya se indicó el índice que refleja mejor la variación de la inflación es el Índice de Precios al Consumidor (IPC). También debemos de mencionar que en el país ya hay experiencia en la determinación del factor de productividad, esto en el mercado de telefonía.
8. Finalmente, se considera que la aplicación de cualquiera de las metodologías, empresa modelo eficiente o price cap, ambas están orientadas al incentivo de ser cada vez más eficientes. Sin embargo, para poder tomar una decisión de mantener el actual esquema o cambiar, dependerá de una cuantificación de los resultados y sobre todo de la evaluación económica de los costos que implicaría los cambios a un eventual esquema de regulación bajo la metodología del price cap.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas, 1992.
2. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “ASESORÍA PARA LA ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE PRODUCTIVIDAD (X) DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN A USUARIOS REGULADOS DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS COMBUSTIBLES POR RED”, Informe Final, Medellín, Octubre 2002.
3. Ing. Fredy Ramírez Almanza, “EVALUACIÓN DEL RIESGO EN LA GESTIÓN DE UNA EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA”, Informe de Suficiencia, Universidad Nacional de Ingeniería , Lima – Perú, 2004.
4. José Ayala. “INSTITUCIONES Y ECONOMÍA. UNA INTRODUCCIÓN AL NEOINSTITUCIONALISMO ECONÓMICO”. FCE, México, 1999.
5. Mark Armstrong, Simon Cowan y John Vickers. “REGULATORY REFORM”. Cambridge, 1994.
6. Vickers y Yarrow. “UN ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PRIVATIZACIÓN”. FCE, 1994.
7. Fernando Ramírez Hernández. “LA POLÍTICA DE COMPETENCIA Y EL PROCESO DE REGULACIÓN EN MÉXICO”, México D.F. 2001.
8. José Gallardo. “DISYUNTIVAS EN LA TEORÍA NORMATIVA DE LA REGULACIÓN”. Lima, Perú, Marzo 1999.
9. Butelman y Drexler. “LA REGULACIÓN DE MONOPOLIOS NATURALES EN CHILE”. Chile, Setiembre, 2003.
10. OSIPTEL, “DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE PRODUCTIVIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO TELEFÓNICO BASICO COMO PARTE DEL MODELO DE REGULACIÓN TARIFARIA EN EL SECTOR TELECOMUNICACIONES. DOCUMENTO DE TRABAJO N° 62”. Lima-Perú, Julio 2001.

11. OSIPTEL, “REVISIÓN DEL FACTOR DE PRODUCTIVIDAD CORRESPONDIENTE AL RÉGIMEN DE FÓRMULA DE TARIFAS TOPE PARA TELEFÓNICA DEL PERÚ S.A.A.: SEGUNDA APLICACIÓN, 2004-2007”. Lima-Perú, Mayo, 2004.
12. Littlechild. “REGULATION OF BRITISH TELECOMMUNICATIONS PROFITABILITY”. London Department of Industry, 1983.
13. Arocena y Rodríguez. “LA REGULACIÓN POR PRECIOS MÁXIMOS Y EL CRECIMIENTO PRODUCTIVO EN LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN ESPAÑA”. España, 1998.
14. Butelman y Drexler. “LA REGULACIÓN DE MONOPOLIOS NATURALES EN CHILE”. Setiembre, 2003.
15. José Gallardo. “DISYUNTIVAS EN LA TEORÍA NORMATIVA DE LA REGULACIÓN: Caso de los monopolios naturales”. Lima-Perú. Marzo, 1999.
16. Ciro Eduardo Bazán Navarro. “EFECTOS DE LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO: Modelización Teórica y Experiencia Internacional”. España. Marzo, 2003.
17. Bustos y Galetovic. “REGULACIÓN POR EMPRESA EFICIENTE: ¿Quién es realmente usted?”
18. Butelmann y Drexler. “LA REGULACIÓN DE MONOPOLIOS NATURALES EN CHILE”. Chile. Setiembre, 2003.
19. Jaime Blandón Díaz. “DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. CONFERENCIA: Estructura tarifaria y situación actual del sector eléctrico colombiano”.
20. Omar Serrano Rueda. “REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN PARA EL NUEVO PERÍODO TARIFARIO (2003-2007), SUS POSIBLES CONSECUENCIAS. CONFERENCIA: Estructura tarifaria y situación actual del sector eléctrico colombiano”.