

EL MODELO DE REGULACIÓN TARIFARIA PARA EL SERVICIO DE ELECTRICIDAD Y EL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COSTA RICA

JOSÉ FULVIO SANDOVAL VÁSQUEZ
Escuela de Ciencias de la Administración
Universidad Estatal a Distancia, Costa Rica
jsandoval@uned.ac.cr

FEDERICO LI BONILLA
Escuela de Ciencias de la Administración
Universidad Estatal a Distancia, Costa Rica
fli@uned.ac.cr

RESUMEN

Se expone el modelo utilizado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) para definir los ajustes en las tarifas de la electricidad para los usuarios finales. La metodología se desarrolla con base en un ejemplo y, posteriormente, se utiliza para estudiar un caso específico de aplicación que consiste en la solicitud de aumento tarifario realizada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a finales del año 2014. Mediante el estudio de este caso, se analizan los principales factores de costo que inciden en las tarifas a los usuarios finales y se realizan algunas recomendaciones con la finalidad de mejorar el procedimiento tarifario y no se aumenten innecesariamente las tarifas del servicio eléctrico.

PALABRAS CLAVE: TARIFAS, ELECTRICIDAD, MODELO TARIFARIO, ARESEP

ABSTRACT

In the following article, the model used by the Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) to set electricity tariffs for end users is exposed. The methodology was developed based on an example and subsequently used to study a specific case that involves the application of an increase rate by the Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) at the end of 2014. In the study, the main cost factors affecting the rates to end users are analyzed and some recommendations are made in order to improve the pricing procedure to avoid unnecessarily increasing electricity tariffs.

KEYWORDS: RATES, ELECTRICITY, RATES MODEL, ARESEP.

IMPORTANCIA DEL PROBLEMA

A finales del año 2014 el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) presentó ante la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) una solicitud de aumento en la tarifa del servicio de electricidad que ofrece a la población costarricense.

El ajuste solicitado fue de un aumento del 13,2% sobre el nivel tarifario vigente, el cual, de ser aprobado, deberá pagar el usuario final de la electricidad. Este ajuste no considera el costo variable por combustibles (CVC), pues el mismo se determina con una metodología diferente y pretende únicamente reconocer el aumento en los costos debido al uso de combustibles fósiles por las plantas térmicas, cuando éstas se utilizan en la estación seca. De no ser necesaria la utilización de las plantas térmicas, no se agrega a la tarifa el CVC.

Este aumento, si bien puede verse compensado con la reducción en el CVC producto de la menor utilización de plantas térmicas en los meses de invierno y por la disminución en el precio de los derivados del petróleo, es un factor que no permite reducir el costo de la energía eléctrica en el país, con lo cual no se gana en competitividad por esta vía.

Según la información disponible en el sitio web del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), la inflación del año 2014, medida por el Índice de Precios al Consumidor (IPC) fue de 5,13%. No obstante, si se considera el IPC por Clase, el aumento registrado para el 2014 de la Clase 23: Servicio de electricidad, fue de 12,1%. Estos datos muestran que el aumento en costo por el Servicio de electricidad fue de más del doble del aumento en el IPC general. Asimismo, si para el año 2014 dentro del IPC general se asume una variación nula en el IPC de los servicios de electricidad (Clase 23), entonces, el resultado de la inflación para ese año hubiese sido de 4,64% y no de 5,13% tal como se registro realmente. Este

ejercicio demuestra el impacto significativo que tiene el precio de la energía eléctrica sobre la inflación interna.¹

En los últimos meses la opinión pública costarricense ha especulado respecto a la salida de varias empresas transnacionales del país a partir de 2014- En especial se resalta el cierre de operaciones de manufactura de la emblemática empresa INTEL. En este y otros casos se aduce que la salida de las empresas se debe, en parte, al costo de la energía eléctrica, en comparación con otros países competidores en la atracción de inversión extranjera directa (IED).

Debido a lo anterior, este artículo analiza la metodología utilizada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) para determinar los ajustes en el precio de la energía eléctrica utilizando como estudio de caso la solicitud de aumento que hiciera el ICE a la ARESEP a finales del año 2014. Asimismo, se analizarán los principales rubros disparadores de esta tarifa.

Caracterización del servicio eléctrico

El servicio eléctrico que recibe el usuario final (hogares y empresas) corresponde a una cadena productiva altamente especializada que, para efectos tarifarios, se divide en tres etapas o sistemas: Generación, Transmisión y Distribución.

La etapa de Generación involucra la producción de energía eléctrica mediante una planta, la cual está integrada "por un eje rotante, sobre el que está montado un poderoso electroimán, que se hace girar dentro de una carcasa de hierro llamada estator. El electroimán girando dentro de un campo de bobinas en el estator, produce electricidad. Cuanto más grande sea el electroimán y el campo estator, más energía eléctrica será generada" (Cubillo, 1994, p. 20)

¹ El ponderador para este rubro dentro del IPC general es de 3,37%.

Para imprimir la rotación del eje y producir energía eléctrica es necesaria energía mecánica, la cual se obtiene con la quema de combustibles fósiles (por lo general diesel, queroseno, gas), la fuerza del viento (energía eólica), energía nuclear y la fuerza del agua, entre otras fuentes. En el caso de una planta hidroeléctrica es la fuerza del agua al caer la que hace girar el eje.

En la etapa de Transmisión lo que se busca es transportar la energía producida por la planta a través de cables a largas distancias. Para realizar este proceso, la empresa eléctrica debe invertir en transformadores cercanos a la planta que suben el voltaje para la transmisión de la energía y en subestaciones reductoras para reducir el voltaje para los usuarios finales. En este sentido, señala Cubillo (1994), "la electricidad se consume a relativamente bajos voltajes, pero no puede ser enviada muy lejos a bajo voltaje sin que pierda la mayor parte de la energía en los cables." (p. 22).

Finalmente, la etapa de Distribución consiste en la red de cableado eléctrico, postes y mini-transformadores y medidores, que facilitan el consumo de la energía por parte de los hogares y empresas. En el sitio de uso de la electricidad, el voltaje se reduce nuevamente por el mini-transformador a 110 o 220 voltios. Asimismo, en esta etapa se realiza el cobro al usuario: "Dentro de la empresa eléctrica, una unidad de contabilidad y tarifas realizan los cálculos, envía y cobra los recibos a cada usuario." (Cubillo, p. 23).

El precio final de la electricidad es la composición de las tarifas de los diferentes servicios (Generación, Transmisión y Distribución). Dicho precio debe garantizar para todos los sistemas integrantes de la cadena eléctrica, la recuperación de sus costos de operación, mantenimiento, administrativos y comerciales, y un rédito sobre el capital invertido (Molina, 1998).

El mercado eléctrico costarricense

En la solicitud de ajuste ordinario de las tarifas eléctricas presentada en el año 2014 por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se indica que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por los sistemas de Generación, Transmisión y Distribución, cuyos elementos se encuentran interconectados en único sistema de transmisión (ICE, 2014).

La Generación de electricidad en el país la realizan cinco empresas de servicio público y cerca de 30 generadores privados independientes. Las empresas de servicio público generadoras son las siguientes: El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) que es una subsidiaria del ICE, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), la Cooperativa de Electrificación de San Carlos (COOPELESCA), la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE), y la Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos (COOPESANTOS). Dentro del Sistema Eléctrico Nacional, el ICE es la empresa principal del sector de electricidad con el 76% de la capacidad instalada nacional (ICE, 2014).

En la etapa de Transmisión (transporte de energía) la única empresa local que participa es el ICE y en el ámbito regional el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Finalmente, en la etapa de Distribución participan el ICE, la CNFL, JASEC, ESPH y las cooperativas de electrificación rural antes citadas (ICE, 2014).

Regulación del servicio eléctrico

El servicio de electricidad en Costa Rica es considerado un bien público. Por tanto, la producción, transporte y distribución de la energía eléctrica

constituyen actividades donde se observa una alta participación del Estado que opera en diversos ámbitos, desde la formulación de políticas hasta el establecimiento de las tarifas aplicables al servicio y que deben sufragar los usuarios del mismo (ARESEP, 2014).

La regulación a través de los precios o tarifas aplicables al uso de la energía eléctrica se realiza a través de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), institución sucesora del Servicio Nacional de Electricidad (SNE) que operó desde 1928 hasta que se transformó en la ARESEP mediante la Ley 7593 de 1996.

La ARESEP es la instancia encargada de aprobar las metodologías para fijación tarifaria y de conocer las solicitudes tarifarias que realicen los operadores bajo la metodología aprobada para cada uno de los servicios antes indicados (Generación, Transmisión y Distribución). Las fijaciones tarifarias pueden ser ordinarias o extraordinarias (Artículo 30, Ley 7593).

La Ley 7593 establece la obligación de cada prestatario de servicio público a realizar una solicitud tarifaria ordinaria por lo menos una vez por año; sin embargo, en caso de fuerza mayor o por circunstancias fortuitas propias del entorno económico, el operador puede solicitar ajustes tarifarios extraordinarios si la coyuntura económica pone en riesgo el equilibrio económico y financiero de la empresa.

El modelo tarifario para el servicio de electricidad

En el mes de diciembre de 2014, la ARESEP sometió a audiencia pública la metodología tarifaria utilizada en la regulación de operadores públicos y cooperativas de electrificación para los sistemas de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica. Esta metodología ha sido utilizada durante más de dos décadas pero no contaba con la aprobación por resolución del

Regulador General o de la Junta Directiva de ARESEP, y su legitimación se había producido por el uso a lo largo de los años.

La metodología se basa en el enfoque de tasa de retorno (modelo *Rate of Return Regulation*), cuyo objetivo es asegurar a la empresa una rentabilidad adecuada con base en la rentabilidad de su industria. Según indican Bustos y Galetovic, (2002) con la aplicación de esta metodología se determina el ajuste porcentual necesario en la tarifa del servicio específico (Generación, Transmisión y Distribución) para que la empresa obtenga los ingresos que le permitan cubrir los costos totales asociados al servicio y garantizar un monto de retribución (rédito para el desarrollo) sobre el capital invertido (base tarifaria).

La definición de una tasa de rédito para el desarrollo (R) apropiada para la empresa es un factor clave en el modelo tarifario, dado que para un nivel de costos operativos, la tarifa se ajusta para que la empresa alcance el valor del rédito definido. Sin embargo, existe controversia sobre cuál debería ser la tasa adecuada de rédito para una empresa pública que ejerce su quehacer productivo en condiciones monopólicas. En general, la tasa de retorno (o rédito para el desarrollo) se suele calcular ponderando el costo del capital y la deuda en modelos de costo de capital dentro de la industria específica (Bustos y Galetovic, 2002).

Por esta razón, el modelo tarifario aplicado por la Autoridad Reguladora se complementa con la aplicación de modelos financieros de determinación del costo de capital. En este caso, la ARESEP reconoce la utilización de los modelos de Costo Promedio Ponderado del Capital (Weigh Average Cost of Capital, WACC, por sus siglas en inglés) y el modelo de Valoración de Activos de Capital (Capital Asset Pricing Model, CAPM, por sus siglas en inglés).

El modelo general tarifario de tasa interna de retorno utilizado por la ARESEP parte de la siguiente ecuación:²

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (1)$$

Dónde: IT: Ingresos totales del servicio.

COMA: Costos totales de operación, mantenimiento y administración del servicio.

R: Tasa de rédito para el desarrollo.

BT: Base tarifaria.

De (1) se obtiene que el rédito para el desarrollo (R) se define como:

$$R = (IT - COMA) / BT \quad (2)$$

La Base Tarifaria (BT) corresponde al valor del activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) más el capital de trabajo.

Para la aplicación de la metodología anterior, el ICE calcula las ecuaciones (1) y (2) para el año base (t) utilizando valores contables o estimados para los rubros IT, COMA y BT.

$$IT_t = COMA_t + (R^0 * BT_t) \quad (3)$$

Donde $R^0 = (IT_t - COMA_t) / BT_t$, corresponde a la tasa de rédito observada en el período base.

Luego, proyecta la ecuación (1) para el siguiente período (t+1) con los ingresos totales a tarifas vigentes (IT_{t+1}), los costos totales ($COMA_{t+1}$) y la Base Tarifaria (BT_{t+1}).

$$IT_{t+1} = COMA_{t+1} + (R^v_{t+1} * BT_{t+1}) \quad (4)$$

De la ecuación (4) se despeja el la tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período t+1.

$$R^v_{t+1} = (IT^v_{t+1} - COMA_{t+1}) / BT_{t+1} \quad (5)$$

Para determinar la necesidad de ajustar las tarifas vigentes para el período t+1, se debe comparar la tasa de rédito para el desarrollo a tarifas vigentes para el período t+1, con la tasa de rédito obtenida pretendida, la cual se calcula utilizando los modelos financieros WACC y CAPM (R_k).

- Si R_k es mayor que R^v_{t+1} , entonces, las tarifas deben aumentarse para lograr el nivel de R_k .
- Si R_k es menor que R^v_{t+1} , entonces, las tarifas deben reducirse para lograr el nivel de R_k .
- Si R_k es igual que R^v_{t+1} , entonces, las tarifas no deben ajustarse.

El ajuste en las tarifas vigentes para lograr el rédito para el desarrollo deseado (R_k) en el período t+1 se obtiene al calcular los ingresos totales en el período t+1 necesarios para cubrir los COMA y el monto de rédito para el desarrollo deseado, ecuación (1), y deducirlos de los ingresos totales estimados a tarifas vigentes para el período t+1:

$$IT_{t+1} = COMA_{t+1} + (R_k * BT_{t+1}) \quad (6)$$

$$IT_t = COMA_t + (R^0 * BT_t) \quad (7)$$

El monto del ajuste en los ingresos totales para obtener R_k sería el siguiente:

$$\Delta IT = IT_{t+1} - IT_t \quad (8)$$

$$\Delta \% IT = [(IT_{t+1} - IT_t) / IT_t] * 100 \quad (9)$$

La ecuación (9) brinda el ajuste que debe realizarse en el período siguiente (t+1) en la tarifa del servicio para obtener los ingresos requeridos y cumplir con el plan de gastos e inversión del servicio.

Como puede observarse la metodología tarifaria basada en el modelo de la tasa de retorno, la tarifa por el servicio eléctrico depende directamente del valor asignado como tasa de rédito para el desarrollo, de la base tarifaria y de los costos operativos proyectados.

2 Expedientes Administrativos de la ARESEP: OT-242-2014, OT-243-2014 y OT-244-2014.

Un ejemplo de aplicación de la metodología de ajuste tarifaria

En la Tabla 1 se presenta el caso hipotético de una empresa generadora de energía que solicita un ajuste en la tarifa de venta para el período siguiente (t+1).

En el período actual (t) los resultados contables de la empresa según la tarifa vigente, aparecen en los cinco primeros renglones de la tabla 1.

TABLA 1.
**APLICACIÓN DEL MODELO TARIFARIO PARA DEFINIR EL AJUSTE EN LAS TARIFAS APLICADAS
 (CIFRAS EN MILES DE COLONES)**

Situación período t con tarifas vigentes		
Ingresos Totales período t	ITt	360.000,0
Costos Totales período t	COMAt	300.000,0
Excedente de explotación período t		60.000,0
Base tarifaria período t	BTt	1.500.000,0
Rédito período t	Rt	4,0%
Situación período t+1 sin ajuste tarifario		
Ingresos Totales período t+1 tarifas vigentes	ITvt+1	400.000,0
Costos Totales período t+1	COMAt+1	370.000,0
Excedente de explotación período t+1		30.000,0
Base tarifaria período t+1	BTt+1	1.600.000,0
Rédito a tarifas vigentes período t+1	Rvt+1	1,9%
Cálculo del ajuste tarifario para el período t+1		
Rédito deseado en t+1, según CAPM	Rk	5,0%
Ingreso Total necesario para Rk	ITt+1	450.000,0
Ajuste Tarifa: (ITt+1 - ITt)		90.000,0
Ajuste tarifario porcentual necesario		25,0%

Fuente: elaboración propia.

En la situación inicial la empresa reporta un ingreso total (IT) de €360 millones y costos totales de operación, mantenimiento y administración (COMA) por €300 millones, lo cual implica un excedente de explotación de €60 millones.

La base tarifaria para este período se estima en €1.500 millones y al dividir el excedente de explotación por esa base tarifaria se obtiene que el rédito para el desarrollo (R) en ese período, que asciende a 4%.

En el período siguiente, si no existe ajuste tarifario la empresa proyecta que sus ingresos totales aumentarán a €400 millones por el crecimiento de la demanda, es decir, los ingresos crecen en un 11,1% mientras, que sus costos totales pasarían a €370 millones, proyectando un aumento del 23,3%. Asimismo, proyecta que su base tarifaria aumentaría en un 6,7%.

Con estos resultados proyectados, la empresa prevé que su excedente de explotación se reduciría en un 50% y su rédito para el desarrollo se ubicaría en un 1,9%; según se observa en el cuadro 1.

Para determinar si requiere de un ajuste tarifario, la empresa debe estimar la tasa de costo del capital invertido incluyendo sus planes de expansión de la capacidad instalada para satisfacer el crecimiento de la demanda futura. Para ello puede aplicar los modelos financieros del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) y el modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM).

El ejercicio planteado supone que de la aplicación de estos modelos financieros la empresa deduce que el rédito para el desarrollo que debe recibir para el período t+1 es del 5%.

Conociendo el rédito deseado y dada la proyección de costos, se procede a calcular los ingresos requeridos para cubrir los costos de operación y obtener un 5% de rédito sobre la base tarifaria estimada para el nuevo período.

Según los resultados del cuadro 1, el ingreso necesario en el período t+1 para cumplir con la ecuación básica (1) sería de €450 millones; es decir, se necesita un incremento del 25% en los ingresos totales. Precisamente, dicho porcentaje será el aumento tarifario que la empresa solicitará al ente regulador.

Limitaciones de la actual metodología tarifaria

La metodología basada en la tasa de retorno complementada con los modelos de valoración de capital WACC y CAPM es de naturaleza estrictamente financiero-contable, de manera que las tarifas o ajustes de precios obtenidos en su aplicación, desde el punto de vista económico, no constituyen señales que guíen la toma de decisiones acertadas para los agentes económicos (Parkin, 2010).

Como se indicó, con estos modelos de tasa de retorno, el precio del servicio o el ajuste al mismo, se realiza con base en las necesidades de recursos para invertir y en los costos de operación de la empresa. Por lo tanto, los operadores no tienen incentivos para minimizar los costos de operación y las necesidades de inversión.

Debido a lo anterior, en las solicitudes tarifarias se suele sobreestimar las inversiones planeadas para el siguiente período y se sobrevalorar, además, la devaluación y la inflación, que son las variables base de las proyecciones de costos operativos. De esta forma, el operador busca inflar sus costos operativos porque el modelo tarifario le brindará tarifas que le permitan la recuperación de esos costos y gastos (Canesse, 2013).

Por otra parte, el modelo tarifario también puede inducir a las empresas a realizar sobreinversiones de capital por encima de las necesidades o crecimiento de la demanda de energía. Esto por cuanto los recursos necesarios para la expansión son reconocidos por la el mecanismo tarifario mediante la tasa de rentabilidad (o rédito) sobre la base tarifaria.

Lo anterior, permite afirmar que es necesario un instrumental regulatorio mejorado para el cálculo de las tarifas eléctricas que permitan un uso más eficiente de la energía eléctrica y garantizar un precio competitivo para los usuarios finales.

ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS OPERATIVOS Y MANTENIMIENTO DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD DEL ICE

En la tabla 2 resume el comportamiento proyectado por el ICE en los costos y gastos operativos para el año 2015 en relación con el año 2014.

TABLA 2.
RESUMEN DE LA VARIACIÓN PROYECTADA POR EL ICE EN LOS COSTOS Y GASTOS OPERATIVOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO (CIFRAS EN PORCENTAJES)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	Generación	Transmisión	Distribución
Operación y mantenimiento	19,2%	3,3%	4,3%
Estudios preliminares	4,6%	4,5%	---
Lubricantes y combustibles	-37,0%	---	---
Complementarios de operación	-12,0%	---	---
Comercialización	4,2%	---	4,9%
Compra de energía a generadores privados	49,1%	---	---
Servicios de regulación	5,1%	5,1%	5,1%
Administrativos	3,7%	3,7%	3,9%
Seguros	19,1%	14,1%	11,3%
Depreciación Activos en operación	13,5%	25,1%	15,6%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	14,4%	7,0%	5,4%
Depreciación otros activos en operación	55,2%	-1,5%	19,7%
Energía y potencia	---	---	10,7%
Gastos por incobrables	---	---	7,6%
Peaje	---	---	4,5%
Alquileres operativos de instalaciones	11,8%	6,6%	---
Importación de energía	69,7%	---	---
Estudios de preinversión	3,0%	---	---
Cánon de aguas	4,8%	---	---
Costos EOR-OMCA-MER CRIE, SIEPAC y Transmisión Regional	---	9,0%	---
Gestión productiva	4,3%	4,3%	3,7%
TOTAL	23,0%	9,1%	8,7%

Fuente: ARESEP. Solicitudes tarifarias del ICE. Expedientes ET-145, 146 y 147 del 2014.

Se observa que en la etapa de Generación los rubros de costo que más se incrementan en las proyecciones para el año 2015 son los gastos de operación y mantenimiento (19,2%), la compra de energía a operadores privados (49,1%), los seguros (19,1%), la depreciación de activos en operación (13,5%), la absorción de partidas amortizantes (14,4%), la depreciación de otros activos de operación (55,2%), los alquileres operativos de operación (11,8%) y la importación de energía (69,7%).

En total para el servicio de Generación, el ICE proyectó que los costos totales de operación se incrementarán en el 2015 en un 23%.

Para el caso del servicio de Transmisión, los rubros de costos que mayor aumento proyectan para el 2015 son los seguros (14,1%), la depreciación de activos en operación (25,1%) y los costos de transmisión por red regional (9%). De esta forma, se proyecta un aumento total de 9,1% para el año 2015.

Finalmente, para el servicio de Distribución los rubros de costo que el ICE estima se incrementan en mayor medida son los seguros (11,3%), la depreciación de activos en operación (19,7%) y la energía y potencia (10,7%). El aumento total anual estimado en los costos operativos para este servicio es del 8,7%.

Puede observarse, que en los tres servicios, el aumento proyectado por el ICE en sus costos operativos, supera a la inflación estimada por el Banco Central de Costa Rica para el año 2015, la cual sería de 4% en promedio (Banco Central de Costa Rica, 2015).

Por otra parte, como complemento al análisis anterior es necesario revisar la estructura relativa de los costos de operación de los servicios de electricidad del ICE. En la tabla 3, se basa en los datos aportados por el ICE en la solicitud tarifaria antes indicada.

TABLA 3.
**ESTRUCTURA RELATIVA DE LOS COSTOS Y GASTOS OPERATIVOS DE LOS SERVICIOS DE ELECTRICIDAD DEL ICE
(CIFRAS EN PORCENTAJES)**

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	Generación	Transmisión	Distribución
Operación y mantenimiento	18%	20%	10%
Estudios preliminares	2%	1%	0%
Lubricantes y combustibles	0%	0%	0%
Complementarios de operación	1%	0%	0%
Comercialización	0%	0%	9%
Compra de energía a generadores privados	22%	0%	0%
Servicios de regulación	0%	0%	0%
Administrativos	4%	6%	3%
Seguros	3%	0%	0%
Depreciación Activos en operación	18%	22%	5%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	0%	1%	0%

Depreciación otros activos en operación	1%	7%	2%
Energía y potencia	0%	0%	55%
Gastos por incobrables	0%	0%	0%
Peaje	0%	0%	12%
Alquileres operativos de instalaciones	20%	12%	0%
Importación de energía	4%	0%	0%
Estudios de preinversión	2%	0%	0%
Canon de aguas	0%	0%	0%
Costos EOR-OMCA-MER CRIE. SIEPAC y Trans Reg.	0%	13%	0%
Gestión productiva	5%	17%	4%
TOTAL	100%	100%	100%

Fuente: ARESEP. Solicitudes tarifarias del ICE. Expedientes ET-145, 146 y 147 del 2014.

Se desprende del cuadro 3 que en el servicio de Generación los siguientes rubros de costo representan alrededor del 80% de la estructura:

- Operación y mantenimiento (19%)
- Compra de energía a generadores privados (22%)
- Depreciación de activos en operación (18%)
- Alquileres operativos de instalaciones (20%)

Para el servicio de Transmisión el 85% de la estructura de costos está dada por los siguientes rubros:

- Operación y mantenimiento (20%)
- Depreciación de activos en operación (22%)
- Alquileres operativos de instalaciones (12%)
- Costos EOR-OMC-MER CRIE SIEPAC y Trans. Reg. (13%)
- Gestión productiva (13%)

En el caso del servicio de Distribución el 86% de la estructura de costos esta determinada por las siguientes partidas:

- Operación y mantenimiento (10%)
- Comercialización (9%)
- Energía y potencia (55%)
- Peaje (12%)

De la información anterior (tablas 2 y 3) se observa, por ejemplo en el caso de Generación, que son precisamente las partidas que mayor pesan en la estructura de costos las que proyectan un mayor crecimiento para el 2015.

Factores de costo que determinan los ajustes en las tarifas eléctricas

Como ha podido observarse de la exposición anterior, en el ajuste de la tarifa para el usuario final de la energía está en la etapa de Generación. El precio final recoge la formación el traslado de costos que se presenta en la etapa de Generación, Transmisión hasta llegar a Distribución. Según los estudios tarifarios presentados por el ICE, la solicitud se detalla de la siguiente forma:

- *Sistema de Generación.* El ICE proyecta para el año 2015 un incremento en la estructura de costos de operación del 23% y solicita un rédito para el desarrollo de 5,13% para ese mismo año. Para este sistema solicita un incremento promedio en las tarifas del sistema del 19,2% a partir del 1 de enero de 2015 (Expediente No. ET-145-2014).
- *Sistema de Transmisión.* El ICE proyecta para el año 2015 un incremento en la estructura de costos de operación del servicio del 9,1% y solicita un rédito para el desarrollo de 2,80% para ese mismo año. Con este fin solicita a la ARESEP un incremento en la tarifa del sistema del 19,2% a partir del 1 de enero de 2015. (Expediente No. ET-146-2014).
- *Sistema de Distribución.* El ICE proyecta para el año 2015 un incremento en la estructura de costos de operación del servicio del 8,7% y solicita un rédito para el desarrollo de 4,73% para ese mismo año. Con estas finalidades, solicita un aumento promedio en la tarifa del sistema del 13,2% a partir del 1 de enero de 2015 (Expediente No. ET-147-2014).

Dentro de la cadena de valor del servicio eléctrico, el ajuste que al final es trasladado al usuario es el aumento del 13,2% en el sistema de distribución, el cual incorpora los ajustes pretendidos en los sistemas de generación (19,2%) y transmisión (19,0%).

Debido a lo anterior, en este artículo sólo se expondrá el caso del sistema de generación, siendo el componente de mayor impacto en la cadena de valor del servicio eléctrico.

En la tabla 4, se presenta la determinación del ajuste tarifario con base en la información presentada por el ICE a la Autoridad Reguladora. Como puede observarse, sin ajuste tarifario el ICE proyecta para el sistema de generación, en el año 2015, un rédito para el desarrollo del 0,42%. Asimismo, la aplicación de la metodología tarifaria de la tasa de retorno indica que para lograr el nivel de rédito pretendido (5,13%), se requiere un aumento en las tarifas de venta de electricidad del sistema de generación de si no se realiza aumento a las tarifas del sistema de 19,1% para el año 2015.

TABLA 4.
CÁLCULO DEL AJUSTE TARIFARIO PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DEL ICE
(CIFRAS EN MILLONES DE COLONES)

RUBRO	2015
INGRESOS DE OPERACIÓN	402.429,6
Ingresos por venta de energía	226.461,2
Ventas entre sistemas	173.544,0
Ingresos de exportación	2.424,4
COSTOS DE OPERACIÓN TOTALES	370.273,8
Operación y mantenimiento	65.203,6
Estudios preliminares	7.146,3
Lubricantes y combustibles	480,9
Complementarios de operación	1.783,1
Comercialización	501,3
Compra de energía a generadores privados	96.911,9
Servicios de regulación	334,2
Administrativos	11.446,2
Seguros	9.515,9
Depreciación Activos en operación	62.170,9
Absorción de partidas amortizables e intangibles	552,1
Depreciación otros activos en operación	5.791,8
Alquileres operativos de instalaciones	66.532,2
Importación de energía	18.919,5
Estudios de preinversión	7.404,0
Canon de aguas	1.435,4
Gestión productiva	14.144,5
EXCEDENTE DE OPERACIÓN NETO	6.880,8
Excedente de operación	32.155,8
Deuda períodos anteriores	25.275,0
BASE TARIFARIA	1.635.052,7
RÉDITO PARA EL DESARROLLO A TARIFAS VIGENTES	0,42%

RÉDITO PARA EL DESARROLLO PRETENDIDO	5,13%
INGRESO REQUERIDO PARA EL RÉDITO PRETENDIDO	479.427,0
AJUSTE EN LOS INGRESOS PARA EL RÉDITO PRETENDIDO	76.997,4
AJUSTE PORCENTUAL PROMEDIO EN TARIFAS DEL SISTEMA	19,1%

Fuente: Expediente No. ET-145-2014. ARESEP.

En este ejercicio no se discutirá si la rentabilidad solicitada por el ICE (5,13%) es la acorde con la industria en la que opera dicha institución.

Según se observó en la sección anterior, cuatro rubros de costo constituyen el 80% de la estructura de costos de operación del servicio de Generación: Operación y mantenimiento (19%), compra de energía a generadores privados (22%), depreciación de activos en operación (18%) y alquileres operativos de instalaciones (20%).

Dada esta situación se realizaron varios ejercicios de estática comparativa para determinar el impacto en la variación del ajuste proyectado de cada uno de estos rubros sobre el aumento en la tarifa solicitada de 19,1%. La tabla 5 resume los resultados de este ejercicio.

TABLA 5.

AUMENTO TARIFARIO REQUERIDO EN LA TARIFA DE GENERACIÓN DEL ICE SEGÚN REDUCCIÓN EN LOS COSTOS DE OPERACIÓN

Rubro	Reducción en el rubro			
	5%	10%	15%	20%
Operación y mantenimiento	18,3%	17,5%	16,7%	15,9%
Compra energía a operadores privados	17,9%	16,7%	15,5%	14,3%
Depreciación de activos de operación	18,4%	17,6%	16,8%	16,0%
Alquileres operativos de instalaciones	18,3%	17,5%	16,7%	15,8%

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 5 muestra la magnitud del aumento que requeriría la tarifa de venta de energía eléctrica del servicio de Generación si cada rubro (de forma independiente) se redujera en el porcentaje señalado en el cuadro.

Así, si el ICE logra reducir los costos operación y mantenimiento proyectados para el 2015 en un 5%, *ceteris paribus*, la tarifa del sistema debería aumentar en un 18,3% para lograr el rédito pretendido de 5,13%. Se observa que el ajuste es menor que el requerido de 19,2% según lo planteó el ICE a la ARESEP.

Considerando la columna del 5% de reducción del cuadro 5, se observa que el rubro de mayor impacto en la reducción del aumento requerido por el ICE, es la compra de energía a operadores privados. Si el valor de las compras a los operadores privados se reduce en un 5%, el ajuste en la tarifa del sistema de generación solo debería aumentar en un 17,9%. Asimismo, si el ICE logra reducir la proyección de alguno de los costos en un 20% se observa que el aumento solicitado se reduce sensiblemente entre un 14,3% a un 16%.

Por otra parte, realizando el ejercicio para una reducción de la proyección de los cuatro rubros de costos señalados al unísono, el ajuste tarifario sería del 15,5% y no del 19,2% como se solicita. Asimismo, si todos estos costos se reducen a la vez en un 20%, el ajuste requerido en la tarifa sería de tan sólo el 4,7%, tal como lo muestra la Tabla 6.

TABLA 6.
AJUSTE TARIFARIO RESULTANTE POR LA REDUCCIÓN DE LOS CUATRO RUBROS DE COSTO QUE REPRESENTAN EL 80% DE LA ESTRUCTURA DE GENERACIÓN

Reducción	Ajuste en Tarifa
5%	15,5%
10%	11,9%
15%	8,3%
20%	4,7%

Fuente: Elaboración propia.

Este ejercicio muestra el impacto que tiene la proyección de costos sobre el nivel tarifario que debe pagar el usuario de la energía eléctrica. Asimismo, advierte la necesidad de que la metodología utilizada incorpore algún factor de eficiencia para que los usuarios no se vean expuestos a aumentos injustificados en las tarifas debido al uso ineficiente de los recursos que administran los operadores de este servicio público.

El cooperativismo y la distribución eléctrica

Según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) N.º 7593. Las cooperativas que prestan servicios de distribución y su costo se sustentan en el "Artículo 3º.- Definiciones

Para efectos de esta ley, se definen los siguientes conceptos:

- a. Servicio Público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.
- b. Servicio al costo. Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.
- c. Prestatario de servicio público. Sujeto público o privado que presta servicios públicos por concesión, permiso o ley."

Las cooperativas de electrificación se les permiten una intermediación de un colón por kilovatio distribuido. (La Gaceta No. 58 Alcance Digital No. 20, 24 de marzo de 2015). Con ello ha permitido que COOPEGUANACASTE, R.L.; COOPELESCA, R.L.;

COOPESANTOS, R.L.; hayan penetrado zonas donde el ICE no podía penetrar y brindar su servicio apoyando al desarrollo socio económico de esas regiones, siendo su alcance a 708 mil personas a través del servicio de (IV Censo Cooperativo, 2012) electrificación, con ello ha permitido que en la zona de los santos cobertura de 5 cantones, la zona norte del país y la provincia de Guanacaste, estas cooperativas realicen grandes proyectos de desarrollo socioeconómicos en sus respectivas regiones, con un margen de intermediación tan bajo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Dentro de la cadena de valor del servicio de electricidad, el sistema de Generación constituye el servicio que traslada el mayor costo al precio al usuario final. Por tanto, la eficiencia que se logre en este sistema es determinante para mantener las tarifas eléctricas en niveles competitivos en relación a los demás países del área.

Los costos de mayor impacto tienen en el servicio de Generación están los gastos de operación y mantenimiento, las compras de energía a operadores privados, la depreciación de activos y los alquileres operativos de instalaciones. Las simulaciones realizadas demuestran que una reducción de un 20% en estos rubros reduce el aumento tarifario requerido por el ICE para alcanzar un rédito del desarrollo del 5%, de un 19,2% a un 4,7%. Por tanto, es importante el esfuerzo que realice el ICE el aras de lograr economías en los rubros señalados.

Las actuaciones del ICE en materia de reducción de costos, está condicionada por el tipo de regulación que utiliza la ARESEP en la fijación tarifaria. Dicha regulación se realiza a través de un modelo de tasa de retorno, que como tal no provee incentivos suficientes para que la empresa sea más eficiente.

La metodología tarifaria basada en el modelo de la tasa de retorno, la tarifa por el servicio eléctrico depende directamente del valor asignado como tasa de rédito para el desarrollo, de la base tarifaria y de los costos operativos proyectados.

En las solicitudes tarifarias basadas en modelos de tasa de retorno, los operadores tienden a inflar las proyecciones de costos y subestimar los ingresos proyectados. Sin embargo, la ineficiencia más conocida es el incentivo a sobreinvertir en capital. La tasa de costo de capital fijada por el regulador tenderá a ser mayor que la tasa de costo de capital verdadera. Y en ese caso a la empresa le conviene aumentar su capital por sobre lo óptimo.

Debido a lo anterior, se recomienda complementar la utilización de los modelos de tasa de retorno para las fijaciones tarifarias de las empresas reguladas con indicadores de eficiencia, que permitan valorar los incrementos proyectados de los costos operativos de la empresa, de manera que los mismos respondan a una gestión eficiente en el uso de los recursos.

REFERENCIAS

- Asamblea Legislativa de Costa Rica. *Ley N.º 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)*. San José, Costa Rica.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (2014). *Metodología tarifaria ordinaria para el servicios de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*. Centro de Desarrollo de la Regulación. Recuperado de: <http://www.aresp.go.cr/inicio/audiencias-por-google-maps/expedientes-de-proximas-audiencias-y-consultas>
- Banco Central de Costa Rica (2015) *Programa Macroeconómico 2015-2016*. [Archivo PDF]. Recuperado de: http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Documento_PM2015-16.pdf

- Bustos, A., y Galetovic, A. (2002). Regulación por empresa eficiente. *Estudios Públicos*, 86, 145-182. Recuperado de: http://www.cepchile.cl/dms/archivo_3094_787/rev86_bustosgaletovic.pdf
- Canesse, M. (2013). *La tarifa social de la energía en América Latina y el Caribe*. Organización Latinoamericana de Energía. [Archivo PDF]. Recuperado de: <http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/Tarifa%20Social.pdf>
- Cubillo, L. (1994). *Las variables económicas en la determinación de los precios de la electricidad*. (Tesis de Licenciatura). Universidad de Costa Rica.
- Instituto Costarricense de Electricidad (2014). *Solicitud de ajuste ordinario de las tarifas eléctricas. Gerencia de Finanzas*. Dirección de Planificación Financiera. Recuperado de: <http://www.aresp.go.cr/inicio/audiencias-por-google-maps/expedientes-de-proximas-audiencias-y-consultas>
- Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (2012). *Encuesta Continua de Empleo: Indicadores del Mercado Laboral Costarricense*. Tercer trimestre de 2012. Vol. 2. Año 1. San José, Costa Rica.
- Instituto Nacional de Fomento Cooperativo (2012). *IV Censo Nacional Cooperativo*. San José, Costa Rica.
- La Gaceta (24 de marzo de 2015). *No. 58 Alcance Digital No. 20*. San José, Costa Rica
- Molina, P. (1998). *Tarifación eléctrica Chilena a nivel de empresas de distribución*. (Tesis de Maestría). Pontificia Universidad Católica de Chile. Recuperada de <http://web.ing.puc.cl/power/paperspdf/molina.pdf>
- Parkin, M. y Loría, E. (2010). *Microeconomía. Versión para América Latina*. (9ª ed.). México, D.F.: Editorial Pearson.

Recibido: 7 de mayo de 2015
Aceptado: 29 de setiembre de 2015