

**VIGESIMOPRIMER INFORME
ESTADO DE LA NACIÓN EN DESARROLLO HUMANO
SOSTENIBLE (2014)**

Informe final

Situación Energética de Costa Rica, 2014

Investigadora:
María Fernanda Esquivel Rodríguez



El contenido de esta ponencia es responsabilidad del autor. El texto y las cifras de las ponencias pueden diferir de lo publicado en el Informe sobre el Estado de la Nación en el tema respectivo, debido a revisiones posteriores y consultas. En caso de encontrarse diferencia entre ambas fuentes, prevalecen las publicadas en el Informe.

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	3
HECHOS RELEVANTES	5
INTRODUCCIÓN.....	7
SITUACIÓN ENERGÉTICA DE COSTA RICA	8
A. RESULTADOS.....	8
<i>A.1 Hidrocarburos.....</i>	<i>9</i>
<i>A.2 Electricidad.....</i>	<i>12</i>
<i>A.3 Emisiones al Aire.....</i>	<i>19</i>
B. PROCESOS	22
<i>B.1 Hidrocarburos.....</i>	<i>22</i>
<i>B.2 Electricidad.....</i>	<i>25</i>
<i>B.3 Emisiones al Aire.....</i>	<i>31</i>
C. CAPACIDADES.....	32
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	34

Resumen Ejecutivo

El año 2014 fue un año marcado por un aumento nada despreciable en el consumo térmico. Lo anterior debido principalmente a la escasez de lluvias por los efectos del cambio climático y fenómeno del niño. A pesar de ello, resultó ser una base que sirvió para evitar racionamientos durante todo el año, situación que sí experimentaron otros países del istmo.

La matriz eléctrica nacional permanece con un relativo balance entre diversas fuentes convencionales y no convencionales, lo cual aporta seguridad al sistema, aunque aún presenta retos esenciales vinculados con los topes de generación por parte de privados, la escogencia de proyectos competitivos a nivel de tarifas y de internalización de costos ambientales y sociales. Asimismo, se mantiene pendiente el dar solución y respuesta a una serie de retos y preguntas en relación con la política energética nacional. A pesar de ello, se denotan esfuerzos importantes como las Mesas de Diálogo del VII Plan Nacional de Energía que pretenden garantizar espacios de participación ciudadana, y aportar luz en la definición de objetivos estratégicos, metas y acciones para avanzar hacia una política consensuada en la materia.

La participación solar en la matriz energética es casi despreciable, y a pesar de la importante incursión del ICE en esta fuente, se está desperdiciando un valioso potencial cuyos impactos socio-ambientales sean quizás los menores en comparación con otras opciones.

Los avances del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón (P.H. Reventazón) tranquilizan en alguna medida los escenarios de demanda a corto plazo, aunque la Ruta A planteada por el Plan de Expansión de la Generación, que descansa en la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Diquís (P.H. Diquís), no deja entrever aún acuerdos firmes en lo que respecta a los procesos de consulta, y la toma de decisiones que impactarán el suministro a largo plazo lo cual complica la proyección de la oferta y demanda principalmente, al tratarse de proyectos de alta envergadura desde el punto de vista de ingeniería, y costos asociados.

En torno a P.H. Diquís, resalta la adopción del Decreto Ejecutivo No. 38768, adoptado en fecha 09 de diciembre de 2014, que crea la Comisión de Alto Nivel para la ejecución del Programa de Desarrollo de la Cuenca del Río Grande de Térraba, como encargada de coordinar y apoyar la ejecución del mismo, programa a la vez contemplado por el Plan Nacional de Desarrollo.

Hay una necesidad de reflexión y definición de esquemas alternos ante los negativos efectos en las cuencas hidrográficas como resultado del fenómeno del niño y el cambio climático. No sólo se vislumbran riesgos por la escasez del recurso, sino también ante una realidad que deja sin opciones al país en un escenario en que una parte importante de la sociedad civil aboga por la moratoria en la explotación de más fuentes hidráulicas.

El consumo de energía eléctrica aumentó un 1,49% respecto de 2013, y permanece concentrándose en el sector residencial. De continuar el país disfrutando de tasas de crecimiento según lo proyecta el Banco Central de Costa Rica (BCCR), es de esperar que este consumo aumente, y junto con la especialización en el mercado de servicios a nivel nacional engrose el consumo del Sector General considerablemente. El crecimiento de la producción fue de un -0.06%, de ahí que el faltante de energía eléctrica fue surtido a partir de importaciones en el marco del Mercado Eléctrico Regional (MER).

Dicho sea de paso, un reto importante radica en la implementación de reglas claras y el tratamiento tarifario adecuado para el intercambio de excedentes con los países de la región, que brinde opciones para los generadores privados, y para que el ICE continúe importando y exportando energía según las necesidades del país.

A pesar del aumento innegable del parque vehicular, su problemática asociada a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y una consecuente desmejora en la calidad de vida de los habitantes del país, se espera que la planificación urbana que resulte a partir de la oficialización del PLAN GAM y de la adopción del Plan Nacional de Energía, permee positivamente la tarea de los gobiernos locales en conjugación con las entidades competentes en la materia y responsables de adoptar medidas eficaces de ordenamiento territorial y ordenación del transporte público.

Finalmente, permanece como un tema sin resolver lo relacionado con la Refinería de Moín. La Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) continúa siendo del criterio que es necesario contar con una modernización de la Refinería, principalmente ante el impacto en tarifas que significa importar los combustibles ya refinados. Otros desafíos que vinculan a esta institución incluyen la ausencia de un marco legal que les permita invertir en investigación y desarrollo de biocombustibles y otras fuentes alternativas que vengán a disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, y que reduzcan las emisiones.

Descriptores

Biocombustible: Un biocombustible es una mezcla de hidrocarburos que se utiliza como combustible en los motores de combustión interna y que se deriva de la biomasa, materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía y que puede sustituir parte del consumo en combustibles fósiles tradicionales, como la gasolina y el diésel.

Gas Natural Licuado (GNL): Es un combustible fósil que una vez que se extrae de los yacimientos subterráneos en forma de gas natural –esencialmente metano-, se convierte a estado líquido para ser transportado en grandes volúmenes vía marítima, luego se regasifica para distribuirse al consumidor final.

Gas Licuado de Petróleo (GLP): Es un gas que se obtiene de la destilación de petróleo. Está conformado por una mezcla de gases, donde los principales son el propano o el butano. Este gas se comprime con menor energía y por lo tanto se acostumbra licuarlo aplicando presión para su comercialización.

Plan de Expansión de la Generación Eléctrica: Es un instrumento de planificación para asegurar la adecuada oferta eléctrica en un período determinado, el cual debe cumplir con criterios económicos y ambientales, dentro del marco de las políticas nacionales e institucionales en materia energética.

Terajulio: Es una unidad de energía –equivalente- que mide el trabajo requerido para producir un vatio de potencia durante un segundo.

Uso Racional de la Energía: Se entiende como la adopción de un conjunto de medidas, justificadas económicamente, para optimizar la utilización de un recurso energético, desde la producción, transformación, transporte, así como en el uso final más eficiente.

Vatio (W): Es la unidad para expresar la potencia de una máquina eléctrica. Mil vatios equivalen a un kilovatio (kW), un millón de vatios a un megavatio (MW) y un millón de millones de vatios corresponden a un gigavatio (GW).

Voltio (V): Es la diferencia de potencial en un conductor eléctrico, analógicamente se podría asemejar a la presión del agua en una tubería.

Generación autónoma o paralela: Energía producida por centrales eléctricas de capacidad limitada, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional.

Fuentes convencionales de energía: todas aquellas que utilicen como elemento básico los hidrocarburos, el carbón mineral o el agua.

Hechos Relevantes

En el marco del XXI Informe, los principales hechos y hallazgos de la gestión energética en el 2014 se resumen a continuación:

- La estructura de consumo sectorial muestra un patrón de consumo similar. De la totalidad de la matriz energética, el 71% del consumo total de energía corresponde a derivados del petróleo.

Las ventas totales de hidrocarburos aumentaron aproximadamente un 2% con respecto a 2013, para una factura petrolera total de 2.183 millones de dólares. Del total de ventas de RECOPE, un 9% se le vendió al ICE.

La generación por parte de plantas térmicas aumentó un 12,8% para el 2014 ante la escasez de lluvia.

- El parque automotor es de 1.399.238 vehículos, de los cuales, los particulares y de carga liviana representan un 73%, mientras que los autobuses y taxis un 2,05%. La flota aumentó un 5,29% con respecto a 2013. Más de la mitad de los vehículos del parque automotor sobrepasa los 15 años de antigüedad.

- Se produjo un total efectivo de 10.118.33 GWh. Con respecto al 2013, el crecimiento de la demanda nacional de electricidad experimentó un incremento de un 1,49%.

El consumo promedio anual de electricidad muestra incrementos ligeros para el sector residencial y general, mientras que se percibe una reducción en el sector industrial.

Para el 2014, el porcentaje de crecimiento de la producción fue de -0,06%. El faltante para cubrir la demanda fue suplido con importaciones a nivel del MER.

La capacidad instalada del ICE correspondió al 74,13%. Los privados aportaron un 7,18% que se distribuye bajo 30 proyectos de generación que incluyen todas las fuentes no convencionales con la salvedad de la solar.

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional por fuente para el 2014 se distribuye de la siguiente manera: 63,58% (Hidro), 20,65% (Térmico), 7,54% (Geotérmico), 1,39% (Bagazo), 6,81% (Eólico), y 0,03% (Solar).

- Ante la demanda proyectada, el Plan de Expansión de la Generación plantea tres rutas: a. Desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Diquís, b. Importación de Gas Natural, y c. Atomización de proyectos renovables con respaldo térmico.

- En Octubre de 2014 se inauguró el tramo Parrita-Palmar que faltaba por completar para la conexión de la línea de transmisión eléctrica SIEPAC. Se tiene registrado un total de 69.749.43 MWh exportados, lo cual significó ingresos por \$5.425.558.80.

- Se adoptó la Norma POASEN, cuyo Capítulo XII aporta un marco regulatorio para la generación auto-distribuida.

- No se registran avances que puedan considerarse como significativos en relación con el Proyecto Hidroeléctrico Diquís.

- La combustión móvil por transporte terrestre se ubica en un segundo lugar del total de emisiones nacionales (19,08%), mientras que la generación de electricidad se sitúa en el penúltimo lugar de la tabla con un 1,2% de contribución. Para el 2014, hay más de 12 empresas nacionales certificadas bajo la Marca C-Neutral, y algunas más se encontraban en proceso.

- La concentración de la generación hidroeléctrica plantea varios retos ya conocidos, sin embargo, continúa registrándose una importante oposición a este tipo de generación, lo cual cuestiona la idoneidad de la Ruta A definida en el Plan de Expansión de la Generación.

- De acuerdo con lo concluido por la Procuraduría General de la República, la importación del gas natural debe responder a regulaciones específicas que afiancen la debida protección del ambiente, la salud y la seguridad de las personas y los bienes, lo cual se extraña y plantea interrogantes en relación con la Ruta B.

- No hay avances legislativos que permitan prever un cambio en relación con la posibilidad de explotar fuentes geotérmicas, ni una ampliación de los topes de generación por parte de los privados, lo que añade complejidad a la Ruta C.
- Se dieron importantes avances constructivos de P.H. Reventazón que vendría a inyectar el sistema con una capacidad instalada de 305,5 MW.
- Una revisión a corto plazo por el ICE mostró que con las obras actualmente en ejecución, construcción o próximas a ser adjudicadas, se atiende la demanda prevista hasta el 2017. A pesar de ello, subsiste la pregunta respecto de si a mediano y largo plazo se tendrán cubiertas las necesidades de consumo de la población, y con un nivel de tarifas razonable que no desincentive a los distintos sectores productivos del país, así como al consumidor regular.
- Las exportaciones de electricidad desde Costa Rica podrían reducir las emisiones de CO₂ regionales en más de 2.5 millones de toneladas al año.
- Para la implementación de la Norma POASEN y la consolidación de la generación auto-distribuida faltan completarse etapas tanto a nivel de las empresas distribuidoras, como de las entidades reguladoras.
- No se denotan avances en relación con la Refinería o nuevos estudios que sustenten su factibilidad.
- Urge dar respuesta a vacíos legales de competencia de RECOPE, en temas como investigación y producción de biodiesel y etanol.
- A la luz de las Mesas de Diálogo del VII Plan Nacional de Energía, se discuten cuatro ejes estratégicos que arrojan importantes líneas de acción que podrán retomarse para el período 2015.

Introducción

Esta investigación tiene como objetivo plantear, a partir del desempeño energético del 2014, cómo se dan las interacciones y procesos que enmarcaron las decisiones y acciones de gestión ambiental, cuáles son sus resultados más significativos en cuanto a la huella ambiental y la sostenibilidad, y con qué capacidades dispone el país para realizar dicha gestión.

La metodología de trabajo en torno a los desafíos e impactos ambientales del uso energético durante el 2014 incluyó la revisión de las estadísticas de las instituciones públicas del sector, así como documentos y publicaciones, a los cuales tuvo acceso el Investigador, y que se encuentran referenciadas en la Bibliografía. Además, se dialogó con varios actores del entorno energético nacional, público y privado, sobre las siguientes interrogantes, que constituyen las preguntas planteadas para la presente investigación.

- Cuáles fueron los patrones de producción y consumo energético en el 2014 según sectores económicos y fuentes, sus impactos en el ambiente y la calidad de vida,

- y cuáles los principales desafíos en la materia?
- Cómo se relaciona el año con las tendencias antes señaladas en el Informe?
 - Cuál fue la situación en materia de contaminación del aire y emisiones contaminantes, sus principales fuentes y su impacto?
 - Cuáles fueron los avances o retrocesos más significativos presentados en el 2014 de cara a una matriz más limpia y un uso más eficiente de la energía, con menores impactos ambientales, económicos y sociales?

Asimismo, en esta edición, se resumen oportunidades de mejora que fueron identificadas.

Situación Energética de Costa Rica

Esta Sección incluye una síntesis que analiza la situación energética nacional en el 2014, a partir de cuatro ejes de análisis bajo el concepto de gestión ambiental: A Resultados, B. Procesos, C. Capacidades, y D. Oportunidades de Mejora.

A. Resultados

La gestión del sector energético nacional continúa centrada en la producción y consumo de dos fuentes comerciales de energía; los hidrocarburos y la electricidad. El consumo total final de energía para el 2014 fue de 158.255 Terajulios, mostrando un incremento del 3,4% respecto de 2013.

Si se analiza únicamente la energía secundaria el consumo nacional equivale a 130.950 Terajulios (DSE, 2014a). El panorama energético nacional, y en gran parte el internacional, coinciden con los retos y desafíos que señala el Plan de Expansión de la Generación (PEG), y que se resumen así:

- Los mejores sitios para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos ya se han aprovechado, y los futuros representan costos crecientes.
- A pesar de considerarse a la electricidad producida a partir de fuente hidroeléctrica como de las más benignas desde la perspectiva ambiental, están significando una importante oposición a nivel local.
- El recurso geotérmico del país está concentrado en parques nacionales, por lo que no puede ser explotado.
- El fuerte incremento y volatilidad en los precios de los derivados del petróleo hace que el costo operativo de las plantas tenga mayor peso en la elección de tecnologías.

Uno de los objetivos sectoriales planteado a la luz del Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 y orientador del presente Informe, es el deber de suplir la demanda de energía del país mediante una matriz energética que asegure el suministro óptimo y continuo de electricidad y combustible promoviendo el uso eficiente de energía para mantener y mejorar la competitividad del país. Lo anterior, teniendo como uno de los resultados

esperados, el aumento de energías limpias en la matriz energética para reducir su vulnerabilidad supliendo la demanda de energía.

Asimismo, se requieren soluciones para mejorar la eficiencia y reducción en el consumo de combustibles de cara al compromiso de Carbono Neutralidad para el 2021, principalmente al ocupar el sector transporte el tercer puesto en la generación de emisiones de GEI.

Para efectos de enmarcar el análisis de los resultados de este Informe, resulta adecuado enumerar una serie de principios de acatamiento por parte de los actores involucrados y que marcan la pauta para los distintos procesos asociados a la temática energética en materia de servicio público:

- Principio del servicio al costo, que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad.
- Principio de calidad.
- Principio de regulación eficiente.
- Principio de sostenibilidad, mediante los cuales una economía pujante debe ser armonizada con el respeto a los recursos naturales y capaces de producir la energía que se consume de forma eficiente y a partir de fuentes de energía limpia.
- Principios de legalidad, razonabilidad, proporcionalidad y seguridad jurídica.
- Principio de planeación.
- Principio de universalidad.
- Principio de solidaridad.

A.1 Hidrocarburos

De la totalidad de la matriz energética, el 71% del consumo total de energía corresponde a derivados del petróleo. De ese 71%, el 98,5% se destina a uso energético, pero hay un 1,5% que se destina a productos de asfalto y otros productos asociados, un 26% corresponde a energía eléctrica (E: Fernández, 2015).

En el siguiente cuadro se presenta el precio promedio anual, comparando el 2013 con 2014, para los principales productos del petróleo.

Cuadro 1
Precios promedio de petróleo

Precios promedios de los principales productos de petróleo en 2013 y 2014 -US\$ por barril-			
Producto	Precio promedio 2013	Precio promedio 2014	Cotización más baja en diciembre 2014
Crudo WTI	97,97	93,05	53,05
Crudo Brent	108,67	99,05	

Fuel oil 3%S	93,45	82,67	42,96
Gasolina UNL – 87	116,72	106,51	48,24
Jet fuel	123,21	113,28	64,84
Diesel de ultra-bajo azufre	125,64	113,86	65,90

Fuente: RECOPE, 2014

La caída en picada de los precios del crudo y sus derivados, ha dado un fuerte golpe a los esfuerzos por comercializar biocombustibles y etanol. La gasolina, segundo producto en importancia en las ventas de RECOPE, tuvo una disminución de US\$9,57/bl. Por otra parte, el diesel ULS Pipeline, producto de mayor venta, tuvo una reducción de \$7,13/bl, todo ello a consecuencia de una baja en los precios del crudo. También se nota una disminución de -US\$7,50/BBL o sea -7,04% en el precio por barril del Brent; y el LPG disminuyó en -US\$ 3,67/BBL (E: Fernández, 2015).

Durante el 2014, RECOPE S.A. importó un total de 3.112.042 m³ (19,57 millones de barriles) de producto terminado, a un costo CIF total de US\$ 2.105,9 millones, precio promedio coctel de \$107,59/bbls.

Según se muestra en el cuadro siguiente, la factura de las importaciones de combustibles disminuyó un 3,5% con respecto al 2013, mientras que el volumen importado de los combustibles aumentó un 3,8%, lo que permite concluir que los precios de los combustibles se mantuvieron inferiores a los del año 2013 y que la demanda aumentó. En promedio cada barril de producto importado por RECOPE al 31 de diciembre de 2014, costó US\$ 8,1 menos que en dicho período en el 2013; pasando de \$115,7/bbl en el 2013 a \$107,6/bbl en el 2014.

Cuadro 2 Crecimiento de Factura Petrolera

Crecimiento de la factura petrolera. 2012-2014							
Año	Factura Petrolera		Importaciones			Precio Promedio	
	Miles de \$	Tasa de Cambio (%)	m ³	bbl	Tasa de Cambio (%)	\$/m ³	\$/bbl
2012	2.175.639		2.865.660	18.024.460		759	120,7
2013	2.181.787	0,3%	2.999.152	18.864.093	4,7%	727	115,7
2014	2.105.925	-3,5%	3.112.042	19.574.156	3,8%	677	107,6

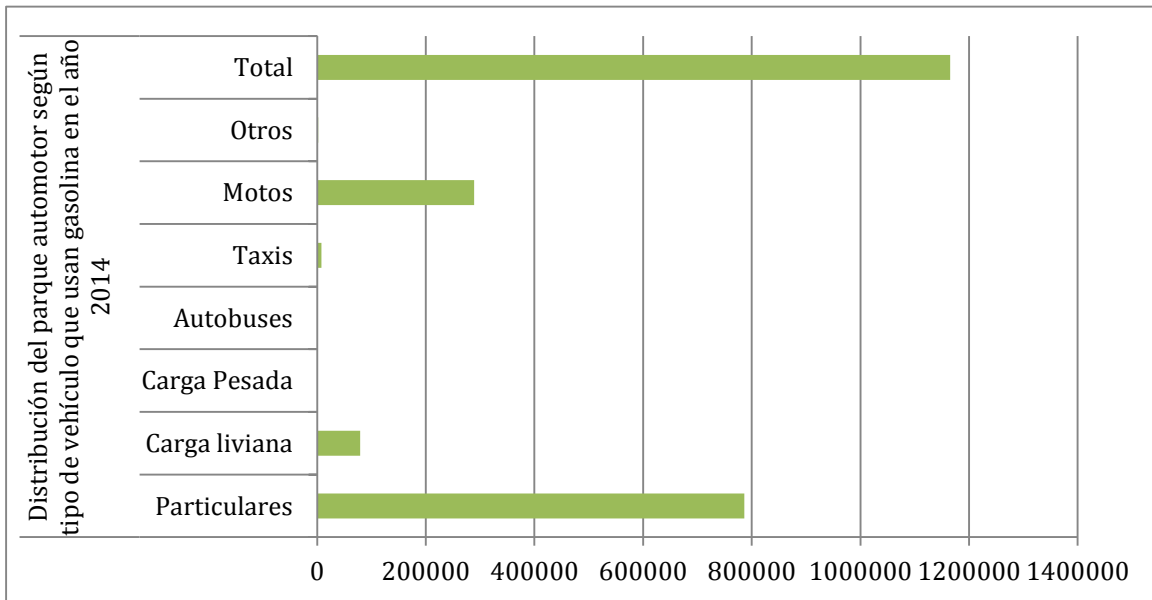
Fuente: Dirección de Comercio Internacional de Combustibles e Informes Integrales de gestión de años anteriores. Oficio DCIC-0008-2015.

En general, la estructura de importación de los últimos años es muy similar, así como el comportamiento de las ventas. Las importaciones de los años 2013 y 2014 muestran prácticamente la misma estructura en términos porcentuales. Se venden aproximadamente 15.000 barriles diarios de gasolina. El producto de mayor demanda es el diésel que registra un mismo valor por importaciones respecto del 2013. La mayor

proporción de las importaciones en los últimos años proviene de Estados Unidos, la cual alcanzó al 31 de diciembre de 2014 un 93,73% (E: Fernández, 2015).

En materia de transporte automotor, la flota total de vehículos automotores en circulación al 2014 es de 1.399.238 vehículos, de los cuales los vehículos particulares y carga liviana representan un 73%, las motos un 20,6%, los vehículos de carga pesada un 2,69 % y autobuses y taxis un 2.05 % (DSE, 2014b), según se observa en el Gráfico 1.

Gráfico 1
Distribución del parque automotor, según tipo de vehículo que usa gasolina. 2014



Fuente: DSE, 2014. Costa Rica: Vehículos automotores en circulación según tipo de combustible utilizado por año. Período 1980-2014 (Real y Estimado).

La flota aumentó un 5,29% con respecto al 2013, cuando se importaron 97.280 vehículos, de los cuales un 83% corresponde a vehículos de gasolina y un 16% a vehículos diésel (DSE, 2014c). El acelerado crecimiento del parque automotor es incuestionable, y se ha duplicado en los últimos 15 años como resultado de una estrategia de movilidad que ha privilegiado la individualización del transporte sobre los medios colectivos. El parque automotor también se caracteriza porque más de la mitad de los vehículos sobrepasa los 15 años de antigüedad, lo que disminuye la eficiencia en la combustión y aumenta la emisión de contaminantes (MINAE, 2014a).

A pesar de que la mayor concentración de emisiones de carbono provienen del sector transporte, con el detrimento asociado a la calidad de vida de los habitantes, no fueron identificadas iniciativas para el 2014 tendientes a incentivar cambios drásticos a nivel de importación de vehículos más eficientes, o que generen menos emisiones.

El rezago en la infraestructura vial también se considera dentro de las causas que contribuyen al congestionamiento, y por ende a un mayor y más ineficiente consumo de combustible, aunque este es un factor de doble repercusión al poder también facilitar la

incorporación de una mayor cantidad de vehículos al parque automotor (MINAE, 2014a).

En el 2014, las ventas totales de RECOPE al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para atender la demanda eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI), representó el 9% de las ventas totales de RECOPE (E: Fernández, 2015). Según reporta el ICE, la generación por parte de las plantas térmicas aumentó 12,8 % del total generado por éste para el 2014 (ICE, 2014a).

Es de esperar que esta dependencia continuará al alza, debido a los impactos del cambio climático en los patrones hidrológicos nacionales que indican una reducción en la disponibilidad de caudales hidráulicos que alimentan los embalses para generación hidroeléctrica y obligan a quemar más combustibles, principalmente el Embalse Arenal (principal punto de almacenamiento del país para generación hidráulica), a pesar de que mantuvo constante su nivel de 540 metros sobre el nivel del mar en el período 2013-2014 (ICE, 2014b). En este mismo período, la generación hidroeléctrica de las plantas del ICE disminuyó en un 3% (ICE, 2014a).

Un desafío adicional en materia del precio de los combustibles y que eventualmente puede incidir en el incremento de las tarifas eléctricas radica en que el país continúa sin resolver lo relativo a la refinería de Moín, la cual estuvo en funcionamiento durante cuarenta y cuatro años hasta que cesó su operación en 2011. La Administración de RECOPE es del criterio que la estructura de la actual refinería no permite su utilización a plena capacidad, genera productos de poco valor agregado que no cumplen con las regulaciones nacionales, y por ende, no pueden colocarse en el mercado interno, produciendo pérdidas al exportarlos a otros mercados. Además, existen inconvenientes de seguridad por la tecnología obsoleta y deficitaria. Por ello, considera necesario disponer de una refinería que se ajuste a los requerimientos de operación del mercado petrolero y garantice la satisfacción de la demanda nacional de hidrocarburos, con precios de mercado más razonables (CGR, 2014a).

Finalmente, destaca el hecho de que la participación de los hidrocarburos tradicionales en la matriz energética continúa siendo considerable, ante la demora de índole legal que limita la competencia de Recope, tanto técnica como productiva para la incorporación de los combustibles alternativos de producción nacional (MINAE, 2014a).

A.2 Electricidad

La matriz de producción eléctrica está constituida predominantemente por fuentes renovables (hidroeléctrica, geotermia, eólica, solar, entre otras), donde las plantas que operan con grandes embalses y los desarrollos geotérmicos brindan una base de energía firme al SNI, y cuya variedad en la fuente en forma conjunta permite hacerle frente a las variaciones estacionales. También se dispone de un complemento importante de generación privada la cual se basa en un 100% en fuentes renovables –no convencionales y centrales hidroeléctricas, misma que responde a la limitación del marco legal para generadores privados-.

El sistema eléctrico a diciembre del 2014 produjo un total efectivo de 10,118,33 GWh (ICE, 2014b). El siguiente cuadro, muestra un histórico desde el año 2012 respecto de la

generación de electricidad por fuente (DSE, 2014d).

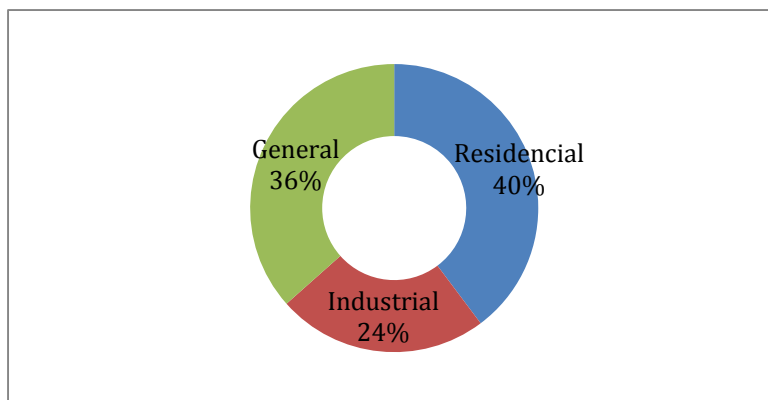
Cuadro 3
Generación de electricidad, por fuente
(terajulios)

Año	Hidroelectricidad	Geotérmica	Térmica	Eólica	Biomasa	Solar	Total
2012	26.040	5.049	2.989	1.902	643	5	36.628
2013	24.,664	5.460	4.306	1.744	660	9	36.843
2014	24.182	5.537	3.756	2.206	1.089	9	36.779

Fuente: ICE, 2014. Generación y Demanda: Informe Anual. Centro Nacional de Control de Energía, 2014.

Con respecto al 2013, el crecimiento de la demanda nacional de energía experimentó apenas un incremento de un 1,49% para el 2014 (ICE, 2014b). El consumo promedio anual de electricidad por sector muestra para el sector residencial (correspondiente a un 38,6%) un ligero incremento en las ventas, para el sector industrial (23%) se percibe una reducción, mientras que el sector general muestra de igual forma un incremento leve (35,5%), distribución que es reflejado en el siguiente gráfico.

Gráfico 2
Consumo por sector



Fuente: ICE, 2014. Generación y Demanda: Informe Anual. Centro Nacional de Control de Energía, 2014.

El porcentaje de viviendas con servicio de electricidad para el 2014 permanece siendo un 99,4% (igual que el resultado a mayo de 2013), de acuerdo con los datos del Índice de Cobertura Eléctrica, 2014, publicado por el ICE (ICE, 2014a). El Sistema Eléctrico Nacional sirvió en el 2014 a 1.608.371 clientes para un total de 9.108.866 de ventas en MWh, un 2,5% más que los clientes servidos en el año 2013, siendo el sector residencial el que tradicionalmente implicó mayores ventas por hasta 3.515.108 MWh para un consumo del 38% de la energía generada (ICE, 2014a).

Aunque el consumo del sector general ha aumentado los últimos años, lo ha hecho a tasas cada vez menores, lo cual puede deberse al ambiente político, saturación del

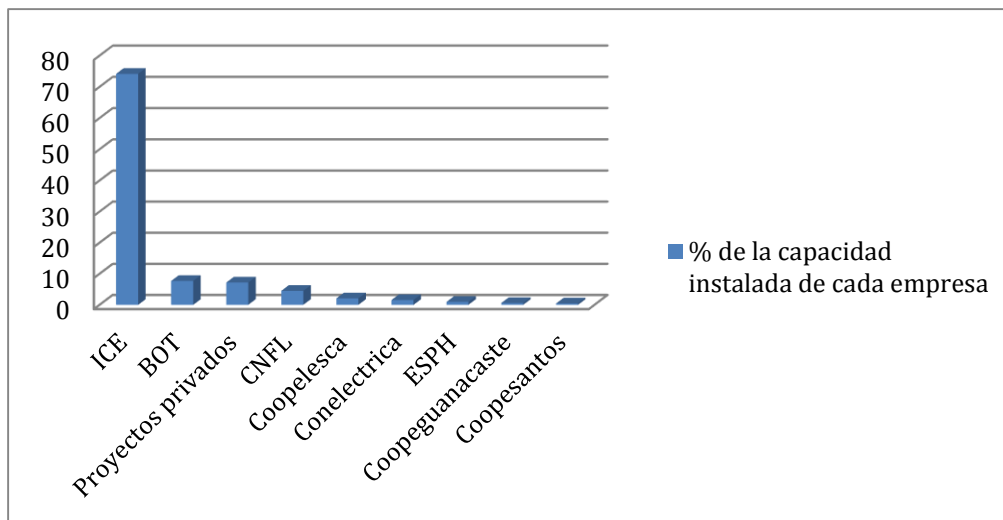
mercado y-o la desconfianza del consumidor (ICE, 2014a). En el caso del sector industrial, a pesar del crecimiento a una tasa del 2,5% registrada, se denota que comenzó a desacelerar su crecimiento a partir de 2014 con respecto a lo que venía mostrando en meses anteriores, año en que salieron del país parcial o totalmente importantes empresas (ICE, 2014a).

En relación con la evolución de la producción versus la demanda de energía para el 2014, el porcentaje de crecimiento de la producción fue de un -0,06% respecto del 1,49% mencionado que correspondió al porcentaje de crecimiento de demanda, siendo el porcentaje menor registrado desde el 2009 (ICE, 2014b).

En total, la producción del país para el 2014 se sitúa en los 10.118.333,92 MWh, mientras que la demanda señala un total de 10.323.097,54 MWh (ICE, 2014b). La potencia total instalada al 31 de diciembre del 2014 fue de 2.884.796 kW (ICE, 2014b), presentando una variación de 5,6% con respecto al 2013 que correspondió a 2.731.224 kW (ICE, 2014a).

En cuanto a la capacidad instalada por empresa para el 2014, y según se desprende del siguiente gráfico, el ICE representa un 74,13%, seguido por los proyectos BOT por un 7,68%, proyectos privados 7,18%, para un total de un 14,9% a manos de generadores privados bajo la Ley No. 7200 y 7508, CNFL 4,50%, Coopelesca 2,08%, Coneléctrica 1,54%, ESPH con un 0,95%, Coopeguanacaste 0,58%, Coopesantos 0,44%.

Gráfico 3
Capacidad instalada por empresa, 2014



Fuente: ICE, 2014. Análisis comparativo de las variables relacionadas con el consumo de energía en Costa Rica 2013 – 2014.

A diciembre de 2014, operaron 30 proyectos privados de generación de energía eléctrica, cinco de los cuales operan bajo la modalidad de BOT, y que incluyen todas las fuentes no convencionales de energía (ICE, 2014a), con la salvedad de la solar, ya que a pesar

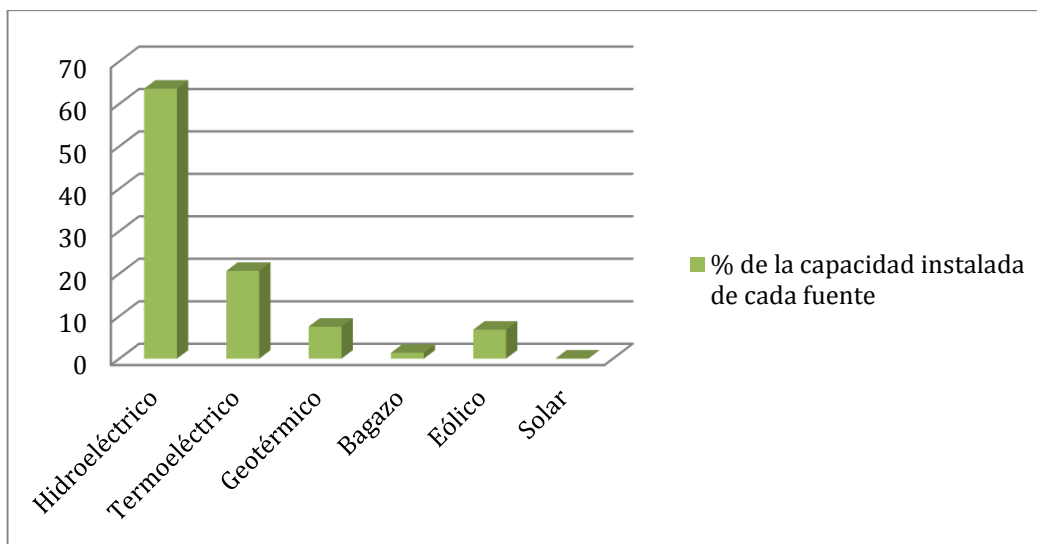
de la gran oferta en esta fuente, continúa concentrado en pequeñas dimensiones en el ICE.

Según indica el Informe Anual sobre Generación y Demanda del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del ICE, en el año 2014 el ICE compró a empresas de generación privada 1.715.402,64 MWh de energía de recursos renovables, de los cuales un 52% proviene de plantas hidroeléctricas, el 33% de eólicas, 5% biomasa de los ingenios El Viejo y Taboga, y un 10% de Miravalles III que utiliza recurso geotérmico para generar. Lo anterior representó un costo de \$123.534.084,74 producto de la aplicación de tarifas específicas para cada fuente de energía. Lo anterior a un precio promedio de 72.01\$/MWh.

En este sentido, es interesante resaltar que el precio promedio de compra de energía a empresas privadas de generación eléctrica más bajo para el 2014 es el correspondiente a la energía producida con fuente eólica que corresponde a 62.78 \$/MWh, mientras que el más elevado fue el de la energía geotérmica que se ubica en 90.36 \$/MWh (ICE, 2014b).

La capacidad instalada por fuente, se distribuye de la siguiente forma: Hidroeléctrico 63,58%, Termoeléctrico 20,65%, Geotérmico 7,54%, Bagazo 1,39%, Eólico 6,81%, y Solar 0,03% que corresponde a la Planta Solar Miravalles del ICE (ICE, 2014b).

Gráfico 4
Capacidad instalada, por fuente



Fuente: ICE, 2014. Análisis comparativo de las variables relacionadas con el consumo de energía en Costa Rica 2013 – 2014.

Ante la innegable concentración de la generación a partir de fuentes hídricas, se plantea el desafío relacionado con la vulnerabilidad climática y su correlación con las lluvias y disponibilidad del recurso hídrico disponible. Atendiendo a esta preocupación, a la luz del XLIV Foro del Clima de América Central, realizado en Julio de 2014, bajo la organización

del Comité Regional de Recursos Hidráulicos del Sistema de la Integración Centroamericana, se revisaron y analizaron las condiciones oceánicas y atmosféricas más recientes, los registros históricos de lluvia, las previsiones de modelos globales y sus posibles implicaciones en los patrones de lluvia y temperatura en la región. Estos insumos se tradujeron en la “Perspectiva Regional del Clima” para el período agosto-octubre 2014 en América Central.

Dicho Informe concluye que para lo que respecta a Costa Rica, persistirá el fenómeno del Niño, y que las temperaturas del Océano Atlántico Tropical Norte y el Mar Caribe se mantendrán más frías que lo normal, “(...) Esta particular combinación de patrones de temperatura del mar genera un fuerte gradiente térmico entre ambos océanos, lo cual tendrá un fuerte efecto climático en varias regiones del país, en particular la perseverancia de la sequía en Guanacaste (...) debido al calentamiento en el Océano Pacífico Oriental y al enfriamiento en el Mar Caribe las condiciones de lluvia seguirán siendo muy deficitarias, especialmente en el Noroeste y centro del país; en tanto en las regiones orientales (Caribe) las lluvias tenderían a valores normales y por lo tanto serán meses menos lluviosos que julio y agosto (SICA, 2014).” A pesar de que los resultados de muchos estudios implican una disminución generalizada en la precipitación y la escorrentía en Costa Rica, de acuerdo con el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) (2012), no es de esperar que el clima en Costa Rica responda de manera uniforme, sino que se verá sometido a extremos secos y lluviosos (MINAE, IMN, GEF, 2014).

En materia de proyecciones de demanda, considerando que Costa Rica está basando su desarrollo principalmente en el área de servicio, es de esperar que esté en capacidad de alcanzar un buen nivel de desarrollo con un consumo eléctrico per cápita cercano a los 5.000 kWh/persona. A partir de las estimaciones de la población de Costa Rica que realiza la División de Población de las Naciones Unidas, el pico poblacional se alcanzaría en el año 2055 cuando la cantidad de habitantes estaría llegando a los 6,2 millones. Al considerar el consumo per cápita y la población señalada, se tiene que la demanda máxima de electricidad de Costa Rica será de 30.995 GWh (MINAE, IMN, GEF, 2014).

Ante el desafío de la creciente demanda eléctrica, PEG, - marco de referencia para los principales propósitos de planeamiento de mediano y largo plazo- se estudiaron tres distintas rutas de expansión, que sintetizan las grandes decisiones sobre el futuro de la generación. La primera de ellas, y la recomendada por el ICE en su Plan, plantea el desarrollo de la ejecución del P.H. Diquís como un elemento central para la satisfacción de la demanda, conocida como Ruta A.

Las otras dos rutas permiten valorar alternativas ante la imposibilidad de ejecutar la Ruta A, y descansan en la importación de gas natural como generación base (Ruta B), y una tercera opción que involucra la atomización de proyectos renovables de pequeño y mediano tamaño y el respaldo térmico tradicional (Ruta C) (De la Cruz, 2014). Aunque se prevén estimaciones económicas totales muy similares entre las tres opciones, resulta importante la internalización del costo ambiental de cada una de ellas para la toma de decisiones. La incorporación del gas natural licuado implica un cambio del rol del térmico, que pasaría de ser usado solamente como respaldo, a ser parte de la generación base del sistema (ICE, 2014c).

Al igual que Diquís, la introducción del GNL presenta riesgos sobresalientes. La pérdida o atraso importante de cualquiera de ellos, puede causar graves trastornos a la confiabilidad del sistema de generación. Los riesgos principales del gas están asociados a la complejidad de las contrataciones y el desarrollo de la infraestructura necesaria. Los anteriores riesgos se relacionan con varios factores de relevancia, que incluyen el hecho de que para disponer del gas natural, la opción viable es la importación vía gasoducto o en estado líquido. Asimismo, los análisis de costo han mostrado que la generación eléctrica no tendría beneficios económicos con el uso de gas natural como complemento de la generación renovable en sustitución de los combustibles líquidos. Por último, el optar por el gas natural implica un cambio en la política energética del país porque se favorece un mayor componente térmico en la base, justificado en el costo y en una decisión estratégica orientada a lograr una mayor seguridad energética si no se logran concretar P.H. Diquís o la geotermia (De la Cruz, 2014).

Ante una consulta planteada ante la Procuraduría General de la República (PGR), ésta rindió su respuesta mediante Opinión Jurídica No. OJ-017-2014. La consulta radicó en si el gas natural está comprendido dentro del monopolio administrado por RECOPE, dado que el monopolio establecido por la Ley No. 7356 se refiere única y exclusivamente al petróleo y sus derivados, condición que no tiene el gas natural. En caso afirmativo, se consulta si el ICE y los industriales pueden importarlo para su propio consumo.

En respuesta a lo consultado, la PGR concluyó que el gas natural es una sustancia hidrocarburada que presenta características propias que la diferencian del petróleo por lo que no está sujeta al monopolio mencionado. Asimismo, es una fuente de energía no renovable que por su composición produce menos emisiones de carbono que las producidas por los derivados del petróleo, por ende su quema es más limpia, aunque indudablemente contribuye también al efecto invernadero. Por su valor estratégico y evidente interés público, requiere ser regulado. Asimismo, al poder ser utilizado tanto para la generación de energía como para combustible, podría estarse ante la prestación de un servicio público. Para que dichas actividades respondan a los lineamientos de la planificación nacional, sean conforme con los derechos fundamentales reconocidos en Costa Rica, y por ende sea posible la importación de estos hidrocarburos por personas públicas o privadas, debe responder a regulaciones específicas, que a la fecha se extrañan. En otras palabras, un importante desafío es la reglamentación de la materia en seguimiento a las rutas planteadas en el PEG.

Según lo planificado, en el 2014 se planteó una expansión que incluye la salida del Proyecto Hidroeléctrico Cachí y la entrada de Cachí 2, ambos Hidro, para una capacidad instalada final de 2.780 MW (ICE, 2014c), así como la modernización del Proyecto Río Macho, que se tenía programada para el periodo 2014-2015 (ICE, 2014c).

En el 2014 el ICE avanzó con la importante construcción el P.H. Reventazón - programado para entrar en operación en el 2016-, y cuya área de construcción se ubica en los distritos de La Florida, y Siquirres, de la Provincia de Limón. Al término de su construcción se constituirá en una de las plantas hidroeléctricas de mayor capacidad instalada en el país con 305,5 MW y una producción media anual de 1.572,8 GWh, lo cual se estima que beneficiaría a un equivalente de 525.000 hogares.

La revisión del corto plazo mostró que las obras actualmente en ejecución, en construcción o próximas a ser adjudicadas, son suficientes para atender la demanda prevista hasta el 2017 (ICE, 2014c). Las previsiones para el mediano y corto plazo se desprenden de las líneas de acción incluidas en el Plan Nacional de Expansión de la Generación.

En el esquema de producción de electricidad, también se soporta la demanda nacional con el intercambio de energía con Centroamérica, gracias a las ventajas que brinda el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional. El CENCE, en su rol de Operador del Mercado (OM), cumplió satisfactoriamente con los requisitos que establecen el Reglamento Mercado Eléctrico Regional (RMER) y el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC) en la atención del pre-despacho durante el período de implementación gradual del RMER.

Se tiene registrado un total de 69.749,43 MWh exportados en el 2014 (Junio a Diciembre, 2014) bajo la modalidad de Contrato y Oportunidad, lo cual significó ingresos por \$5.424.558,80 (ICE, 2014b). La exportación de energía eléctrica aprovecha la producción en horas donde existen excedentes de potencia y energía simultáneamente, y que no son aprovechables en otros períodos del día. Por su lado, las importaciones sirven para sustituir generación térmica cuando el precio de la energía de la región es inferior al costo de producción y hay disponibilidad en la capacidad de generación y transporte.

A pesar de este avance significativo, el sector privado reclama mayor seguridad jurídica para negociar el intercambio de excedentes por intermedio del ICE. Este es un reto pendiente, así como la debida implementación de las armonizaciones regulatorias, cuestionadas en este momento ante los estrados judiciales por parte del ICE. Lo anterior, toda vez que el aprovechar los enlaces eléctricos existentes reducen costos de operación y-o sirven para valorizar excedentes de energía.

Se calcula que si en el año 2050 se aprovechara todo el potencial de las energías renovables de Costa Rica, el país estaría en capacidad de generar exportaciones de electricidad del orden de los 5.733 GWh con un valor de 860 millones de US\$/año (MINAE, IMN, GEF, 2014).

En materia de generación distribuida y en acatamiento a la Directriz No. 14-MINAET publicada en Alcance No.22 de la Gaceta No. 74 del 15 de Abril del 2011, el ICE y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) continuaron desarrollando cada una, a nivel de proyecto piloto de generación distribuida, los sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables de energía a pequeña escala para el autoconsumo.

Estas iniciativas piloto, fueron seguidas de la aprobación de la “Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN” (POASEN), vigente desde el 08 de abril de 2014 y que incluye en su Capítulo XII, disposiciones mediante las cuales se regula la generación a pequeña escala para autoconsumo.

POASEN establece las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso a los diferentes interesados en interconectarse con el

Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, es de acatamiento para los abonados o usuarios en baja y media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo, que se encuentren establecidos en el país o que llegasen a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Como resultado de esta reciente regulación, se abre la posibilidad para los abonados generen potencias menores o iguales a 1MW, a partir de fuentes renovables, y en el sitio de consumo, para satisfacer necesidades energéticas propias: (i) con la opción de comprar-vender, al precio que determine la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP), o (ii) intercambiar excedentes de producción con la empresa distribuidora, de hasta un 49% de la energía mensual producida con la red de distribución eléctrica.

Al cierre de 2014 se encontraba pendiente la definición de precios para compensar los excedentes de producción. También se extraña para dicho periodo, el diseñar e implementación del procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de las conexiones de micro y mini generadores a sus redes de distribución. ARESEP concedió un plazo de seis meses a partir de la vigencia de esta norma para que dicho procedimiento sea remitido para su aprobación. Se plantean de seguido una serie de desafíos que permanecen vigentes una vez aprobada POASEN:

- Definir la necesidad de tramitar una concesión (título habilitante) para operar, explotar y prestar el servicio de generación.
- La red de distribución debe contar con las condiciones técnicas necesarias que permitan su libre acceso.
- El interesado, y la empresa distribuidora deben llevar a cabo estudios técnicos y de viabilidad para cuantificar la capacidad de sus redes, para asegurar el cumplimiento de los principios del servicio de suministro eléctrico.
- La definición de las tarifas de venta de excedentes, así como tarifas de acceso e interconexión, y otros costos relacionados.

A criterio del ICE, es necesario continuar con el estudio y analizar los resultados del Plan Piloto con el fin de aportar evidencia objetiva sobre los beneficios o efectos negativos de la misma. Uno de los principales retos en la materia es poder garantizar el principio de solidaridad al considerar los costos en que ha incurrido el ICE para mantener la red eléctrica actual en funcionamiento, lo cual debe conciliarse con una estructura de costos razonables como el costo de acceso de acceso a la red y cargo por interconexión, y que no desincentiven al consumidor interesado en la generación distribuida (E: Sánchez, 2015)

A.3 Emisiones al Aire

Una de las principales fuentes de emisiones de GEI es el quemado de hidrocarburos como fuente de energía. Ello incluye combustibles para vehículos de transporte, y otros usos para generar calor industrialmente. Las plantas estacionarias generadoras de electricidad que pueden funcionar con gas natural, diesel, búnker, o carbón, son fuentes

importantes de emisiones. Paralelamente, otras fuentes de electricidad pueden generar emisiones indirectas, determinadas mediante un análisis del ciclo de vida completo del proyecto y-o mediante un estudio de huella de carbono.

Costa Rica cuenta con generación térmica, a base de hidrocarburos, compuesta de turbinas de gas y motores de pistón. Otras fuentes y tecnologías, como las plantas hidroeléctricas a filo de agua y con embalses de distintos tamaños, plantas eólicas, solares, plantas geotérmicas y alguna generación con fuentes secundarias como el calor de las calderas de los ingenios, generan emisiones. Otras fuentes menores incluyen el gas de biodigestores, la micro generación hidroeléctrica, micro eólica, y módulos fotovoltaicos, con un aporte marginal (ICE, 2014d). Las emisiones por unidad de energía más bajas las ofrece la generación hidroeléctrica a filo de agua y la eólica en tierra, con emisiones de 5 ton CO₂/GWh. El total de emisiones de CO₂ equivalentes por concepto de GEI provenientes de embalses de producción hidroeléctrica en el país corresponde a 84.172 ton CO₂ (ICE, 2014d). Caso contrario, los niveles más altos de emisiones son los que provienen a partir de las tecnologías de generación a base de hidrocarburos que van desde 400 ton CO₂/GWh par ciclos combinados con gas natural (muy eficientes), hasta más de 1.300 ton CO₂/GWh para carbón, y donde no se miden las emisiones a nivel del ciclo de vida en la fabricación de los equipos (ICE, 2014d).

En el siguiente cuadro se muestra los factores de emisiones promedio determinados para cada fuente y tecnología de generación del SEN para 2014 (ICE, 2014d):

Cuadro 4
Factor de Emisión por Tipo de Generación

Tipo de Generación	Factor de Emisión (ton CO ₂ /GWh)
Hidroeléctricas	12.5
Eólica	0
Geotérmica	132
Termoeléctrica	752
Biomásico-Bagazo	6.7
Solar	0
Transmisión	0.12

Fuente: ICE, 2014. Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Sistema Eléctrico Nacional, Año 2014.

Dentro de las fuentes renovables, el porcentaje producido por fuentes hidroeléctricas produce el 7,8% de las emisiones totales. Las emisiones de las eólicas son cero puesto que el ICE contabiliza solamente las emisiones directas, y no las de ciclo de vida. Las emisiones de las fuentes geotérmicas son apreciables (19% del total), aunque relativamente proporcionales al porcentaje de energía que se produce con esta fuente, mientras que con las emisiones de las plantas térmicas ocurre lo inverso, al producir un 15% de la energía del sistema y ser responsables del 73% de emisiones de GEI del SEN (ICE, 2014d).

Las emisiones totales del SEN para el 2014 son de 1.073.528 ton de CO₂, y el factor de emisiones promedio para este año es 106 ton CO₂/GWh, y son un 10% menor que las generadas en el 2013 (ICE, 2014d). Dicha reducción obedece a una baja en las emisiones en todas las tecnologías y al aumento de un 52% en la generación eólica (ICE, 2014d).

En acatamiento del artículo 4 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), el país asumió su deber de elaborar su inventario nacional de emisiones. El Inventario de Emisiones de Gases Efecto Invernadero y de Fijación de Carbono (INGEI), es el instrumento mediante el cual el país le reporta a comunidad internacional (a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, CMNUCC) sus emisiones. En este sentido, para el Inventario Nacional por fuentes de GEI y absorción por sumideros para el año 2010, se utilizaron las Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de GEI. Las emisiones de GEI se realizaron para cuatro categorías de emisión: Energía; Procesos Industriales, y Uso de Productos; Agricultura, Silvicultura y Otros Usos de la Tierra; y Desechos. Los anteriores, se plasmaron en el Informe Tercera Comunicación Nacional para la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre cambio climático, publicado en 2014 por el Instituto Meteorológico Nacional, Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE, 2014b).

Conforme a la identificación realizada por Costa Rica por fuentes, entendida como las que contribuyen de manera más importante a las emisiones nacionales, la combustión móvil por transporte terrestre se ubica en un segundo lugar, con una contribución equivalente a un 19,08%, mientras que la generación de electricidad se sitúa en penúltimo lugar de la tabla con un 1,2% de contribución (MINAE, 2014b). Según el Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018, el sector energía presenta un incremento del 3,1% interanual de las emisiones atribuibles a hidrocarburos. Tanto el sector transporte como el sector industrial son los mayores contribuyentes en la emisión de gases por sector.

El cambio climático afectará al sector eléctrico afectando la demanda por un aumento de temperatura que puede provocar un cambio en los hábitos de consumo de energía de los costarricenses, y afectar la oferta ante variaciones en las condiciones meteorológicas y en los caudales máximos de los ríos. En cuando a la demanda, se prevé un incremento en el uso de aires acondicionados, en el consumo eléctrico de refrigeradoras, una reducción de consumo para calentamiento de agua, entre otros. A partir de una análisis y proyección de cuencas realizado en el marco de los efectos del cambio climático en la oferta energética, se observa una reducción general y durante todo el año, en el caudal de todas las cuencas seleccionadas en el análisis (MINAE, IMN, GEF, 2014).

La composición de la matriz de generación sugiere que las emisiones de GEI serán similares a las del 2013, aunque relativamente bajas comparadas con otros sistemas eléctricos de la región, donde se utiliza generación con hidrocarburos de manera más amplia (ICE, 2014d).

De acuerdo con el PEG, la estructura del parque de generación eléctrico se mantendrá muy similar al actual. En el escenario escogido con el P.H. Diquís, la generación se mantiene en un 74% con hidroeléctrica, un 15% con geotermia, eólica, biomasa y solar un 9% y sólo un 2% de generación térmica. En otras palabras, del potencial energético

del país basado en las fuentes convencionales de energía renovable, el mayor potencial corresponde a la hidroelectricidad. Sin embargo, este recurso enfrenta un desafío importante asociado a la vulnerabilidad ambiental, debido a variaciones de los caudales ecológicos, además de la ya histórica oposición de grupos ambientales a los proyectos hidroeléctricos.

En el 2014 se registra esta oposición de una manera tajante. En el Cantón de Upala por ejemplo, se aprobó una moratoria a la construcción de hidroeléctricas. Dicha moratoria es por 5 años para el otorgamiento de cualquier autorización municipal que se requiera para la instalación de dichos proyectos en el cantón. En el 2014 tomaron lugar grandes manifestaciones en las cuales se denunciaron los impactos en las zonas de protección de los ríos Zapote y Bijagua. Lo anterior, lo suman a los impactos que aguas abajo suceden por el funcionamiento de la Planta Hidroeléctrica Canalete, cuya planta aprovecha las aguas del mismo Río Zapote, entre otros. En el caso de la Municipalidad de Coto Brus, ésta ratificó un acuerdo el 23 de abril de 2014 que declara una moratoria hasta no contar con el consentimiento libre, previo e informado de las comunidades. Esta otra decisión se suma a la del Cantón de Buenos Aires, Pérez Zeledón, y Guácimo (Federación Ecologista, 2014).

De desarrollarse un parque de generación únicamente para satisfacer la demanda nacional, el cambio climático a largo plazo podrá generar pérdidas entre 200 y 314 millones de US\$ por año y la generación térmica para el año 2080 podría alcanzar el 15% si no se recurre al aprovechamiento de los recursos renovables existentes en el país (MINAE, IMN, GEF, 2014).

Si se desarrollara por completo el potencial de generación a partir de fuentes renovables de energía, el cambio climático podría generar pérdidas entre los 200 y 400 millones de US\$ por año en los años 2050 y 2080 respectivamente. Sin embargo, el mayor aprovechamiento de los recursos energéticos nacionales, permitiría obtener ingresos adicionales por concepto de exportación que para un periodo de 70 años podría exceder fácilmente los 35 mil millones de dólares. Las exportaciones de electricidad desde Costa Rica, podrían reducir las emisiones de CO₂ regionales en más de 2.5 millones de toneladas al año (MINAE, IMN, GEF, 2014).

Para el 2014, hay más de doce empresas nacionales que han recibido la Marca C-Neutral y algunas más se encontraban en proceso. Asimismo, en el proceso de consolidación del mercado de carbono en el 2014 se ejecuta el proyecto Partnership for Market Readiness (PMR) que busca el desarrollo de capacidades y una plataforma para explorar instrumentos de mercado que apoyen la reducción de emisiones GEI, y el cual es una alianza para la preparación del mercado financiado por el Banco Mundial a través del PMR (MINAE, 2014b).

B. Procesos

B.1 Hidrocarburos

A raíz de una fuerte discusión nacional que surgió en el 2013 se suspendieron los estudios para la modernización de la Refinería de Moín. El Informe Nro. DFOE-AE-IF-02-

2014 de la CGR, concluyó que los estudios que sustentan la fase de pre-inversión del Proyecto de Modernización y Ampliación de la Refinería en Moín no permiten demostrar y sustentar la rentabilidad esperada ni reúne las condiciones necesarias para sustentar la decisión de continuar con su desarrollo (CGR, 2014a).

El Proyecto de modernización y ampliación de la Refinería es un tema importante a lo interno de la RECOPE y en el contexto nacional dada la magnitud de la inversión requerida para su desarrollo y el impacto que tendría sobre las finanzas de RECOPE y el precio de los hidrocarburos (CGR, 2014a). Es indudable, que en acatamiento del deber ineludible de mantener y desarrollar la infraestructura para el ejercicio eficaz y eficiente de su función, y cumplir a satisfacción con el abastecimiento de combustibles del país, RECOPE debe avanzar hacia la toma de decisiones en este sentido (CGR, 2014a).

Por Decreto No. 38537, que entró en vigencia el 25 de Agosto de 2014, la Administración Solís-Rivera dio continuidad a la moratoria de explotación petrolera fijada por Decreto Ejecutivo No. 36693. En este caso, la moratoria se fijó hasta el 15 de setiembre de 2021.

Ante una estructura de consumo energético dominada por productos derivados del petróleo, en que hay una imposibilidad de explotar recursos propios, así como la vulnerabilidad que enfrenta el país ante eventos naturales y geopolíticos que afectan el mercado de los hidrocarburos, y los impactos negativos sobre el ambiente por las emisiones de contaminantes de la combustión de los productos de petróleo, la evaluación de la meta del Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014, en materia de sustitución de fósiles por biocombustibles, continúa siendo de suma trascendencia.

Como resultado de una evaluación realizada por la Contraloría General de la República (CGR) en 2014, se concluyó que RECOPE no ha logrado avanzar satisfactoriamente en la ejecución de acciones para implementar procesos y operaciones que permitan la mezcla de etanol con gasolina en el país, lo cual ha limitado el logro de la meta de Gobierno. A esta situación se le atribuye una serie de limitaciones técnicas relacionadas con la presión de vapor de las gasolinas importadas, lo cual imposibilitó agregar etanol en las cantidades establecidas y generó incertidumbre sobre el rumbo a seguir.

Existen factores externos de control y regulatorios pendientes de resolver, relativos a la certificación de estaciones de servicios, regulación de precios, control de calidad de este tipo de combustibles. Por ello, para impulsar y sostener el programa a nivel nacional se deben tomar decisiones políticas, que permitan a RECOPE impulsar con éxito el proyecto.

RECOPE ha desarrollado actividades y propuesto proyectos para que la empresa participe directamente en la investigación y producción del biodiesel y etanol, pero estas se han efectuado sin que exista seguridad jurídica sobre las competencias otorgadas por ley que le facultan a investigar, producir e industrializar biocombustibles, lo cual genera incertidumbre acerca de las acciones que en el marco del ordenamiento jurídico puede realizar esa empresa pública (CGR, 2014b).

Con respecto a las metas país, RECOPE confirma que para el 2014 se incorporaron en Barranca 2.800 barriles de etanol a las gasolinas vendidas, lo cual representa un 0,5 %

de toda la gasolina. En Moín se tienen los cargaderos listos para hacer mezclas de gasolina con etanol. El desafío principal de RECOPE respecto de las metas trazadas en este aspecto es contar con una disponibilidad de cultivos para obtener el insumo. También está pendiente el trabajo conjunto con el MINAE para revisar las características de la gasolina y lograr reducir la presión de vapor a la gasolina para poder incorporar más alcohol con tranquilidad y que el consumidor no pierda producto (E: Fernández, 2015). Actualmente los costos de producción de biocombustibles no logran vencer el precio de mercado de los derivados de petróleo (ICE, 2014c).

En cuanto a diversificación de fuentes, en el 2014 RECOPE terminó de levantar la planta de hidrógeno ubicada en Liberia, la cual se diseñó para producir y almacenar hidrógeno a alta presión. Lo anterior para darle continuidad a la iniciativa de contar con vehículos de hidrógeno en Costa Rica. Ese proyecto estaba listo para ser implementado en alianza con Ad Astra, sin embargo a raíz del Pronunciamiento de la PGR, RECOPE se ve imposibilitado para darle continuidad hasta que no se resuelva lo referente a sus competencias.

Sobre este particular, vale la pena retomar que por Decreto Ejecutivo No. 37222, se autorizó a RECOPE para que incursionara en el campo de la investigación y el desarrollo de energías disponibles y renovables. Ello en atención a la necesidad de consolidar matrices energéticas sostenibles y rentables. Lo anterior, mantenía coherencia con lo establecido en el Plan Nacional de Energía para el 2012-2030 que especificaba como metas y actividades, el que RECOPE determinara la viabilidad del desarrollo de la tecnología de hidrógeno y plasma. A pesar de que RECOPE ha sido precursora en el tema de investigación, producción e industrialización de biocombustibles, la ausencia de seguridad jurídica sobre si tiene competencias o no plantean un importante obstáculo para darle continuidad a las distintas iniciativas. Ante esta problemática, por medio del Proyecto de Ley No. 18789, Ley de Biocombustibles, se pretende promover el desarrollo y la expansión de la industria nacional de biocombustibles, de manera que se contribuya a la seguridad y eficiencia energética, a la mitigación del cambio climático, a la conservación del ambiente, la reactivación del sector agrícola, generación de empleo y por ende el crecimiento y desarrollo local. A pesar de lo anterior, dicho Proyecto de Ley no presenta movimientos a nivel de la Asamblea Legislativa desde el año 2013, y continúa en la Comisión de Ambiente.

En materia de mejora de la calidad de los combustibles, en el 2014 se renovaron las concesiones de los autobuses. Para garantizar que el cambio de la flota de los autobuses se haga bajo parámetros amigables con el ambiente, se trabajó con el International Council for Clean Transportation (ICCT) en la elaboración de una cláusula que exija normas de emisión. En vista de que el diésel que importa Costa Rica se considera de muy buena calidad (promedio de 20 ppm de azufre), se recomendó cambiar la flota a Euro III (Arauz, 2015). Esta recomendación fue acogida por el Consejo de Transporte Público, quien incorporó dentro de las condiciones contractuales para la continuidad de las concesiones, que las nuevas unidades cumplan con las Normas de Emisiones Euro III como mínimo.

Ante el desafío de RECOPE por reducir los gastos por demoras dada la falta de la

capacidad en los tanques de almacenamiento para el producto importado, se confirma por parte de la institución, que los mismos se encuentran en proceso de construcción. En Barranca se construyen 2 tanques para “Jeat A1”, y se espera sea culminada en 2015. Adicionalmente, se contabilizan 4 tanques en La Garita (2 de diésel y 2 de gasolina), y 2 tanques en El Alto de Ochomogo, ambos de gasolina. Asimismo, para el 2015 se espera se estén finalizando 2 nuevos tanques de bunker en La Refinería y reconvirtiendo 1 tanque de diésel de 350.000 barriles (E: Fernández, 2015).

B.2 Electricidad

Para una parte del sector energía, el principal retroceso en el 2014 en materia eléctrica significó aplazar el debate en torno al Proyecto de Ley de Contingencia Eléctrica, Proyecto No. 18093, hasta tanto no se contaran con los resultados de los Diálogo Nacional sobre Energía. El entonces Ministro de la Presidencia, junto con el Presidente del ICE, pidieron a los legisladores archivar el expediente, cuya iniciativa plantea subir del 15% al 30% el tope de la participación privada definido en la Ley 7200, y que la capacidad instalada de cada una de sus plantas sobrepase los 20 megavatios. La justificación brindada por el Ejecutivo ante la Comisión de Asuntos Agropecuarios descansa en que con los proyectos actuales se cubriría la demanda hasta el 2019.

Otro desafío gira en torno a varias propuestas legislativas que buscan abrir las áreas de conservación Guanacaste y Arenal-Tempisque a la exploración y explotación de su potencial geotérmico con fines comerciales, posibilidad que siempre ha tenido una fuerte oposición del movimiento ambiental y que significaría un alivio para el sistema en los meses de poca lluvia. Tanto el Proyecto de Ley para el Aprovechamiento de Energía Geotérmica en el Área de Conservación Guanacaste, Proyecto No. 17348, como el Proyecto de Ley para el Aprovechamiento de la Energía Geotérmica en el Área de Conservación Arenal-Tempisque, fueron archivados en Mayo de 2014 por vencimiento cuatrienal. La viabilidad de poder desarrollar 330 MW en proyectos geotérmicos nuevos antes del 2028 es reducida si no se llega a un acuerdo con respecto al recursos ubicados dentro de parques nacionales (ICE, 2014c).

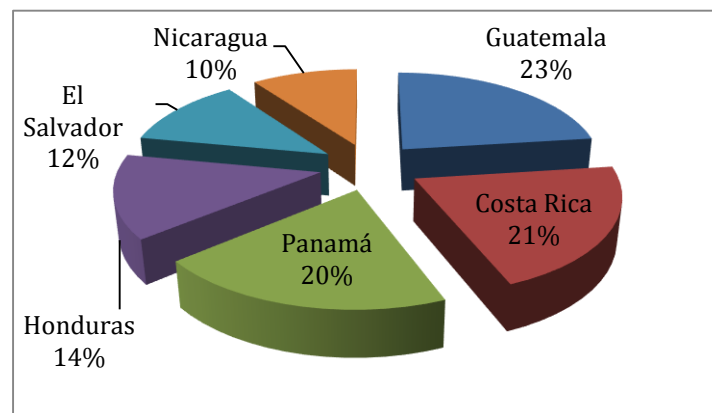
Un paso importante en el 2014 se dio como etapa posterior a la negociación con la Agencia de Cooperación Internacional de Japón y el Banco Europeo de Inversiones, para tramitar la aprobación de un préstamo para continuar el desarrollo de la geotermia en Guanacaste para la puesta en operación del Proyecto Geotérmico (PG) Las Pailas II con una capacidad de 55 MW y los proyectos geotérmicos Borinquen I (55 MW) y Borinquen II (55 MW), por un monto total de US\$958 millones. Mediante Ley No. 9254, de fecha 04 de agosto de 2014 se aprobó el primer Convenio de Cooperación para un Préstamo Sectorial para el Desarrollo de la Geotermia en Guanacaste con la Agencia y el Contrato de Negociación del Proyecto Geotérmico las Pailas II con el Banco Europeo.

En términos de una más variada matriz energética, y ante la promoción de tecnologías que pretenden la producción de energía eléctrica mediante la transformación térmica, se cerró provisionalmente una alternativa adicional ya que por Decreto No. 38500, “Moratoria Nacional de las Actividades de Transformación Térmica de Residuos”, y que entró en vigencia el 26 de Junio de 2014, se definió una moratoria nacional a dichas

actividades de transformación, hasta tanto no exista por parte de las autoridades competentes, certeza técnica y científica de que dicha actividad no causará impactos a la salud y al ambiente. Lo anterior, al considerarse que dichos procesos de transformación térmica contribuyen con los procesos de cambio climático y calentamiento global.

En Octubre de 2014 destaca la inauguración del tramo Parrita-Palmar, parte integrante de la red del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países Centroamericanos, conocido como SIEPAC, lo cual incidió en el incremento de las transacciones regionales en el Mercado Eléctrico Regional (MER) (CEPAL, 2013). El parque generador conformado por la capacidad instalada de los seis sistemas que forman parte del MER, está repartido en las siguientes proporciones: 23% en Guatemala, 21% en Costa Rica, 20% en Panamá, 14% en Honduras, 12% en El Salvador, y 10% en Nicaragua.

Gráfico 5
Distribución del parque generador del MER



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) Cepal, Informe: Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico, 2013.

Un hecho relevante radica en que para lo que corresponde a 2013, la CEPAL destaca que por primera vez Costa Rica no encabeza la distribución reflejada en el Gráfico 5. En esta misma línea, en lo que respecta a la producción de electricidad en los seis países, para Costa Rica y El Salvador se registra un crecimiento muy bajo y un decrecimiento, en el caso de Costa Rica correspondiendo a un 0.65% (CEPAL 2013).

En materia de exportación de excedentes durante el año 2014, la participación de Costa Rica en el MER significó un beneficio para los usuarios de \$44,4 millones. Las importaciones de electricidad a precios más bajos le permitieron al país reducir el consumo de combustibles, sustituyendo la generación térmica por la compra de electricidad proveniente del MER. Entre el 2013 y 2014 las importaciones aumentaron en 310% lo cual permitió cubrir hasta un 8% de la demanda nacional en el mes de abril de 2014. En este mismo período las exportaciones aumentaron 246%.” (<https://www.centralamericandata.com>). La importación de energía eléctrica para el 2014 fue de 759 GWh y la exportación de -555 GWh (ICE, 2014a).

Por Resolución RJD-006-2014, vigente desde el 19 de febrero de 2014, ARESEP adoptó

el Reglamento de detalle de desarrollo de los procesos comerciales, operativos y de planificación de la Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional. Este resulta un avance en cuanto al cumplimiento de compromisos asumidos a la luz del Segundo Protocolo, Ley No. 9004, en cuanto a la armonización gradual de regulaciones nacionales con la regulación regional del MER. El ICE impugnó dicha Resolución, así como todas aquellas regulaciones emitidas por ARESEP que pretenden crear un mercado eléctrico nacional, y que a su criterio desconoce la figura del ICE como único agente nacional que puede realizar transacciones en el MER.

Consecuente con el principio del servicio al costo, una de las metas del Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 radica en contar con tarifas competitivas para el servicio de suministro de energía eléctrica en alta y media tensión en el período 2015-2018.

En cuanto al sector residencial, se registran las siguientes tarifas históricas que muestran el incremento de las mismas en los últimos años, ante un rezago tarifario que a criterio del ICE genera una percepción distorsionada de los incrementos y precios de las tarifas, y que responden a ajustes por compra de combustible. El siguiente Cuadro muestra el histórico en el precio de energía eléctrica empleada en el sector residencial.

Cuadro 5
Precio de Energía Eléctrica –Sector Residencial-

	Precio energía eléctrica empleada en el sector residencial
Año	(colones por kW/h, promedio anual)
2009	67.9
2010	71.0
2011	71.6
2012	73.8
2013	89.7
2014	89.6

Fuente: DSE, 2014. Estadísticas Energéticas 2014

A pesar de ello, como parte de los compromisos de Gobierno asumidos en materia tarifaria, se tiene que a raíz de acuerdos tomados en la materia se decidió no subir tarifas en un período de 18 meses que comprenden del 01 de julio de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2015. A partir del 1 de Octubre de 2014 se dio la primer disminución de tarifas lo cual se debió en parte a una disminución en la compra de combustible para la generación térmica. El Costo Variable de Combustible (CVC) es una metodología de ajuste automático trimestral, que permite que ARESEP con base en la información presentada, haga una estimación del combustible que se utilizará para generación térmica. A partir de esa estimación de combustibles, el trimestre siguiente ARESEP revisa

si la misma se ajustó a la realidad de lo que efectivamente se gastó, y las diferencias entre lo reconocido y lo que se gastó se ajusta a la tarifa del trimestre siguiente. La aplicación de esta metodología, que se implementa desde el 2013 pretende trasladar una tarifa más ajustada a la realidad y con incrementos proporcionales a los gastos incurridos en la generación (E: Garro, 2015).

Ante la interrogante del por qué suben las tarifas eléctricas en Costa Rica, según información recopilada por la Cámara de Industrias, a partir de Estados Financieros y Proyecciones presentadas por el ICE a ARESEP, el alto costo de las tarifas no responde únicamente al cambio climático ni a los precios de los combustibles. De hecho, el porcentaje del costo por combustibles regresó al valor de 2006, correspondiente a un 14% de la estructura tarifaria total. En cambio, los costos por distribución muestran un importante incremento (Capón, 2014).

Contrariamente, ante el reclamo del sector industrial respecto del costo de la tarifa eléctrica, el ICE responde que el costo total de producir la energía eléctrica para las empresas abarca el 8%, por lo que no es cierto que las tarifas eléctricas sean lo más caro de las industrias. Solamente hay menos de un 5% de las industrias cuyo costo de electricidad supera el 35% (E: Garro, 2015).

En torno a este reto, se vislumbra como un avance la adopción de la Resolución RIE-100-2014 del 18 de diciembre de 2014, por parte de la Intendencia de Energía, y mediante la cual se define el “Formato estandarizado requerido para la presentación de información estadística referente al Mercado del Sistema de Generación, Transmisión y Alumbrado Público de las empresas reguladas”. Anterior a ello, ARESEP había instruido a las empresas reguladas a presentar en algunos aspectos puntuales, la información estadística del mercado eléctrico. La última solicitud se había realizado en el 2010. De ahí que, con el fin de diagnosticar oportunidades de mejora en todas las partes de la cadena de valor del proceso de traspaso de información estadística del mercado eléctrico, la Intendencia llevó a cabo un análisis de los procesos actuales para estandarizar la forma y el contenido de la información que dichas empresas deben entregar a la autoridad reguladora. En este sentido, mediante la resolución RIE-013-2014, la Intendencia de Energía resolvió entre otras cosas: “4) Que para el servicio de suministro de electricidad, como corresponda, deberán contar con contabilidades separadas que diferencien los ingresos, gastos y costos imputables a cada una de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Los ingresos, gastos y costos comunes deberán consignarse de acuerdo con las normas técnicas que permitan una distribución razonable”.

Otro costo importante que se analiza en el marco de los costos asociados y que inciden en las tarifas eléctricas, corresponde a los alquileres operativos de instalaciones. Para el 2014 por ejemplo, los montos por alquileres operativos de instalaciones rondaron los 80.000 millones de colones. Para el 2016, se espera que el monto alcance los 100.000 millones de colones (Capón, 2014). En este sentido, la propuesta de una parte del sector, es que ARESEP incorpore sólo la depreciación en la estructura tarifaria, y no así la totalidad por el monto del alquiler. Se estima que dichos costos por alquileres operativos de instalaciones significan un 20% aproximadamente de las tarifas de generación (E:

Montenegro, 2015). Un reto adicional en materia de evaluación de proyectos, que impactan en las tarifas eléctricas es el cómo determinar que un proyecto de generación elegido a lo interno del ICE sea el más competitivo (E: Montenegro, 2015).

En torno al modelo tarifario, las críticas a la Tasa de Retorno (ROR) empleado tradicionalmente no son nuevas. Entre las críticas del sector industrial al ROR se argumenta que este permite la recuperación de costos de operación y de capital además de un porcentaje del capital invertido, no provee incentivos para el ahorro en costos o mejoras de eficiencia, recompensa las sobre-inversiones, y que se le atribuye como causa de una falta de involucramiento general o de ineficiencias causadas por la falta de competencia (Capón, 2014).

Como parte de las medidas propuestas para impactar las tarifas eléctricas en corto plazo, es que ARESEP incorpore los criterios de eficiencia operativa, impulse la tarifa eléctrica horaria obligatoria, y establezca una vigilancia específica sobre la ejecución de inversiones que deben realizarse con el rédito para el desarrollo. Asimismo, se incluye que el ICE defina su estrategia de colocación de excedentes en el mercado regional, y la promoción de la geotermia de baja entalpía (Capón, 2014).

En el 2014, la Intendencia de Energía de la ARESEP emitió varias resoluciones que coadyuvan a la participación del sector privado en la generación de electricidad con fuentes renovables de energía:

-Resolución RIE-099-2014, la cual define la metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE. Para plantas hidroeléctricas existentes (\$/kWh): Estación Alta 0,1776 (Punta) 0,1776, 0,1776 Valle, 0,1066 Noche, Estación Baja 0,0710 Punta, 0,0284 Valle, 0,0178 Noche. Para plantas eólicas existentes Estación Alta 0,0986 Baja 0,0395.

-Resolución RIE-101-2014, Fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos nuevos que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley 7200, para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP, y para aquellas compraventas de energía proveniente de plantas nuevas que produzcan con fuentes no convencionales para las cuales no exista aún una metodologías tarifaria específica aprobada por la Autoridad Reguladora, en: tarifa inferior (límite inferior) de \$0,0918 por kWh, la tarifa promedio en \$0,1029 por kWh y una tarifa superior (límite superior) de \$0,1141 por kWh.

En torno a la competitividad de los proyectos que se eligen para formar parte de la matriz energética, vale la pena resaltar lo sucedido en torno al Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior, de la CNFL. La CGR advirtió en 2014 a raíz de una auditoría que examinó la razonabilidad de las cuentas contables de esta empresa, sobre la escasa liquidez que afronta la CNFL desde hace ya varios años, aunada al incremento significativo del nivel de endeudamiento que colocan a la CNFL ante un riesgo por la insuficiente capacidad

para cubrir sus gastos operativos y sus obligaciones, y entre ellas ante una imposibilidad de invertir en pro de la prestación óptima del servicio público. En este sentido, para lo que respecta al análisis de rentabilidad del Proyecto Balsa Inferior, se determinó que el mismo no era fiable ni íntegro (CGR, 2014c), por una serie de debilidades apuntadas por la CGR. Del 2009 al 2012 la deuda de la CNFL se incrementó en un 128% y al 2016 se espera un incremento adicional del 174% respecto de 2012. La CNFL justifica su endeudamiento en la necesidad de contar con recursos para desarrollar proyectos como la construcción del Proyecto apuntado (CGR, 2014c), el cual representó costos finales muy superiores a lo proyectado según los estados financieros.

En cuanto al tema del uso racional de la energía, es manifiesta la necesidad de una aplicación efectiva del objeto de la Ley No. 7447 de 1984 sobre Regulación del Uso Racional de la Energía. Hay una serie de aspectos regulados en el marco legal de esta materia que además de no implementarse, requieren una actualización.

Resalta en el 2014 la adopción de la Directriz No. 011 que entró en vigencia el 26 de agosto. Dicha Directriz establece una prohibición a la Administración Pública de adquirir equipos, luminarias, y artefactos de baja eficiencia que provoquen alto consumo de electricidad para ser utilizados en los edificios e instalaciones de tránsito peatonal que ocupe el sector público. Lo anterior se enmarca además en la obligación de todas las instituciones de elaborar y ejecutar los Programas de Gestión Ambiental Institucional (PGAI) para la gestión de la calidad ambiental, energía y cambio climático.

En términos de avances en materia de eficiencia, se tiene que a raíz de una auditoría que llevó a cabo la CGR, se determinó que el proceso de formulación de las políticas públicas en materia de eficiencia energética, y elaboradas por la Dirección Sectorial de Energía (DSE) del MINAE no consideró la participación y criterios de los actores involucrados en el tema, tales como, las instituciones públicas del Subsector Energía y otras relacionados con este. Se destaca de hecho que la participación de los miembros del Subsector Energía fue parte del proceso de validación, pero no de la generación de ideas para sustentar el contenido de la política (CGR, 2014d). Dichas políticas públicas vigentes en materia de eficiencia energética tampoco fueron integradas en el PND como un eje de acción. Asimismo, la formulación de esta propuesta de política sub-sectorial corresponde al Consejo Subsectorial de Energía, y no así a la DSE (CGR, 2014d).

A raíz de la auditoría se determinó que el MINAE y su Dirección Sectorial de Energía (DSE) no ejecutaron muchas de las acciones contenidas en el IV Programa Nacional de Conservación de Energía (PRONACE); acciones cuyo plazo de cumplimiento venció desde el 2013 (CGR, 2014d).

No se han establecido mecanismos suficientes de seguimiento y evaluación, para medir el impacto que las acciones en materia de eficiencia energética han tenido en el ahorro y consumo eficiente de energía (CGR, 2014d). Por lo tanto, no se tiene certeza acerca del impacto que dichas acciones están ejerciendo sobre el ahorro y consumo eficiente de energía, ni la veracidad de la información de avance reportada (CGR, 2014d).

Por último, no se ha realizado una evaluación del cumplimiento de los proyectos

establecidos en el IV Programa Nacional de Conservación de Energía (PRONACE), elaborado en el año 2011 y oficializado en mayo de 2012 (CGR, 2014d). Dado lo anterior, no es factible evaluar la razonabilidad de las políticas públicas definidas por el Gobierno en respuesta a la demanda energética, para promover cambios en los hábitos de consumo y el uso de tecnologías y fuentes de energía más eficientes, ya que se definieron sin considerar las opiniones de todos los actores relacionados.

B.3 Emisiones al Aire

No hay avances en materia de proyectos de ley que vengan a llenar los vacíos legales relacionados con el cambio climático.

A partir de los compromisos asumidos por el país a nivel internacional con la aprobación de la CMNUCC, así como, del Protocolo de Kyoto, el Gobierno de la República de Costa Rica elabora y publica la Estrategia Nacional de Cambio Climático en el año 2009, con el propósito de tomar medidas de mitigación y adaptación que permitan afrontar los efectos adversos del cambio climático (CGR, 2014e). Al respecto, el mencionado Plan de Acción tiene como fin dar cumplimiento al objetivo general de dicha estrategia, el cual es:

Reducir los impactos sociales, ambientales, y económicos del Cambio Climático (CC) y tomar ventaja de las oportunidades, promoviendo el desarrollo sostenible mediante el crecimiento económico, el progreso social y la protección ambiental por medio de iniciativas de mitigación y acciones de adaptación para que Costa Rica mejore la calidad de vida de sus habitantes y de sus ecosistemas, al dirigirse hacia una economía baja en emisiones de carbono y competitiva para el 2021. Esta responsabilidad compartida se debe dar por medio del desarrollo de capacidades y la legitimidad para incidir tanto en la Agenda Nacional como la Agenda Internacional (CGR, 2014e).

La CGR considera que los compromisos asumidos por Costa Rica a nivel internacional relativos a la meta de convertir al país en carbono neutral en el 2021, y su ratificación por parte del Presidente de la República en la Cumbre sobre Cambio Climático realizada en setiembre de 2014, resaltan la importancia de la oportunidad y diligencia con la cual se impulse el cumplimiento del Plan de Acción de la Estrategia Nacional de Cambio Climático. Para ello, es importante la oficialización e implementación del plan y la inclusión de los objetivos que contiene como parte de la política sectorial del Gobierno, de forma que la trazabilidad de las actividades realizadas y los diferentes instrumentos de planificación, fomenten la oportunidad para tomar acciones que impulsen la participación activa de las diferentes instituciones ejecutantes. Así, el efecto conjunto de las acciones públicas en materia de mitigación y adaptación al cambio climático, permitirá a futuro mejorar la salud de los ecosistemas del país y la calidad de vida de sus habitantes (CGR, 2014e).

A pesar de las preguntas y desafíos que significa la adopción del Plan GAM 2013-2030, Actualización del Plan Regional de la Gran Área Metropolitana, adoptado por Decreto Ejecutivo No. 38834 en 2014, se desprenden importantes directrices, principalmente orientadas en materia de transporte, que de ser ejecutadas impactarían positivamente en materia de emisiones. En este sentido, el nuevo Plan GAM plantea y oficializa como uno de los Principios del modelo urbano territorial, la reducción de viajes motorizados y la

integración efectiva del transporte público. Asimismo, en procura de un balance regional se dispone que la inclusión de zonas de construcción en altura en los Planes Reguladores deberá incluir como parte de sus consideraciones, que se trate de áreas de accesibilidad al sistema de infraestructura y transporte. Asimismo, se retoma la iniciativa de implementar carriles exclusivos para el transporte masivo.

C. Capacidades

Las capacidades en torno a los recursos institucionales de las entidades públicas para hacer cumplir sus roles se aprecian débiles para lo que respecta a ciertos asuntos o temáticas, aunque en general sí se dispone de las herramientas que habiliten el proponer y ejecutar cursos de acción para abordar los problemas o para proporcionar los bienes y servicios a los segmentos de la sociedad; por lo tanto, la participación de los distintos actores en la definición y la integración de políticas públicas es indispensable para lograr los objetivos propuestos.

El impacto de instrumentos de planificación se debilita ante la falta de coordinación del Rector, las instituciones del Subsector Energía y otros actores relacionados, por lo que urge la definición de prioridades de consenso que potencien los resultados y maximicen el beneficio que se pueda obtener de los recursos públicos limitados para destinar al tema.

En materia de gestión institucional, el propio Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 reconoce que el sector energía ha estado desprovisto de una rectoría responsable, que se encargue de formular y promover la planificación energética integral, mediante políticas y acciones estratégicas que garanticen el suministro oportuno y de calidad de la energía, contribuyendo al desarrollo sostenible del país.

El Ministro de Ambiente y Energía en su calidad de Rector del Sector tiene una serie de retos para suplir la demanda de energía del país mediante una matriz energética que asegure el suministro óptimo y continuo de electricidad y combustible, promoviendo el uso eficiente de energía para mantener y mejorar la competitividad del país con predominio de fuentes renovables y al menor costo.

Por su lado, el ICE se ve inmerso en un contexto complejo, ante una serie de desafíos en el marco de un conjunto de fuerzas económicas, empresariales y sociales que reclaman niveles crecientes de competitividad y una atención urgente a sus demandas e inquietudes. En este sentido, y en acatamiento de la Ley No. 449, debe responder ante su responsabilidad de garantizar el suministro basado en un desarrollo racional de fuentes disponibles, y principalmente la hidráulica, sin excluir otras fuentes de energía limpia y renovable. Se hace evidente con la sola asignación de responsabilidades y competencias, la concentración en materia hidráulica favoreciendo esta sobre otras, legislación vigente desde 1949 y que atendió a realidades y coyunturas muy distintas de las actuales.

En acatamiento de lo dispuesto en el marco regulador, la planeación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, es responsabilidad del ICE, como Operador del Sistema, la cual se hará de forma integrada

con la información técnica que de manera obligatoria deben suministrarle las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión y tendrá como objetivos fundamentales los siguientes

- a. Satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica al costo óptimo, bajo un horizonte de planificación a corto y mediano plazo (de cero a cinco años, con una resolución máxima de un mes), utilizando al máximo los recursos nacionales, sin detrimento de aprovechar las ventajas económicas que pueda ofrecer el Mercado Eléctrico de América Central.
- b. Minimizar los costos de operación y mantenimiento de SEN.
- c. Maximizar la generación a partir de fuentes renovables.
- d. Minimizar la generación térmica a partir de derivados del petróleo.
- e. Mantener los niveles de seguridad, confiabilidad y calidad definidos en la presente norma técnica y en otras que emita la Autoridad Reguladora para las actividades de generación y transporte y en concordancia con la reglamentación del Mercado Eléctrico de América Central.
- f. Coadyuvar al cumplimiento de las normas referentes a la calidad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico en la etapa de distribución.

Para fortalecer la estrategia de diversificación de la matriz energética del país se considera conveniente que RECOPE, en el marco del Plan Nacional de Desarrollo y como integrante del Sector Energía, subsector combustibles, que continúe participando en la investigación, evaluación y desarrollo de proyectos relacionados con las energías alternativas como son el alcohol, el biodiesel, la biomasa, el biogás, el hidrógeno, el gas natural, entre otras, como forma de producción de energías sostenibles, alternativas y amigables con el ambiente (MIDEPLAN, 2015). Sin embargo, ante el evidente vacío legal a nivel de competencias de RECOPE, se concluye que existen limitaciones importantes para hacerle frente a los desafíos en la materia. Urge aclarar dicho marco de competencias, tanto a nivel de regulaciones para el uso y distribución del gas natural, para la investigación y posterior producción e industrialización de los biocombustibles, tecnologías de hidrógeno, plasma, y otras fuentes alternativas que permitan satisfacer las necesidades energéticas de forma sostenible.

Referencias Bibliográficas

Entrevistas

Fernández, Jimmy. Jefe Departamentos de Formulación de Proyectos y de Investigación. RECOPE, Refinería Costarricense de Petróleo, 04 de mayo, 2015.

Montenegro, Carlos. Director Ejecutivo. CICR, Cámara de Industrias, 12 de mayo, 2015.

Garro, Francisco. Director de Planificación Financiera, ICE, Instituto Costarricense de Electricidad, 22 de junio, 2015.

Alvarado, Mario. Director Ejecutivo. ACOPE, Asociación Costarricense de Productores de Energía, 28 de abril, 2015.

Molina, Arturo, DSE. Dirección Sectorial de Energía, 5 de mayo, 2015.

Sánchez, Jesús Alberto, ICE. Gerencia de Electricidad, Distribución y Comercialización, 18 de junio, 2015.

Informes y Documentos Oficiales

DSE, 2014a. Balance Energético Nacional de Costa Rica, Período 2014 (Preliminar). San José, Dirección Sectorial de Energía.

DSE, 2014b. Costa Rica: Vehículos automotores en circulación según tipo de combustible utilizado por año. Período 1980-2014 (Real y Estimado). San José, Dirección Sectorial de Energía.

DSE, 2014c. Elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Hacienda (<http://www.hacienda.go.cr/contenido/370-estadisticas-de-importacion-y-exportacion>). San José, Dirección Sectorial de Energía.

DSE, 2014d. Estadísticas Energéticas 2014. San José, Dirección Sectorial de Energía.

MIDEPLAN, Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica. Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 “Alberto Cañas Escalante”. Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, San José, Costa Rica.

MINAE, Viceministerio de Energía, 2014a. Propuesta para la elaboración del VII Plan Nacional de Energía –Componente Transporte y Combustible 2015-2030. Ministerio de Ambiente y Energía, San José, Costa Rica.

MINAE, Instituto Meteorológico Nacional, 2014b. Tercera Comunicación Nacional, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre cambio climático. Ministerio de Ambiente y Energía, et al, San José, Costa Rica.

ICE, 2014a. Análisis comparativo de las variables relacionadas con el consumo de energía en Costa Rica 2013 – 2014. Dirección de Planificación Financiera. San José, Instituto Costarricense de Electricidad.

ICE, 2014b. Generación y Demanda: Informe Anual. Centro Nacional de Control de Energía, 2014. San José, Instituto Costarricense de Electricidad.

ICE, 2014c. Plan de Expansión de la Generación. Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Proceso Expansión Integrada. Período 2014-2035. San José, Instituto Costarricense de Electricidad.

ICE, 2014d. Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Sistema Eléctrico Nacional, Año 2014. Gerencia de Electricidad, Planificación y Desarrollo Eléctrico. San José, Instituto Costarricense de Electricidad.

CGR, 2014a. Informe Nro. DFOE-AE-IF-02-2014 del 04 de abril de 2014. Informe acerca de la evaluación económica y financiera de la fase de pre-inversión del proyecto de modernización y ampliación de la refinería de Moín. División de Fiscalización Operativa y Evaluativa, del Área de Servicios Ambientales y de Energía. San José, Contraloría General de la República.

CGR, 2014b. Informe Nro. DFOE-AE-IF-17-2014 del 15 de diciembre de 2014. Informe de la auditoría acerca del avance en el cumplimiento de las metas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 referidas a agregar etanol y biodiesel a los combustible. División de Fiscalización Operativa y Evaluativa, del Área de Servicios Ambientales y de Energía. San José, Contraloría General de la República.

CGR, 2014c. Informe Nro. DFOE-AE-IF-01-2014 del 06 de marzo de 2014. Informe sobre la Auditoría Financiera en la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. División de Fiscalización Operativa y Evaluativa, del Área de Fiscalización de Servicios Ambientales y de Energía. San José, Contraloría General de la República.

CGR, 2014d. Informe Nro. DFOE-AE-IF-05-2014 del 23 de julio de 2014. Informe de la auditoría acerca de la razonabilidad de las políticas públicas y el cumplimiento de las acciones previstas para la eficiencia energética. División de Fiscalización Operativa y Evaluativa, del Área de Servicios Ambientales y de Energía. San José, Contraloría General de la República.

CGR, 2014e. Informe Nro. DFOE-AE-IF-11-2014 del 10 de noviembre de 2014. Informe de la auditoría de carácter especial acerca del avance en la implementación de la Estrategia Nacional de Cambio Climático. División de Fiscalización Operativa y Evaluativa, del Área de Servicios Ambientales y de Energía. San José, Contraloría General de la República.

Otros Informes

SICA, 2014. Perspectiva Regional del Clima. Agosto-Octubre 2014, XLIV Foro del Clima de América Central, realizado en El Salvador el 16 de Julio de 2014. Comité Regional de Recursos Hidráulicos, Sistema de la Integración Centroamericana.

Informe Final, Integración de Actividades y estudios de seguridad energética ante el cambio climático (énfasis en generación hidroeléctrica).

De la Cruz, G. 2014. Prospectiva del GNL. Plan de Expansión de la Generación. 2014.

Federación Ecologista. Upala aprueba moratoria a hidroeléctricas.

ARAUZ. V. 2015. Generando experiencias CN.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) Cepal, Informe: Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico, 2013. Pág.17.

www.centralamericadata.com 13 de mayo 2015. “Costa Rica: Estatal eléctrica obligada a exportar excedentes”.

Panel de discusión: Retos de la regulación del sector eléctrico. Ing. Sergio Capón Coordinador Comisión de Energía Cámara de Industrias de Costa Rica. 22 de mayo 2014.

Normativa

AR-NT-POASEN.

Listado de Dificultades

Esta sección presenta las dificultades principales que tuvo el Investigador para obtener la información de la situación energética nacional 2014. El cuadro adjunto señala las dificultades encontradas y las sugerencias para su tratamiento.

Tema/variable	Institución/Departamento	Tipo de dificultad enfrentado	Observación/Sugerencia
Estadísticas oficiales actualizadas del 2014 para	INCOFER	A pesar de ser solicitada, la información no fue	Seguimiento y solicitud de información con mayor antelación para Informe 2015.

transporte ferroviario.		suministrada a tiempo.	
Informes de Labores de RECOPE, e ICE.	RECOPE ICE	No estaban finalizados a tiempo.	Seguimiento.