

# El sector eléctrico en Costa Rica

## Resumen

El estudio analiza la estructura del mercado eléctrico costarricense y su marco regulatorio, ambos elementos críticos en la formación de los precios que se pagan por el uso de la energía. La primera sección incluye un marco general de referencia, útil para entender el funcionamiento de la oferta y la demanda en un mercado complejo como el eléctrico. Se examinan los modelos tradicionales de organización de ese mercado, así como las principales metodologías utilizadas para la determinación de las tarifas. En la segunda sección se examinan estos conceptos para el caso costarricense. La sección 3 describe las características generales del sector eléctrico local, pasando luego a las secciones 4, 5, 6 y 7 con los aspectos microeconómicos de la estructura del mercado, el marco regulatorio y el modelo tarifario aplicado en Costa Rica. Finalmente, luego de una breve referencia al mercado eléctrico regional y algunas propuestas para introducir un mayor grado de competencia en el mercado nacional, el estudio concluye con algunas consideraciones finales y una agenda para la política pública.



**Analistas** Miguel Loría  
Josué Martínez

**Comité editorial** Rocío Aguilar  
Edna Camacho  
Víctor Hugo Céspedes  
Alberto Dent  
Eduardo Lizano  
Ronulfo Jiménez

**Diagramación** Luis Fernando Quirós

## Contenido

1. Introducción.....	3
2. Marco general de referencia .....	3
2.1. Naturaleza y estructura .....	3
2.2. Características de la demanda .....	5
2.3. Modelos de organización del sector eléctrico.....	5
2.4. Conceptos y principios prácticos de regulación tarifaria .....	7
2.4.1. Regulación por tasa de retorno .....	7
2.4.2. Regulación por precio-techo (price-caps)	9
2.4.3. Fijación de tarifas con información asimétrica .....	9
3. El sector eléctrico en Costa Rica.....	10
3.1. Desarrollo institucional .....	10
3.2. Evolución del sector .....	10
4. Estructura del mercado .....	13
4.1. Generación.....	13
4.2. Transmisión.....	14
4.3. Distribución y comercialización .....	15
5. Marco jurídico-institucional .....	15
6. Aspectos metodológicos para la fijación de tarifas y sus implicaciones .....	18
7. Las tarifas eléctricas en la actualidad .....	20
8. Propuestas de reestructuración al modelo vigente..	21
9. El mercado regional bajo el SIEPAC .....	23
10. Consideraciones finales y una agenda para la política pública .....	24
Referencias .....	27
Anexo Estadístico .....	29



## 1. INTRODUCCIÓN

La electricidad constituye uno de los servicios fundamentales para toda sociedad moderna. Condiciona en gran medida el nivel de bienestar de las poblaciones y el potencial de crecimiento de los países. Conocer las condiciones bajo las cuales se determina el precio de ese servicio reviste especial importancia por su impacto en los sectores productivos y en las familias. La literatura proporciona evidencia de que la estructura del mercado eléctrico y el marco regulatorio que lo rige constituyen elementos críticos en la formación del precio. Analizar ambos elementos para el caso costarricense, y sus implicaciones en la formación de los precios, es el objetivo central de este estudio.

El documento inicia con un marco general de referencia, útil para entender el funcionamiento de la oferta y la demanda en un mercado complejo como el eléctrico. Se examinan los modelos tradicionales de organización de ese mercado, así como las principales metodologías utilizadas para la determinación de las tarifas. Todos estos conceptos se aplican posteriormente al caso

costarricense. En la sección 3 se describen las características generales del sector eléctrico local, pasando luego a las secciones 4, 5, 6 y 7 con los aspectos microeconómicos de la estructura del mercado, el marco regulatorio y el modelo tarifario aplicado en Costa Rica. Luego de una breve referencia al mercado eléctrico regional y algunas propuestas para introducir un mayor grado de competencia en el mercado nacional, el estudio concluye con algunas consideraciones finales y una agenda para la política pública.

En la elaboración del estudio se utilizaron fuentes oficiales de información, así como entrevistas a expertos, tanto del sector público como privado, reguladores y generadores de energía. Finalmente, cabe indicar que la investigación se remite al mercado local. No se consideraron temas relacionados con comparaciones internacionales de precios y de otros aspectos, toda vez que la compatibilización de los datos y el análisis de las respectivas metodologías de estimación requieren un estudio detallado que trasciende los alcances del presente documento.

## 2. MARCO GENERAL DE REFERENCIA

### 2.1. Naturaleza y estructura

La electricidad es un bien con características muy particulares, que definen la estructura del mercado. Quizás la más importante es que la electricidad

no puede ser almacenada, es decir, la energía producida es igual a la que se consume instantáneamente. Debido a que los flujos de corriente eléctrica viajan a la velocidad de la luz, la generación, transmisión, distribución y el consumo de

la energía eléctrica son procesos simultáneos. Por esta razón, la industria eléctrica presenta típicamente una estructura de integración vertical<sup>1</sup>. A continuación se comentan algunos aspectos relevantes de cada una de esas fases.

La **generación**<sup>2</sup> (producción de electricidad) representa del 35 por ciento al 50 por ciento del costo total de la electricidad. La electricidad puede producirse por medio de diversas fuentes, las cuales se clasifican como renovables y no renovables. Las **renovables** pueden utilizarse de manera continua para producir energía, porque se regeneran fácilmente o porque se consideran una fuente inagotable, tales como ríos y lagos (hidráulica), viento (eólica), luz del sol (solar), calor interno de la tierra (geotérmica), agua de mar (mareomotriz) y materia orgánica<sup>3</sup> (biomasa). Las fuentes **no renovables** son aquellas que una vez utilizadas tardan demasiado tiempo en regenerarse o bien nunca se podrán regenerar, por ejemplo carbón (una cuarta parte de la energía consumida en el mundo), petróleo y sus derivados (uso mayoritario en transporte), gas natural y uranio (energía nuclear).

La **transmisión**<sup>4</sup> representa del 5 por ciento al 15 por ciento del costo total de la electricidad y es una actividad donde se presentan importan-

tes economías de escala, por lo que usualmente se le confiere la característica de **monopolio natural**: una sola empresa puede ofrecer toda la producción que se demande a un costo menor que si hubiera varias empresas compitiendo. El sistema de transmisión consiste en el conjunto de líneas y subestaciones con transformadores que elevan o reducen la tensión para permitir las interconexiones, instalaciones de soporte o postes, destinados al transporte de electricidad hasta el consumidor. A diferencia de otras redes, la línea de transmisión permanece encendida en todo momento. Dada la necesidad de mantener un determinado nivel de tensión y frecuencia, se requiere un ente que opere el sistema e integre en cada momento las actividades de generación con las de transmisión (Dammert y otros, 2010).

La **distribución**<sup>5</sup> representa entre el 30 por ciento y el 50 por ciento del costo de la electricidad. El sistema de distribución es el que está asociado con los consumidores domésticos y la mayor parte de las industrias y comercios. En muchos casos, los operadores de los sistemas de distribución también realizan la función de atención al cliente (**comercialización**), la cual incluye medición del consumo eléctrico, facturación y cobranza. En otros casos, la comercialización minorista –ventas al consumidor final– es responsabilidad de distintas empresas, las cuales se encargan de comprar electricidad a las generadoras, suscribir contratos con los consumidores, realizar la medición del consumo, facturar y cobrar. En este último caso, los consumidores minoristas pagan por separado a las empresas de transmisión y distribución (Dammert y otros, 2010).

Cada una de esas fases debe funcionar en un estricto balance y sincronización con las otras. Una alteración en una planta generadora tiene un impacto inmediato en las demás etapas. Ocurre una **congestión** cuando el flujo de energía que pasa por una determinada línea de transmisión

1 Se entiende como tal la propiedad o control, por parte de una empresa, de las diferentes fases del proceso productivo. La producción de energía y la refinación de petróleo son ejemplos típicos. La integración vertical puede llevarse a cabo gracias a nuevas inversiones y/o adquisición de empresas existentes cuyas actividades se sitúan en diferentes fases de la producción. Uno de los móviles esenciales de la integración vertical es la búsqueda de una mayor eficiencia y la reducción de los costos de transacción (costos de utilizar el mercado). OCDE. Glosario de Economía Industrial y Derecho de la Competencia. 1995.

2 Consiste en transformar alguna clase de energía primaria (química, térmica o lumínica) en energía eléctrica mediante instalaciones denominadas centrales eléctricas.

3 Proviene del aprovechamiento energético del bosque o de sus residuos, de los residuos de la agricultura, de la industria alimentaria o el resultado de las plantas de tratamiento de aguas residuales o industriales.

4 Consiste en transportar la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas a grandes distancias, por medio de una red constituida por los elementos necesarios para llevarla hasta los puntos de consumo.

5 Consiste en suministrar la energía eléctrica mediante una red o sistema de distribución (subestaciones) hasta los usuarios finales.

ya no puede incrementarse debido a que ha llegado a su límite de capacidad de transmisión. Es entonces cuando el sistema se vuelve inestable, impredecible, sobrecargado y deja de funcionar, a menos que se incremente su capacidad física o que la demanda eléctrica se reduzca.

Otro elemento crítico es la tensión o voltaje (el nivel de potencia o la fuerza que hace circular la corriente, medida en voltios). Mantener un voltaje estable también es crítico: un bajo voltaje hace que maquinarias, motores, y electrodomésticos funcionen lentamente; un alto voltaje los destruye. Debido a la interdependencia entre las distintas fases, tradicionalmente la labor de coordinación se lleva a cabo por **empresas integradas verticalmente**, operando sus propias plantas de generación y líneas de transmisión y vendiendo la energía eléctrica a distribuidores locales bajo distintos arreglos institucionales como contratos y franquicias.

## 2.2. Características de la demanda

La demanda que enfrenta el sector se caracteriza por dos factores muy importantes. Primero, los consumidores no utilizan la electricidad de una manera constante o uniforme, sino que la demanda varía a través del día, mes o año. Por lo general, el patrón de consumo de los hogares presenta niveles bajos durante el día y altos durante la noche. Esa variabilidad se magnifica en países que presentan condiciones climáticas muy marcadas (aire acondicionado en el verano, calefacción en el invierno).

En segundo lugar, la sensibilidad o reacción ante variaciones en el precio difiere significativamente según el tipo de consumidor. Los consumidores residenciales reaccionan poco ante variaciones en el precio de la electricidad, en parte por ser un producto de primera necesidad. Contrariamente, los consumidores industriales y comerciales son más sensibles al precio de la electricidad debido a que constituye un elemento importante dentro

de la estructura de costos<sup>6</sup>, especialmente para los industriales.

Estos factores de demanda determinan el tipo de planta generadora que se debe diseñar y construir. El sistema eléctrico debe tener capacidad de generación para satisfacer la máxima demanda del sistema (*pico de demanda*) pese a que durante otros períodos del día o año no se llegue a utilizar toda la capacidad. Normalmente, los volúmenes de electricidad que se requieren durante casi todo el día se proveen en forma más económica con generadores de alto costo de inversión, pero bajo costo de operación. Ello se debe a que el costo de inversión se diluye al distribuirse entre un mayor número de horas de operación.

## 2.3. Modelos de organización del sector eléctrico

De acuerdo con Hunt (2002), a nivel internacional se han identificado cuatro modelos típicos de organización del sector eléctrico según el grado de competencia que se introduzca en el sistema. Estos modelos se caracterizan por un conjunto de reglas, instituciones e instrumentos que varían dependiendo de la complejidad de la organización adoptada y del fomento de la competencia. Estos son el modelo de monopolio verticalmente integrado, el de comprador único, el de sistema con competencia mayorista y el de sistema con competencia minorista.

i. **Monopolio verticalmente integrado.** Todas las actividades las realiza una sola empresa. La eficiencia en este esquema dependerá del proceso de planeamiento e inversión de la empresa. Si la regulación de las tarifas se rige por el principio de servicio al costo<sup>7</sup>, se convierte en un mecanismo para transferir a los

6 Técnicamente esto equivale a decir que la elasticidad precio de la demanda por electricidad de los consumidores residenciales es menor que la demanda de los consumidores industriales y comerciales. Estimaciones estadísticas confirman esta afirmación (Vargas, 1995; Leiva, 2009).

7 Este concepto se explica en detalle en la sección 2.4.1.

consumidores el riesgo resultante de los errores de la empresa, derivados de desacertadas decisiones de inversión, errores en el planeamiento y eventos no previstos.

- ii. **Comprador único.** Existe una entidad o comprador único que actúa como intermediario en la compra y venta centralizada de energía a nivel mayorista, con la participación de productores independientes –generadores– o clientes calificados. El comprador único puede ser una distribuidora regional o un comprador que luego entrega electricidad a varias distribuidoras dentro de la región a un precio común. Este modelo es usado en Estados Unidos, México y Francia, países donde el grado de desregulación de la industria eléctrica todavía es limitado, pues existen restricciones a la entrada en las actividades de generación.
- iii. **Competencia mayorista.** No hay un tratamiento privilegiado para los generadores que forman parte del monopolio verticalmente integrado, sino que todos los generadores compiten en condiciones similares, promovándose de esa forma la desintegración vertical. En este caso, los generadores compiten por vender energía a las empresas distribuidoras y a los grandes consumidores en el mercado mayorista. En algunos países, por razones de tamaño de mercado, el regulador establece el precio dejando la determinación de la cantidad de energía a un mecanismo de licitaciones o contratación bilateral entre generadores y distribuidores. En este mercado también existe la posibilidad de que las generadoras con capacidad insuficiente para cumplir con sus contratos adquieran electricidad de otras generadoras con capacidad disponible y de esta manera cumplan con sus compromisos contractuales. Si bien la provisión de electricidad requiere el uso de las instalaciones de transmisión, el propietario de estas no participa en las negociaciones dentro del mercado mayorista, y es remunerado con un pago predeterminado.

- iv. **Competencia minorista.** Todos los consumidores pueden escoger a sus proveedores de electricidad. En este caso, los consumidores adquieren la electricidad de empresas comercializadoras minoristas, escogiéndolas de acuerdo con su conveniencia en cuanto a precios, calidad, oferta de servicios; etc. En algunos casos pueden participar las distribuidoras y los comercializadores pueden brindar servicios más específicos a los clientes<sup>8</sup>. Este sistema se viene aplicando, en mayor o menor medida en el Reino Unido, Nueva Zelanda, Australia, Colombia, y Argentina. El modelo puede ofrecer los beneficios de un mercado más competitivo a los usuarios. Sin embargo, algunos analistas consideran que es más adecuado para consumidores grandes, debido a los costos de transacción existentes, la necesidad de sistemas de información, las instancias de resolución de conflictos, protección al consumidor, por mencionar algunos aspectos (Joskow, 2000).

Quizás el modelo más debatido es el de integración vertical. Ha sido cuestionado en muchas ocasiones, por constituir una barrera de entrada al mercado. Por ello, las autoridades antimonopolio en algunos países han propuesto la desintegración vertical de los segmentos de generación, transmisión y distribución (Tarziján y Paredes, 2012), con base en las siguientes consideraciones:

- La integración vertical crea barreras a la entrada al mercado eléctrico.
- Cuando hay integración vertical entre la generación y la transmisión, no se cumple un requisito fundamental para que la competencia sea efectiva, esto es, que las partes sean independientes.

8 Tales como sistemas de medición, precios en tiempo real, otros esquemas de precios y contratos (precios estacionales, contratos interrumpibles), diversos sistemas de facturación y administración de servicios de energía.

- Con la integración vertical no pueden evitarse prácticas discriminatorias entre proveedores. Esto es más importante cuando la concentración en la etapa de distribución es alta, ya que existe un **poder monopólico**.
- En las actividades en que existen imperfecciones de mercado como monopolios debe evitarse la integración vertical para mantener las condiciones de competencia.

En una línea de argumentación contraria, los defensores de la integración vertical sostienen que, por la naturaleza de la industria eléctrica, las empresas deben estar verticalmente integradas, ya que:

- Permite aprovechar economías de escala (reducciones de costos promedio por aumento en el volumen de producción). En apoyo a esa posición se argumenta que existen importantes economías de escala en la fase de transmisión. Una sola línea de transmisión conduciendo 300,000 voltios opera a un costo promedio más bajo que tres líneas paralelas conduciendo cada una 100,000 voltios. Se producen economías de secuencia, esto es, ventajas que se obtienen cuando el costo de producir un bien o servicio en una misma empresa integrada verticalmente es menor al costo de producir el mismo bien o servicio en empresas que no están integradas verticalmente.
- La transmisión es un monopolio natural. Una sola empresa puede ofrecer toda la producción que se demande a un costo menor que si hubiera varias empresas compitiendo. Las líneas de transmisión requieren cuantiosas inversiones financieras, y altos costos de transacción: su construcción usualmente enfrenta dificultades por la resistencia de propietarios de terrenos y grupos de presión a la instalación de torres y cables.
- La operación de una red de transmisión y el continuo balanceo entre oferta y demanda de electricidad en una región donde hay numerosas plantas, líneas y consumidores es más

efectiva si la lleva a cabo un solo operador central. A nivel local sería ineficiente y costoso mantener sistemas paralelos de transmisión y distribución operados por diferentes compañías que más bien podrían atascar el sistema.

## 2.4. Conceptos y principios prácticos de regulación tarifaria

La regulación consiste en la definición de un marco de actuación de los agentes económicos por medio del control de precios o regulación de conductas. En la práctica, los mecanismos de regulación de los servicios públicos buscan un equilibrio entre la eficiencia teórica con la dificultad práctica de lograrla. En mercados imperfectos con presencia de monopolios, asimetrías de información y distorsiones de precios, el marco regulatorio pretendería mediante su intervención simular el comportamiento de un mercado competitivo. Lo que se busca mediante la regulación es corregir las imperfecciones del mercado incentivando a las empresas a lograr la eficiencia en la producción de bienes y servicios regulados y garantizar un precio competitivo para los consumidores (Lasheras, 1999).

Con respecto a la regulación de precios en electricidad, existen dos mecanismos que han recibido mucha atención en diversos países: la regulación por tasa de retorno y la regulación por precio-techo (*price-caps*). El primero fue desarrollado en los Estados Unidos a finales de los años cincuenta y principios de los sesenta para regular monopolios naturales (Garfield y Lovejoy, 1964). El segundo ha recibido creciente atención en los últimos años en Europa y algunos países de América Latina (Tarzijan y Paredes, 2012).

### 2.4.1. Regulación por tasa de retorno

Este modelo se asocia con el concepto de **servicio al costo**. Consiste en fijar tarifas que le garanticen a la empresa ingresos suficientes para cubrir los costos de operación observados y la depreciación, además de obtener un retorno

sobre el activo invertido. La tasa de retorno se suele estimar ponderando el costo del capital y fijando la deuda en un nivel “razonable”. En muchos países de América Latina la metodología para calcular la tasa de retorno y las tarifas se establece en una ley. En los Estados Unidos la tasa de retorno “razonable” la fija el regulador. Fijar la tasa de retorno da más discrecionalidad al regulador, pero con ciertos límites porque esta suele formar parte de los contratos entre las partes (Bustos y Galetovic, 2002).

En la práctica dicha metodología implica igualar los ingresos con los costos económicos, donde estos últimos, a diferencia de los costos puramente contables, incluyen una utilidad razonable y justa acorde con el capital invertido. Específicamente, el costo del servicio se define como la suma de a) costos operativos, b) gastos de depreciación, c) impuestos y d) una tasa de retorno razonable sobre el valor neto de los activos utilizados en la provisión de sus servicios. Desde otro ángulo, la tarifa que pagan los consumidores sería la suma de los precios correspondientes a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización:

i. **Costos de generación:** se relaciona con la confiabilidad en el suministro de energía, proporcional al consumo de electricidad<sup>9</sup>. En algunos casos el precio de la capacidad firme<sup>10</sup> de generación es establecido por el

9 En mercados competitivos el suministro puede obtenerse a través de contratos de largo, mediano o corto plazo, que firman las distribuidoras con generadores, usualmente como resultado de subastas o licitaciones. El excedente (o el déficit) de contratos con relación a la demanda real se negocia al precio marginal del mercado spot (mercado actual), obtenido a través de despacho de mínimo costo o, como en el caso de Colombia, de mínimo precio, basado en ofertas de los generadores (Campo, 2015).

10 La capacidad firme de las plantas térmicas se define como la que pueden entregar las plantas generadoras una vez descontadas las indisponibilidades. La capacidad de plantas hidroeléctricas es la que pueden entregar al sistema en condiciones de hidrología seca. Generalmente no se asigna capacidad firme a la generación basada en recursos renovables (a excepción de hidroeléctricas), por su carácter intermitente.

regulador<sup>11</sup>. En ciertos países se remunerar servicios auxiliares (control primario o secundario de frecuencia, reserva, seguimiento de la demanda, control de voltaje). En otros, los servicios auxiliares son de cumplimiento obligatorio por parte de los generadores.

ii. **Costos de transmisión:** se reconoce el carácter de monopolio natural de esta fase, y en consecuencia, la remuneración por este servicio se basa en el concepto de empresa eficiente<sup>12</sup>. Se reconocen sus costos hasta un valor similar al de una empresa modelo bien manejada y las pérdidas de transmisión que corresponden a una empresa eficiente. La remuneración de la transmisión se hace mediante un **peaje (derecho de uso)** por unidad de energía consumida, la cual es pagada por los generadores o los distribuidores. En todo caso, el peaje se transfiere al consumidor.

iii. **Costos de distribución y comercialización:** se calcula con base en el valor agregado de la distribución, que incluye los costos en los que incurre la empresa de distribución luego de recibir la energía producida por los generadores y transportada por los transmisores. En los casos en que se reconozca el carácter de monopolio natural de la distribución, se utiliza el concepto de “empresa eficiente”<sup>13</sup>. Los costos de comercialización son parte de un componente fijo de la tarifa, incluyendo renglones como medición, facturación, atención al usuario, conexión, re-conexión, etc. (Campo, 2015).

El problema fundamental con la regulación de servicio al costo o tasa de retorno es que no induce a la empresa a comportarse apropiadamente, en términos de reducir costos y proveer

11 Alternativamente, es el resultado de subastas y se paga en función de la energía firme que deben entregar los generadores en situaciones de escasez.

12 Las obras nuevas usualmente se licitan y provienen de un plan de expansión de la transmisión o, en algunos países, pueden también provenir de iniciativas de los agentes del mercado, luego de la aprobación del regulador.

13 Este concepto se define en el Recuadro 1.

el servicio adecuado. Averch y Johnson (1962) critican que al ser los costos cubiertos por la tarifa, las empresas no tienen incentivos para reducirlos ni para introducir cambios tecnológicos en procura de una mayor eficiencia. Como las empresas saben que la tarifa que obtendrán cubrirá los costos, existe un incentivo para incrementarlos produciéndose un exceso de inversión, con una tasa de retorno sobre la inversión garantizada. Al final, el consumidor terminará pagando un precio mayor por el servicio del que sería si la empresa fuera administrada de manera eficiente, con los incentivos adecuados.

Un inconveniente adicional con este método, de particular importancia en América Latina, es el cómputo de los costos. Los costos que se requieren conocer para regular son los económicos, no los contables que aparecen en los balances. El concepto de costo económico relevante es el de costo mínimo posible para producir. De esta manera, la recomendación de una tarifa fijada para electricidad, por ejemplo, no debiera considerar el costo histórico de la empresa regulada sino el costo mínimo posible de suministrar el servicio a cierta población. Pero si existe el incentivo de sobredimensionar los costos, ese costo mínimo posible de producción no se puede conocer. En consecuencia, es usual que los procesos de regulación de tarifas estén dominados por la negociación entre las partes y por consideraciones de economía política (Tarziján y Paredes, 2012).

#### 2.4.2. Regulación por precio-techo (price-caps)

Dada la insatisfacción con el desempeño de la regulación basada en la tasa de retorno, a inicios de los ochenta se desarrolló en el Reino Unido, Nueva Zelanda, Australia y algunos países de América Latina (Chile y Argentina) un método de regulación en el cual el regulador impone un techo a los precios que puede cobrar una empresa, en lugar de fijar la tasa de retorno

de la inversión. Se limita la tasa de crecimiento promedio de los precios a cobrar a la tasa de inflación<sup>14</sup> menos un factor de cambio de la productividad (Joskow, 2006). La idea es que las tarifas calculadas deberían ajustarse a la baja a medida que se obtienen ganancias de productividad. El regulador traspasa a los consumidores las ganancias esperadas en eficiencia. Con este mecanismo se garantiza a los consumidores que las tarifas bajarán en términos reales según el factor de aumento de productividad. La ventaja de la regulación por precio-techo es que al establecerse un límite al precio se incentiva la eficiencia en la producción y se promueve la innovación. Además, este mecanismo reduce la carga para el regulador ya que una vez en marcha sólo tiene que calcular índices de precios, sin que sea necesario valorar activos ni calcular tasas de retorno. El tema principal en este sistema es cómo se determina el factor de cambio en productividad (Tarziján y Paredes, 2012).

#### 2.4.3. Fijación de tarifas con información asimétrica

Existen **asimetrías de información** cuando el regulador y los regulados no tienen acceso a la misma información. En este caso la regulación basada en información de costos enfrenta problemas prácticos para aplicarla, por lo que el regulador debe buscar formas para solventar ese problema. En el Recuadro 1 se ilustran algunos métodos utilizados.

<sup>14</sup> O a la tasa de crecimiento de los precios de los insumos de producción.

### Recuadro 1 Regulación tarifaria con información asimétrica

**Ponderación de propuestas.** En algunos países la legislación establece que la tarifa se determina ponderando en dos tercios la propuesta de la autoridad reguladora y en un tercio la propuesta de la empresa regulada. Este método induce a que las empresas exageren sus costos y a que el regulador los subestime. Así, las tarifas propuestas por las partes tienden a alejarse en vez de converger.

**Arbitraje.** Ante una divergencia de costos y ausencia de acuerdo, se acude a un árbitro que debe pronunciarse por una de las dos posiciones, no por una intermedia. En este caso se crean incentivos para que el regulado y el regulador se acerquen en sus posiciones, ya que ambos saben que si piden algo desproporcionado el árbitro elegirá la propuesta de la otra parte.

**Competencia subrogada.** Consiste en obtener información sobre los parámetros relevantes observando a otras firmas de tecnologías similares, para inferir los costos que serán aplicados en la regulación de la tarifa de la firma que se está regulando.

**Empresa modelo.** Conocido como el enfoque de **empresa eficiente**, tiene una gran difusión en América Latina. Es útil para determinar un precio inicial al que se le aplicarán los reajustes. Este precio inicial puede calcularse con base en los costos que tendría una empresa modelo, esto es, una empresa que parte de cero y que utiliza solo los activos necesarios para prestar el servicio, con un plan de desarrollo de las inversiones. Un problema con la aplicación de este enfoque es que el modelo se debe alimentar con parámetros tecnológicos y de costos no siempre disponibles y a menudo cuestionables.

Fuente: Tarzijan y Paredes (2012)

## 3. EL SECTOR ELÉCTRICO EN COSTA RICA

### 3.1. Desarrollo institucional

El desarrollo del sector eléctrico costarricense se remonta al siglo XIX, cuando en 1884 se instaló la primera planta generadora para servicio público, con una capacidad de 50 kilovatios para abastecer a la ciudad de San José. Durante los siguientes 40 años varias empresas particulares propulsaron el desarrollo de la capacidad instalada. Luego de un proceso de consolidación de varias empresas privadas, en 1941 se constituyó la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), la cual disfrutó entonces de un monopolio en el suministro de energía eléctrica (IICE, 2008). Durante los años cuarenta la demanda de energía eléctrica creció más rápidamente que la capacidad de la CNFL para satisfacerla, produciéndose un deterioro en la cantidad y calidad del suministro eléctrico. Bajo estas circunstancias fue necesario establecer un plan general de electrificación, mediante la creación de un ente público encargado de impulsar el desarrollo hidroeléctrico del país.

En 1949 se crea el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), una empresa estatal autónoma con orientación solidaria: todos los ciudadanos tienen el derecho al servicio eléctrico en sus domicilios. Otras empresas de generación eléctrica, municipales y cooperativas, surgieron para atender el suministro de electricidad en zonas específicas del país. Como resultado de estos procesos, a la fecha el país exhibe un índice de cobertura eléctrica nacional de 99,3 por ciento<sup>15</sup>, y ventas por US\$ 1,536 millones en 2015.

### 3.2. Evolución del sector

Como se observa en el Cuadro 1, la generación (producción de electricidad medida en megavatios/hora o MWh) creció 30 por ciento en la última década, mientras que la capacidad instalada

<sup>15</sup> El índice o porcentaje de cobertura eléctrica se define para una unidad territorial dada, como la relación entre el número de viviendas ocupadas con acceso al servicio eléctrico y el número total de viviendas ocupadas.

**Cuadro 1. Costa Rica: Indicadores del mercado eléctrico**

Indicador <sup>1/,4/</sup>	2000	2005	2010	2015
Capacidad instalada (en MW)	1.699	1.961	2.605	3.068
Generación (en MWh)	n.d.	8.215.101	9.490.987	10.691.405
Abonados (promedio mensual anual)	1.045.025	1.239.318	1.454.631	1.646.685
Ventas (en MWh)	5.257.475	7.363.369	8.495.280	9.343.677
Ventas nominales (en millones de colones)	116.035	269.812	647.631	811.669
Ventas nominales (en millones de dólares) <sup>2/</sup>	376,84	565,78	1.244,18	1.536,00
Ventas reales (en millones de colones)	418.133	577.891	690.075	864.318
VBP nominal (en millones de colones) <sup>3/</sup>	130.492	287.362	673.988	818.802
VBP real (en millones de colones) <sup>3/</sup>	470.230	615.479	718.159	871.913
Participación en el PIB (porcentaje del PIB) <sup>3/</sup>	2,11	2,04	1,89	2,04

1/ El Valor Bruto de la Producción (VBP) y la participación porcentual del valor agregado en el PIB se estimaron para la actividad de suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado.

2/ Al tipo de cambio promedio de cada año según el BCCR.

3/ Datos preliminares para 2015.

4/ La diferencia entre generación y ventas, ambas en MWh, se debe a la posibilidad de exportar energía en el mercado regional

Fuente: elaboración propia con cifras de ARESEP y BCCR.

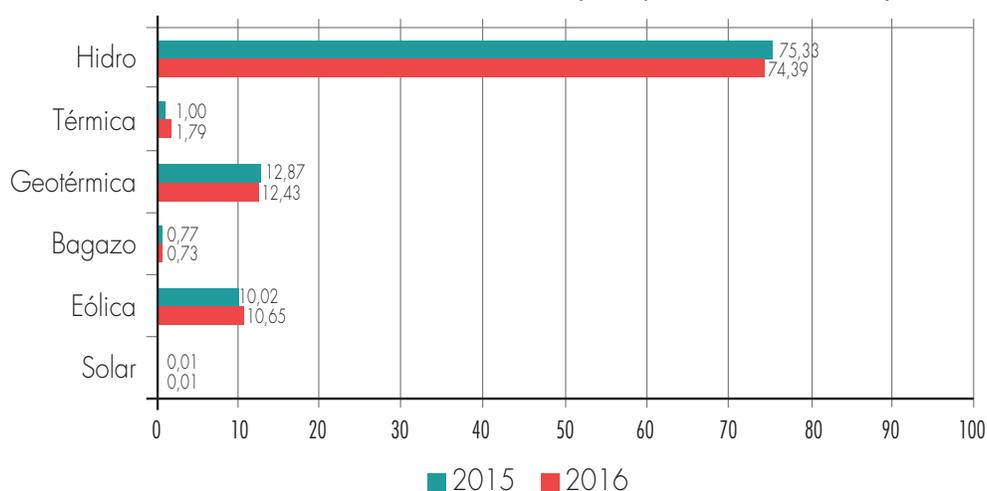
en MW prácticamente se duplicó entre 2000 y 2015. Este favorable comportamiento de la oferta presenta, sin embargo, ciertas vulnerabilidades.

La matriz de generación eléctrica<sup>16</sup> es producida en un 98 por ciento con fuentes renovables (fuentes limpias), lo cual es una fortaleza del país. No obstante, el país exhibe poca diversificación por tipo de fuente (ver Gráfico 1). Para ambos años, 2015 y 2016, tres cuartas partes de la generación total provienen de plantas hidroeléctricas. El resto se distribuye entre plantas geotérmicas, térmicas, eólicas, biomasa y fotovoltaicas (solar) (ver Cuadro 1 del Anexo Estadístico). Esta elevada dependencia del recurso hídrico representa un importante riesgo, derivado de la variabilidad y el cambio climático que afectan los patrones hidrológicos.

El país ha carecido de estímulos para la adopción de nuevas tecnologías. A partir de 2012 se empieza a producir electricidad de tipo fotovoltaica o solar en el país. En el 2016 se produjeron 1,08 GWh, cifra que representa menos de un uno por ciento de la oferta total de energía y una disminución con respecto a lo generado en 2015 con dicha fuente (1,53 GWh). Persisten aspectos de orden tecnológico y financiero que limitan su desarrollo, como la capacidad de almacenamiento para suplir las horas de alta demanda y los elevados costos iniciales. Lo mismo aplica para las fuentes de energía geotérmica y eólica. La alta dependencia que tiene el país de fuentes hidroeléctricas, y en cierta medida de combustibles fósiles, en comparación con energía producida con fuentes alternativas como el viento, luz solar y desechos orgánicos, representa un gran desafío para la política energética, en términos de promover la producción de energía con fuentes alternativas menos contaminantes y de menor costo, como se está haciendo en muchas partes del mundo.

<sup>16</sup> La matriz eléctrica es la sumatoria porcentual de todos los recursos naturales de los que se extrae la energía para transformarla en electricidad y llevarla a hogares, comercios e industrias (ICE, 2015).

**Gráfico 1.** Costa Rica: Generación eléctrica por tipo de fuente 2015 y 2016



Fuente: elaboración propia con datos de ICE y ARESEP.

Un problema que se presenta con la generación de electricidad con fuentes alternativas es el respaldo que debe existir para asegurar la confiabilidad del servicio, toda vez que se trata de una oferta no firme. En Costa Rica el respaldo del suministro diario de energía con fuentes alternativas está a cargo del ICE a través de sus plantas térmicas. Estas plantas presentan costos (mantenimiento, arrendamiento, etc.) a los cuales el ICE debe hacer frente aún cuando las mismas no estén en operación. Esos costos se incluyen en la tarifa básica que pagan los consumidores. Cuando resulta necesario operar las plantas térmicas, el ICE utiliza los combustibles que mantiene en su inventario. La alta inversión de mantener combustibles de forma ociosa para operar una planta térmica, o construir un embalse para el funcionamiento de una planta hidroeléctrica representa una barrera económica para que una empresa privada pueda proveer el servicio de respaldo. En ambos casos, el uso del respaldo sigue siendo opcional a cambio de elevados costos fijos que encarecen la inversión.

Otra opción es el respaldo por medio del MER. Para ello se requiere que el proceso de suscripción de contratos entre Costa Rica y el o los países que producirían la energía necesaria sea lo suficientemente dinámico para no amenazar el suministro diario, lo cual no puede garantizarse. Por otra parte, las líneas de transmisión deben mantenerse

libres para cuando se requiera transferir la energía para proveer el respaldo. Esto implica mantener cierta capacidad ociosa en las líneas de transmisión locales que forman parte del SIEPAC, lo cual tampoco se puede garantizar.

La forma tradicional de lograr el abastecimiento energético ha sido mediante la instalación de grandes centrales eléctricas, con los consiguientes costos ambientales y sociales. Una alternativa al esquema tradicional es la instalación de pequeños sistemas de generación eléctrica en los mismos sitios donde se consume la energía. Tal es el caso de los paneles fotovoltaicos que se pueden instalar en las viviendas o edificios en general de todos los sectores. Este nuevo concepto es lo que se conoce como **generación distribuida** (MINAE 2015).

El concepto de generación distribuida implica que se debe hacer una conexión con la red de servicio público de manera tal que se pueda sustituir parte de la energía que normalmente se tomaría de dicha red. Cuando un consumidor instala un sistema de generación distribuida generará parte de su consumo y otra parte la consumirá de la red. Es común que no siempre coincide el momento del consumo con el de la generación, por lo cual parte de la energía generada se inyecta a la red pública. Este proceso permitiría luego al consumidor descontar de la factura mensual el uso que haga durante las

horas en las que el panel no esté trabajando (durante la noche), de manera que solo paga la energía neta consumida<sup>17</sup>. En abril 2016 la ARESEP aprobó el reglamento que regula esta actividad. Sin embargo, este únicamente permite que se inyecte a la red como excedente un máximo del 49 por ciento de la energía producida. Esto debido a que el objetivo principal es promover la generación de electricidad a partir de fuentes renovables para el autoconsumo y no para la venta.

En cuanto a la demanda de electricidad, medida por el número de abonados y por las ventas minoristas en términos reales y nominales, las cifras del Cuadro 1 registran un crecimiento sostenido a lo largo del período analizado. Al 2015 el sistema eléctrico nacional atiende 1,65 millones de abonados, un incremento de casi un 60 por ciento en los últimos quince años, mientras que las ventas netas se duplicaron en términos reales. El grado de electrificación (cobertura) alcanza actualmente el 99,28 por ciento, por medio de 2.260 km de líneas de transmisión y 22.973 km de líneas de distribución.

Con respecto al consumo por tipo de usuario, predomina el sector residencial. En el 2015 representó el 38,6 por ciento del consumo total del país (ver Cuadro 2). Sin embargo, es notorio el descenso en su participación si se compara con el 43,6 por ciento en el 2000. De la misma manera, se registra un descenso en la participación del sector industrial, de un 29 por ciento a un 21 por ciento. La menor participación del sector residencial e industrial ha sido capturada por otros sectores como comercio y servicios.

**Cuadro 2.** Costa Rica: Distribución porcentual de las ventas de electricidad según sector de consumo en MWh

Sector de consumo	2000	2005	2010	2015
Residencial	43,6	41,5	39,5	38,6
Otros sectores	24,6	28,1	33,3	36,5
Industrial	29,0	27,8	24,6	22,1
Alumbrado	2,8	2,6	2,6	2,8
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Fuente: elaboración propia con cifras de ARESEP.

## 4. ESTRUCTURA DEL MERCADO

Como se explicó anteriormente, los mercados eléctricos no constituyen un solo mercado sino que se estructuran en fases dentro de la cadena de valor del producto o servicio eléctrico. A continuación se presentan las características de cada una de esas fases para el caso de Costa Rica.

### 4.1. Generación

Los principales actores en esta fase son:

- Dos empresas del estado: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL),

<sup>17</sup> En otras palabras, el consumidor intercambia energía generada por el panel solar, por ejemplo, y no consumida durante el día, inyectándola a la red pública para que otros usuarios la utilicen. Luego, al final del mes, la empresa distribuidora le reconoce esa generación a través de un descuento en la factura.

una subsidiaria del ICE bajo el denominado Grupo ICE<sup>18</sup>;

- Dos empresas públicas de servicios de propiedad municipal que atienden mercados regionales: la Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago (JASEC) y la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH);
- Un consorcio de cuatro cooperativas de electrificación rural: Cooperativa de Electrificación de San Carlos (COOPELESCA), la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE), la Cooperativa de Alfaro Ruiz (COOPEALFARO)

<sup>18</sup> El Grupo ICE incluye también a Radiográfica Costarricense S.A y Cable Visión.

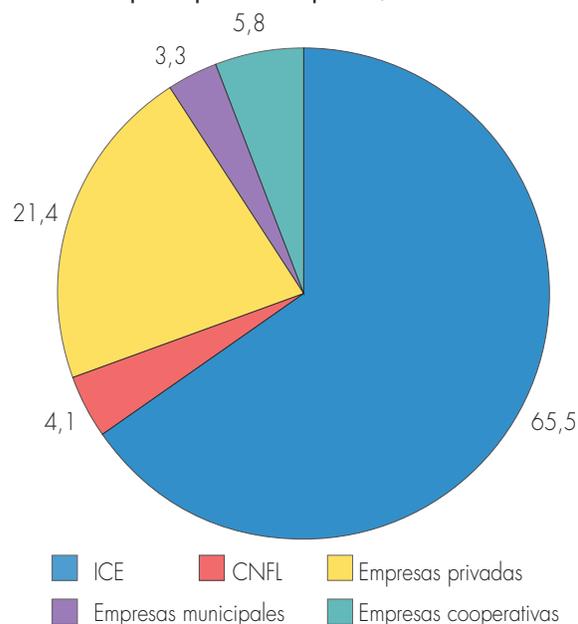
y la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (COOPESANTOS S.R.L.)<sup>19</sup>.

- Alrededor de 30 empresas de generación privada organizadas bajo la Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), las cuales participan en el mercado conforme a las leyes N° 7.200 y N° 7.508, sobre las cuales se hará referencia más adelante.

En generación el ICE no es un monopolio de hecho, aunque claramente es un actor dominante en ese mercado. De los 10.693.420 MWh de electricidad producidos en el 2015 casi el 70 por ciento se concentró en las dos empresas del Grupo ICE. Solo al ICE le correspondió el 65,5 por ciento de la generación total. Por su parte, el sector privado contribuye con un 21,4 por ciento de la generación total, las empresas municipales con 3,3 por ciento (JASEC con 2,2 por ciento) y las cooperativas con 5,8 por ciento. Cabe destacar que a partir de los noventa la participación de los generadores privados ha venido en aumento, desde un 11 por ciento de la generación total a un 21 por ciento en la actualidad, es decir, en 20 años duplicó su participación, básicamente por medio de generación hidroeléctrica.

El país cuenta con 87 plantas de generación eléctrica, de las cuales 60 son hidroeléctricas, 10 eólicas, 7 térmicas, 6 geotérmicas, 2 solares y 2 biomasa (ver Cuadro 4 del Anexo Estadístico). De las 60 plantas hidroeléctricas, 15 son propiedad del ICE, 8 pertenecen a la CNFL, 21 son de generadores privados, 7 de las empresas municipales y 9 de las cooperativas. Ocho de las diez plantas eólicas son del sector privado.

**Gráfico 2.** Costa Rica: Distribución porcentual de la generación eléctrica por tipo de empresa, 2015



Fuente: elaboración propia con datos de ARESEP

El Centro Nacional de Control de Energía (CENSE) es el encargado de hacer las asignaciones de cuotas de generación. Al ser una dependencia dentro del ICE, los generadores privados argumentaron en su momento la existencia de conflictos de interés. Al respecto, directrices de la ARESEP desde el 2013 condujeron a que las cuotas se asignaran en orden de eficiencia, de tal manera que se evitara la producción de energía con plantas térmicas más ineficientes del ICE antes que comprar a generadores privados, como sucedía con anterioridad. Asimismo, las directrices de la ARESEP exigieron una participación más activa del ICE en el mercado eléctrico regional, con lo cual se obtuvieron ahorros importantes al sustituirse la generación térmica local por otras fuentes más baratas.

## 4.2. Transmisión

El ICE es la institución encargada de planificar, construir, operar, mantener y ampliar la red de transmisión en el país. Esta red se extiende desde Peñas Blancas, en la frontera con Nicaragua,

<sup>19</sup> En junio 1989 estas cooperativas formaron el Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L. (CONELECTRICAS R.L.).

hasta Paso Canoas, en la frontera con Panamá y está totalmente interconectada, incluyendo las líneas de conexión con ambos países, que alimentan el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) para el Mercado Regional (MER). En el país existen 2.260 km de líneas de transmisión, propiedad del ICE en un 100 por ciento. La transmisión de electricidad funciona bajo un modelo de **monopolio natural** dada la presencia de economías de escala. Esto significa que los costos medio y marginal por KWh disminuyen a medida que la capacidad de las líneas de transmisión aumenta. La razón principal es que el costo total se conforma principalmente de costos fijos asociados a la inversión y mantenimiento de redes de transmisión. La introducción de competencia en este segmento del mercado resultaría ineficiente, ya que implica replicar las redes duplicando costos innecesariamente.

#### 4.3. Distribución y comercialización

En esta etapa participan el ICE, la CNFL, JASEC, ESPH y las cooperativas de electrificación rural. La posición dominante del Grupo ICE se manifiesta en indicadores como la participación dentro del total de clientes, las ventas y el territorio servido

(ver Cuadro 2 del Anexo Estadístico). En el 2015 el Grupo ICE concentró el 77,4 por ciento del total de clientes o abonados en el país, un porcentaje similar (78,5 por ciento) de las ventas minoristas, con una cobertura territorial del 79,4 por ciento del territorio, del cual un 77,5 por ciento es servido por el ICE.

A partir de 2003, las empresas públicas municipales y cooperativas de electrificación rural pueden vender la energía que generen de forma directa a los clientes de su área de concesión, amparados por la Ley N° 8.345, la cual les permite suscribir entre ellas convenios de cooperación, inversión y operación conjunta y con otras empresas públicas y municipales. Las cooperativas han desarrollado importantes proyectos en sus respectivas zonas de influencia (Guanacaste, Los Santos y San Carlos), en las cuales la ley les confiere un carácter de monopolio, disfrutando de una ventaja competitiva. Además, al comprar y vender energía entre sí, las cooperativas obtienen precios más bajos en comparación con el precio que le pagarían al ICE. En la actualidad, las empresas municipales y cooperativas participan con alrededor de un 20 por ciento de las ventas totales de energía, con participaciones relativas similares.

## 5. MARCO JURÍDICO-INSTITUCIONAL

El sector eléctrico costarricense se caracteriza por una amplia participación del Estado. Considerado como un bien público, la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica son actividades donde el Estado tiene una participación preponderante, que va desde la formulación de políticas hasta el establecimiento de las tarifas aplicables al servicio.

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el órgano del Poder Ejecutivo que ejerce la rectoría y dirección política del sector energía. Es responsable de emitir las políticas ambientales, el manejo

y uso sostenible de los recursos naturales y la promoción del uso de las fuentes de energía renovables para lograr el cumplimiento de los objetivos y metas propuestas en los programas ministeriales y en el Plan Nacional de Desarrollo. Puede otorgar y cancelar concesiones de servicios de electricidad en las etapas de generación y distribución a entidades que no estén amparadas a la Ley N° 7.200. Indirectamente participan otros órganos del Estado como el Ministerio de Planificación y Política Económica (MIDEPLAN) y el Ministerio de Economía. El primero en su función de establecer estrategias y prioridades del Gobierno, y

el segundo como defensor de los derechos del consumidor y promotor de la competencia.

La regulación de los precios o tarifas se realiza por medio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), institución que vino a sustituir al Servicio Nacional de Electricidad (SNE), creado en 1928 durante la Administración González Flores, con el fin de impulsar el desarrollo eléctrico del país. El SNE funcionó hasta 1996, cuando se transformó en la ARESEP mediante la Ley N° 7.593. Ambas instituciones fueron creadas siguiendo un proceso de centralización regulatoria en un solo ente, muy propio del sistema regulatorio costarricense (Schatan y Avalos, 2006). Corresponde a la ARESEP el otorgamiento de las concesiones de servicio público.

La ARESEP es la instancia encargada de aprobar y aplicar las metodologías para la fijación tarifaria, conocer las solicitudes tarifarias que realicen los operadores bajo las metodologías aprobadas, y recibir e investigar quejas de los usuarios de los servicios públicos. Asimismo, puede imponer sanciones pecuniarias por mantenimiento inadecuado de los equipos o el cobro de tarifas y prestación del servicio no autorizados. Es el ente encargado de otorgar concesiones para la provisión del servicio y puede revocarlas por incumplimientos, una prestación deficiente del servicio, cobros superiores a los autorizados, suministro de información falsa, entre otros<sup>20</sup>.

Los objetivos de la ARESEP incluyen: a) procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos; b) fijar los precios de los servicios públicos bajo el principio de servicio al costo; c) supervisar que se cumplan los requisitos de cantidad,

20 Conviene aclarar que en Costa Rica sólo se autoriza la generación privada con base en fuentes renovables: hidroeléctrica, biomasa, eólica o solar. Aquellas empresas interesadas en generar electricidad con base en fuente hídrica deben obtener la concesión del MINAE y de ARESEP. Las fuentes no convencionales sólo la concesión de ARESEP para participar en el mercado. El ICE es la única empresa autorizada por ley a generar electricidad de fuente térmica.

calidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad y d) velar por la protección del ambiente cuando se presten los servicios regulados o se otorgan concesiones. En ausencia de un solo marco jurídico para todos los actores involucrados, el sector eléctrico costarricense cuenta con un amplio conjunto de leyes que rigen su funcionamiento, como se ilustra en el Recuadro 2.

### Recuadro 2 Marco jurídico del sector eléctrico costarricense

- Ley N° 449: Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), abril de 1949.
- Ley N° 5.961: Declara de interés público los Recursos Geotérmicos, diciembre 1976.
- Ley N° 7.200: Ley de Generación Autónoma o Paralela, octubre 1990.
- Reglamento a la Ley N° 7.200: Reglamento del Poder Ejecutivo a la Ley de Generación Autónoma o Paralela, abril 1991.
- Ley N° 7.508, Reforma de la Ley N° 7.200, mayo de 1995.
- Ley N° 7.593: Ley de Creación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), agosto de 1996.
- Ley N° 8.345: Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, marzo 2003.
- Ley N° 8.723: Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica, mayo 2009.

Un hito importante en la historia de la regulación eléctrica del país fue la aprobación en 1990 de la **Ley que autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela (Ley N° 7.200)**. De acuerdo con Chacón (2000) la necesidad de contar con una mayor participación privada en el segmento de generación tuvo su justificación en el fuerte impacto de la crisis de inicio de los ochenta

sobre los niveles de endeudamiento del sector eléctrico. La ley estableció además un mecanismo legal para comprar el excedente de producción de generadores privados.

Para los efectos de esta Ley, en el artículo 1 se define la generación autónoma o paralela como la energía producida por **centrales eléctricas de capacidad limitada**, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas que puedan ser integradas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Si bien la ley autoriza la generación privada, limita el tamaño de las plantas: solo se autoriza la generación eléctrica para empresas con una capacidad instalada en cada central construida que no sobrepase los 20 MW. También restringe la participación privada hasta alcanzar una capacidad de producción igual al 15 por ciento del total de energía eléctrica en el país.

La Ley N° 7.200 faculta a la ARESEP para otorgar concesiones para explotar centrales de capacidad limitada por un plazo no mayor de 20 años. Asimismo, permite al ICE suscribir contratos para la compra de energía eléctrica con empresas privadas, en las cuales al menos el 65 por ciento del capital social de cada empresa debía ser propiedad de ciudadanos costarricenses.

En mayo 1995 se introdujo una serie de reformas a la Ley N° 7.200, incorporando un segundo régimen de participación privada en la generación de electricidad, que corresponde al llamado segundo capítulo de la Ley N° 7.200, materializado en la **Ley N° 7.508**. El objetivo fue profundizar el proceso de reforma del mercado eléctrico por medio de un marco legal que permitiera un mayor grado de participación privada (Chacón, 2000). Las principales reformas introducidas con la Ley N° 7.508 fueron:

- Se reduce el porcentaje de participación de capital nacional de un 65 por ciento a un 35 por ciento;
- Se amplía la capacidad instalada máxima por planta generadora de 20MW a 50 MW,

para plantas construidas bajo el esquema Build-Operate-Transfer (BOT). Después de 20 años de operación, estas plantas se transfieren al ICE libre de costos y gravámenes;

- Se autoriza al ICE para comprar energía a plantas BOT mediante el sistema de licitación pública, hasta por un 15 por ciento de la oferta total. Se alarga el período de concesión para construir y operar plantas eléctricas de 15 a 20 años.

De acuerdo con Schatan y Avalos (2006) la principal diferencia entre la Ley N° 7.200 y la Ley N° 7.508 es que bajo la primera las empresas privadas no tenían que competir para venderle electricidad al ICE, mientras que con la segunda deben someterse a un proceso de licitación pública. En efecto, bajo la Ley N° 7.200 la ARESEP asignaba para las plantas existentes una tarifa única, para cada tipo de generación de energía, bajo un contrato de compra. En el 2012 la ARESEP aprobó una resolución según la cual las plantas nuevas bajo la Ley N° 7.508 deben competir para venderle al ICE participando en un concurso o licitación pública. El precio de venta al ICE no es fijado por la ARESEP sino que es el resultante de dicho concurso, siempre y cuando se mantenga dentro de una banda de precios mínimos y máximos definidos por la ARESEP<sup>21</sup>.

De lo anterior se desprende que en Costa Rica la legislación que autoriza la generación privada de electricidad ha fragmentado el mercado bajo un **esquema dual**:

- Plantas antiguas, sujetas a la Ley N° 7.200.** Pueden vender sus excedentes al ICE bajo contrato, a un precio fijado por la ARESEP. Su capacidad instalada no puede exceder los 20 MW, y pueden vender hasta un máximo del 15 por ciento de la oferta nacional, en cada tipo de fuente. Al finalizar el plazo de

21 ARESEP justificó la creación de la banda ante la inexistencia de un único modelo estándar para la generación eléctrica con plantas hidroeléctricas, pues la diversidad de condiciones geológicas, topográficas e hidrológicas de los sitios donde se ubican las plantas varía los costos de producción.

la concesión, se otorga una extensión de la misma por 20 años más y la planta continúa como propiedad del generador.

- ii. **Plantas nuevas, sujetas a la Ley N° 7.805.** Pueden vender sus excedentes al ICE bajo contrato a un precio determinado mediante concurso. Su capacidad instalada no puede exceder los 50 MW, y pueden vender hasta un máximo del 15 por ciento de la oferta nacional, cada tipo de fuente. Al finalizar el plazo de la concesión, la planta es transferida al ICE de acuerdo con el contrato BOT.

Integrar ambos mercados en uno solo resulta complicado, por cuanto ambos tipos de plantas presentan diferencias importantes en su estructura de costos. Un elemento crítico es la depreciación y el costo del capital. Para las empresas antiguas el costo del capital disminuye en el tiempo por la depreciación de los activos, con lo cual el monto de la tarifa a cobrar disminuye, mientras que el costo de mantenimiento aumenta precisamente por la antigüedad de las plantas. Para las plantas nuevas el costo de mantenimiento es más bajo y el costo de depreciación es más alto que para las plantas antiguas. Si bien la legislación ha procurado un mayor grado de competencia, en la práctica persisten restricciones que constituyen **barreras de entrada al mercado**.

Plantas relativamente pequeñas no permiten aprovechar las economías de escala propias del servicio eléctrico, un incentivo importante para incursionar en el mercado. Por otra parte, el ICE puede comprar a los generadores privados hasta un máximo del 30 por ciento de la oferta disponible en el SEN<sup>22</sup>. Lo cual implica que los generadores que venden al ICE incurrir en **costos hundidos** (no recuperables) si sus excedentes no son comprados por el ICE, dado que por ley<sup>23</sup> no pueden venderlo al mercado regional bajo el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TMMEAC).

En resumen, bajo las condiciones descritas, el marco regulatorio que rige el sector eléctrico no cumple a cabalidad con el objetivo de la regulación: corregir las imperfecciones del mercado incentivando a las empresas a lograr la eficiencia en la producción, garantizando un precio competitivo al consumidor. Ciertamente existen áreas en donde los mecanismos de mercado funcionan, pero en otras persisten esquemas monopólicos, monopsónicos y barreras de entrada al mercado. Estas imperfecciones y las características del marco regulatorio vigente, podrían sugerir que los precios de la electricidad son más altos que los que serían en una situación de mayor competencia.

## 6. ASPECTOS METODOLÓGICOS PARA LA FIJACIÓN DE TARIFAS Y SUS IMPLICACIONES

En diciembre del 2014 la ARESEP sometió a audiencia pública la metodología tarifaria basada en la tasa de retorno para la regulación de operadores públicos y cooperativas de electrificación rural en las tres áreas productivas: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Esta metodología tiene como objetivo determinar el ajuste tarifario requerido para que la empresa obtenga los ingresos que le permitan cubrir los costos totales asociados al servicio y garantizar una rentabilidad (rédito para el desarrollo) sobre el capital invertido. En otras palabras, para un nivel

de costos e ingresos la tarifa se ajusta para que la empresa alcance el rédito de desarrollo definido. Varios temas surgen con la aplicación de esta metodología, relevantes en el caso costarricense:

- ¿Cuál debería ser la tasa de rédito adecuada para una empresa pública que opera en condiciones monopólicas o cuasi-monopolio, como sucede en Costa Rica en el caso del ICE en electricidad?

22 Incluyendo plantas antiguas y nuevas.

23 Artículo 2, Ley Aprobación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Protocolo, No 7.848.

- ¿Cuenta la ARESEP con la facultad de objetar costos operativos que considere excesivos o inaceptables para la prestación del servicio? De acuerdo con el artículo 32 de su ley orgánica, no se aceptan gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes. Sin embargo, la ARESEP podría verse limitada para ejercer esta facultad cuando tales gastos están amparados a disposiciones legales o constitucionales.
- ¿Cuenta la ARESEP con la información adecuada para el cálculo de la tarifa? De acuerdo con lo que establecen los artículos 14 y 24 de la ley de ARESEP, los prestadores de servicios tienen la obligación de suministrar la información que se les solicite relacionada con la prestación del servicio. De acuerdo con las fuentes consultadas, la ARESEP utiliza la estructura de costos de las plantas del ICE para fijar las tarifas a los generadores privados. Esto estaría indicando que la ARESEP no cuenta con suficiente información contable ni con una contabilidad regulatoria para la fijación tarifaria, por lo que ha recurrido a lo que la literatura denomina competencia subrogada (ver Recuadro 1). Esto es importante en un mercado como el costarricense, donde existen actores con posición dominante como el ICE.
- ¿Las solicitudes de ajuste tributario inducen a las empresas a realizar sobreinversiones de capital por encima de las necesidades, dado que todos los gastos son reconocidos y existe una tasa de rentabilidad garantizada? De acuerdo con la teoría, esa sobreinversión debería darse en función de los incentivos existentes. Sin embargo, para determinar si la predicción teórica se cumple se requiere contar con información completa y detallada, de la cual no se dispone en la actualidad. Al respecto, Sandoval (2015) y Hernández y otros (2000) recomiendan complementar los estudios con indicadores de eficiencia que permitan valorar los incrementos de los costos operativos de las empresas a la hora de solicitar incrementos tarifarios, de manera que respondan a una gestión eficiente de los recursos.
- ¿Es adecuado el esquema tarifario actual, en el sentido de que implica una discriminación de precios pues las tarifas se fijan para cada etapa dentro de la cadena de valor, por nivel de tensión, por fuente de producción, por tipo de empresa generadora, y por tipo de usuario? Podría evaluarse la conveniencia de reducir la dispersión de tarifas que existe actualmente, regulando las empresas por grupos de empresas, en lugar de una regulación empresa por empresa.
- ¿Debería tener la ARESEP la facultad de objetar esquemas financieros que sean contratados bajo condiciones onerosas de financiación con un posible fuerte impacto en la tarifa eléctrica que paga el usuario final? Los gastos financieros se reconocen como costos necesarios para prestar el servicio. En opinión de Hess (2014), la metodología no es explícita sobre la forma en que deben incorporarse las consideraciones relacionadas a la estructura de financiamiento (deuda y patrimonio). En concreto, no se indica explícitamente la velocidad con la que deben absorberse los costos de endeudamiento en las tarifas que pagan los consumidores finales, de tal manera que pueda evaluarse su impacto.
- ¿Cómo se debe tratar la depreciación? Actualmente existe un diferendo entre ARESEP y los generadores privados al respecto. En mayo de 2010 la ARESEP estableció una metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes con base en cinco variables esenciales, entre ellas el factor promedio de antigüedad de las plantas. Este indicador mide la antigüedad promedio de las plantas existentes, en función de su valor remanente dado el tiempo en que han estado en operación. Posteriormente la ARESEP, con base en una observación presentada por el ICE en que señalaba que había una

doble contabilidad de costos, propuso una modificación en la metodología que incluyó la eliminación del factor de antigüedad (depreciación) para las plantas antiguas, por considerar que la inversión inicial ya había sido descontada a través de los años de operación. Esta modificación fue objetada por

los generadores privados, ya que en su criterio reduce en forma significativa la tarifa para vender al ICE, afectando sus ingresos. La propuesta de ARESEP fue apelada por los generadores privados por lo que su eventual aplicación está suspendida.

## 7. LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN LA ACTUALIDAD

De acuerdo con la metodología vigente (incluyendo el factor de antigüedad), la tarifa de referencia para la compra de energía eléctrica por parte del ICE a las empresas de generación privada amparadas a la Ley N° 7.200 (Capítulo I) es de US\$ 0,0744 KWh. Llama la atención el amplio diferencial que existe entre esta tarifa y la que reciben otros operadores (CNFL, empresas municipales y cooperativas) por la venta a consumidores finales, entre US\$ 0,11 y US\$ 0,20 por KWh (ver Cuadro 3).

Si bien es cierto que esa diferencia siempre existirá debido a que hay costos adicionales por la transmisión, distribución y comercialización, también es cierto que el diferencial de tarifas podría tener relación con la metodología como tal, los costos de operación e inversión, y la forma en que

se trasladan a la tarifa. Las tarifas de distribución le traspasan a los usuarios tres tipos de costos: gastos fijos, principalmente de administración de las empresas distribuidoras; el costo de las pérdidas de energía y potencia transmitida por las líneas, incluyendo hurtos; y el costo de inversión. Cabe recordar, como se señaló al inicio de este documento, que la capacidad de reacción de los diferentes tipos de consumidores ante variaciones en las tarifas difiere. Si la capacidad de reacción es débil, como en el caso residencial, comercial y servicios, se facilita trasladar costos a la tarifa. Los principales clientes de las CONELÉCTRICAS y de la CNFL son precisamente esos sectores, por lo cual no es de extrañar que la tarifa cobrada por estos operadores sea mayor que para el sector industrial, como se muestra en el Cuadro 3.

**Cuadro 3.** Costa Rica: Precio promedio por KWh en dólares<sup>1/</sup> por empresa distribuidora según sector de consumo 2015

Empresa distribuidora	Residencial	Otros sectores	Industrial	Alumbrado	Precio Promedio
ICE	0,19	0,20	0,15	0,11	0,18
CNFL	0,14	0,18	0,15	0,14	0,16
JASEC	0,13	0,15	0,12	0,12	0,13
ESPH	0,14	0,15	0,14	0,11	0,14
COOPELESCA	0,15	0,18	0,17	0,15	0,17
COOPEGUANACASTE	0,15	0,17	0,20	0,12	0,16
COOPESANTOS	0,17	0,30	0,19	0,11	0,19
COOPEALFARO	0,14	0,18	0,19	0,12	0,16
<b>Precio promedio</b>	<b>0,16</b>	<b>0,18</b>	<b>0,15</b>	<b>0,12</b>	<b>0,16</b>

1/ Los datos originales se presentan en colones, para su conversión se utilizó el tipo de cambio promedio anual para el año 2015 con cifras del BCCR.

Fuente: elaboración propia con cifras de ARESEP.

Otro factor que incide en el diferencial de precios es el costo de transmisión. El traslado de ese costo hacia el consumidor sería prácticamente inmediato, dado que es un servicio que se ofrece en condiciones de monopolio, donde el usuario no tiene alternativas para escoger. Otra dimensión interesante, no abordada en este estudio, es la comparación de precios a nivel internacional. Tal comparación es compleja de llevar a cabo. Entre los aspectos críticos que cabría considerar para cada país están los impuestos aplicables, el tipo de cambio usado en los cálculos, la consideración de los subsidios y cómo se trata la antigüedad de las plantas y los costos financieros. Existen varias fuentes de información sobre estadísticas de precios de energía eléctrica, con importantes deficiencias metodológicas y no comparables entre sí.

La Comisión Económica para América Latina (CEPAL) reporta datos de la tarifa promedio calculados con base en el tarifario local y no en la

facturación. El promedio de las tarifas no es igual al promedio de los precios efectivos si el consumo se divide de manera desigual entre las diversas tarifas (Cámara de Industrias de Costa Rica, 2015).

Por su parte, la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) utiliza *industrias indicativas*, representativas de la industria costarricense, con datos de facturación suministrados por la ARESEP. El problema es identificar el gran número de facturas que no se ajustan a ninguna de las *industrias indicativas*. Si bien la metodología de la CIER puede estar sujeta a críticas, no existe otra fuente que compare de forma creíble los países de América Latina. Analizando esas cifras, se observa que para los clientes con facturación mensual de energía menor a 50MWh<sup>24</sup> las tarifas tanto del ICE como de la CNFL resultaron competitivas con respecto a Colombia, pero no si se comparan con Chile y Perú (Cámara de Industrias, 2015).

## 8. PROPUESTAS DE REESTRUCTURACIÓN AL MODELO VIGENTE

En general, la experiencia internacional muestra que las reformas orientadas hacia la paulatina introducción de mecanismos de mercado en el sector eléctrico involucran la creación de diferentes instituciones y el diseño de reglas e instrumentos que posibiliten una competencia efectiva entre los agentes y las consiguientes ganancias de eficiencia. Si bien estos modelos se perfeccionan luego de las experiencias de reforma en los diversos países, aún no existe consenso sobre cuál sistema de organización del sector es el más adecuado, por lo que se recomienda considerar las condiciones específicas de cada país para el diseño de los mercados eléctricos. (Dammert y otros, 2010).

El mercado eléctrico costarricense puede considerarse como un híbrido de varias estructuras. En generación existe competencia, pero con una presencia dominante por parte del ICE y barreras de entrada al mercado. En transmisión existe un monopolio natural, con líneas propiedad exclusiva del ICE. En distribución existen submercados, algunos de carácter regional (empresas municipales) y otros en competencias más abierta (CONELÉCTRICAS). Dadas las condiciones del mercado, entre 2006 y 2010 fueron presentadas ante la Asamblea Legislativa varios proyectos de ley tendientes a lograr una mayor apertura del mercado de electricidad. Lo más ampliamente discutido ha sido el proyecto "Ley General de Electricidad", expediente N° 17666, presentado por la administración Arias en 2006, y el proyecto "Ley General de Electricidad", expediente N° 17812, presentado por la administración Chinchilla en 2010.

24 Estas empresas componen la industria indicativa denominada MT2, la cual corresponde a aquellos clientes con meses de facturación de energía mayor a 25MWh y menor a 50MWh y facturación de potencia pico máxima mayor a 100kW y menor a 300kW (Cámara de Industrias de Costa Rica, 2015).

### Recuadro 3

#### Reformas propuestas para el mercado eléctrico costarricense

##### Proyecto Ley General de Electricidad, Expediente N° 17.666.

Presentado por la administración Arias Sánchez en el 2006. Consiste en la fusión de dos proyectos previamente enviados a la Asamblea Legislativa: Ley General de Electricidad (Expediente N° 17.495) y Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Subsector Electricidad (Expediente N° 17.496). Sus principales propuestas son:

- Crear un mercado mayorista organizado que permita a las empresas comercializadoras comprar libremente la electricidad a cualquiera de los generadores privados participantes a través de contratos multilaterales. Para acceder a este tipo de contratos, las empresas productoras competirían a través de un proceso de subasta en el que se considerarían tanto el precio como la cantidad ofertadas.
- Implementar contratos bilaterales como mecanismo de venta minorista entre empresas productoras de electricidad y grandes consumidores. La cantidad, el precio y el plazo del producto serían negociados libremente por las partes.
- Permitir el intercambio de excedentes extracontractuales y desbalances contractuales –conocido como transacción de ocasión– que se den como resultado de las transacciones de los contratos nacionales, principalmente, y permitiría la compraventa de productos y servicios en el Mercado Eléctrico Regional (MER) para todas las partes. Así, elimina la barrera legal que autoriza al ICE a ser el único comprador de electricidad en el mercado nacional y participante en el MER.

##### Proyecto Ley General de Electricidad, Expediente N° 17.812

Presentado por la administración Chinchilla Rivera en el 2010 reproduce el anterior casi en su totalidad. La principal diferencia es que propone un sistema de subastas o licitaciones públicas elaboradas por ARESEP y adjudicadas a través de contratos a largo plazo o contratos futuros para la generación de electricidad y no contratos multilaterales. Sus principales propuestas se resumen seguidamente:

- Los precios para los contratos se definen a partir de una banda tarifaria, cuyo precio máximo reflejaría el máximo costo de la energía eléctrica en el país.
- El sistema de subastas excluye a las empresas del Grupo ICE, municipales y cooperativas, pero permite la participación de grandes consumidores<sup>1/</sup>.
- La energía a comercializar corresponde a la que sustituye los faltantes de producción del ICE, esto es, a la demanda residual.
- Elimina las barreras legales que limitan la capacidad para la inversión privada en generación eléctrica, según las Leyes N° 7.200 y N° 7.508.

1/ La definición de *gran consumidor* varía según el proyecto de ley considerado. La CICR (2015) estima que la cantidad de empresas que cumplen con las características de un gran consumidor varía entre 10 y 30. Actualmente, existen cuatro clientes conectados a la red de alta tensión cuyas características les definen como grandes consumidores.

Fuente: Texto base de los proyectos Ley General de Electricidad, expedientes 17.666 y 17.812.

Ambos proyectos de ley buscaban reducir o eliminar barreras de entrada en favor de un mercado más competitivo. Con ese fin, el proyecto de 2006 introdujo el concepto de mercado mayorista, bajo el cual se permitiría a las empresas comercializadoras comprar libremente la electricidad a cualquiera de los generadores privados participantes

a través de contratos multilaterales. En el proyecto del 2010 se introduce la modalidad de subastas o licitaciones, y propone eliminar las barreras legales que limitan la capacidad para la inversión privada en generación eléctrica. En cuanto al papel del ICE, no se proponen mayores cambios. La institución mantiene un papel dominante en el sector

eléctrico, en su doble papel como proveedor del servicio eléctrico y regulador y planificador del SEN. Otros aspectos importantes de los proyectos

se resumen en el Recuadro 3. Ninguno de los dos proyectos llegó a ser aprobado en la Asamblea Legislativa, por lo que fueron archivados.

## 9. EL MERCADO REGIONAL BAJO EL SIEPAC

El Mercado Eléctrico Regional (MER) es una iniciativa regional de larga trayectoria desarrollada bajo el marco del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TMMEAC), aprobado a finales de 1996 por los países miembros: Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. El MER se desarrolla bajo los principios de competencia, gradualidad y reciprocidad, definidos como (art. 3, TMMEAC):

- Competencia: libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- Gradualidad: previsión para la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión, y el fortalecimiento de los órganos regionales.
- Reciprocidad: derecho de cada Estado para aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de gradualidad.

Para el traslado de electricidad, el MER cuenta con el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), que es la línea de 1.800 km por medio de la cual viaja el flujo eléctrico a toda Centroamérica. Las diferencias en infraestructura que existen entre los países afecta la capacidad global del mercado para operar eficientemente. Los compromisos regionales de integración del MER permiten una capacidad teórica de transmisión de 300MW. No obstante, las deficiencias en infraestructura en Nicaragua afectan la capacidad de transferencia Sur-Norte desde Costa Rica, limitando la

cantidad de energía que puede colocar el ICE en los países con mayor potencial de compra como Guatemala, El Salvador y Honduras (Cámara de Industrias de Costa Rica, 2015).

Por otro lado, el MER cuenta con instrumentos de intercambio de energía a través de dos mecanismos: Mercados de Oportunidad Regional (MOR) y Mercados de Contrato Regional (MCR). Ambos han sido empleados por el ICE para comprar y vender energía a distintos precios, los cuales inciden directamente en la tarifa eléctrica nacional. Específicamente, la compra de electricidad permite optimizar el costo de la generación, cada vez que la energía importada sustituya a la energía suplida por las plantas térmicas más caras. ARESEP (2015) estima que el ahorro por importaciones para 2014 fue de \$40,8 millones y para el 2015 fue de \$19,5 millones.

Costa Rica es el único país que no cumple a cabalidad con el principio de competitividad característico del TMMEAC. El artículo 2 de la Ley N° 7.848, mediante la cual se aprobó dicho Tratado estipula que “las obligaciones y los derechos de Costa Rica como Estado contratante, así como las funciones propias de los agentes del mercado que correspondan según la legislación interna, se asignan al Instituto Costarricense de Electricidad, por tener el mandato del desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, así como la planificación del sistema eléctrico nacional.”. De esta manera se aprobó el Primer Protocolo del Tratado con el ICE como único agente del MER en Costa Rica. Los demás generadores no están autorizados a realizar transacciones internacionales, imponiendo una barrera legal a la apertura del mercado y a la venta de excedentes de energía.

## 10. CONSIDERACIONES FINALES Y UNA AGENDA PARA LA POLÍTICA PÚBLICA

Uno de los propósitos fundamentales de la regulación económica consiste en inducir el comportamiento de los mercados hacia un esquema competitivo, tutelando al mismo tiempo los intereses de la colectividad. En el caso del mercado eléctrico costarricense, la amplia participación del Estado ha llevado a un mercado poco competitivo. En las distintas fases de la cadena de valor de la electricidad no se identifican mercados competitivos, o bien solo parcialmente. En todo el proceso se observa una posición dominante de las empresas públicas, principalmente el ICE.

En la etapa de generación el ICE no es un monopolio, pero tiene una posición dominante. Las empresas privadas participan en la producción de energía eléctrica, pero bajo una serie de condiciones que en la práctica representan barreras de entrada al mercado, tales como el tamaño de las plantas y la cantidad de energía que pueden vender al ICE, un comprador único (monopsonista) con un precio fijado por la autoridad regulatoria en unos casos, mientras que en otros es el resultado de un proceso competitivo por medio de licitaciones públicas. Asimismo, el mercado funciona con una dualidad para las empresas privadas, dependiendo de la ley a la cual las mismas estén amparadas.

En transmisión existe un monopolio natural, como en muchos países, con líneas propiedad exclusiva del ICE. Pareciera que en esta etapa no tiene mucho sentido la operación de líneas paralelas en una misma región, por cuanto resultaría muy costoso y además no permitiría el aprovechamiento de economías de escala. Por otra parte, cabe reconocer que en algunos casos la existencia de esquemas públicos de integración vertical como el ICE cumple un papel importante para llevar el servicio a zonas dispersas geográficamente, que bajo otro esquema posiblemente no tendrían acceso a este importante servicio. La amplia cobertura geográfica del ICE por medio de sus líneas de

transmisión habría incrementado de alguna manera el capital social de las clases más desposeídas en zonas alejadas propiciando una reducción de la pobreza.

En la fase de distribución el mercado está fragmentado en regiones específicas que constituyen mercados cautivos para los operadores del servicio como las empresas municipales. Su papel es el de intermediar en la distribución como vendedores únicos (monopolios) en su zona de atención. Las cooperativas de electrificación rural tienen un poco más de libertad para ejercer su negocio. La Ley N° 8.345 les autoriza a realizar transacciones entre ellas o con otras empresas.

Otra restricción es el acceso al Mercado Eléctrico Regional (MER), al cual puede acceder solamente el ICE en el caso de Costa Rica. Esto puede verse como una barrera de entrada al mercado, en el tanto un operador que no sea el ICE puede incurrir en costos hundidos importantes si no puede canalizar un exceso de oferta en un momento dado hacia el MER.

En resumen, la estructura y el marco regulatorio existente han llevado a un mercado eléctrico poco competitivo. Estructuras monopólicas o cuasi-monopólicas, mercados fragmentados y barreras de entrada que limitan la competencia lo cual tiene implicaciones sobre las tarifas de los servicios. Es ampliamente conocido que el precio que paga un consumidor por un bien o servicio ofrecido en condiciones monopólicas o cuasi-monopólicas será mayor que el que pagaría en un régimen de competencia.

La práctica internacional que señala los problemas de utilizar metodologías basadas en el servicio al costo y tasa de retorno es abundante. Quizás el más relevante es el incentivo a sobredimensionar gastos de inversión por parte de las empresas. Dado que el sistema garantiza una tasa de retorno, los operadores no tienen incentivos para

reducir costos en aras de la eficiencia. Por otra parte, las asimetrías de información existentes no permiten precisar de una manera razonable el impacto de los diferentes componentes de costo sobre las tarifas.

Al respecto cabe mencionar los costos financieros. No obstante que ARESEP está facultado para solicitar a los operadores la información que requiere, otras legislaciones protegen la confidencialidad de los datos, como en el caso del ICE<sup>25</sup>. En consecuencia, no es posible realizar un adecuado análisis financiero para evaluar el costo del endeudamiento sobre las tarifas. Un caso reciente es el Proyecto Hidroeléctrico Reventazón. De acuerdo con la Cámara de Industrias de Costa Rica la inversión inicial se estimó en US\$ 757 millones pero al final el costo total ascendió a US\$ 1.345 millones. Con una capacidad de 305,5 MW, la planta no solo se convirtió en la más grande de Centroamérica sino también en la más cara<sup>26</sup>. El impacto de este sobrecosto en la tarifa eléctrica y la posibilidad de trasladarlo al consumidor final es un tema crítico que deben abordar las autoridades.

Finalmente, está el tema de la matriz energética. Como se analizó en el estudio la matriz energética del país es altamente dependiente de la energía hidroeléctrica. Si bien este hecho pareciera consistente con el aprovechamiento de un recurso natural abundante en el país, lo cierto es que la situación no es sostenible. El MINAE, ente rector del sector de energía, se ha pronunciado al respecto indicando que el país debe moverse hacia fuentes alternativas de generación más baratas como la fotovoltaica, lo cual tendría un impacto positivo en las tarifas eléctricas. En el corto plazo las restricciones son el alto costo inicial de las inversiones y el respaldo que deben tener las fuentes alternativas mientras se consolida su producción en firme, actualmente en plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles.

25 El argumento es que se trata de una empresa en régimen de competencia.

26 La Nación 8 de diciembre de 2016 página 4A.

Ante la situación descrita, podrían plantearse algunas acciones tendientes a mitigar los impactos negativos que se han analizado sobre las tarifas eléctricas, con un plan de acción que incluya medidas de corto y mediano plazo. Las primeras abarcarían cambios de naturaleza técnica que puedan llevarse a cabo sin que medien consideraciones legales o institucionales complejas. Las segundas entrarían a ver temas que sí requieren reformas legales cuya discusión y eventual aprobación llevaría más tiempo.

### Medidas en el corto plazo:

- Resolver el tema del tratamiento de la depreciación en la fórmula de cálculo de la tarifa para generadores privados con plantas nuevas. El problema de la doble contabilidad podría estar incrementando el monto real de la tarifa,
- Adoptar los cambios tecnológicos que se están introduciendo a nivel mundial para desarrollar energía con fuentes alternativas, particularmente la fotovoltaica, con el objetivo de reducir los costos iniciales de inversión y la dependencia de fuentes fósiles más contaminantes, como respaldo ante insuficiencia de oferta con fuentes alternativas.
- Desarrollar metodologías para el cálculo de costos económicos y no solo contables en el cálculo de la tarifa. Este es un proceso que la ARESEP empezó a desarrollar en el 2013, que a la fecha está pendiente.
- Fortalecer políticamente las atribuciones que tiene la ARESEP en cuanto al requerimiento de información relevante a las empresas proveedoras del servicio eléctrico.
- Analizar la conveniencia de establecer tarifas de distribución para el conjunto de las distribuidoras y no para cada empresa. En distribución el determinante principal de los costos es la densidad de los clientes en el área de servicio, no la escala de producción. La premisa es que dos distribuidoras que sirven áreas de

densidad parecida deberían tener costos parecidos, aunque los tamaños de las empresas podrían ser muy distintos (Bustos y Galetovic, 2002). Si las áreas de servicio presentan diferencias en cuanto a densidad poblacional, las mismas deberían reflejarse en las tarifas. Lo anterior llevaría a la aplicación del modelo de empresa tipo, previsto en la ley de ARESEP, el cual a menudo se confunde con el de empresa teórica de costos promedio. Para ello sería necesario reforzar las competencias técnicas de la ARESEP para la aplicación de estructuras productivas modelo.

### Medidas en el mediano plazo:

- Analizar si las disposiciones contenidas en la Ley N° 7.200 en cuanto al tamaño máximo de las plantas de generación privadas se justifican técnicamente en la actualidad,
- Evaluar lo dispuesto en la Ley N° 7.200 y Ley N° 7.508 en cuanto al porcentaje máximo que cada planta de generación privada puede vender al ICE.
- Considerar la posibilidad de que otras empresas, además del ICE, puedan participar en el MER como compradores, o vendedores con el fin de que puedan disponer de sus excedentes. De esta forma se estaría resolviendo la contradicción que existe actualmente entre lo establecido en el protocolo de adhesión al SIEPAC sobre competencia en el mercado

regional y la posición de Costa Rica sobre la exclusiva participación del ICE. Pero por otra parte habría que tomar en cuenta las limitaciones que presenta actualmente el MER, comentadas en la sección 9.

- Examinar la conveniencia de sustituir el modelo de tasa de retorno por otros modelos alternativos, sobre la base de un estudio costo-beneficio que considere, entre otros, la utilización de una metodología tarifaria basada más en costos contables que en costos económicos. El modelo chileno de empresas tipo es una buena guía sobre cómo aplicarlo, lo cual requiere una discusión técnica con los interesados acerca del concepto o definición de empresa tipo que se estaría utilizando.
- Estudiar la conveniencia de que la ARESEP pueda emitir criterio vinculante sobre las condiciones financieras de distintos esquemas de financiamiento con el fin de prevenir impactos desfavorables sobre las tarifas. Para ello sería necesario modificar el artículo 31 de la ley de la ARESEP. En el 2013 la ARESEP presentó un proyecto de ley en ese sentido, que no fue tramitado por la Asamblea Legislativa.
- Analizar hasta qué punto las decisiones de ARESEP al respecto de gastos desproporcionados que justifiquen su intervención –de acuerdo con el artículo 32 de su ley– se ven limitados por otras disposiciones legales o constitucionales.

## REFERENCIAS

- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Informe Anual 2015: Mercado Eléctrico Regional y Sistema Eléctrico Nacional. Boletín Informativo. Intendencia de Energía, 2015.
- Asamblea Legislativa de Costa Rica. Proyecto Ley General de Electricidad, Expediente N° 17.666, 2006.
- Asamblea Legislativa de Costa Rica. Proyecto Ley General de Electricidad, Expediente N° 17.812, 2010.
- Averch, H. y L. Johnson. "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint", en *American Economic Review*, Vol. 52, pp. 1053-69, 1962.
- Bustos, Álvaro y Galetovic, Alexander. Regulación por empresa eficiente. ¿Quién es realmente usted? Documentos de Trabajo 106. Centro de Economía Aplicada. Universidad de Chile, 2002.
- Cámara de Industrias de Costa Rica. Propuestas para la Competitividad del Sector Industrial, 2015.
- Campo, Rafael. Estudio comparativo de modelos de mercado eléctrico, estructura institucional, métodos de regulación y estructuras tarifarias. Organización Latinoamericana de Energía, 2015.
- Chacón, Manuel E. Análisis de la reforma del mercado eléctrico costarricense en el período 1990-1999: determinantes de lineamientos de gestión para el proceso de expansión de la red de transporte de energía del ICE. Tesis Programa de Posgrado en Gerencia de Proyectos. Instituto Centroamericano de Administración Pública, agosto de 2000.
- Dammert, Alfredo, García, Raúl y Molinelli, Fiorella. Regulación y Supervisión del sector Eléctrico. Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2013.
- Garfield, Paul J. y Lovejoy, Wallace F. *Public Utility Economics*. Prentice Hall, 1964.
- Hernández, Jorge; Abraham Sánchez y Allan Calderón. Captura del regulador? Fallas en la regulación de las tarifas eléctricas en Costa Rica: caso ICELEC 1979-2000 Universidad de Costa Rica. Escuela de Economía, 2000.
- Hess, Hermann. Situación del sector y las tarifas eléctricas en Costa Rica. Academia de Centroamérica, mayo 2014.
- Hunt, Sally. *Making competition work in electricity*. John Wiley & Sons, Inc, 2002
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Costa Rica: Matriz eléctrica. Un modelo sostenible, único en el mundo. Dirección Comunicación e Identidad Corporativa ICE. 2015.
- Instituto de Investigaciones en Ciencias Económicas (IICE). La economía costarricense a mediados del Siglo XX. Serie Economía y Estadística Libros 1 a 6, 2008.
- Joskow, Paul L. Introducción de la competencia en redes industriales reglamentadas, en Carroll R. Glenn (editor): *Empresas, mercados y jerarquías*. Oxford, 2000.
- Joskow, Paul L. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks, en Nancy L. Rose (editor): *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?* National Bureau of Economic Research, 2005.
- La Nación. Minae advierte sobre excesiva dependencia de energía hídrica. 8 de diciembre de 2016 página 4A.
- Lasheras, Miguel Angel. La regulación económica de los servicios públicos. Ariel Economía, 1999.
- Leiva, Carlos. Las elasticidades de la energía comercial en Costa Rica. Dirección General de Energía. Ministerio del Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, 2009.
- Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE). VII Plan Nacional de Energía 2015-2030. San José. Costa Rica.

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). Glosario de Economía Industrial y Derecho de la Competencia, 1995.

Programa Estado de la Nación. Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible. Vigésimoprimer Informe, 2015.

Sandoval, José F. y Li, Federico. El modelo de regulación tarifaria para el servicio de electricidad y el costo de la energía eléctrica en Costa Rica. Revista Nacional de Administración. Vol. 6, No., pp. 39:54 2, 2015.

Schatan, Claudia y Ávalos, Marcos (coordinadores). Condiciones y políticas de competencia. Economías pequeñas de Centroamérica y el Caribe. Fondo de Cultura Económica, 2006.

Tarziján, Jorge y Paredes, Ricardo. Organización Industrial para la estrategia empresarial. Pearson, 2012.

Vargas, Juan R. Determinantes de la demanda de energía residencial. Dirección Sectorial de Energía. Refinadora Costarricense de Petróleo, 1995.

## Anexo Estadístico

**Cuadro 1.** Costa Rica: Generación eléctrica por tipo de fuente 2015 y 2016 (en GWh)

Fuente	2015	2016
Hidro	8.053,3	8.018,0
Térmica	107,1	192,9
Geotérmica	1.375,6	1.339,7
Biomasa	82,3	78,7
Eólica	1.071,5	1.147,9
Solar	1,5	1,1
<b>Total</b>	<b>10.691,4</b>	<b>10.778,3</b>

Fuente: elaboración propia con cifras de ICE y ARESEP.

**Cuadro 2.** Costa Rica: Distribución porcentual de clientes, ventas y territorio servido por empresa, 2015

Empresa	Clientes	Ventas	Territorio servido
ICE	43,5	40,0	77,5
CNFL	33,9	38,5	1,9
JASEC	5,6	5,7	2,4
ESPH	4,7	5,9	0,2
COOPELESCA	5,0	4,1	9,2
COOPEGUANACASTE	4,4	4,3	6,2
COOPESANTOS	2,5	1,3	2,2
COOPEALFARO	0,4	0,3	0,4

Fuente: ARESEP.

**Cuadro 3.** Costa Rica: Generación eléctrica según empresa, 2015

Empresas	Generación en MW	Participación %
<b>Empresas públicas</b>	<b>7.388.796</b>	<b>69,6</b>
ICE	7.001.572	65,5
CNFL	439.490	4,1
<b>Generación Paralela</b>	<b>2.284.000</b>	<b>21,4</b>
<b>Empresas municipales</b>	<b>350.565</b>	<b>3,3</b>
JASEC	238.538	2,2
ESPH	112.027	1,0
<b>Empresas cooperativas</b>	<b>615.778</b>	<b>5,8</b>
COOPELESCA	254.035	2,4
COOPEGUANACASTE	76.717	0,7
COOPEALFARO	242.766	2,3
COOPESANTOS	42.261	0,4
<b>Total</b>	<b>10.693.420</b>	<b>100,0</b>

Fuente: elaboración propia con cifras de ARESEP.

**Cuadro 4.** Costa Rica: Número de plantas por empresa generadora de electricidad según tipo de fuente, 2016

EMPRESA	Número de plantas
<b>ICE</b>	<b>30</b>
Eólica	1
Geotérmica	6
Hidroeléctrica	15
Solar	1
Térmica	7
<b>CNFL</b>	<b>9</b>
Eólica	1
Hidroeléctrica	8
<b>Empresas privadas</b>	<b>32</b>
Biomasa	2
Eólica	8
Hidroeléctrica	21
Solar	1
<b>Empresas municipales</b>	<b>7</b>
JASEC	4
Hidroeléctrica	4
ESPH	3
Hidroeléctrica	3
<b>Empresas cooperativas</b>	<b>9</b>
Hidroeléctrica	9
<b>TOTAL</b>	<b>87</b>

Fuente: elaboración propia con cifras de ARESEP.

## Documentos de la Serie Programa Visión, Academia de Centroamérica

1. "La propuesta de consolidación fiscal: algunas reflexiones para su discusión". Serie Programa Visión, PV-01-14, febrero 2014.
2. "Costa Rica: empleo y política salarial del sector público". Serie Programa Visión, PV-02-14, abril 2014.
3. "¿Cómo gestionar los recursos públicos para la obtención de resultados? El caso del Programa Avancemos en Costa Rica". Serie Programa Visión, PV-03-14, julio 2014.
4. "La gestión de la infraestructura pública en Costa Rica: el caso de la red vial nacional". Serie Programa Visión, PV-04-14, octubre 2014.
5. "Distribución del ingreso en Costa Rica". Serie Programa Visión, PV-01-15, febrero 2015.
6. "La formación dual como una opción al desempleo". Serie Programa Visión, PV-02-15, mayo 2015.
7. "Costa Rica: la sostenibilidad fiscal de una economía endeudada". Serie Programa Visión, PV-03-15, julio 2015.
8. "Políticas para el desarrollo productivo. Experiencias en el caso de banano y ganado bovino". Serie Programa Visión, PV-04-15, noviembre 2015.
9. "El proyecto de reforma del impuesto sobre la renta de la Administración Solís Rivera". Serie Programa Visión, PV-01-16, febrero 2016.
10. "El sector público en Costa Rica: desafíos institucionales y oportunidades de mejoras". Serie Programa Visión, PV-02-16, junio 2016.
11. "El desempleo en Costa Rica: evolución reciente y principales características". Serie Programa Visión, PV-03-16, agosto 2016.
12. "Reglas fiscales: análisis de una propuesta para Costa Rica". Serie Programa Visión, PV-04-16, noviembre 2016.
13. "El sector eléctrico en Costa Rica". Serie Programa Visión, PV-01-17, febrero 2017.