



Aporte del sector empresarial a la modernización del subsector energía y hoja de ruta para la disminución de las tarifas eléctricas

**Comisión Especial de Energía
Asamblea Legislativa de Costa Rica
08 de setiembre, 2022**

1. Aporte del sector empresarial a la modernización del subsector energía

El sector privado costarricense genera empleo para 2 198 337 personas (87% del total), exporta más de \$15 529 millones y consume el 54% de la electricidad del país (5 833 GWh¹). Particularmente, en el sector industrial, solamente la industria manufacturera generó en el 2021, empleo para 260 510 personas, representó el 12% del Producto Interno Bruto (PIB), exportó \$12 084 millones (78% de las exportaciones de bienes) y consumió 2 980 Gigavatios hora (GWh) de electricidad (29% del consumo total)². Por lo tanto, el sector privado y en particular el sector industrial, es un actor fundamental como gran consumidor de energía en el país. La electricidad es un insumo clave para la producción, por lo que es necesario avanzar hacia una modernización del subsector energía que contemple la urgente necesidad de lograr tarifas competitivas y que se centre en el usuario final y no solo en el prestador del servicio.

Según el Plan Nacional de Descarbonización, el país aspira a lograr una economía libre de emisiones de carbono. El sector privado contribuye con esta meta y se han realizado inversiones importantes en energía renovable, sumando al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), 18 plantas hidroeléctricas y 10 eólicas que en conjunto tienen una capacidad para generar 270 Megavatios (MW) y una producción anual de 1184 GWh; una generación de energía limpia y a precios competitivos.

Claro está que la electricidad representa solo 23% de la energía que se consume en el país, un 64,3% proviene de combustibles fósiles³, por tanto, si aspiramos a descarbonizar la economía, tendremos que aumentar el consumo eléctrico y bajar el de estos combustibles. Para ello, se requieren a futuro inversiones que resulten en tarifas eléctricas competitivas. Esas inversiones las puede realizar el sector privado y, por ende, se requiere una nueva legislación que le brinde mayor espacio a la generación privada y que incorpore competencia como motor de eficiencia, que se traduzca en tarifas cada vez más competitivas.

El sector productivo, migrará hacia energías que tengan precio competitivo, prueba de ello ha sido la instalación de paneles solares, que es una respuesta al avance tecnológico que irrumpió retando al sistema tradicional a mejorar su eficiencia. Este aporte se suma a la constante contribución por mejorar la eficiencia energética, esfuerzo que recientemente se ha castigado casi igualando las tarifas de media tensión b con la tarifa de media tensión, afectando negativamente a los que mejor factor de carga tienen y a los que se han certificado en la norma ISO 50001 para adoptar buenas prácticas en eficiencia

¹ Gigavatios hora.

² Datos para el cierre del 2021 del INEC, BCCR, PROCOMER y ARESEP.

³ Según el Balance Nacional de Energía 2018 de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE).

energética, lo que reduce las necesidades de inversión para todo el sistema y por tanto contribuye a mejorar las tarifas para todos.

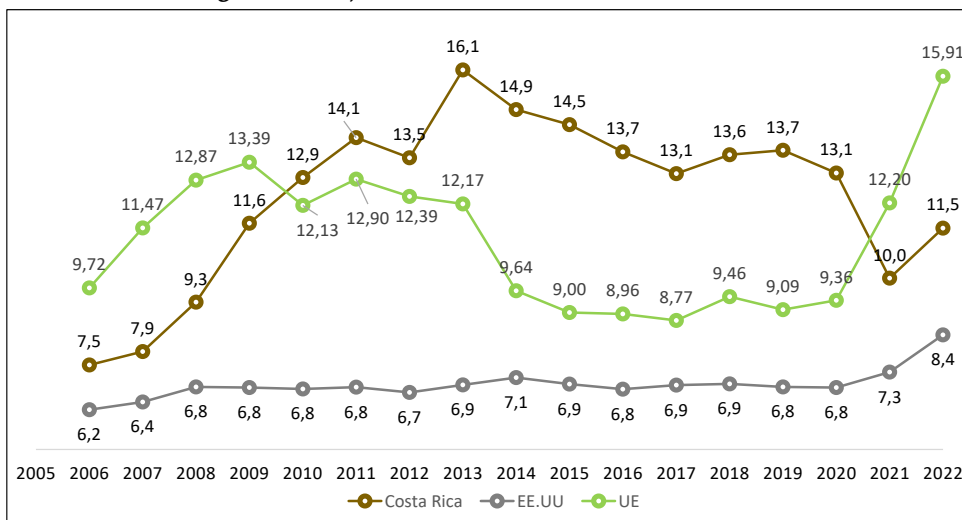
En resumen, el sector privado brinda aportes claves al SEN: consume la energía dando ingresos y sostenibilidad al sistema, es capaz de realizar inversiones para el crecimiento futuro de la demanda y lograr apoyar la descarbonización de la economía.

2. Situación actual de las tarifas eléctricas

2.1 Evolución tarifaria y benchmarking internacional: tarifas poco competitivas

El gráfico 1 muestra la evolución del precio medio por kilovatio hora (KWh) para la industria en Costa Rica, Estados Unidos (EE. UU) y en la Unión Europea. En el país, este precio aumentó casi exponencialmente del 2006 al 2013, colocándose en ese año 2,33 veces el precio que pagaba la industria en EE. UU y 1,84 veces lo que se pagaba en Europa. A partir del 2013, se ha mantenido estable con un promedio del 2014 al 2020 de 13,8 ctvs.\$/kWh⁴ en Costa Rica, 9,18 para Europa y 6,88 para EE. UU. Es decir, por 7 años las industrias en Costa Rica pagaron en promedio un 50% más de lo que pagaron las industrias en Europa y un 98% más de lo que pagaron las estadounidenses. Los últimos dos años esos precios en Europa y Estados Unidos han estado afectados por los problemas de pandemia y guerra, y aun así en Costa Rica están un 37% más caros que en Estados Unidos.

Gráfico 1. Evolución del Precio Medio para el sector industrial (en ctvs. de \$/ kWh, del 2006 a mayo - 2022)



Fuente: elaboración propia con datos de Eurostat, EIA y ARESEP.

⁴ Centavos de dólar por kilovatio hora.

2.2 Opciones de tarifas para la industria en Costa Rica

Al analizar las opciones de tarifa para el sector industrial en el país, se observa que existen diferentes tarifas, según nivel de tensión y factor de carga, así como de la distribuidora correspondiente. Si se toma un factor de carga promedio y se realizan corridas, se obtiene ese precio promedio. Estos datos se muestran en la tabla 1, donde se permite observar que para el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) hay clientes que pagan desde los 17,46 hasta 6,08 ctvs.\$/kWh. Se puede concluir que, si comparamos con tarifa industrial en EE. UU, sólo los usuarios en alta tensión, que son muy pocos, tienen una tarifa competitiva con ese país.

Tabla 1. Opciones de tarifa para el sector industrial (a mayo del 2022, en ctvs.\$/kWh).

Distribuidora	T-IN	T-MT	T-MTb	T-MT69kV	T-UD
ICE	17,46	8,82	8,17		6,08
CNFL	20,03	10,88	9,17		
JASEC	13,07	9,03	8,18		
ESPH	11,55	10,01	8,63		
COOPELESCA	15,02	11,57	9,24	7,67	
COOPEGUANACASTE	15,50	12,07			
COOPESANTOS	23,88	11,62			
COOFEALFARORUIZ	14,67				

*En rojo tarifa más cara y en celeste más barata.

Fuente: estimaciones propias para una empresa tipo, factor de carga del 77,42% (promedio nacional para el 1er semestre 2022), utilizando las tarifas vigentes de la ARESEP con CVG.

Las diferencias de tarifas entre empresas, aun con la misma opción tarifaria, se presentan porque existen diferencias en el perfil de consumo de cada empresa y el volumen que requiere. No genera el mismo costo por kWh una empresa con altos volúmenes y que demande la misma potencia y consumo de kWh a lo largo de todo el día (24/7), que un consumidor residencial que consume en intervalos cortos, generando picos de demanda (al almuerzo y la cena, por ejemplo). En este segundo caso, hay que tener una gran capacidad instalada, pero subutilizada la mayor parte del día.

Es por ello que se generan tarifas diferenciadas, no es por subsidio, ni por política: es un aspecto meramente técnico, donde el regulador debe asignar los costos según donde se generan en el sistema eléctrico. Como ejemplo, a junio del 2022, en EE. UU el sector industrial pagó el 58% de las tarifas que pagó el sector residencia mientras que, en el país, ese porcentaje es del 83,8%. Esto nos indica que aún el modelo tarifario costarricense requiere ajustes para asignar apropiadamente los costos, según el perfil de consumo del cliente y el costo que le genera al sistema integralmente. En el caso costarricense, se castiga con

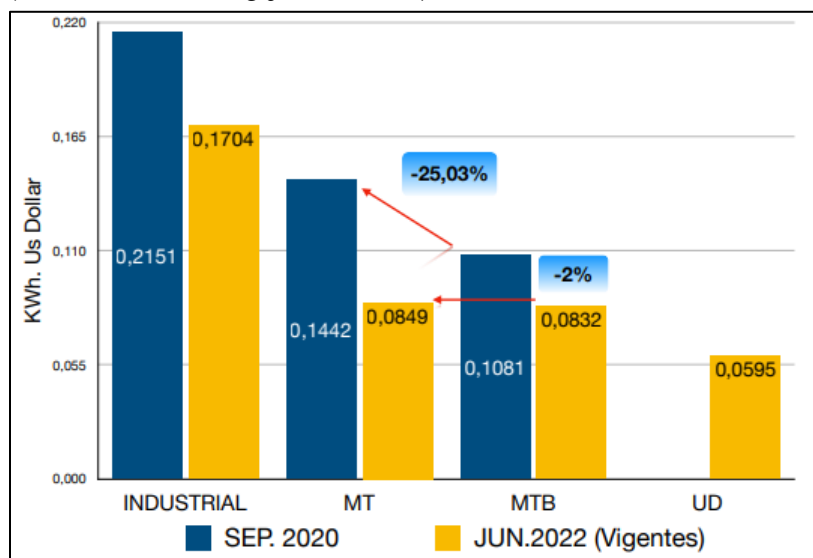
tarifas altas al sector industrial en horas pico de consumo del país, pese a que no es el que genera ese pico de consumo.

2.3 Tarifa de media tensión b se acerca a tarifa de media tensión

La tarifa de media tensión b (MTB), considera el perfil especial de los grandes consumidores: se requiere un consumidor de más de 2 MW de potencia y de más de 1 millón de KWh al mes; otra opción para poder optar por esta tarifa es para quienes hacen un esfuerzo por mejorar la eficiencia energética, certificándose con la norma ISO 50001. Cuando se creó esta tarifa, se diferenciaba entre un 23% a 25% de la tarifa de media tensión (MT). Lamentablemente, en recientes fijaciones se ha eliminado esa diferencia, castigando a las empresas que usan más eficientemente la electricidad.

En el gráfico 2, se muestra que, comparando el precio del kWh del 2020 con los precios vigentes de las tarifas para el sector de media tensión, hay una disminución en estas tarifas. Pero, con esta disminución se perdió la diferencia que se tenía en cada una de ellas: mientras en el 2020 el diferencial entre MT y MTB era de -25,03% hoy es solo del -2%. Al ser la MTB la opción para las empresas industriales más eficientes y de mayor consumo, en vez de fomentar la eficiencia energética, se desincentivan.

Gráfico 2. Comparativo de tarifas para el sector media tensión en Costa Rica (setiembre 2020 y junio 2022)



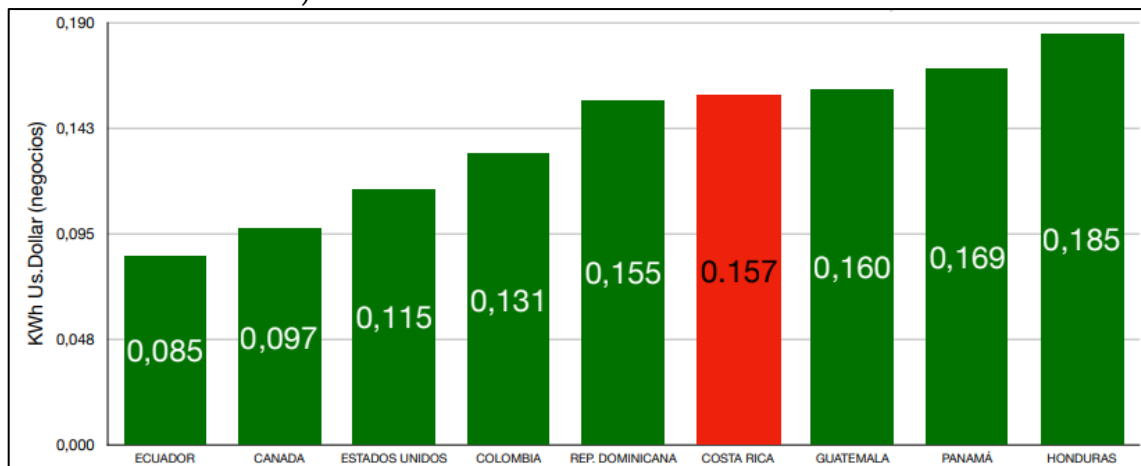
Fuente: elaboración propia con tarifas de la ARESEP.

Considerando lo expuesto en esta sección, se espera la labor diligente de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), para realizar mejoras al pliego tarifario que fomenten la eficiencia en el uso de la electricidad.

2.3.1 Precio promedio país

En general, en competitividad país aún hay mucho por mejorar. Una vista rápida a la base de datos de la Global Petro Prices para diciembre del 2021, muestra que Costa Rica presentó un precio promedio de la electricidad superior a República Dominicana, Colombia, Ecuador, Canadá y EE. UU, todos países con los que tenemos TLC o se está en proceso de negociar (gráfico 3). A nivel industrial al compararnos con países de América Latina, Costa Rica cerró el 220 con tarifas 24% más caras que el promedio latinoamericano.

Gráfico 3. Precios internacionales de la energía eléctrica (en países seleccionados, a diciembre del 2021)



Fuente: Global Petro Prices.

Observando las tarifas no competitivas para apoyar la descarbonización de la economía, en la CICR considerando:

- i- Que hay excedentes de electricidad renovable que no se están aprovechando en el SEN
- ii- Que se están dando inversiones importantes de Gas Natural, en la región que competirán con las exportaciones costarricenses de electricidad.
- iii- Que hay política emitida por MINAE para apoyar la descarbonización.
- iv- Que ARESEP tiene potestad para mejorar los pliegos tarifarios,
- v- Que existen grandes consumidores de energía, que pueden migrar procesos que realizan con combustibles a electricidad.
- vi- Que el sector transporte consumió el 80% de los combustibles derivados del petróleo, lo que brinda también una oportunidad para la movilidad eléctrica, con lo que también se aumenta la demanda eléctrica y se apoya la descarbonización.

Estamos solicitando:

Que urgentemente, todas las empresas eléctricas junto con ARESEP deben poner a disposición del sector productivo tarifas competitivas, que permitan

trasladar procesos industriales que hoy se realizan con combustibles fósiles a realizarlos con electricidad y con ello contribuir al proceso de descarbonización de la economía.

3. Acciones para la reducción de las tarifas eléctricas y modernización del sector eléctrico

3.1 Diagnóstico

El diagnóstico que hemos realizado por varios años de seguimiento al sector eléctrico se puede resumir así:

- i. El marco legal del sector eléctrico se ha creado en diferentes momentos en el tiempo, y con orientación hacia los operadores del sistema. Hay ausencia de un hilo conductor hacia el consumidor que debe ser su foco de atención.
- ii. No se ha incorporado competencia en la generación eléctrica, causando un modelo entre monopolio y comprador único, que no se ha orientado a realizar las inversiones en generación hacia las plantas que mejor tarifa traerán al SEN.
- iii. La rectoría débil o casi ausente en el sector, ha provocado que los operadores del sector van por la libre sin visión consumidor ni visión país.
- iv. El principio de servicio al costo y obligar a la ARESEP a garantizar el equilibrio financiero de los operadores, ha cargado de ineficiencias al sistema. Sin ese enfoque de eficiencia, se ha llevado a sobreinversiones y a cargar las tarifas por malas decisiones de los operadores.
- v. Todo lo anterior nos ha llevado a tener una presión constante por aumentar las tarifas eléctricas por los operadores (ICE, CNFL, JASEC, ESPH, etc.) y a tener que competir con empresas de otros países que cuentan con tarifas eléctricas más competitivas.
- vi. El mundo cambió, la tecnología abre oportunidades a alternativas energéticas, como el gas natural, la energía solar, la geotermia de baja entalpía, la energía eólica, las baterías, las redes inteligentes, la administración de la demanda o planta eléctrica virtual, la industria 4.0, etc., pero nuestro marco legal sigue sin cambios, tratando de proteger a los operadores del sistema, y limitando al consumidor que en el sector productivo aporta empleo y oportunidades.
- vii. La necesidad de avanzar en el proceso de descarbonización abre una ventana de oportunidad, para impulsar el crecimiento del consumo eléctrico, sacar ventaja del pecado de la sobre instalación y migrar procesos donde se consume combustible fósil a consumir electricidad.

3.2 Propuestas de acción para la reducción de las tarifas y modernización del sector

A. Rectoría independiente

Tradicionalmente el rector del sector energía, es un experto en ambiente y deja la planificación del sistema a los operadores principales: RECOPE en el caso de los combustibles y el ICE en el caso de la electricidad. Esta débil rectoría desde el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) sobre el subsector energía, provoca que el ICE y RECOPE por su peso y recursos, marquen las decisiones en el campo eléctrico y de combustibles, en sus áreas de interés y no necesariamente en las del consumidor.

Esto ha tenido consecuencias, como la dependencia de combustibles fósiles importados, sin incorporar alternativas como el gas natural en el caso de los combustibles y un plan de expansión eléctrico que respalda energía renovable variable con más energía renovable -lo que resulta muy caro- y que no contemplaba alternativas como la energía solar que venía en ascenso en el mundo, priorizando proyectos de altas inversiones, cuyo costo va directo a tarifas y por tanto resulta en electricidad cara.

También ha provocado que en el país, las instituciones que tienen a cargo monopolios para la prestación de servicios públicos, hayan orientado sus inversiones de acuerdo a su experiencia provocando proyectos fallidos como la Refinería China (SORESCO), el desarrollo de proyectos con sobrecostos (ver tabla 2: en seis proyectos del grupo ICE se valoró un sobrecosto promedio del 122%) y en algunos momentos se han construido proyectos innecesarios creando sobrecapacidad, con los efectos cargados a las tarifas.

Tabla 2. Inversión planeada versus monto ejecutado en seis proyectos de generación eléctrica del Grupo ICE (en millones de dólares)

Proyecto	Monto planificado	Monto ejecutado	Sobrecosto	Exceso
Valle Central	21	54	33	157%
Toro 3	104	194	90	87%
Chucás	108	281	173	160%
Balsa Inferior	75	361	286	381%
Pirris	300	630	330	110%
Reventazón	757	1 508	751	99%
Total	1 365	3 028	1 663	122%

Fuente: elaboración propia con información de la CGR, CICA y La Nación.

El sector energía es un sector productivo estrictamente ligado con la producción y el crecimiento económico. Desde el MINAE se necesita una visión integral de la sostenibilidad (ambiental, social y económica) ya que energía a cualquier precio no es sinónimo de sostenibilidad. Para ello, el ministro de energía debe

impulsar una visión de sector eficiente y con precios competitivos que favorezcan al crecimiento económico y la generación de empleo.

Es por lo anterior que la CICR propone fortalecer la rectoría del sector energía, que sea independiente, con fortaleza técnica y con visión país, incluso separando energía de ambiente.

B. Planificación de la satisfacción de la demanda y plan de expansión

La responsabilidad en la satisfacción de la demanda y la aprobación del plan de expansión de la generación eléctrica hoy recaen en el ICE. En el caso de la estimación de crecimiento de la demanda y, por lo tanto, de las inversiones requeridas, nos llevó a que, en el 2020, la capacidad en generación alcanzara los 3.537 MW de potencia, pero la demanda máxima de potencia fue de 1.738 MW (margen de 103%). Si bien la capacidad final de producción de kWh dependerá del agua, viento, sol, biomasa, combustible, etc., disponible en el día y según la estación del año; la inversión para tener ese equipamiento que permite el doble de la potencia instalada, es real y genera un costo excesivo al sistema, que debiera tener un margen de seguridad no superior al 20%, pero en Costa Rica es del 103%.

Por ser el ICE experto en hidroelectricidad, su foco por muchos años fue la instalación de centrales hidroeléctricas, con proyectos que resultaron sumamente costosos como Pirrís y Reventazón. Por otra parte, el ICE aprueba un plan de expansión de la generación, donde proyecta cuales plantas ingresarán al sistema y en qué fecha en el futuro, hasta hace muy poco la energía solar no formaba parte de la expansión de la generación, pese a ser la que más venía bajando su precio. En el plan de expansión de la generación vigente, se prevé una mínima generación solar de 80 MW para el año 2035.

Extrañamos los consumidores organizados, que no hay una mesa liderada por el rector para dar seguimiento y monitoreo a las acciones y resultados del SEN, donde se puede lograr una estrategia para la mejora continua de las tarifas eléctricas con participación de los consumidores.

Considerando la necesidad de visión integral, planeación de la atención de la demanda, incorporación de la visión del consumidor y retos país como la descarbonización, **proponemos se realicen los ajustes al marco legal para que en la práctica el ministro tenga los recursos para ejercer una verdadera rectoría del SEN, con capacidad técnica e independencia de los operadores.**

C. Apertura gradual en el sistema de generación de electricidad

Las leyes con las que opera el sector eléctrico se han dado en distintos momentos y con diferentes objetivos. La de creación del ICE, por ejemplo, se dio para electrificar el país y aprovechar la hidroelectricidad. La creación de las empresas municipales, la ley de las cooperativas de electrificación rural, la creación de ARESEP, la ley que abrió la participación de generadores privados (limitados a vender solo al ICE y con límites en cuanto al tamaño de las plantas), etc.; son todas leyes puntuales y creadas en diferentes momentos en el tiempo. Hoy la tecnología impone nuevos retos y en los últimos 16 años, no ha habido voluntad política para aprobar cambios legales de fondo al sector eléctrico.

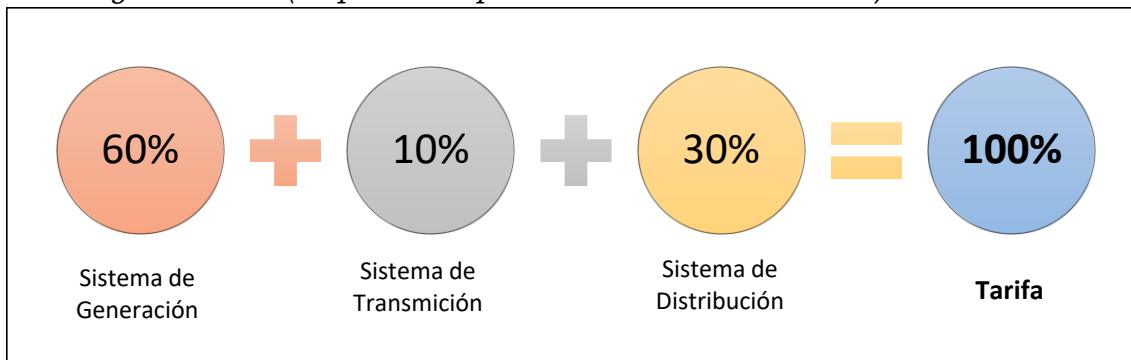
Es por ello y por el interés de que el sector energía, como sector productivo que es, pueda aportar a la competitividad del país y a la generación de empleo y al desarrollo, que se propone una apertura gradual a la competencia en la generación eléctrica.

¿Por qué competencia en la generación eléctrica? Existen varias razones: en primer lugar, la actividad de transmisión representa la autopista, que conecta con la autopista internacional y con las carreteras y calles internas para llevar la electricidad desde el lugar donde se produce hasta el lugar donde se inicia la distribución al menudeo. Es conveniente que se realice con visión país, para aprovechar el potencial de generación nacional. Esta etapa se financia con un peaje de transmisión, por kWh trasegado por esas líneas.

El sistema de distribución, en el que ya existen 8 distribuidoras tiene asignado el país territorialmente, y no se justifica una inversión de subestaciones, posteo y cableado compitiendo en una misma área geográfica. No imaginamos tres postes de diferentes compañías en una de nuestras limitadas aceras para peatones. La etapa de distribución es la encargada de llevar la electricidad desde la gran avenida de la transmisión, hasta los usuarios finales en media o baja tensión, y no parece apropiado forzar una competencia en ese sector. Esta etapa cobra un peaje también, que permite hacer las inversiones y brindar el mantenimiento a la red.

El sistema de generación es diferente, muchos productores pueden producir la electricidad y colocarla en las líneas de transmisión y distribución, no tiene por qué ser un servicio público y puede producirse como cualquier otro bien o servicio en competencia. Además, tiene el mayor peso en la tarifa eléctrica, por lo que, si se actúa en generación, se actuará donde más impacta. El componente de la generación representó en promedio un 60% de la tarifa eléctrica, reflejando los costos asociados para el suministro de la electricidad, la transmisión un 10% y la distribución un 30% (ver gráfico 4). Por ende, si se quiere lograr un impacto real que logre la disminución a futuro de las tarifas eléctricas, debe pensarse en inyectar competencia al sistema de generación de electricidad.

Gráfico 4. Composición del precio de electricidad según etapas para el suministro de energía eléctrica (en promedio porcentual del 2005 al 2019)



Fuente: elaboración propia con datos de la ARESEP.

Recordemos que la competencia es un incentivo a la eficiencia y en la situación actual en que hay sobre instalación, es el momento propicio, para planear a futuro y ponerse de acuerdo en una apertura gradual en la actividad de generación, que aproveche por supuesto toda la inversión existente, pública o privada, pero que, a partir de la entrada en vigor de esta nueva ley, cada proyecto que se desee incorporar al sistema, participe en una competencia por ofrecer el kWh más barato. Esto será el elemento clave para seleccionar los nuevos proyectos que se sumen al SEN en el futuro y así los consumidores tendremos la garantía de que esos nuevos proyectos vengán a contribuir con kWh más baratos y por lo tanto las tarifas sean lo más bajas posibles, producto de un proceso competitivo.

La CICR propone en el proceso de modernización del marco legal al SEN incluir la apertura gradual a la competencia en la etapa de generación de electricidad.

D. Mejora en la ley de ARESEP

Igualmente, es necesario reformar la ley de ARESEP, para introducir el concepto de eficiencia, ARESEP debe proteger al consumidor de los abusos de los monopolios que prestan servicios públicos. El principio de servicio al costo, no puede ser una salida para cargar la tarifa con costos innecesarios, ineficientes, no competitivos o no requeridos para brindar el servicio.

Asimismo, obligar a ARESEP como lo hace la ley actual a garantizar el equilibrio financiero del operador, se presta para llevar a las tarifas, costos por malas decisiones del operador. Ese cheque en blanco representa esa restricción al regulador en la ley de ARESEP.

Un nuevo entorno competitivo y tecnológico, requiere adaptaciones en la regulación.

Por tanto, la CICR ha propone reformas a la ley de ARESEP, para mejorar el concepto de servicio al costo, y para eliminar amarras al ente regulador para cumplir su rol de equilibrio de intereses y adaptarse a los cambios tecnológicos, entre otras mejoras.

E. Independencia del Centro de Control de Energía (CENCE)

Un mercado en competencia en el segmento de generación requiere un operador del sistema que despacha las plantas que van a generar el menor costo para el consumidor. Asimismo, requiere un operador del mercado, que administre las transacciones monetarias asociadas a la operación técnica o real del sistema. Estas dos labores en un mercado competitivo las debe o las puede realizar el CENCE.

El CENCE que hoy opera como un departamento del ICE, fue construido y equipado con dinero de las tarifas eléctricas que hemos pagado los costarricenses y su costo, es trasladado a las tarifas. Por tanto, a través de una reforma legal, se debe convertir este centro, en una entidad independiente del operador principal del sector, pues debe actuar con independencia absoluta de los operadores. Su responsabilidad debe ser con los criterios de despacho económico y con el interés de maximizar la eficiencia del sistema que se traduce en buscar las tarifas más competitivas para el usuario consumidor cada minuto del día, los 365 días del año.

Los modelos para el suministro de la energía eléctrica más modernos han incorporado al despacho económico como herramienta que logre, en un mercado competitivo, suministrar a los usuarios, energía en su costo más bajo posible. Para lograr esto, se requiere de Operador de Sistema (OS) y Operador de Mercado (OM) neutral, objetivo y que actúe tomando como base criterios estrictamente técnicos sin presencia de conflictos de interés con cualquier actor del mercado.

Por lo anterior la CICR, propone en la reforma al marco legal del sector eléctrico incluir al CENCE como un órgano más dentro del sistema con independencia de los operadores del mercado.

F. La figura del gran consumidor con capacidad para negociar

Contrario con lo que existe en el mundo y en la región, en el país no existe la posibilidad para que las empresas grandes consumidoras, en su mayoría industriales, puedan participar gestionando su demanda bajo la figura de “*Gran Consumidor*”. Un gran consumidor por su tamaño y características de consumo debe tener la posibilidad de negociar precios del insumo que representa la electricidad, como lo puede hacer con la materia prima y otros insumos. Esto lo pueden hacer los competidores de las empresas que operan en Costa Rica, pero la empresa que se instala en Costa Rica no lo puede hacer.

Por tanto, desde la CICR, proponemos que en la mejora a la legislación del sector eléctrico que esperamos realice esta Comisión Especial de Energía, se incluya la figura del gran consumidor que pueda negociar con generadores de electricidad, sean públicos o privados, bajo reglas claras y conocidas por todos los actores, que le permita potenciar el crecimiento tanto propio como del sector eléctrico y con ello aumentar la generación de empleo.

Una forma de implementación gradual es iniciar con un límite en consumo del gran consumidor y dejar autorizada a la ARESEP para ir reduciendo ese límite conforme el mercado se ajuste a las nuevas condiciones de competencia. Así no se tendrá que volver a la Asamblea Legislativa a modificar ese parámetro que queda en la ley cuando entre en funcionamiento.

Mientras se modernizan los aspectos mencionados en el marco legal del sector eléctrico, consideramos importante, abrir válvulas de salida a los generadores privado para que puedan colocar su generación eléctrica en el mercado regional o local.