

# Monopolios naturales y la regulación de los sistemas de transmisión de energía eléctrica

Yezid Orlando Pérez Alemán\*

---

**Resumen:** Este artículo se ocupa inicialmente de los principios económicos de los monopolios naturales y de las características de las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica que las constituyen en monopolios naturales. A continuación se presentan los elementos necesarios para la regulación de precios de estas actividades y se muestran los principales esquemas regulatorios utilizados en los mercados que han optado por la introducción de la competencia en la generación y en la comercialización de energía eléctrica.

**Abstract:** This paper deals initially with the economic theory of the natural monopolies and with the characteristics of the transport and distribution of electricity as natural monopolies. The fundamentals of price regulation on these markets are presented and the regulatory systems mainly used in the electricity markets are shown.

---

## 1. Introducción

Las reformas introducidas en el sector eléctrico colombiano tendientes a la liberalización y a la introducción de esquemas competitivos tanto en la generación como en la comercialización de energía eléctrica con miras a asegurar una mayor eficiencia y calidad en la prestación de dicho servicio público, se enfrentan a las dificultades propias del monopolio natural que representan los sistemas de transmisión y distribución. La imposibilidad de la existencia de competencia en este campo hace necesaria una tarea regulatoria encaminada a garantizar el libre acceso a redes de los agentes generadores y comercializadores, el control del agente monopolista y la protección de los usuarios frente a eventuales abusos de la posición monopolista. Se ha encontrado que especialmente en el negocio de transmisión de electricidad, más que en el de distribución, la existencia de un monopolio natural puede llevar a situaciones que riñen con la transparencia deseada del mercado eléctrico. En los diferentes modelos de reforma de los mercados

---

\* Ingeniero Industrial de la Pontificia Universidad Javeriana, Doctor en Economía de la Technische Universität Darmstadt, República Federal de Alemania. Profesor Titular de la Pontificia Universidad Javeriana, Director de Investigación de Posgrado de Ingeniería Industrial de la Facultad de Ingeniería de la misma universidad.

eléctricos en el mundo se ha encontrado que una actividad regulatoria intensa de los monopolios naturales es condición indispensable para la aparición y consolidación de estructuras competitivas en los mercados de generación y comercialización de electricidad.

El presente artículo revisa los principios económicos de los monopolios naturales y en especial las características de las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica que las constituyen en monopolios naturales. A continuación se presentan los elementos a tener en cuenta en la regulación de precios de las actividades asociadas con las redes de energía eléctrica y se presentan los modelos tradicionalmente utilizados en los esquemas regulatorios de mercados de energía eléctrica. A manera de recomendación para su aplicación en otros esquemas regulatorios se presentan algunas de las conclusiones de uno de los modelos de regulación más exitosos aplicados hasta el momento como es el modelo británico.

## 2. La teoría del monopolio natural

La existencia de actividades económicas en las cuales es, desde el punto de vista económico, poco recomendable la introducción de competencia sin regulación estatal es lo que constituye un monopolio natural. Sin embargo, hay que aclarar que el hecho de que en un conjunto de actividades existan algunas de ellas que constituyan un monopolio natural, no significa que el total del conjunto lo sea. Esta consideración es de especial importancia en el caso del sector eléctrico a partir de las reformas de finales de los años ochenta, cuando se identificaron y separaron aquellas actividades con características de monopolio natural de las que no lo son.

En términos económicos un monopolio natural se caracteriza por la estricta subaditividad de la función de costos. Bajo estricta subaditividad se entiende una situación en la cual se obtienen menores costos mediante la participación de un solo productor que mediante una combinación cualquiera de varios de ellos. Esto se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$(1) \quad C(Q) < \sum_{i=1}^k C(Q_i) \quad i = 1, \dots, k \quad k \geq 2$$

El concepto de subaditividad puede ser definido únicamente para un determinado nivel de resultados de una función de costos dada; esto implica que se trata de un concepto aplicable localmente, cuya generalización a otras regiones, condiciones o a otro momento histórico resulta difícil de justificar. Estrictamente la determinación del concepto de subaditividad supone que se conoce la totalidad de funciones de costos para el nivel de producción escogido, de tal forma que se puede garantizar que no existe ninguna combinación de costos que resulte menor que los costos individuales de un único productor.

En el caso de la producción de un único bien una condición suficiente para la subaditividad es la existencia de costos unitarios promedio decrecientes. Por el contrario, una condición necesaria es tan sólo la existencia de costos promedio decrecientes en apenas un rango del nivel de producción. En el caso de varios productos pueden tanto los rendimientos marginales como también economías de producción presentar estructuras de costos subaditivas; en la producción de dos bienes pueden por tanto presentarse economías de producción en el caso en que

a través de la producción simultánea de los dos bienes se originen ventajas de costos, de la forma en que plantea la ecuación (2):

$$(2) \quad C(q_1, q_2) < C(q_1, 0) + C(q_2, 0)$$

La existencia de estas economías de producción no significa, sin embargo, que para un productor resulte más atractivo la producción conjunta de los dos bienes que de uno solo. El concepto de las economías de producción no permite por tanto una conclusión clara.

### 3. Deficiencias de los monopolios naturales

Una posición monopólica contradice el concepto tradicional de un mercado funcional. Sin embargo, no en todos los casos puede juzgarse la existencia de una posición monopólica como un fracaso de los mecanismos de mercado. Es el caso de los llamados monopolios en dos etapas, los cuales son consecuencia de mayores niveles de eficiencia de un mercado y se constituyen en estímulo para la realización de innovaciones de los productos o de los procesos. Tampoco se puede hablar de un fracaso de los mecanismos del mercado en el caso de un productor monopolista que opera en forma eficiente supliendo las necesidades de los consumidores y no permite la aparición de ventajas relacionadas con el tamaño que se conviertan en atractivo para el ingreso de potenciales competidores. Desde el punto de vista de política económica las posiciones monopólicas se convierten en una traba para el desarrollo de los mercados en el momento en que dichas posiciones se convierten en ineficientes y el monopolista logra imponer barreras de entrada de orden institucional (medidas legislativas o administrativas), estratégico (estrategias de precio o de incrementos de la capacidad instalada) o natural (estructuras de costos irreversibles) que impidan la penetración en el mercado de nuevos competidores.

Desde el punto de vista regulatorio son especialmente relevantes las últimas de dichas barreras. Dicha irreversibilidad está ante todo basada en la propiedad de algunos factores de producción, que se convierten en "específicos" para una determinada aplicación sobre diferentes períodos de tiempo, de tal forma que los mismos tienen un valor irrelevante en cualquier otra aplicación, lo que eventualmente hace imposible que el proceso productivo para el cual son específicos se interrumpa. Cuantitativamente se puede evaluar dicha irreversibilidad como la diferencia de valor por la utilización de dichos factores de producción en la utilización planeada comparada con la segunda mejor. Casos típicos de costos irreversibles se presentan en las inversiones en bienes de capital, en proyectos de investigación y desarrollo, en la introducción en el mercado de un nuevo producto o en la capacitación y entrenamiento de nuevos empleados en una empresa. Sectores típicos en los cuales se encuentra este tipo de irreversibilidades de costos son las telecomunicaciones, los sistemas de transporte y los sistemas de distribución y abastecimiento.

Desde el punto de vista económico el problema fundamental de los costos irreversibles consiste en la posición de la toma de decisiones antes y después de haber incurrido en dichos costos; es decir, estos costos conducen a una asimetría entre la posición del monopolista y la de los potenciales competidores. Lo anterior conduce a que el monopolista esté protegido contra la entrada de potenciales competidores aún en el evento de que estos sean mucho más

eficientes. Esto se aprecia claramente cuando se considera de una parte la posición de un monopolista establecido frente a la entrada de un potencial competidor y de otra parte, la posición de dicho competidor: bajo la premisa de que en el mercado solamente podrá subsistir un único productor, la estrategia maximizadora de la utilidad del monopolista establecido consistirá en ofrecer sus productos por debajo de lo ofrecido por sus potenciales competidores, siempre y cuando pueda cubrir los costos reversibles de su actividad. La estrategia maximizadora de la utilidad del nuevo competidor consistirá en ingresar al nuevo mercado siempre y cuando pueda cubrir sus costos de producción. A diferencia del monopolista establecido, él considerará en su decisión no solamente los costos reversibles sino también los costos irreversibles de la actividad. Esta posición asimétrica lo llevará muy seguramente a concluir que el precio al cual equipara sus costos de producción, se encuentra por encima de los costos reversibles del monopolista establecido, aún en el caso en que el sea mucho más eficiente que el monopolista. Por tanto, no le será posible desplazar a este último así logre demostrar una mayor eficiencia, a no ser que esté dispuesto a aceptar grandes pérdidas durante un período prolongado de tiempo. Teniendo en cuenta adicionalmente que las irreversibilidades de costos generalmente están ligadas con un mayor riesgo de las inversiones, es de esperar que nuevos competidores se abstengan de intentar ingresar en una actividad que constituye un monopolio natural.

Debido a la falta de competidores potenciales, a los monopolios naturales que presentan estas irreversibilidades naturales se les conoce como monopolios resistentes. Bajo un escenario de baja o ninguna regulación en dichos monopolios es usual un precio monopólico que maximiza las ganancias del monopolista establecido. Una situación de tales características conduce simplemente a una ineficiente distribución de recursos; aparte de lo anterior, un monopolio natural resistente se presta para la aparición de estructuras productivas ineficientes ante la no existencia de una disciplina de control de costos, ante la poca o nula iniciativa innovadora y ante la carencia de presión por parte de otros competidores. Solamente ante la inexistencia de las barreras de entrada comentadas es posible pensar que el surgimiento de un nuevo competidor haga mover a un monopolista establecido hacia estructuras más eficientes.

#### 4. Los monopolios naturales en los mercados eléctricos y el libre acceso a redes

Se ha encontrado que dentro de las actividades asociadas con la prestación del servicio público de electricidad aquellas que presentan estructuras de costos subaditivas y por tanto constituyen monopolios naturales son las de transmisión y distribución de electricidad. El carácter de monopolio natural de las redes de transmisión se deriva en primer lugar de las mayores economías de escala que se obtienen en una sola red comparada con las de varias redes de transmisión paralelas. Adicionalmente, se pueden obtener ventajas por la fusión de varias redes en una sola de carácter regional. Esto significa que resulta mucho más económica la transmisión de electricidad a través de varias líneas de transmisión en una red integrada que por medio de varias redes de transmisión de sistemas independientes.

En el caso de las redes de distribución el carácter de monopolio natural tiene que ver con las ventajas asociadas con el grado de densidad de las regiones a ser atendidas (*economies of density*); es decir, los costos promedio de suministro por usuario en una determinada región decrecen con un mayor número de ellos de tal forma que los costos de distribución se minimi-

zan en el caso de la operación de una única red. Adicional a dichas ventajas asociadas con el grado de densidad de los usuarios pueden encontrarse economías de escala. Así por ejemplo, se ha encontrado que en determinadas regiones se logran alcanzar economías de escala gracias a la utilización compartida de líneas principales de distribución, de subestaciones, al empleo de nodos comunes o a costos decrecientes de las labores de mantenimiento gracias al tamaño de la región a ser abastecida.

La necesidad de una actividad regulatoria en las actividades de transmisión y distribución de electricidad se deriva fundamentalmente de las características de monopolio resistente que las mismas presentan debido a que una buena parte de las inversiones en la infraestructura de redes es irreversible; contrario a las actividades de transmisión y distribución no existe ninguna evidencia de que en las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica la presencia de un solo oferente conduzca a menores costos que la participación de varios competidores.

Indudablemente la tradicional integración vertical de las actividades asociadas con la prestación de energía eléctrica conduce a la utilización óptima de la capacidad de generación disponible. En efecto, es posible comprobar que un generador de electricidad poseedor de redes de transmisión logra una utilización mucho más eficiente de su capacidad instalada que varios productores independientes sin redes propias. Esto es debido a que la combinación óptima de la capacidad instalada depende no solamente de los costos de generación de energía eléctrica, sino también de las condiciones de carga de la red; es decir, que se generan sustanciales ventajas de costos por la operación conjunta del parque de generación de electricidad y de las redes de suministro.

De esta necesidad implícita de coordinación entre la generación y la transmisión de electricidad se deriva también el hecho de que los operadores de las redes de transmisión y distribución pueden llegar a distorsionar o incluso impedir la competencia en los mercados de generación y comercialización de electricidad. Es por ello que se impone la necesidad de una actividad regulatoria que limite el campo de acción de los operadores de estas actividades que constituyen monopolios naturales. La competencia en los mercados de generación y comercialización de energía eléctrica está supeditada a la posibilidad de todos los competidores a acceder a las redes de transmisión y distribución bajo las mismas condiciones. Posiciones distorsionadoras de la libre competencia en dichos mercados se presentan cuando los generadores o comercializadores con intereses en la transmisión y distribución ejercen una influencia discriminatoria para el acceso a las redes.

Para poder garantizar la competencia en las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica es entonces necesario asegurar que a ningún participante del mercado se le niegue el acceso a las redes y que las condiciones de utilización de las mismas sean iguales para todos ellos. Este sistema conocido como *Third Party Access* (TPA) se puede introducir en los mercados en la medida en que a los operadores de redes —especialmente de transmisión— se les impida la participación en las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica o en el caso de empresas ya integradas verticalmente, se les obligue mediante medidas regulatorias a separar contablemente las diferentes actividades a fin de evitar la aparición de subvenciones cruzadas que perjudiquen a otros competidores. La ventaja de esta última

opción radica fundamentalmente en que el operador puede hacer usos de las ventajas anotadas anteriormente con respecto a la combinación de costos óptima del parque de generación al tener en cuenta las condiciones de carga de la red.

Independientemente de si se opta por la separación de actividades o se permite la existencia de la integración vertical se requiere en todo caso de una estricta regulación de precios de las actividades de transmisión y distribución dado el peligro del abuso de posición dominante en el monopolio natural que tenga como consecuencia la imposición en el mercado de precios monopolistas.

## 5. Los precios óptimos de la transmisión y la distribución

Uno de los aspectos fundamentales de la regulación de las actividades de transmisión y distribución tiene que ver con la fijación de precios que reflejen los costos de operación de las redes. Dado el carácter de monopolio natural de estas actividades es de esperar que en ausencia de competencia sea fijado un precio monopolístico que maximiza la utilidad. Una primera aproximación a una solución óptima de Pareto podría estar representada por una situación en la cual el precio refleje los costos marginales de la actividad; las pérdidas que allí se generan para el monopolista pueden en un momento dado ser compensadas mediante un impuesto directo. De la misma manera es posible pensar en un precio que refleje los costos promedio, al igual que otras múltiples posibilidades no lineales de precio con cada una de las cuales se puede asociar un esquema específico de regulación.

Al igual que en otros mercados en el caso de los monopolios naturales es posible comprobar que una solución eficiente de Pareto se obtiene cuando los precios se orientan según los costos incrementales. La inquietud que se le plantea al operador de redes de transmisión y distribución es si debe optar por los costos incrementales de corto o de largo plazo para la fijación de precios eficientes. En general puede afirmarse que la decisión depende del plazo de tiempo en el cual se deban realizar las adecuaciones de precios o del nivel de producción; así por ejemplo, para decisiones de corto plazo en la oferta son determinantes los costos incrementales de corto plazo.

En el caso de la fijación de precios en los sistemas de transmisión y distribución, la decisión depende de cuáles costos de operación estén en función de la oferta del operador sobre un determinado período de tiempo y cuáles de esos costos no están influenciados por dicha oferta. Una de las características de las decisiones de oferta en el caso de estas redes tiene que ver justamente con la oportunidad de la toma de decisiones en función de la demanda de energía, hasta tal punto que la configuración misma de la red se convierte en una variable exógena en este proceso de toma de decisiones. De esta manera para las decisiones de oferta del operador únicamente son relevantes los costos de operación variables de corto plazo. En consecuencia, el precio por la utilización de la red en función del costo marginal refleja los costos de operación marginales por el transporte de una unidad adicional de energía eléctrica.

Una debilidad de esta metodología de fijación de precios consiste en que en presencia de costos promedio decrecientes, los precios marginales significan una pérdida para el monopolista. Sin embargo, el monopolista no está dispuesto a disminuir su oferta hasta hacerla nula,

con lo que se produce finalmente una distribución inadecuada de recursos. Es por esta razón que una regulación de precios que parta de este principio del costo marginal debe ser acompañada por una subvención al monopolista que le permita cubrir dicho déficit; subvenciones de este tipo significan empero una inadecuada distribución de recursos.

El siguiente ejemplo pone de manifiesto las pérdidas que se le generan al monopolista bajo una regulación de precios que siga el principio de costos marginales. Sea un operador de red con una función de costos de la forma:

$$(4) \quad C(Q) = c(1+aQ)Q + K$$

En donde el primer término representa los costos variables y  $K$  sus costos de infraestructura. Un precio por la utilización de la red equivalente a los costos marginales del operador  $p^*$  conduce a una pérdida en el caso en que  $c < K/Q^2$ ; es decir, el operador sufre una pérdida cuando los costos marginales de la red son constantes o decrecientes ( $a <= 0$ ). Dado que los costos de infraestructura de un operador de red son por lo general bastante altos, la expresión anterior conduce a que las pérdidas del operador se incrementen justamente en la medida en que dichos costos sean considerablemente altos.

## 6. Los sistemas clásicos de regulación de precios en transmisión y distribución

Partiendo del hecho de que a un agente regulador le es imposible —bajo las condiciones de restricción de información— fijar el precio óptimo de la transmisión y distribución de energía eléctrica, se ha recurrido tradicionalmente a métodos indirectos para la determinación de dichos precios. Los métodos más utilizados son el principio de tasa de retorno (*Rate of Return - ROR*) utilizado sobre todo en los Estados Unidos y la regulación del tipo *Price-Cap* empleada por el sistema británico.

### 6.1. Regulación del tipo Rate of Return - ROR

Este tipo de regulación supone precios fijados administrativamente al operador de la red que reflejen una retribución justa al capital por él empleado. Dichos precios se determinan por lo general siguiendo el siguiente procedimiento: el operador de la red estima sus costos de operación, de capital y los costos de las inversiones de períodos anteriores. El agente regulador somete a revisión dichas estimaciones y fija la retribución justa del capital del operador. Con base en los precios de referencia así fijados, se establecen las ganancias esperadas del operador y con supuestos adicionales acerca del comportamiento de la demanda, finalmente los precios por la utilización de sus redes.

Las críticas con respecto a este procedimiento radican fundamentalmente en las ineficiencias de producción que se generan en los operadores regulados. Dadas las actualizaciones periódicas que deben realizarse con los precios fijados por el agente regulador es de esperar una reducción de la disciplina de determinación de costos, pues los incrementos de los costos serán simplemente absorbidos por las actualizaciones de precios; este efecto puede ser especialmente notorio en economías inflacionarias.

En segundo lugar es posible pensar que los operadores estén interesados en sobrestimar sus costos a fin de obtener un mayor valor límite de los precios fijados por el agente regulador para el siguiente período. En tercer lugar el operador puede inclinarse por una combinación de los factores de producción —mayor empleo del factor de producción capital en detrimento del empleo del factor de producción trabajo— que no sea óptima a fin de obtener una mayor retribución por el capital empleado para el desarrollo de su actividad. Esta situación se presenta especialmente cuando el rendimiento esperado del capital se encuentra por encima de los costos de dicho factor de producción.

La causa para dicha tendencia a la sobrecapitalización conocida como el Efecto Averch-Johnson puede ser entendida mediante el siguiente ejemplo. Supóngase un monopolio de un solo producto con una función de producción de la forma:

$$(5) \quad q = f(K, L)$$

con:

q: Nivel de producción.

K: Factor de producción capital.

L: Factor de producción trabajo.

La tasa de retribución del capital permitida,  $s$ , se encuentra entre los costos del capital,  $r$ , y la máxima renta que el monopolista en una situación no regulada podría alcanzar. De esta manera se obtiene el siguiente problema de maximización para el monopolista:

$$(6) \quad \text{Max } \Pi(L, K) = p * q(L, K) - wL - rK$$

sujeto a:

$$(7) \quad (p * q(L, K) - wL) / K \leq s$$

Expresado como una función de Lagrange el problema se transforma en:

$$(8) \quad H = p * q(L, K) - wL - rK - \lambda (p * q(L, K) - wL - sK)$$

Con las condiciones de primer orden:

$$(9) \quad p \frac{\partial q(L, K)}{\partial L} = w$$

$$(10) \quad p \frac{\partial q(L, K)}{\partial L} = r - \lambda \frac{s - r}{1 - \lambda}$$

Mediante división de la expresión (10) por la expresión (9) se obtiene la combinación de factores del monopolista que maximiza la utilidad:



$$(11) \quad \frac{\frac{\partial q(L,K)}{\partial K}}{\frac{\partial q(L,K)}{\partial L}} = \frac{r}{w} - \frac{\lambda}{1-\lambda} * \frac{s-r}{w}$$

Como  $0 < \lambda < 1$  y  $s > r$  se obtiene:

$$(12) \quad \frac{\frac{\partial q(L,K)}{\partial K}}{\frac{\partial q(L,K)}{\partial L}} < \frac{r}{w}$$

Es posible entonces demostrar que la combinación de factores del monopolista que maximiza su utilidad en el caso de una regulación del tipo ROR con  $s > r$  no corresponde a una combinación mínima de costos de los factores, es decir, que un monopolista racional bajo esas condiciones optará por una ampliación ineficiente del capital en lugar de una combinación óptima de los factores de producción.

En la práctica la tendencia a la sobrecapitalización como también la reducción de la disciplina de costos se debilita toda vez que el agente regulador no está en capacidad de realizar una labor continua de actualización de los precios, sino que la adaptación de los mismos a las condiciones cambiantes de la operación se lleva a cabo con cierto retraso. Desde el punto de vista de la disciplina de costos el efecto de los retrasos de la regulación es que entre dos actualizaciones sucesivas, el operador de la red puede obtener ganancias adicionales mediante una política decidida de reducción de costos. De la misma manera, los retrasos en las actualizaciones de precios reducen el interés de los operadores de ampliar la base de capital de sus operaciones ya que las inversiones de capital no pueden ser recuperadas sino hasta el siguiente incremento de precios.

De esta manera, los retrasos programados o no programados en la actualización de precios por parte del agente regulador se convierten en mecanismos de fomento de la eficiencia de los operadores en la medida en que el instante de tiempo de la adecuación de los precios sea menos influenciado por parte del comportamiento de los operadores y dichos períodos sean especialmente largos.

De todas maneras existen una serie de ineficiencias de producción que permanecen con la utilización de este principio de regulación, que pueden incluso compensar los efectos eficientes de la regulación. Este peligro existe sobre todo cuando la regulación no se traduce en un incremento del nivel de producción de la actividad regulada.

## 6.2. El principio de regulación Price-Cap

Este principio de regulación se caracteriza por lo siguiente:

- El agente regulador le establece al operador de la red precios máximos que no pueden ser sobrepasados.
- Estos precios límite pueden referirse a varios productos de la canasta de servicios del operador en cuyo caso pueden considerarse como precios índices o precios promedio ponderados. El operador podrá entonces variar los precios individuales bajo la condición de que el índice general no sobrepase el límite máximo fijado.
- Los precios índice son actualizados periódicamente mediante la consideración de un factor que escapa al ámbito de influencia del operador. Estas actualizaciones son inaplazables ya que debido a los cambios en las condiciones de costos se llegaría a una situación en la cual el operador obtendría mayores ganancias que las previstas o estaría sometido a pérdidas no contempladas.
- Corresponde al agente regulador revisar en largos espacios de tiempo la pertinencia de los factores de actualización, la composición de la canasta de productos y los factores de ponderación utilizados.

Uno de los instrumentos de este estilo es el utilizado en Gran Bretaña y conocido como RPI-X. Bajo este instrumento le está permitido al operador en un período de tiempo determinado incrementar el precio (promedio) de sus productos en una proporción que resulte inferior al incremento del Índice de Precios al Consumidor (*Retail Price Index*) reducida adicionalmente en una cantidad X definida por el agente regulador. De esta manera el operador se encontrará interesado en agotar su potencial de aumento de la eficiencia hasta el límite permitido por la regulación.

Una de las mayores críticas a este instrumento es que la introducción de la competencia en los mercados eléctricos conlleva un mayor riesgo de suspensión del servicio si las tarifas de la transmisión se rigen por este instrumento. Para contrarrestar este posible efecto se deben entonces promover estímulos para las inversiones del operador de la red que impidan el surgimiento de problemas de calidad en el suministro. A la larga el operador de la red es el primer interesado en que no se presenten fenómenos de este tipo, como caídas de red o sobrecargas que hacen necesario el funcionamiento de capacidades *out-of-merit*, con consecuencias desfavorables para él.

Este estímulo a incrementar la eficiencia de producción, común a los principios de regulación Price-Cap, se hace más evidente en la medida en que tanto la magnitud del precio máximo como el momento en el tiempo en el cual se realiza la actualización escapan al ámbito de influencia del operador. Esto se explica debido a que bajo estas condiciones el operador puede obtener ganancias adicionales por reducciones de costos o estar dispuesto a realizar inversiones de capital; a diferencia de los modelos de regulación ROR, no existen aquí mayores estímulos para la sobrecapitalización por parte del operador.

Un análisis comparativo con los modelos ROR evidencia, sin embargo, que la mayor eficiencia de producción implícita en los modelos Price-Cap incrementa la ganancia del monopolista<sup>1</sup>. Es decir, que los consumidores finales no obtienen realmente ninguna ventaja por la aplicación del modelo de regulación. Una segunda deficiencia tiene que ver con el hecho de que el agente regulador en la labor de revisión y actualización de los pesos de ponderación, de la composición de la canasta de productos y de la construcción de los índices no puede sustraerse a consideraciones de costos y ganancias históricas del agente regulador, con lo cual se induce a un comportamiento ineficiente de su parte. En efecto, al igual que en los modelos ROR la mejor estrategia del operador puede ser incrementar excesivamente sus costos en una futura revisión a fin de lograr un límite superior mayor. Esta presión a declarar mayores costos se hace aún mayor en la medida en que el límite superior de precios esté en función de los costos actuales del operador o en la medida en que éste último pueda influenciar la determinación del momento de la actualización o los intervalos de revisión de los precios sean demasiado cortos.

Una desventaja evidente de los modelos Price-Cap tiene que ver con la posibilidad de que el operador esté dispuesto a aumentar sus ganancias a costa de la calidad de sus productos. Este caso no se presenta con la regulación del tipo ROR pues allí sólo es posible obtener mayores ganancias mediante un incremento del capital, lo cual necesariamente implica una mayor calidad de los productos.

Con respecto al método RPI-X se ha encontrado en la práctica que el agente regulador es muy propenso a establecer un valor muy pequeño del descuento (X) pues piensa que de esa manera desestimulará al operador a hacer uso de los recursos de revisión a que tiene derecho.

## 7. Conclusiones acerca de la regulación de los operadores de redes de transmisión

De acuerdo con las consideraciones anteriores se plantea entonces la inquietud acerca de la mejor alternativa de regulación de las actividades de transmisión de energía eléctrica. La operación de redes de transmisión eléctrica ocasiona fundamentalmente costos de capital y costos de operación, los cuales, considerados en el corto plazo, son independientes de las condiciones de carga de la red. Esto significa que una red de transmisión ocasiona grandes costos fijos y en el corto plazo muy pocos costos variables; esto implica que si al operador se le fijara el precio de sus productos atendiendo únicamente los costos marginales que se le generan por unidad de energía transportada, se le originarían cuantiosas pérdidas.

Teniendo en cuenta lo anterior, en este tipo de situaciones se acostumbra el uso de una tarifa de dos etapas compuesta por un precio por unidad de energía transportada y un pago adicional que compense las pérdidas que se le generan al operador en el corto plazo por el capital invertido en su infraestructura. Bajo el supuesto de que ningún individuo se abstendrá de consumir energía únicamente por dicho pago adicional, la tarifa óptima será aquella en la cual el precio por la energía transportada sea igual a cero y el pago adicional compense todos

1 Esto se encuentra por lo menos en el caso de un mercado con un solo producto. [2].

los costos de capital y de operación del operador. Este es el caso de la red británica en donde no se exige ninguna remuneración por la energía transportada y en su lugar se establece una tarifa compuesta por un pago de derechos de conexión y un pago por la infraestructura que son cancelados tanto por los generadores como por los comercializadores y grandes consumidores de electricidad; del lado de los generadores el pago por infraestructura es una función de su capacidad instalada y de la energía entregada a la red mientras que en el caso de los comercializadores dicho pago está en función del consumo promedio de su mercado en los intervalos de máxima carga; en ambos casos la tarifa correspondiente se fija siguiendo el principio RPI-X. Los costos de conexión para conexiones anteriores a la entrada de la regulación se fijan aplicando también este principio. Sin embargo, para nuevas conexiones se sigue el principio ROR, para incentivar al operador a realizar inversiones en nuevas conexiones a la red, lo cual en el caso de la aplicación de métodos Price-Cap quizá no se produciría.

La experiencia en Gran Bretaña es especialmente valiosa cuando de la aplicación de un sistema de regulación u otro se trata. Un primer problema detectado allí tiene que ver con los estímulos al operador para que efectúe las inversiones necesarias para la ampliación de la red. El operador de la red (The National Grid Company - NGC) tenía pocos estímulos para realizar mayores inversiones de capital dada la gran cantidad de plantas *out-of-merit* existentes, ya que éstas se encargaban de garantizar la estabilidad de la red en presencia de situaciones de sobrecarga; la razón fundamental para ello consistía en que mientras los costos marginales de la entrada en funcionamiento de plantas *out-of-merit* se trasladaban totalmente a los comercializadores de electricidad y finalmente a los consumidores, las inversiones en la infraestructura de la red eran asumidas directamente por la NGC y no podían ser trasladados a los usuarios de la red.

Una situación como la anterior tiene consecuencias para la eficiencia de la operación de la red: las restricciones de la red ocasionadas por las insuficientes inversiones en la infraestructura de transmisión haría cada vez más necesaria la operación de capacidades *out-of-merit* lo cual afectaría las condiciones de competencia en el mercado de generación de electricidad y conduciría a una generación de electricidad que se encontraría por debajo de una solución óptima. Una forma de hacer frente a estas ineficiencias del sistema consistiría en que el operador asuma los costos de sobrecarga debida a las restricciones de la red. De esta manera el se vería estimulado a realizar inversiones cuando comparados con los costos de la sobrecarga—que equivaldrían a los costos de la entrada en operación de capacidades *out-of-merit*— el costo de las inversiones traído a valor presente resulte menor.

Un segundo problema tiene que ver con la elección del sitio para la instalación de nuevas plantas generadoras. En Gran Bretaña se puso en evidencia en el pasado que la expansión de la capacidad de generación tuvo lugar en el norte del país a pesar del sobredimensionamiento de la capacidad existente en esta parte del país y del déficit de generación de energía eléctrica en el sur. La consecuencia fue que la demanda adicional de energía en el sur era suplida con la producción proveniente de las plantas situadas en el norte con el consecuente incremento de las pérdidas de transmisión y de la carga total de la red. Con las reformas de comienzos de la década tendientes a la liberalización de los mercados eléctricos se introdujeron también estímulos para favorecer determinados sitios en cuanto a la ubicación de plantas de generación eléctrica. La NGC estableció once diferentes categorías de los pagos por infraestructura para de esta manera inducir la construcción de plantas en determinadas regiones. La diferencia

entre los diferentes cargos no puede sin embargo, sobrepasar un determinado valor fijado por el agente regulador, de tal forma que no en todos los casos le ha sido posible a la NGC integrar los diferentes costos de transmisión en los diferentes pagos por infraestructura regionales.

A fin de que los generadores escojan el sitio adecuado para la ubicación de las plantas se debe permitir al operador de la red que establezca los pagos por infraestructura a cobrar a cada generador, pero sin que los mismos crezcan en promedio por encima del índice RPI-X. Bajo estas condiciones el operador variará dichos pagos de región a región de tal forma que los mismos reflejen los costos marginales de las capacidades adicionales de las distintas regiones.

## Referencias

- [1] Pérez Alemán, Y.O. *Energierreform in Kolumbien*. En: *Energiewende*, 1, 1998, págs. 2-5.
- [2] Egger, M. *Wettbewerbliche Organisation von Elektrizitätsmärkten. Ein Szenario für die Schweiz*. Bern; Stuttgart; Wien: Haupt, 1997.
- [3] Losch, M. *Wettbewerbsorientierte Regulierung der Elektrizitätswirtschaft. Theoretische Konzepte und Erfahrungen aus Großbritannien*. Frankfurt am Main; Bern: Lang, 1995.
- [4] Menges, R. / Barzantny, K. *Die Liberalisierung der Strommärkte in Norwegen und Schweden*. En: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 1, 1997, págs. 39-56.