

**DECIMONOVENO INFORME  
ESTADO DE LA NACIÓN EN DESARROLLO  
HUMANO SOSTENIBLE**

**Informe Final**

**El sector Energía, su desempeño reciente y sus  
vulnerabilidades**

*Investigador:  
Freddy Martínez Hidalgo*



CONSEJO NACIONAL DE RECTORES



**Nota: Las cifras de las ponencias pueden no coincidir con las consignadas por el XIX Informe Estado de la Nación en el tema respectivo, debido a revisiones posteriores. En caso de encontrarse diferencia entre ambas fuentes, prevalecen las publicadas en el Informe.**

## **Contenido**

Hechos relevantes.....	<b>3</b>
Resumen Ejecutivo.....	<b>3</b>
Introducción.....	<b>4</b>
El sector energía, su desempeño reciente y sus vulnerabilidades .....	<b>4</b>
1.1. Demanda energética.....	<b>5</b>
1.2. Oferta energética .....	<b>10</b>
1.3. Huella de carbono en 2012 y tendencia.....	<b>17</b>
1.4. Energías alternativas, transporte público y energía .....	<b>17</b>
1.5. Contaminación Atmosférica .....	<b>18</b>
1.6. Carbono Neutralidad.....	<b>18</b>
Reflexiones finales .....	<b>19</b>
Anexos .....	<b>21</b>
Anexo 1: Gráficos complementarios a la Ponencia.....	<b>21</b>
Anexo 2: Evolución precios internacionales de los hidrocarburos .....	<b>24</b>

## **Hechos relevantes**

- Niveles de lluvias insuficientes propician más generación térmica, pareciera evidente afectación por cambio climático. Gobierno emite directriz para que se tome en cuenta esta situación en la construcción de nuevas centrales.
- La demanda aumentó en combustibles (3,8%) y en electricidad (3,7%) a un ritmo menor que la economía nacional (5,1%), mostrando que el país se orienta hacia actividades menos intensivas en energía como servicios.
- El costo de la electricidad crece más que el costo de la vida, lo mismo en términos de centavos de dólar por kilovatio hora, afectando la competitividad del país. Actualmente es el rubro del IPC que más aumenta.
- Luego de conflicto con transportistas de combustibles, finalmente, son puestos a derecho y retirados los que no cumplieron con la normativa vigente.
- La discusión del proyecto de ley para autorizar al ICE a explotar geotermia en parque nacional Rincón de la Vieja, no tuvo mayores avances.
- Sigue tramo pendiente del SIEPAC (sector de Osa) lo cual está afectando la importación de energía de Panamá, que se encuentra en una sequía
- Proyecto de ley de Contingencia Eléctrica no caminó y deberá iniciar de cero.
- Accidente con cilindro de GLP con víctimas fatales, pudo haberse evitado si las empresas gaseras hubieran cumplido las normas de seguridad que desde hace años se han tratado de implantar en el país. Proyecto de ley no avanzó.
- Se adjudican exitosamente 11 proyectos de generación privada que suman 140 MW y que deberán operar en 2016, se espera inversión de US\$325 millones.
- Se premiaron las primeras ocho empresas por su Carbono Neutralidad.
- RECOPE inaugura moderno plantel en el Aeropuerto Juan Santamaría.
- Se dio conflicto por la introducción de manganeso en gasolina que le habían vendido a RECOPE, tema se resolvió con demandas de particulares y de RECOPE para con dichos proveedores.
- ARESEP detectó sedimentos que superaban la norma en la gran mayoría de las estaciones de servicio, así como en algunos tanques de RECOPE.
- Se mencionó de forma más insistente la posible introducción del gas natural en la matriz energética. Gobierno firmó decreto que lo declara de interés público.
- Planta Garabito con un mayor factor de carga en virtud del estado del parque térmico nacional, así como por un precio “subsidiado” por parte de RECOPE, por tratarse de un combustible especial (menos azufre) y no del búnker tradicional.

## **Resumen Ejecutivo**

El 2012 fue un año muy noticioso respecto de temas relacionados con la energía en el país. A nivel internacional se vivió una relativa calma con los precios internacionales del petróleo, lo que de cierta manera permitió adentrarnos más en lo que estaba sucediendo en el país. Algunos de estos temas son preocupantes, la variación climática en el país, ya no parece asociado al Niño o la Niña, sino a un proceso más global de cambio climático. Esto ya se refleja en bajos niveles del embalse Arenal, así como en plantas filo de agua donde dependen de las lluvias estacionales para la generación.

Una reducción a mediano y largo plazo de los regímenes de lluvia, provoca que el país deba buscar otras alternativas renovables como la eólica y la geotermia, pero en el caso de la segunda, el potencial remanente descansa en parques nacionales. Estamos a las puertas de dos conflictos por el territorio, el primero de comunidades que buscarán bloquear proyectos hidroeléctricos y el segundo, la posibilidad de tener que entrar en áreas protegidas. Esto revela vulnerabilidades del país, cuestiones que tal vez hace una década no habrían pasado por la mente. Por ello, aparece un nuevo actor en la escena: el gas natural, que tendrá que ser importado aunque con la posibilidad de explotarlo localmente. El hecho de que teniendo un parque generador fundamentalmente hídrico, ahora se tengan aumentos tarifarios continuos y fuertes de la electricidad, y que el ICE deba recurrir a grandes endeudamientos, nos revela que podríamos estar frente a una gran vulnerabilidad financiera. Incluso podría darse mayor competencia por financiamiento con otro tipo de inversiones como carreteras, hospitales u otros.

**Descriptores:** energía, demanda energética, oferta energética, huella de carbono, transporte público, energías alternativas, contaminación, carbono neutralidad, hidrocarburos, diésel, generación térmica.

## **Introducción**

Los objetivos de la ponencia planteados fueron los siguientes:

- ¿Cuáles son los patrones de producción y consumo energético por regiones del país, sus impactos en el ambiente y la calidad de vida y los principales desafíos en la materia?
- ¿Cuáles son las tendencias en cuanto al uso energético en el país según sujetos y sectores económicos?
- ¿Cuál es el nivel de avance del país en el cumplimiento de la meta nacional carbono neutral al año 2021?
- ¿Qué normas y procedimientos se han definido para alcanzar la carbono neutralidad a nivel nacional?
- ¿Cuáles son los avances, medidas, acciones y retos en materia de medición y compensación de emisiones?
- ¿Qué avances y tendencias se registran en el país en materia energética y forestal para el cumplimiento de la c-neutralidad?

## **El sector energía, su desempeño reciente y sus vulnerabilidades**

El país tiene patrones de consumo y de oferta que potencian su vulnerabilidad, al ser la importación de energía mayoritaria dentro de la Matriz Energética. Usualmente, se ha achacado a los derivados de petróleo esta situación, sin embargo, empiezan a

mostrarse en el horizonte debilidades internas ante el fenómeno de cambio climático, que de una u otra manera afectará a todas las naciones.

Reducir la vulnerabilidad implica cambios de paradigma para los que requiere un debate nacional serio, comprometidos con los más altos valores y no con posiciones firmes y antagónicas que no permiten avanzar. Estos temas están relacionados con los mercados internacionales de energéticos y financieros, con la economía nacional, la situación fiscal, el déficit de infraestructura en general y con temas ambientales, tales como el uso del agua, ordenamiento territorial y contaminación ambiental.

La única manera efectiva de reducir la vulnerabilidad energética, nos lleva a explotar los recursos propios, pero para llegar a esa decisión país, primero deberíamos tener la oportunidad de conocer de qué recursos estamos hablando y su relación beneficio-costos. La declaratoria de moratorias con el objeto de tirar la pelota para adelante, implica renunciar a una visión de mediano y largo plazo. Muchas de estas decisiones deberían llevarse a instancias como el referéndum, claro está luego de tener a mano los elementos técnicos a favor y en contra.

El dibujo de Costa Rica en materia energética consta del consumo intensivo de combustibles para el transporte tanto privado como público, una producción eléctrica basada en un desarrollo de fuentes renovables como la hidroelectricidad y la geotermia. Esto nos ubica en un lugar más o menos intermedio, entre los países muy desarrollados en materia energética tales como Noruega, Brasil y Alemania, y los más atrasados como los países africanos, así como vecinos como Nicaragua, El Salvador y Honduras.

Obviamente, hace años que dejamos atrás el consumo intensivo de leña, pero adolecemos de un transporte ferroviario tanto para carga como para pasajeros bien desarrollado, una utilización mayor de energéticos como el gas natural para la cocción de alimentos para evitar el impacto en la demanda máxima de electricidad a horas pico.

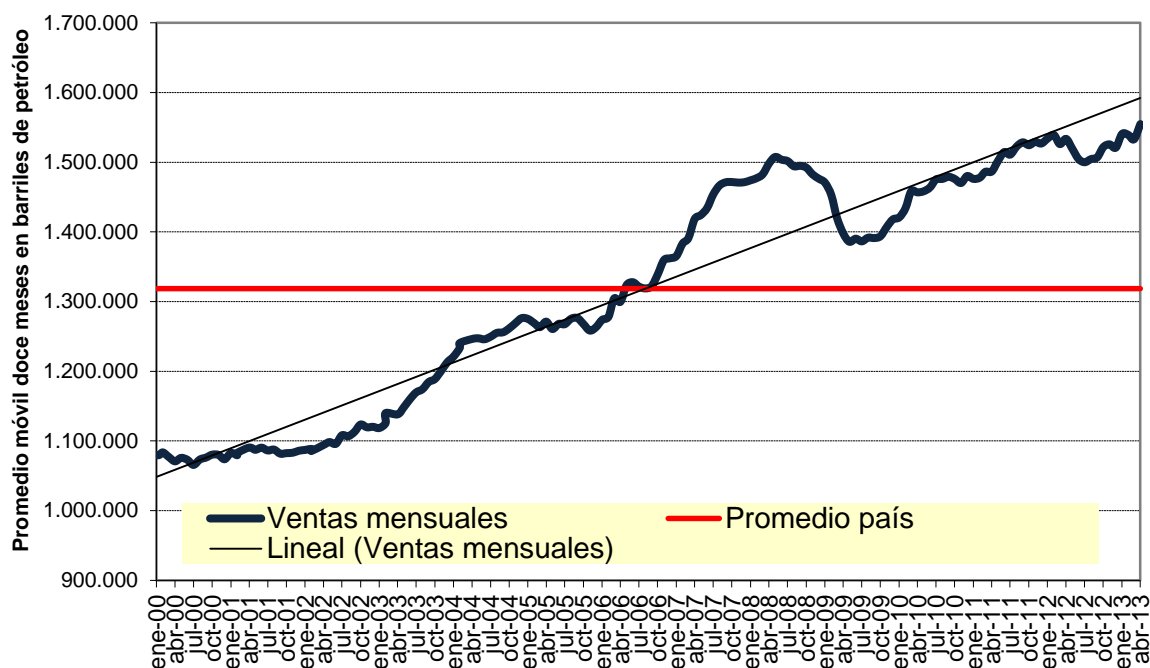
Pero una visión futura del país con trenes eléctricos, la movilización de carga utilizando trenes y vías acuáticas, menor congestión vehicular, es de hecho muy costosa, pero la reproducción del actual modelo energético nacional, lo puede ser aún más. En las siguientes páginas, se espera desarrollar un poco más estos planteamientos generales, pero antes se hace una revisión de lo observado en las estadísticas energéticas.

### **1.1. Demanda energética**

En años recientes se han hecho más evidentes las limitaciones de infraestructura energética para suplir la demanda nacional.

En el caso de los combustibles, existe una importante correlación entre el crecimiento económico y el aumento de la demanda de derivados de petróleo. A continuación, en el gráfico 1, puede observarse cómo se ha venido incrementando la venta de derivados de petróleo a lo largo del período.

**Gráfico 1**  
**Evolución mensual del consumo de derivados de petróleo, 2000-2012**

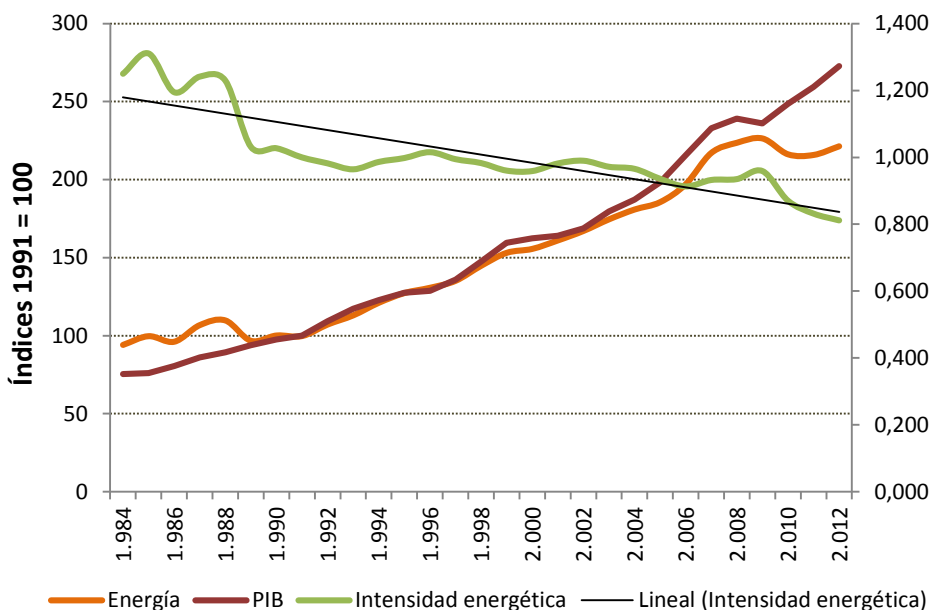


Fuente: Elaboración propia con datos de la Dirección de Servicio al Cliente de RECOPE.

La correlación del consumo de hidrocarburos con el PIB es muy alta. Sin embargo, debe tenerse cuidado con la utilización de series históricas para proyectar la demanda de corto, mediano y largo plazo. Esto por cuanto, el país ha venido cambiando su estructura económica. Antes de los años sesenta del siglo XX, se trataba de un país eminentemente agrícola, luego vino un proceso de industrialización con varias etapas (una de desarrollo hacia adentro y otra de base de exportación) hasta mediados de los años noventa, para luego iniciar una transición hacia una economía de servicios. En la actualidad, conviven todos estos modelos de desarrollo, pero tarde o temprano, debería imponerse la economía de servicios financieros, de turismo, de apoyo a las empresas, todo dependiendo de las mejoras educativas y la inserción del país a nivel internacional.

Lo anterior, se refleja en la reducción de la intensidad energética. En el gráfico 2 se muestra el período correspondiente al inicio de la apertura comercial del país hasta el 2012, más o menos el consumo de energía iba muy de la mano del crecimiento económico entre 1989 y 2003, cuando empieza a darse un desacople entre ambas variables (reduciéndose por ende, la intensidad energética).

**Gráfico 2**  
**Evolución anual de la intensidad energética, 1984-2012**



Fuente: Elaboración propia con base en los Balances Energéticos y estadísticas del BCCR.

Una reducción de la intensidad energética significa, reducción de la vulnerabilidad, ya que al darse en el mundo un shock petrolero o bien, una intensa sequía en el país que conlleve a racionamientos eléctricos, el impacto económico será menor. Si bien, por un lado, el país ha avanzado en algunos ítems de la economía del conocimiento como la mejora de la educación básica, la reorientación de las carreras hacia las demandas laborales del futuro y de las telecomunicaciones, queda pendiente otra agenda relacionada especialmente con el transporte, ya que si a pesar de existir los medios para que pueda trabajar a distancia (teletrabajo) no se utilizan, o si bien, necesariamente debe viajar desde su residencia hasta el trabajo, deben existir las facilidades de transporte público (expedito, limpio, seguro y económico). La reproducción del modelo norteamericano con grandes recorridos, transporte privado casi unipersonal acarrea necesidades de inversión que algunos han estimado en más de US\$2.000 millones anuales para los próximos 15 o 20 años. De lo contrario, experimentaremos una pérdida en la calidad al pasar más horas viajando, recorridos más lentos, más congestión, depreciación de los vehículos y consumo de combustibles.

En materia de hidrocarburos, existe una demanda más o menos previsible, que se relaciona con las ventas para la industria, el transporte y otros servicios, y otra, que viene por parte del ICE y que se relaciona con la generación térmica, que cada día tiende a ser más complicada de estimar por el fenómeno de cambio climático, especialmente cambios en los patrones de lluvias. En 2012, el crecimiento de la demanda por derivados de petróleo creció un 3,8% respecto a 2011 sin contar las ventas para generación térmica, y de un -0,8% anual si se agregan esas ventas. Dentro de los principales combustibles -sin contar las compras del ICE-, el mayor crecimiento

interanual fue el del gasolina súper (8,7%), seguido del búnker C (5,5%), el GLP (3,0%), mientras el diésel (sin contar el térmico) y la gasolina Plus 91 tuvieron un leve cambio (1,2%), el del Jet Fuel fue negativo (-0,9%). Sin embargo, en materia de generación térmica, el búnker para generación creció un 129,2% interanual y el diésel un -83,2%, por la plena operación del PT Garabito.

Los datos anteriores reflejan ciertos eventos que ocurrieron durante el año 2012, el primero, se ha ahondado la tendencia del consumidor por preferir la gasolina súper en detrimento de la Plus 91, debido a varios factores como un diferencial relativamente pequeño de precio entre ambos, además, supuestamente como efecto de la gran entrada de vehículos nuevos al país. Existe la idea de que la gasolina súper es mejor por ser más cara o tener más octanaje, pero esto provoca que el país deba pagar más divisas por una gasolina que a lo sumo la requieren el 10% de los automóviles. Para lograr la gasolina súper se requieren de mayor cantidad de aditivos que eleven el octanaje, algunos como el MMT que el año pasado provocó toda una polémica.

Mientras tanto, por el lado eléctrico que representa un quinto de la energía comercial consumida en el país, se complicó la obtención de datos, ya que actualmente no se publican las ventas en colones sino que solamente en unidades de energía. Para el caso de 2012, ICE (2013) aporta interesante información sobre las ventas y trata de explicar las causas de dichos comportamientos por sector de consumo y por cantón.

Con datos propios disponibles del período 1991-2008 se observa una dinámica territorial donde producto del surgimiento de nuevas actividades económicas, especialmente servicios, se dan cambios en las demandas locales y regionales de electricidad. En el período analizado los cantones con mayor consumo total fueron: San José (10,5% del total), Alajuela (6,1%), Desamparados (5,1%), Cartago (3,9%), Goicoechea (3,6%), Heredia (3,5%), San Carlos y Escazú (2,8%), Puntarenas (2,6%) y Curridabat (2,4%). Las tres comunas con menos consumo fueron: Turubares, Dota y Hojanca.

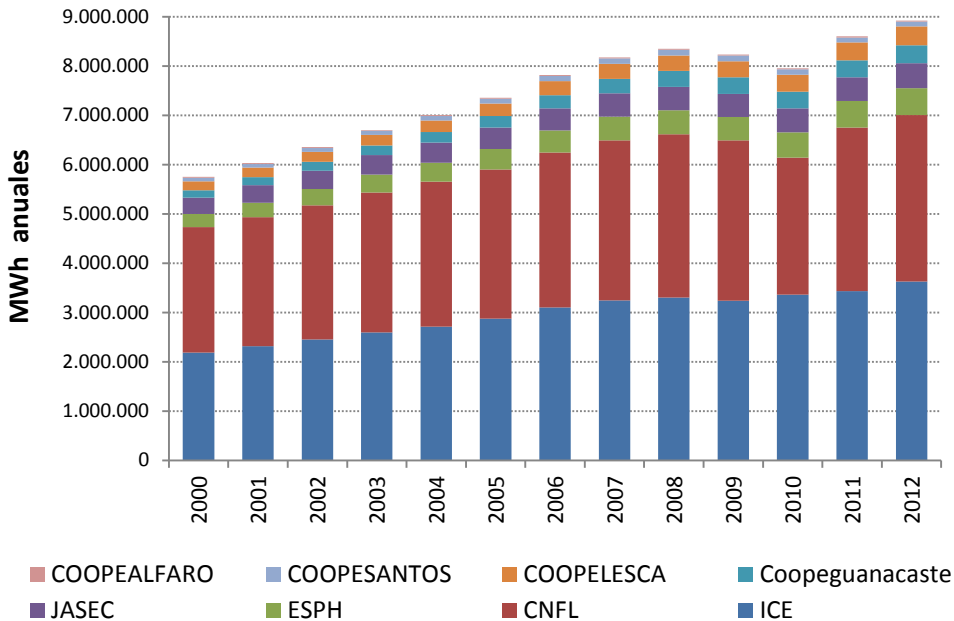
Sin embargo, como se decía se han producido cambios importantes, por ejemplo, mientras entre 1991 y 1995, San José demandaba el 13,4%, entre 2006 y 2008 apenas el 8,2%, entre tanto, Garabito pasó de 0,2% a 1,3% en el mismo período. Esto ha representado un reto para las empresas distribuidoras ante la expansión de la demanda que requiere de importantes obras en distribución.

En el gráfico 3, puede observarse el comportamiento de la demanda por área de cobertura de cada una de las empresas distribuidoras de electricidad. La CNFL tiene la mayor facturación durante el período 2000-2012 con el 40% de las ventas, seguido de cerca por el ICE con 39,3%, ESPH (5,8%), JASEC (5,7%), COOPESLESCA (3,7%), COOPEGUANACASTE (3,5%), COOPESANTOS (1,3%) y COOPEALFARO (0,3%).

El mercado está dividido entre zonas geográficas denominadas áreas de concesión, así por ejemplo, JASEC opera en una parte de la provincia de Cartago, sin embargo, el ICE es el único que atiende clientes de alta tensión como Intel, mientras que las grandes industrias sólo son atendidas por el ICE y la CNFL. Algunos otros distribuidores han realizado inversiones de cara a atender a este tipo de clientes, especialmente, JASEC, ESPH y COOPEGUANACASTE.



**Gráfico 3**  
**Evolución de las ventas de electricidad según empresa distribuidora, 2000-2012**



Fuente: Elaboración propia con datos del Proceso de Tarifas y Mercado del ICE (2013 y varios años).

En 2012, de ICE (2013) se extraen una serie de datos dignos de resaltar: el primero, es que ESPH fue la empresa de mayor incremento en ventas tanto en 2012 (13,4%) como en 2011 (13,6%) en el sector general (comercio y servicios) ratificando el crecimiento económico de esta zona del país, segundo, en un mismo orden, Escazú es el cantón con más centros comerciales del país, con las necesidades energéticas que eso implica, tercero, aun cuando la industria es el sector económico más grande del país, el consumo de electricidad bajó un 3,4% en 2012, salvo en Heredia, sin embargo, donde más crece la demanda en el país es el área servida por COOPEGUANACASTE R.L.

Otro tema relevante en ICE (2013) es la descripción que hace de los principales resultados de la Encuesta Consumo Energético Nacional 2012, realizada por Interamericana de Desarrollo para la Dirección Sectorial de Energía (DSE). Datos como que la refrigeración sigue siendo la mayor utilidad de la electricidad en los hogares (58,9 kWh/mes promedio o algo así como la cuarta parte del total). También, se revela que el equipamiento de los hogares ha crecido y que prácticamente la totalidad de los hogares cuentan con refrigerador, plancha eléctrica, lavadora de ropa y olla arrocera. La refrigeración también es vital en el sector comercial, mientras en servicios el aire acondicionado. La cocción en los hogares ha caído como parte del total de consumo eléctrico desde un 32,6% en 2001 hasta 13,8% en 2012.

En el caso de los hidrocarburos, RECOPE cuenta con un Sistema de Información Geográfico que se construye a partir de la ubicación del cliente (estación de servicio,

industria y otros). Sin embargo, ha desarrollado una regionalización de acuerdo con la ubicación de los diferentes planteles. Entre 2010 y 2012, el plantel La Garita que cubre la provincia de Alajuela, Heredia y parte de San José, se ubica como el plantel con más ventas (27,6% promedio simple), seguido de El Alto que cubre parte de San José, Cartago y la zona Sur (25,5%), Moín (que cubre la demanda de la provincia de Limón más la totalidad de ventas de GLP, Diésel Pesado, Búnker –excepto Garabito- y la casi totalidad de asfaltos) con un 22,5%, Barranca (Pacífico Central y Norte, además del PT Garabito) con 17,2%, el Aeropuerto Juan Santamaría (5,8%) y el Daniel Oduber (1,3%). En el Tobías Bolaños y Aeropuerto de Limón las ventas representan unas décimas. Este comportamiento de la demanda ha llevado a RECOPE a planificar y ejecutar una serie de inversiones en ampliación de almacenamiento para reducir la vulnerabilidad interna, ante algún problema en el poliducto.

## **1.2. Oferta energética**

La oferta energética de Costa Rica se compone principalmente de tres grandes elementos: los hidrocarburos, la electricidad y la biomasa. En cuanto al primero, en 2012 alcanzaron los 101.899 TJ (60% del total), la electricidad 36.596 TJ (21%) y la biomasa (leña y Residuos Vegetales) con 32.562 TJ (19%). De los tres, el componente de importación directa del primero es del 94% versus la electricidad que rondó el 4,1%.

Respecto de 2011, la oferta de hidrocarburos y electricidad se incrementó en un 3,8% de acuerdo con el crecimiento de la demanda. En cuanto a la oferta de hidrocarburos, en agosto de 2011 la operación de la refinería de Moín fue suspendida a raíz de la necesidad de realizar un inventario exhaustivo de las unidades y componentes que podrían reutilizarse de cara a un *revamp* (modernización), por lo que es inevitable hablar del proyecto de Ampliación y Modernización que ha impulsado RECOPE desde el 2007 en convenio con la *China National Petroleum Corporation*).

Una refinería consiste básicamente en una serie de módulos (o unidades) que realizan una serie de procesos, iniciando por el más básico que es el de destilación atmosférica. RECOPE espera utilizar a máxima capacidad la actual unidad de 25.000 barriles diarios y agregarle una nueva de 40.000 barriles de carga. A esto viene un conjunto de unidades de reformado e hidrotratamiento (tanto de naftas como de destilados) para obtener diésel y gasolinas con los más altos estándares de calidad (reducción al mínimo de azufre y de aromáticos, entre otros). Permitiría procesar crudos pesados relativamente baratos y producir una mayor cantidad de los productos ganadores a futuro: diésel ultra bajo azufre, Jet Fuel y gasolina súper. Prácticamente no produciría bunker C ni GLP, pues se aprovecharían los mismos para obtener mejores cortes y para consumo propio de la refinería. La refinería requeriría de importantes niveles de hidrógeno para lograr quitar el azufre de los combustibles y es aquí donde entra en juego la posibilidad de utilizar gas natural, ya que cumpliría la doble función de proveer hidrógeno y servir de combustible para autoconsumo de la planta, reduciendo de paso, la necesidad de utilizar electricidad.

Como se aprecia, los proyectos de refinería y gas natural se complementan, no necesariamente compiten entre sí. Una oferta importante de gas natural permitiría no tener que importar grandes cantidades de bunker C para la operación de la refinería, ni para suplir el mercado nacional (especialmente, industrial). También permitiría sustituir cortes como el Diésel Pesado, Nafta Pesada o IFO 380 que si bien se podrían obtener de la planta, no serían rentables. Y por supuesto, podría darse una modernización del parque térmico de generación eléctrica.

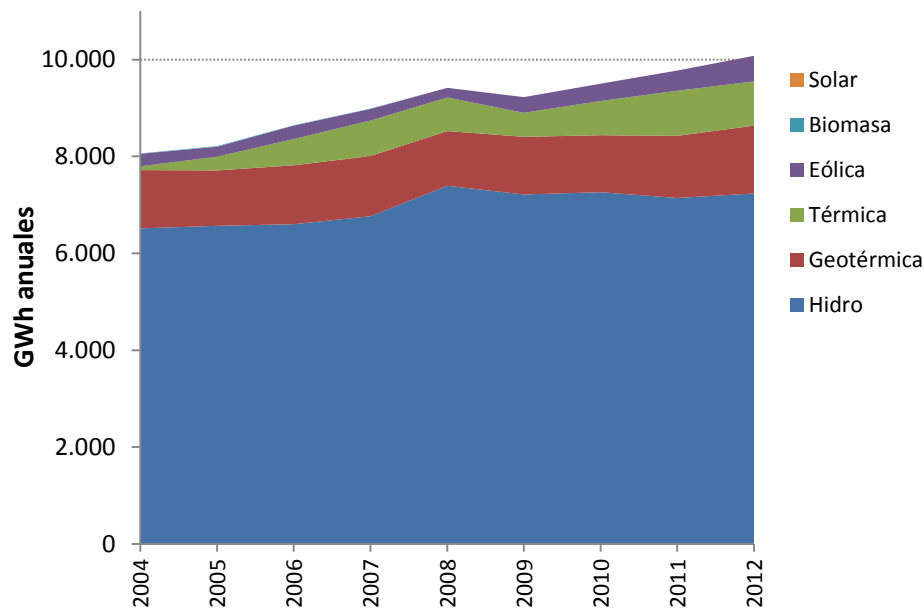
El gas natural se puede comprar/vender como LNG (líquido) o GNC (comprimido), en efecto, es una energía más limpia que los derivados de petróleo (un tercio más limpia que el diésel o las gasolinas en el proceso de combustión), pero si se tiene acceso directo a la fuente. En el caso que nos compete debe aclararse a la opinión pública lo siguiente: el LNG cotizado por ejemplo, en Henry Hub (marcador de precio en la Costa del Golfo) no sobrepasa los US\$4 por millón de BTU o bien, ronda el tercio del costo del crudo WTI al hacerse la conversión a Barriles Equivalente de Petróleo (BEP), sin embargo, a eso hay que agregarle costos por licuefacción y transporte en buque metanero hasta Moín. Por otro lado, si bien los Estados Unidos aparece como un potencial proveedor, éste debe desarrollar primero las facilidades para la exportación (licuefacción) del gas natural que se prevé que uno de ellos sea Corpus Christi, Texas, y en segundo lugar, que el gobierno de ese país autorice venderle LNG a Costa Rica (debido a supuestas restricciones en la forma en que se negoció el CAFTA o TLC).

No menos importante es el tema de las facilidades para desembarcar el LNG, regasificarlo y almacenarlo. Para ello RECOPE está en proceso de contratación de la ingeniería básica de la I etapa de infraestructura en Moín. La alternativa de traer isotanques es sumamente costosa y de poco interés por parte de los proveedores. RECOPE se encuentra trabajando junto a la ARESEP sobre la forma de establecer un precio para el producto en el país. Se intentaron dos licitaciones para traer producto con isotanques pero no fueron viables por su alto costo, pero el proyecto como tal sigue.

Para propiciar el incremento del tamaño de los embarques de crudo y por ende, lograr mejores precios de importación (al reducirse el flete muerto, la congestión en puerto y traer lotes más grandes), RECOPE inició a mediados de 2012 la construcción de una nueva terminal portuaria que utilizaría tecnología de punta en cuanto a amarre de barcos, descarga de producto y sistema contra incendios. Esta obra de US\$103 millones, se espera recibir en julio de 2014 de no darse atrasos por mal tiempo.

Por el lado de la electricidad, en 2012 se dio la entrada en operación del PH Toro III (proyecto de un fideicomiso ICE-JASEC) y que aporta 47,52 MW de potencia, así como del parque Solar Miravalles (primero en el país) y que aporta 1,01 MW, así como un incremento neto de 6,3 MW en la generación paralela hidroeléctrica. Pero por otra parte, se dio el retiro de 60 MW del PH Río Macho debido a trabajos de modernización luego de 50 años de operación y que aumentarán en 20 MW la potencia, con un costo de US\$120 millones. El PH Cachí también será sometido a mejoras similares. Además, se dio el retiro de plantas térmicas como el TEIC San Antonio (140,92 MW), ALSTOM Barranca (99,5 MW), la hidroeléctrica Cacao (0,672 MW) y el proyecto de biogás Río Azul dejaron de operar. Esto provocó que la potencia instalada en el país bajara de 2.931,4 MW a finales de 2011 a 2.723,2 MW a fines de 2012.

**Gráfico 4**  
**Evolución de la generación de electricidad por fuente, 2004-2012**

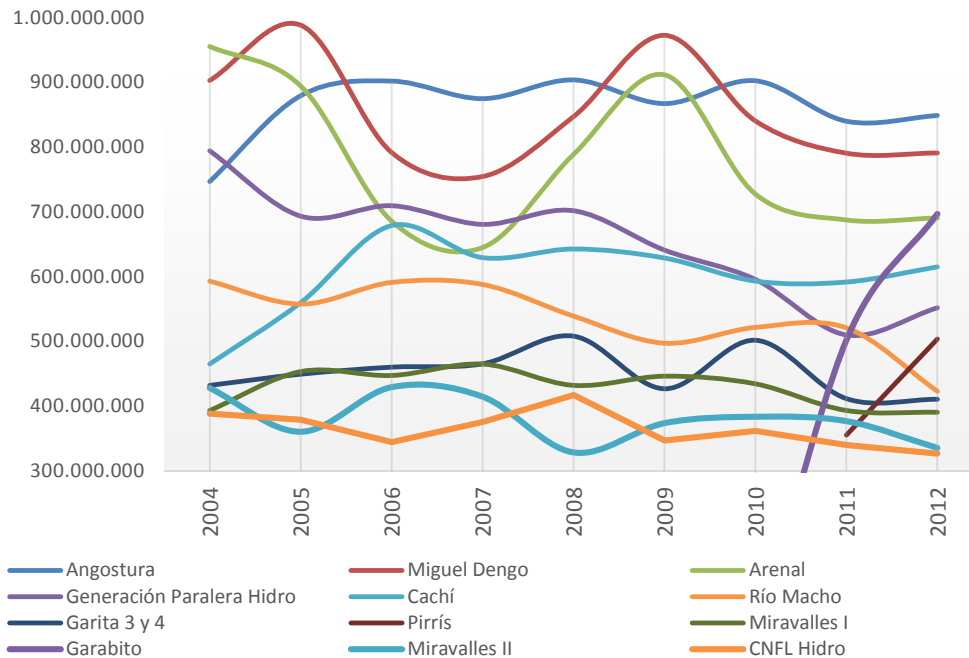


Fuente: Elaboración propia con datos del ICE-CENCE.

Ahora al adentrarse en la situación de vulnerabilidad que amenaza al país, a raíz de la postergación en un primer caso de inversiones estratégicas durante años anteriores, y en segundo lugar, por la amenaza del fenómeno cambio climático, es un hecho, que si el país volviera a tasas de crecimiento económico superiores al 6%, habría altas probabilidades de riesgo de desabastecimiento, más probablemente, de electricidad.

Está claro que en el caso de los hidrocarburos, un conflicto geopolítico, especialmente en el Medio Oriente podría propiciar una escalada de precios tanto en crudo como en derivados, así como cortes de suministro ya sea por embargos, bloqueo de algún estrecho, entre otros. Para este tipo de shocks el país no está preparado, en primer lugar porque la metodología tarifaria de ARESEP establece un *pass through*, lo que implica que dichos aumentos en el Precio de Referencia Internacional (PRi) serían trasladados íntegramente al consumidor. Si bien, es necesario ingresar al tema de las coberturas, no es un tema sencillo técnicamente hablando, y requiere que sea reconocido tarifariamente por la ARESEP, ya que sería equivalente a comprar un seguro. Para mayor ilustración del lector se agrega un Anexo donde se explica el fenómeno de formación de precios al que está sometido el país y sus tendencias.

**Gráfico 5**  
**Evolución de la generación de electricidad por planta, 2004-2012**



Fuente: Elaboración propia con datos del ICE-CENCE.

Sin embargo, en materia de combustibles queda mucho para hacer reducir la vulnerabilidad en el caso de un shock de oferta internacional, es decir, que se suspenda el suministro por días o semanas. Desde 1983 el Decreto Ejecutivo No. 14.874-MIEM obliga a RECOPE a contar con almacenamiento de al menos 60 días en los principales productos: diésel, gasolinas y Jet Fuel. Cumplir esta norma sería estratégico, pero implica un costo, por un lado es preciso aumentar el parque de almacenamiento y por el otro, tener un inventario inmovilizado. Por esta razón, RECOPE requiere que se le reconozcan las inversiones, ya que los costos de operación no se modifican desde abril de 2009.

En el caso eléctrico también se dan amenazas: las primeras de tipo climático y las otras de tipo financiero. Como se aprecia en el gráfico 4, al tomar las doce principales plantas de generación del país, resaltan los vaivenes de las plantas relacionadas con el embalse Arenal (Miguel Denigo y Arenal), mientras el PH Angostura en Turrialba ha sido de los que ha aportado más estabilidad al sistema. Allí se cuenta el PT Garabito que es clave en estos momentos y Pirrís que ha sido objeto de una serie de cuestionamientos que van desde su costo, los daños colaterales por la presa y su bajo factor de carga. Pero si se observa más detenidamente puede verse una tendencia decreciente en la generación: La generación a base de la fuerza del agua se mantiene por el ingreso de nuevas plantas, los cambios en los patrones de lluvias han afectado tanto plantas grandes como pequeñas, del ICE como privadas, de embalse como de filo de agua, es algo que ya no se puede negar, pues está sucediendo lo mismo con la producción de

agua potable. Esto conlleva a preguntarse ¿el modelo que caracterizó al país, de aprovechar su potencial hidroeléctrico no debiera revisarse?

Cuando se planifica la expansión de la generación eléctrica debe disponerse de un conjunto de proyectos, los cuales deben haber pasado al menos por la etapa de prefactibilidad y así decidir según consideraciones técnicas y de costo. Entonces, al revisar los planes de otros países latinoamericanos, uno se da cuenta que los proyectos planteados por el ICE son los más caros en dólares por kV instalado. Un costo más allá de los US\$2.500 por kV es considerado caro, el PH Reventazón supera los US\$4.400/kV y el PH El Diquís los US\$3.200/kV. ¿Es preciso construir a toda costa proyectos cuesten lo que cuesten? También debe tomarse en cuenta que el apoyo popular a proyectos de embalses ha disminuido dramáticamente en el país y en el mundo. Es preciso también cuestionarse si los proyectos vienen a apoyar la disponibilidad de energía en temporada seca o si están disponibles para apoyar las horas pico.

Al realizar la reflexión según las inquietudes anteriores, pareciera que el PH El Diquís debe ejecutarse al ser un embalse de regulación interanual, pero otros proyectos que se encuentran dentro del Plan de Generación deberían ser revisados. Ahora bien, ¿existen alternativas para la generación hidroeléctrica? La respuesta es afirmativa, pero de carácter limitado en el caso de Costa Rica, ya que el potencial teórico remanente eólico es 149 MW, el de biomasa de 51 MW y el geotérmico de 95 MW (VI Plan Nacional de Energía). La energía solar también es relativamente escasa pues el país presenta nubosidad en la mayoría de su territorio, aparte de su alto costo.

Por el lado de la vulnerabilidad financiera, el tema no es menos inquietante. Costa Rica logró mediante la posposición de inversiones, contención del gasto público y otras dolorosas medidas, reducir la deuda externa entre 1990 y 2006. Como en esa época empezó a darse una mejora en la recaudación tributaria, se redujo la necesidad de contener el gasto y se inició un proceso en búsqueda de recuperar el tiempo perdido en materia de infraestructura. En ese espíritu, el ICE fue facultado por la Ley 8660 a endeudarse hasta un cierto límite, con una gran flexibilidad en los trámites (excepcionado del Decreto Ejecutivo 35.222-H y de la Ley de Contratación Administrativa, por citar ejemplos). Esto fue visto de manera positiva pues podría darse una mayor oportunidad en la entrada de proyectos energéticos. Sin embargo, a esta fecha este endeudamiento ronda los US\$3.000 millones y se prevé un incremento mucho mayor cuando empiece el desarrollo del PH El Diquís.

En materia de instituciones públicas, el ICE ha sido pionero en la utilización de nuevas formas de financiación de obras, por ejemplo, los fideicomisos como Peñas Blancas, Cariblanco y Garabito, también las emisiones de títulos valores en moneda nacional y dólares tanto en Costa Rica como en El Salvador, sin olvidar, la colocación la colocación según artículo 144A de la ley de valores de Estados Unidos. Ante la política de confidencialidad del ICE es muy complicado saber en qué condiciones se han pactado esos endeudamientos. A favor del endeudamiento para inversión, el país ha mejorado su perfil crediticio, tal y como se ha visto con las colocaciones de bonos soberanos en meses recientes y en un momento de tasas de interés históricamente bajas. Pero en contra tenemos la creciente exposición cambiaria que se asume, ya que ahora el dólar estadounidense ha estado relativamente débil por las políticas

expansivas de la Reserva Federal. ¿Qué pasaría en una situación de una devaluación o una depreciación acelerada del colón?

Anteriormente, se mencionó lo que ocurre con el caso de RECOPE cuando se da un aumento o una baja en los mercados internacionales. Pues en el caso del ICE se ha instaurado un mecanismo similar, expresado sobretodo en el Costo Variable de Combustibles (CVC) que fue aprobada mediante Resolución 1031-RCR-2012 del 21 diciembre de 2012 y que en lo sustantivo es un componente de la tarifa de generación que se le reconoce al ICE, e incluye el gasto asociado al consumo de combustible en la operación de las plantas térmicas. Se hacen fijaciones trimestrales, las cuales revisan las estimaciones hechas el año inmediato anterior. Las otras distribuidoras de electricidad también forman parte de esta fijación tarifaria ya que reciben el impacto del costo reconocido al ICE. Claro está este no es un tema de resorte exclusivo del Regulador, es necesario discutir medidas para atenuar el impacto de menos lluvias, ya que este fenómeno pareciera tender a ser más frecuente. Este tema ha sido objeto de controversia por parte de los grandes consumidores.

La Resolución RIE-055-2013 de la Intendencia de Energía de ARESEP, determinó que el combustible utilizado en el PT Garabito estaba subsidiado, ya que no es búnker C común de 3% de azufre, sino un producto especial que se prepara para el ICE un proveedor en el extranjero mediante la mezcla de 60% de Bunker #6 3% y 40% diésel *Ultra Low Sulfur* (ULSD), lo que significa un alza de ₡37,85 o 10,63%. Esto obviamente impactará al CVC probablemente en el futuro cercano. Si bien es cierto, el costo de un kWh no ofrecido o racionado, es varias veces más costoso que al costo más alto de generación térmica, debe reflexionarse sobre lo que va a hacer el país en los próximos años si la escasez de lluvias empeora. Este búnker de 1,8% de azufre también viene con una serie de metales y debe pasar una prueba de compatibilidad. En febrero de 2013 se debió devolver un barco con dicho combustible pues no pasó las verificaciones de calidad, esto obligó al ICE a comprar diésel a RECOPE para poder generar en marzo, subiendo sus costos. Tiene una logística muy compleja, empezando porque debe descargarse en Caldera cisterna por cisterna con los riesgos que eso implica y llevarlo hasta el PT Garabito o al plantel Barranca, proceso que además es muy lento (un barco que atracó en abril con 188 mil barriles fue descargado en 11 días). En definitiva, la operación del PT Garabito tiene una serie de vulnerabilidades, especialmente, si debe operar de forma continua como lo ha sido durante el 2013.

Otro caso relacionado con esta temática es el proyecto de Ampliación y Modernización de la Refinería del cual se ha dado una discusión de los alcances del proyecto. Diversos entes han participado como la Contraloría General de la República (CGR), la Defensoría de los Habitantes, el Colegio de Ingenieros Químicos, entre otros grupos. Las críticas han ido desde la oportunidad de hacer una refinería cuando supuestamente se está acabando el petróleo, los supuestos del estudio de factibilidad, los estudios técnicos y su costo, el margen neto de refinación y si los precios al consumidor subirían o bajarían.

En 2012, el proyecto fue objeto de escrutinio de esos grupos y algunos de ellos continúan en ello, fue objeto de reportajes periodísticos y hasta de una auditoría de la CGR. Lograr el financiamiento de un proyecto valuado en unos US\$1.500 millones no es sencillo, de ello, podríamos afirmar que ha sido la tarea más difícil de este proyecto.

Si se llegase a concretar tal y como está planeado (se espera que su construcción inicie a finales de 2013) permitiría un cambio de paradigma pues sería la instalación química más avanzada del país y podría ser pivote para el desarrollo de otras actividades económicas en Limón como la petroquímica. El contar con la refinería reduce la vulnerabilidad en el suministro de combustibles que serán importantes en el país por lo menos para los próximos treinta años, para ello deben asumirse riesgos de carácter financiero que pueden atenuarse con diversas medidas de cobertura.

Desde finales de abril de 2013 se ha venido cuestionando diversos tópicos del proyecto de Refinería. Es preciso aclarar que la figura seleccionada de una empresa conjunta es la única posibilidad de realizar el proyecto, ya que los activos de RECOPE actualmente suman US\$1.000 millones y financiar US\$1.500 millones dentro del balance y sumando otros US\$1.100 millones de otros proyectos de inversión (tanques y otros), es imposible. RECOPE ha contratado recientemente una empresa española de primera línea (Técnicas Reunidas o TR) para corroborar el costo de la oferta recibida por la constructora china; en enero pasado, TR llegó a la conclusión de que la ampliación de la refinería de Talara en Perú valía al menos el doble de lo que estimaba Petroperú, aun así ésta empresa decidió en días recientes hacerla entre tres etapas por un monto total de US\$2.700 millones (ampliación de 65 mil a 95 mil barriles diarios). Habrá que esperar qué dice TR acerca del proyecto de RECOPE por medio de SORESCO. También RECOPE está en pláticas con CONARE para definir un mecanismo para que las universidades públicas puedan verificar aspectos técnicos y financieros del proyecto.

El PH El Diquís, se encuentra detenido a la espera de que las comunidades indígenas organicen una consulta válida para decidir si permiten el uso de sus tierras para el embalse, de acuerdo con el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT). Con un costo que ronda los US\$2.072 millones, también representaría un duro reto para el ICE de conseguir financiamiento casi inmediatamente del cierre financiero del PH Reventazón, pues también el riesgo de insolvencia asociado a la actividad se incrementa. También El Diquís representa el caso más visible de la competencia creciente por el uso de la tierra que afrontan los proyectos hidroeléctricos.

Pero no sólo los proyectos hidroeléctricos son cuestionados. La geotermia representa la forma de generación más segura y de menor impacto ambiental, aprovecha el calor de la tierra, y es segura porque está disponible todo el año, a toda hora y con un costo de operación relativamente bajo. Hasta hace pocos años atrás cuando empezaron los desarrollos en Miravalles y el Rincón de la Vieja, no recibían menos que halagos. Sin embargo, el potencial de desarrollo de esta actividad está llegando a su límite, al menos en lo que respecta a tierras no protegidas. Desde el año 2006, se ha venido pensado en mecanismos que permitan la explotación de los recursos energéticos que se encuentran en los parques nacionales. Anteriormente se presentó un proyecto de ley para permitir una utilización genérica de dichos recursos el cual fue desechado. Pero luego surgió la posibilidad de que legalmente se permitiera al ICE entrar a esas tierras y compensara con otras tierras, consenso que se ha resquebrajado en los últimos meses, otra posibilidad es modificar los usos de la zona protegida. El avance intelectual del ser humano ha permitido el uso sustentable de los parques nacionales, no son lugares intocables, pues de lo contrario, ¿cuál sería el rédito económico para la sociedad de los mismos?



### **1.3. Huella de carbono en 2012 y tendencia**

En la ponencia del XVI Informe Estado de la Nación se presentó una proyección de la huella de carbono hacia 2021. En esta ocasión y con base en revisión de las demandas de combustibles y de leña, se hace una nueva estimación de emisiones que reduce en 4 millones de toneladas la estimación para ese año. En este sentido, se observa un aumento del 5,2% respecto a 2011 en las emisiones de GEI sumando en 2012 un total de 10.611.769 toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>. De este total, son atribuibles a los hidrocarburos el 56,5% con un aumento del 3,1% interanual. Le sigue la generación eléctrica con el 11,7% del total (alza del 37,2% por el uso intenso de generación térmica).

Las emisiones de GEI según tipo de gas se dividen en Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) con el 92,6% con un alza del 2,7% interanual, luego con un 0,7% se encuentra el Óxido Nitroso (N<sub>2</sub>O). El tema de la Huella de Carbono se mantiene dentro de la tendencia, dentro de lo cual es importante, la reducción del consumo de leña y una generación eléctrica más limpia, aunque para lograr una reducción sostenible de las emisiones, se debe intervenir el sector transporte. Lograr la meta de Carbono Neutralidad en 2021, requeriría de inversiones de cientos de millones de dólares por año, que no se están desarrollando al ritmo requerido. Si bien, se continúa hablando de la meta Carbono Neutral en 2021, y a pesar de que se ha desarrollado una oficina encargada del tema en el MINAE, nos parece que con los planes actuales de desarrollo de infraestructura, el retraso de proyectos eléctricos emblemáticos y acciones tímidas en materia de transporte, esa meta no se observa factible.

Propiamente hablando de las emisiones de CO<sub>2</sub>, las emisiones más representativas en 2012 fueron las del diésel (26,6% del total), las de la leña (15,3%), las de Gasolina Plus 91 (12,5%), las de Gasolina Súper (9,3%), las de Bagazo (7,0%), Otros Residuos Vegetales (4,0%), el generación eléctrica térmica (4,9%), el Fuel Oil (3,7%), el GLP (3,4%). El listado de fuentes energéticas anterior, muestra que todas las formas de energía contaminan, unas más que otras. El éxito de redundante en utilizar las más eficientes en mayor proporción. El país se encuentra en una encrucijada entre tener precios competitivos de la energía, reducir emisiones, lograr C Neutralidad y financiar millonarios programas de inversión. Viendo el paisaje a hoy, parecen objetivos cada vez más difíciles de lograr y aún más, simultáneamente.

### **1.4. Energías alternativas, transporte público y energía**

La demanda de combustibles para el sector transporte, en 2012 estuvo dominada como es costumbre por el diésel con un 44,2% del total, seguido de la Gasolina Plus 91 (25,9%), Gasolina Súper (19,5%) y el Jet Fuel (9,8%).

Dentro del diésel, la mayoría es consumida por los vehículos de carga liviana (33,1% del total), seguida de la carga pesada (30,2%) el transporte público (17,9%) y el equipo especial (11,6%), el ferrocarril apenas el 0,2% que refleja lo mucho que falta en este campo.

En otro orden de cosas, el caso de los biocombustibles, no ha habido mayores cambios del status quo, salvo proyectos piloto y las iniciativas privadas con aceites de cocina.

### **1.5. Contaminación Atmosférica**

La contaminación atmosférica está relacionada con el uso intensivo de energía, sea para usos industriales como en el sector transporte. RECOPE continúa con el proceso de reducción de azufre en el diésel (bajará a 15 partes por millón) y se espera más adelante, hacer lo mismo con las gasolinas. Empero, un estudio de la Universidad Nacional detectó menos concentración de partículas PM<sub>10</sub> (menores a los 10 micrómetros), pero niveles de PM<sub>2,5</sub> que son más dañinos para la salud superan las normas internacionales en cuatro de cinco sitios del Área Metropolitana.

### **1.6. Carbono Neutralidad**

El país cuenta desde el 2009 con una estrategia Carbono Neutralidad, ha suscrito diversos acuerdos en foros internacionales, comprometiéndose con la reducción de emisiones. De hecho, ya cuenta con una Dirección de Cambio Climático dentro del MINAET. Sin embargo, todo esto puede quedar en una declaración de buenas intenciones de no ser por el concurso del sector privado. Es así como algunas empresas se han comprometido a ser certificadas por los entes competentes de manera tal que eventualmente sus productos y servicios reciban un tratamiento diferenciado por parte del consumidor, estando dispuesto éste a pagar más por ellos.

Desde 2007 cuando el gobierno anunció la meta de lograr para el 2021 la meta de C Neutralidad, se han dado avances en otros países del mundo como Inglaterra, Francia, Japón y Nueva Zelanda, que permitirán en futuro la comercialización de productos hechos en el país, reconocidos internacionalmente por su reducción de la huella de carbono. Por ello, existen diversos esfuerzos por parte de la Universidad EARTH, la UCR, así como un grupo de empresas que conforman el Grupo de Trabajo C-Neutro.

Uno de los hitos en este proceso, es que a finales de 2011 se dio a conocer la norma INTE12.01-06:2011 que está enlazada con las normas ISO tales como la INTE/ISO 14064 que consiste básicamente en establecer un sistema de gestión que permita verificar la C Neutralidad en una organización. Dentro de sus novedades introduce la Unidad Costarricense de Compensación (UCC), como “unidades de CO<sub>2</sub> equivalente provenientes de las emisiones evitadas, reducidas, removidas y/o almacenadas que son monitoreables, verificables y reportables.” Con esta norma, ya se han certificado un grupo de siete empresas, especialmente del ámbito industrial.

La C Neutralidad consiste en varias etapas donde resaltan el inventario de emisiones, acciones de reducción y remoción de emisiones, así como mecanismos de compensación, tales como el CER (*Certified Emission Reduction*) y los VER (*Voluntary Emission Reduction*) que son de corte internacional y las antes mencionadas UCC de orden nacional.

Sin embargo, a pesar de los avances observados aún se encuentra lejos el país del ritmo necesario para lograr la meta en el Bicentenario. Esto por cuanto, aun cuando toda la industria lograrse certificarse, el reto de reducción de emisiones se encuentra fundamentalmente en dos actividades económicas: la agropecuaria y la energía. Dado

que la energía es nuestro tema en discusión, tendríamos que afirmar que las acciones de reducción de carbono, benefician al sector, al darse ahorros energéticos en las industrias, los hogares, las empresas o entes gubernamentales; adicionalmente, mejora la competitividad del país, pues eso debería traducirse en menores costos, y obviamente, reducción de importación de combustibles, así como ambientalmente, se dan varios beneficios como aire más limpio.

No puede haber una meta exitosa en materia de ahorro energético ni reducción de emisiones, sin un plan de transportes que se ejecute a un ritmo importante de aquí al año 2021. El tiempo apremia, pues se deberían ejecutar infraestructuras cuyo planeamiento, diseño y ejecución pueden llevarse años. Además, lograr el financiamiento de estos proyectos no es fácil, pero debe dársele la mayor prioridad: trenes eléctricos que comuniquen en varios sentidos el Área Metropolitana.

A la fecha, existen algunos ofrecimientos concretos de empresas constructoras de autobuses, vehículos tanto híbridos como eléctricos, e incluso la posibilidad de lograr alguna facilidad crediticia, pero la implementación interna, requeriría de una coordinación interinstitucional, así como del sector privado, que no es sencilla de lograr. Podrían darse avances privados en los próximos años en materia de reducción de emisiones especialmente, si países similares al nuestro compiten en los mismos nichos.

## **Reflexiones finales**

El objetivo de esta ponencia es llamar no sólo a la reflexión sino a la acción. Es preciso que el país inicie un debate sobre cómo va a asegurarse la energía del futuro, por lo que habrá que encontrar las soluciones económicamente más rentables con el menor impacto ambiental posible, valorando los siguientes aspectos:

1. Aun con un plan agresivo de inversiones en energías renovables y sustitución de vehículos que funcionan totalmente con combustibles fósiles por híbridos o eléctricos, se espera que cuando menos, la demanda por hidrocarburos aumente en el país un tercio de los niveles actuales, es decir, seguiremos dependiendo del petróleo, a diferencia de los países desarrollados donde ya se observa una contención de la demanda. Proyectos de ampliación y modernización de refinerías se están planeando o ejecutando en Brasil, Perú, Ecuador, Colombia y México, así como en muchas economías emergentes.
2. La generación hidroeléctrica tiene la ventaja de que el costo del recurso (el agua) utilizado es muy bajo, sin embargo, el costo de construcción de represas se ha incrementado por el alza en el acero y el cemento, entre otros. El país debe tener al menos un embalse de regulación plurianual más, es imposible seguir dependiendo solo de Arenal, si lo que queremos es seguir con el modelo de utilizar al mínimo los combustibles. Tiene desventajas como la inundación de tierras, la reubicación de pueblos, la pérdida de algún tipo de paisaje o elemento histórico, cultural, así como que también emiten carbono.
3. La geotermia es una energía somos pioneros y ha resultado muy útil, puesto que tienen un bajo costo de operación y son muy estables, operan todo el año a toda hora, se aprovecha un recurso natural (el vapor), el cual se reinyecta para que siga el ciclo. Nuestro problema es que la mayoría de nuestros volcanes se

encuentran en parques nacionales. Hay quienes ven en la aprobación de una dispensa (del tipo que fuere) de entrar al PN e instalar una planta como un portillo que significaría el fin de estas áreas de conservación. El PN Rincón de la Vieja aparece en primera línea con un proyecto de ley en ese sentido, si se diera el caso de que se aprobara, no significa necesariamente que se aprobarían proyectos similares. La pregunta es: ¿debemos correr el riesgo?

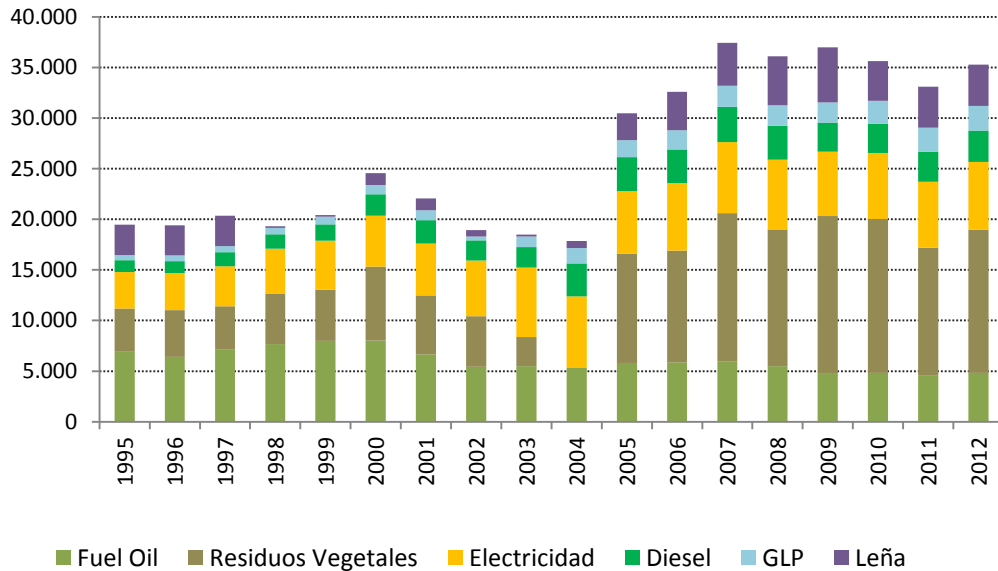
4. La generación eólica depende de vientos sostenidos. Ha demostrado también ser muy valiosa en los primeros meses del año cuando los vientos alisios aceleran y las lluvias se vuelven esporádicas. Sin embargo, también pueden llegar a instalarse en lugares donde generan contaminación visual, incluso hasta en zonas hoy vedadas. Entre sus desventajas está su costo de inversión y su factor de carga, pero es una tecnología que ha avanzado mucho y hay disponibilidad, incluso con facilidades de financiamiento.
5. La energía solar en un país con las condiciones de nubosidad como Costa Rica, no pareciera ser una opción muy atractiva a escala mayor por el área abarcan los paneles, pero si puede ser una opción a nivel micro en edificios y hogares para el calentamiento de agua.
6. El gas natural. RECOPE se encuentra trabajando en un proyecto que permita la importación de este energético, que ha venido ganando espacios en el mundo y eso se refleja en las inversiones en plantas de licuefacción (países exportadores) y de regasificación (países importadores), barcos metaneros, entre otros. Se prevé que se incremente su utilización especialmente en industrias y en la generación eléctrica, aunque también en el transporte. Estudios realizados en los años ochenta hablan incluso de un potencial en el país, especialmente en la zona norte, habría que realizar inversiones en exploración, pozos y hasta gasoductos para traer el gas natural hasta los centros de consumo. En los próximos años (con el surgimiento del *shale gas*) que quienes tienen este recurso cerca ganarán competitividad, pero ¿nuestra sociedad estaría dispuesta a permitir el paso de grandes tuberías por sus vecindades? ¿estaríamos dispuestos a cambiar nuestro calentamiento de agua o cocción a gas en detrimento de la electricidad? Por ahora solo aparece la Refinería como el único cliente posible.
7. El panorama no luce sencillo, tendremos que ceder tarde o temprano por alguna parte o volver a épocas de racionamientos por semanas y por varias horas al día. Es como la decisión de trasladarnos, podemos hacerlo a pie, en bicicleta, en moto, en autobús o en automóvil, pero cualquiera de ellas implica algún tipo de energía y por ende, un costo que debemos asumir. Tenemos algunas posibilidades de energías menos contaminantes con potencial en el país, pero ninguna implica cero afectación al medio ambiente, pero sí reducción de emisiones. La planificación energética deberá ser fortalecida pero deberá ser concertada con diversos sectores sociales, de lo contrario, no tendrá factibilidad en la práctica. El país requiere que el ciudadano común empiece a ser instruido en estos temas. Por ejemplo, hay países que por *referendum* han tomado decisiones de prohibir o permitir en su territorio actividades energéticas con una ciudadanía debidamente informada. Es un reto.

## Anexos

### Anexo 1: Gráficos complementarios a la Ponencia

#### Gráfico A1-1

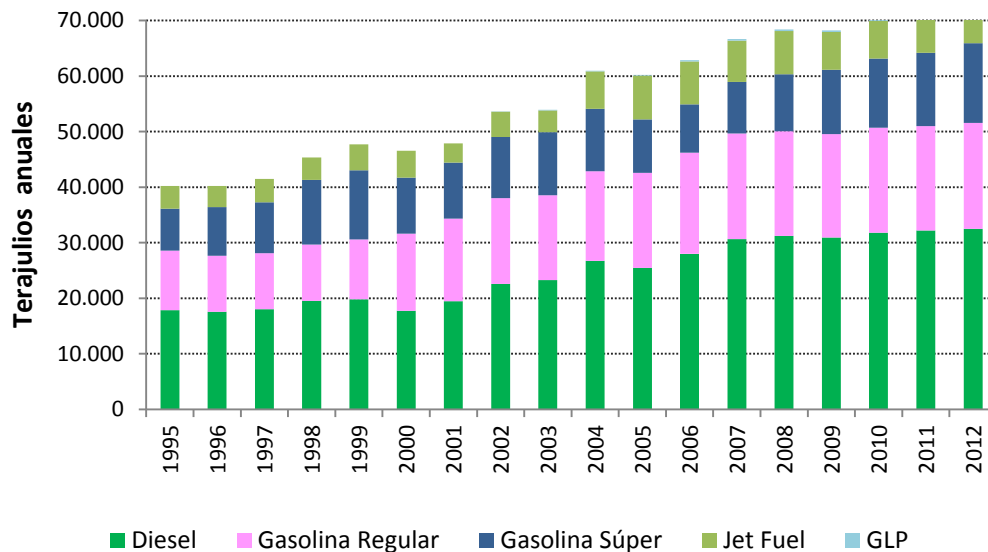
#### Sector Industrial: Consumo anual de energía, 1995-2012 (terajulios)



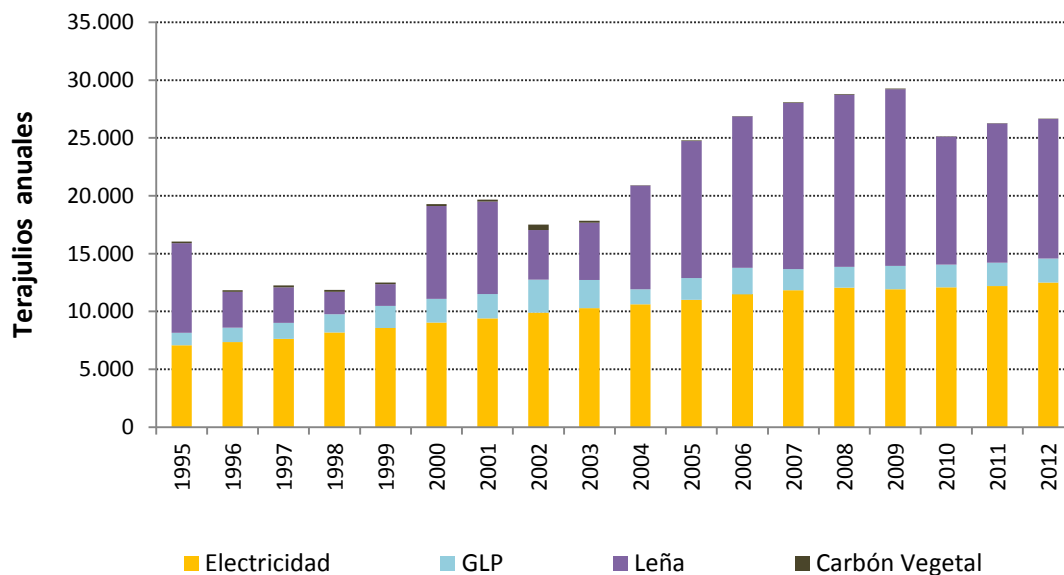
Fuente: Elaboración propia.

#### Gráfico A1-2

#### Sector Transporte: Consumo anual de energía, 1995-2012 (terajulios)

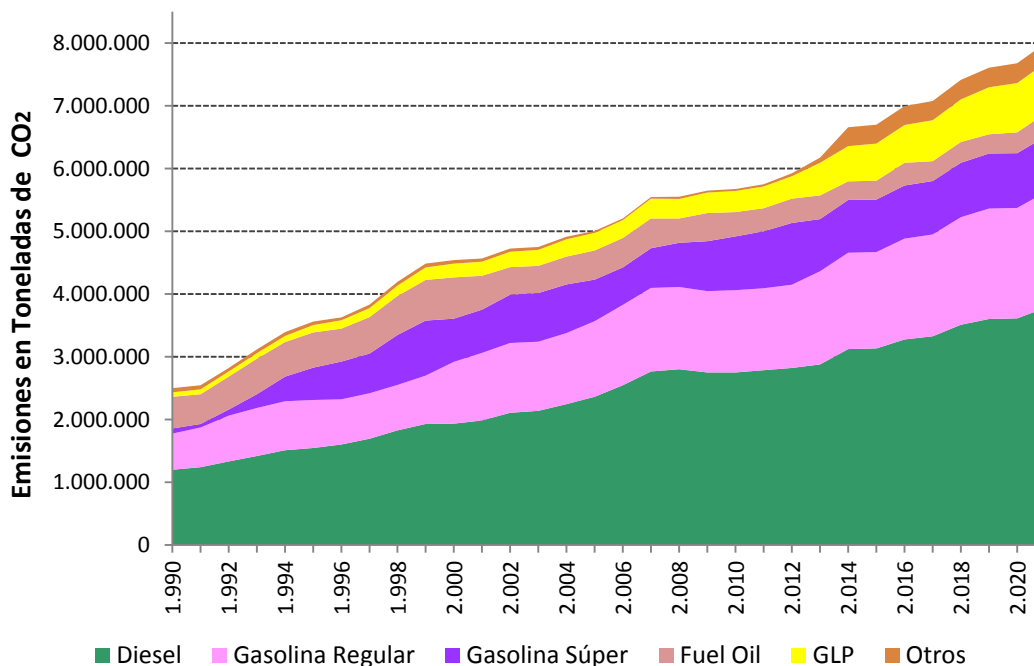


**Gráfico A1-3**  
**Sector Industrial: Consumo anual de energía, 1995-2012**  
 (terajulios)



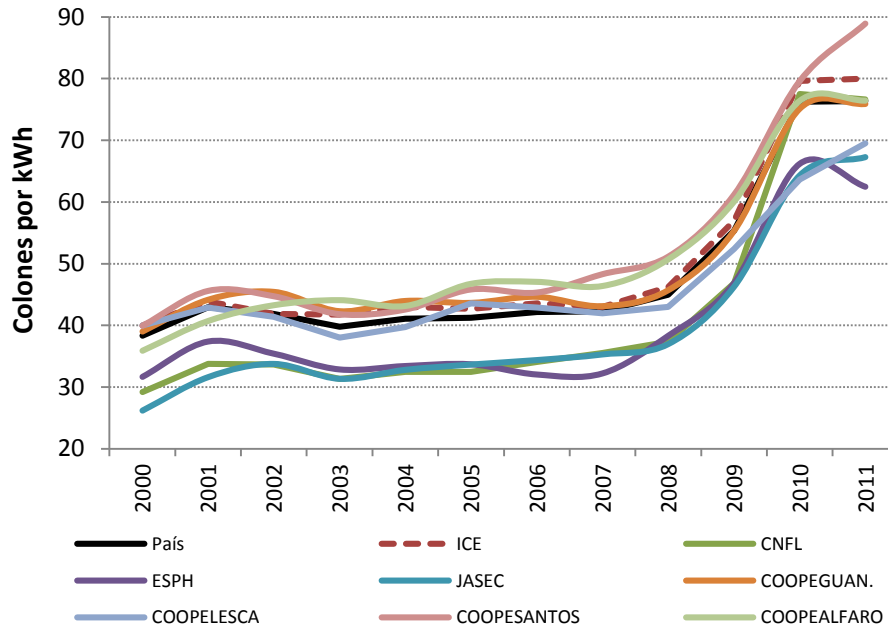
Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico A1-4**  
**Estimación de emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub>, 1990-2021**



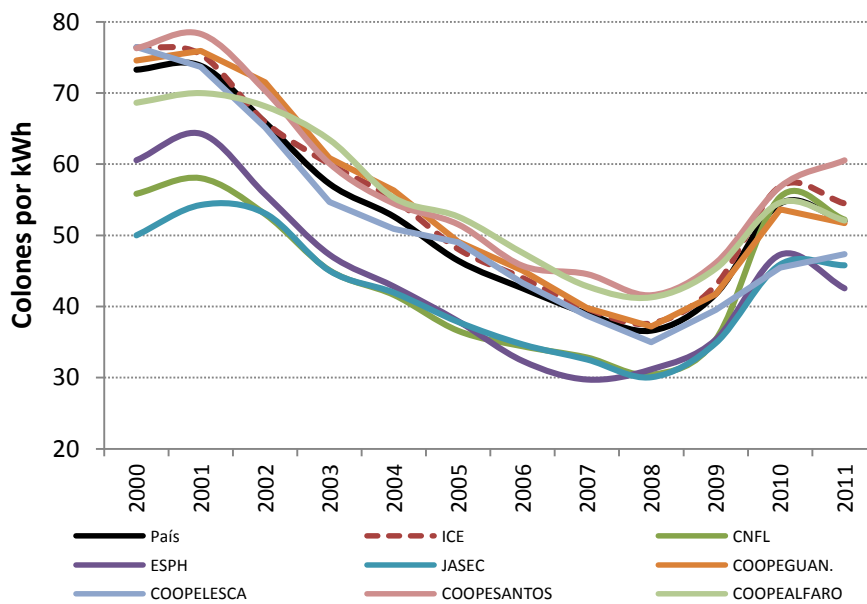
Fuente: Elaboración propia

**Gráfico A1-5**  
**Precios de la electricidad por distribuidora, 2000-2011**  
 (colones corrientes)



Fuente: Elaboración propia

**Gráfico A1-6**  
**Precios de la electricidad por distribuidora, 2000-2011**  
 (colones corrientes)



## Anexo 2: Evolución precios internacionales de los hidrocarburos

Los precios internacionales del petróleo y sus derivados son uno de las variables más relevantes en materia de crecimiento económico, inflación y otras variables macroeconómicas. En este apartado, se muestra un breve repaso de algunos de los factores que tienen mayor relevancia en la formación de precios que ocurre en los centros financieros mundiales como Nueva York.

Debe partirse de la premisa de que el petróleo es aún la mayor fuente de energía mundial (a 2011), con el 34% del consumo total, seguido por el carbón (30%), el gas natural (24%), y mucho más lejos, la hidroenergía (6%), la energía nuclear (5%) y las fuentes renovables (1%), y que dicha dependencia en Costa Rica es mucho mayor, al tener el petróleo y sus derivados una participación del 64% dentro de la matriz energética.

El petróleo es un *commodity*, es decir, una sustancia que puede ser transada en los mercados internacionales, y por lo tanto, es susceptible a factores más racionales como los denominados “fundamentales” como puede ser la oferta y demanda, inventarios, entre otros, o bien, por “factores psicológicos” como el temor de una crisis económica, un embargo, un conflicto geopolítico, un cambio tecnológico, entre otros. En esta sección, se mencionarán algunos de ellos.

Uno de los elementos más relevantes en esta materia, es tener claro que existen “crudos marcadores” tales como el *West Texas Intermediate* (WTI) que es entregado en Cushing, Oklahoma, pero transado en la *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) así como el crudo Brent que se produce en el Mar del Norte, y es negociado en la *Intercontinental Exchange Inc.* (ICE) de Londres. Para el caso nacional, el WTI siempre fue considerado nuestro crudo marcador, sin embargo, durante los últimos meses éste panorama ha cambiado, como se verá más adelante.

Otro de los elementos básicos a considerar en este análisis es que Estados Unidos es nuestro mayor proveedor de combustibles en este momento, y que a su vez, es la mayor economía mundial y el país con la mayor capacidad instalada de refinación a nivel mundial.

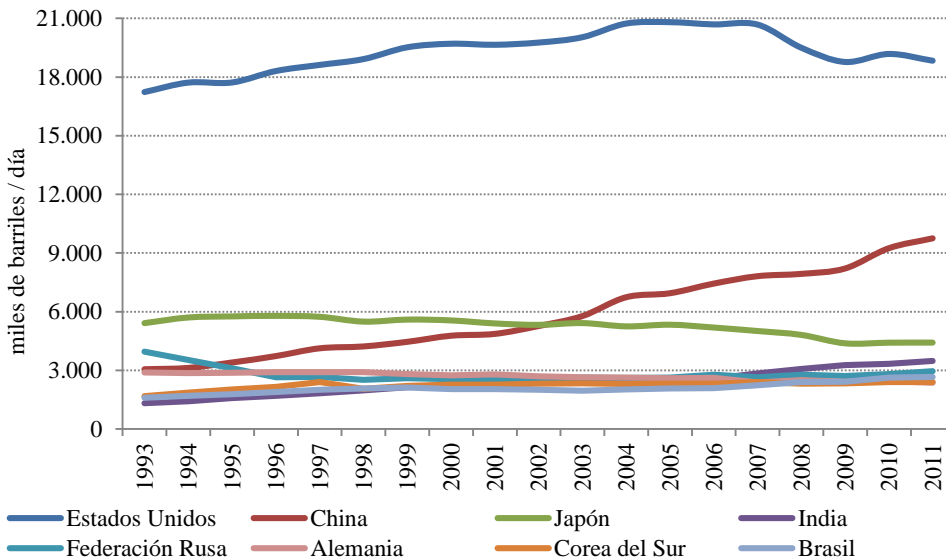
Con los elementos anteriores, se hace una revisión de lo ocurrido en el mercado petrolero en los últimos veinte años.

Como se aprecia en el gráfico siguiente, los Estados Unidos son el mayor consumidor mundial con una demanda que en un día supera la de todo un año en Costa Rica, pero donde además, existe un abismo entre los demás países que le siguen, incluso con China que es uno de los de más rápido crecimiento económico y de consumo de energía, de las últimas dos décadas.



**Gráfico A2-1**

**Consumo de petróleo y derivados de los principales países, 1993-2011**

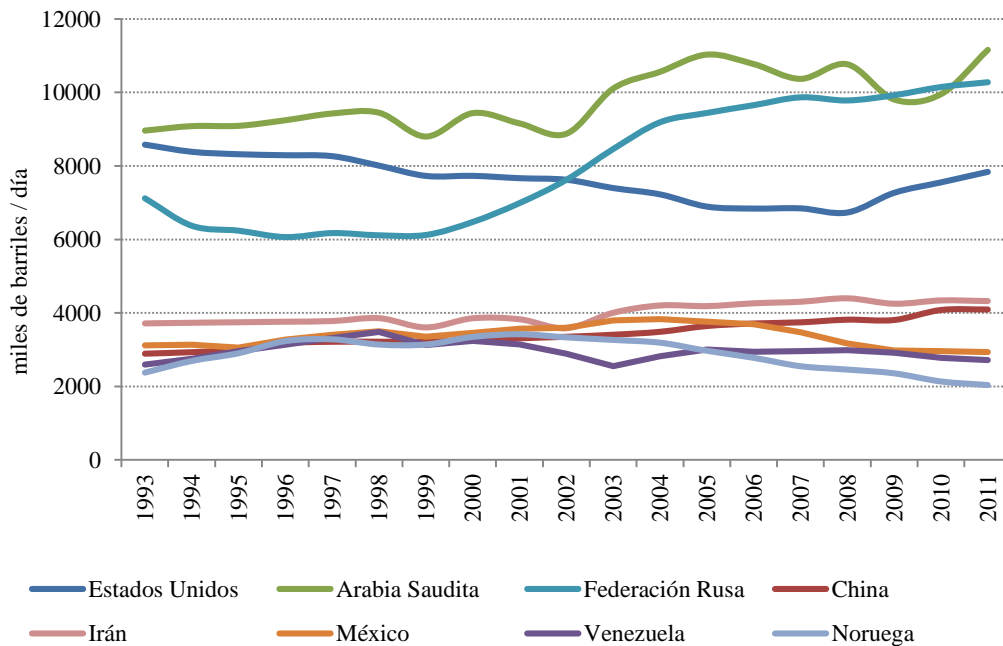


Fuente: Elaboración propia con datos del BP Statistical Review of World Energy, 2012.

La demanda de petróleo históricamente estuvo atada al grado de industrialización de los países, en buena medida al ser un complemento del carbón. A esto se sumó el rápido desarrollo del transporte privado durante el siglo XX, que también se complementaba con trenes a diésel y aviones de reacción que utilizan Jet Fuel. En décadas anteriores, sobre todo antes del shock petrolero de 1973 (Guerra de Yom Kippur), el crecimiento de esta demanda se concentraba en los países denominados del Primer Mundo, así como algunos países comunistas con un rápido proceso de industrialización. Sin embargo, este panorama comienza a cambiar desde inicios de los años noventa, cuando economías como Japón y otras desarrolladas entran en procesos de estancamiento económico y son relevadas por las llamadas “economías emergentes” tales como las del BRIC (Brasil, Rusia, India y China) así como otras como Corea del Sur donde el consumo de petróleo aumenta velozmente ante el dinamismo económico y el aumento de las clases medias en millones de personas.

En términos prácticos, la demanda mundial se cubre según el comportamiento de la producción en los diversos países y dentro de ellos, las diversas cuencas o zonas productoras; así como el comportamiento de los inventarios del crudo y de los principales productos. Los países desarrollados demandaron en 2011 y 2012, 40.2 millones bbl/día y 39.6 millones bbl/día con un pronóstico de 39.5 millones bbl/día en 2013, mientras los países emergentes sumarían en ese mismo orden 45.2 millones bbl/día, 46.4 millones bbl/día y 47.6 millones bbl/día. El resto de la demanda se complementa con el consumo de los países de la antigua Unión Soviética.

**Gráfico A2-2**  
**Producción de petróleo de los principales países, 1993-2011**



Fuente: Elaboración propia con datos del BP Statistical Review of World Energy, 2012

Respecto del gráfico anterior, se aprecia un cambio radical donde los Estados Unidos no pueden autoabastecerse de petróleo, debiendo importar del resto del mundo, especialmente del Medio Oriente, México y Canadá, entre otros. Algunos países que aparecen como los principales actores en la oferta de petróleo de los últimos veinte años como es el caso del gráfico anterior, han declinado su producción y podrían pronto salir de esos lugares como serían los casos de México, Noruega e incluso, podría ser Venezuela, mientras que otros países como Canadá, Brasil, Iraq, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos pasarían a jugar un rol estratégico en suplir el mercado mundial a corto plazo.

Históricamente, Arabia Saudita ha sido el país encargado de compensar los faltantes de oferta, cuando ocurren interrupciones de producción en algunos países por conflictos geopolíticos, accidentes, sabotajes o fenómenos naturales. Sin embargo, en 1960 fue fundada la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) conformada por doce países entre los que destacan (en el gráfico anterior) Arabia Saudita, Irán y Venezuela. En 2011, este cartel aportó el 34% de la oferta mundial de petróleo (30.3 millones de barriles/día), en 2012 el suministro promedió 31.0 millones y se proyecta una baja a 30.7 millones bbl/día en 2013.

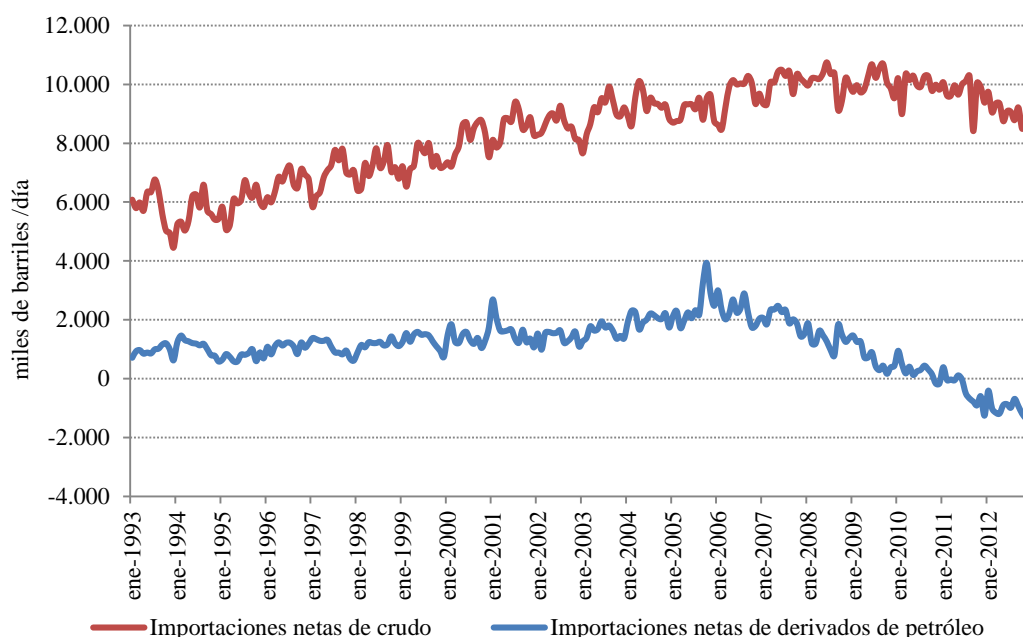
La OPEP se reúne y fija cuotas a sus países miembros, de manera tal que se logre una meta como grupo, así pueden aspirar a que el precio internacional y en especial, su canasta de crudos, esté en los precios requeridos para financiar sus presupuestos. Esta disciplina no es fácil de lograr y en algunos casos, los excedentes de oferta alivian los

precios, mientras que en caso de faltante, usualmente, Arabia Saudita u otros miembros elevan su producción. En 2012, la cuota se fijó en 30 millones de barriles/día pero al final el grupo produjo 31 millones (cuyo excedente fue mayor durante el II Trimestre), todo esto sobre una capacidad de producción de 32,85 millones/día.

Para poder cubrir el resto de la demanda, EE.UU. generalmente ha importado mayoritariamente crudo, así como una minoría de productos terminados. Durante las últimas cinco décadas, éste país ha debido lidiar con distintos conflictos donde la OPEP ha sido protagonista, reduciendo su oferta y provocando un *shock* de precios. Los más recordados son los del año 1973 ya mencionado, el de 1979 (Revolución Iraní), el 1990-91 Guerra del Golfo (Pérsico). Existe un grupo denominado No OPEP que son países productores que no se pliegan a las acciones del cartel, pero la mayoría de las veces no pueden elevar su producción suficientemente para solventar un faltante de oferta. La solución podría estar en una combinación de reducción sostenida de la demanda y elevar la producción propia, así como el mantenimiento de reservas estratégicas.

### Gráfico A2-3

#### Estados Unidos: Importaciones netas de petróleo y derivados, 1993-2012



Fuente: Elaboración propia con datos de la Energy Information Administration (EIA).

El gráfico A2-3 compara las importaciones de crudo de EE.UU. entre enero 1993 y febrero de 2013, con las compras netas de productos terminados para el mismo plazo. Del mismo, se desprende que si bien, éstas segundas nunca fueron tan relevantes, pues ese país refina prácticamente lo que consume, las importaciones de crudo se han reducido levemente. En otras palabras, si bien, la demanda de combustibles en EE.UU. se ha reducido cerca de 2 millones bbl día desde 2005, la reducción de la dependencia de los mercados internacionales es apenas perceptible ya que el aumento de

producción interna no es capaz de sustituir las compras desde el Oriente Medio, en síntesis, la variable geopolítica de los precios sigue siendo vital y vigente.

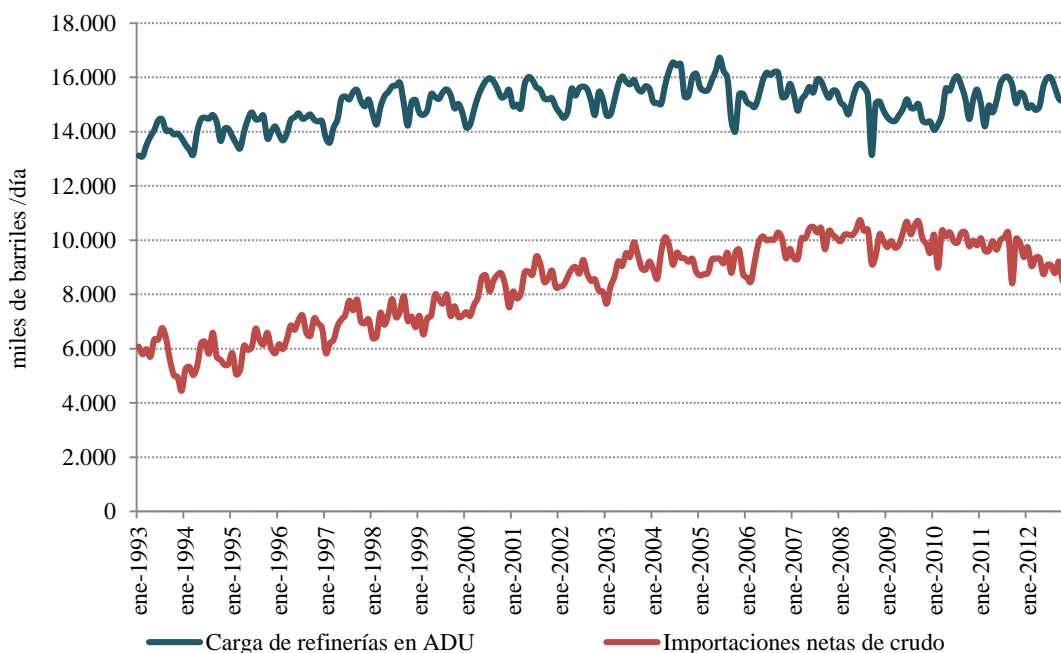
Luego de la Segunda Guerra Mundial, EE.UU. se organizó internamente para garantizar el suministro en las diversas regiones del país (que tiene dimensiones continentales), para ello crearon los *Petroleum Administration for Defense Districts* (PADD) que en total son cinco: el PADD I formado por Nueva Inglaterra y los estados del Atlántico, el PADD II por los estados del Medio Oeste, el PADD III los estados de la Costa del Golfo (Alabama, Arkansas, Luisiana, Misisipi, Nuevo México y Texas; el PADD IV los estados de las Rocallosas y el PADD V (los estados de la Costa Pacífico y Hawaii).

Por lo tanto, para el caso de Costa Rica, es muy relevante lo que ocurre en el mercado de los Estados Unidos, sobre todo en el PADD III, al ser nuestro país un “tomador de precios”. EE.UU cuenta con la mayor capacidad instalada de refinación del mundo (19%, con unas 144 refinerías operativas a diciembre de 2012) y que se ubica especialmente en la región de la Costa del Golfo de México con 57 refinerías.

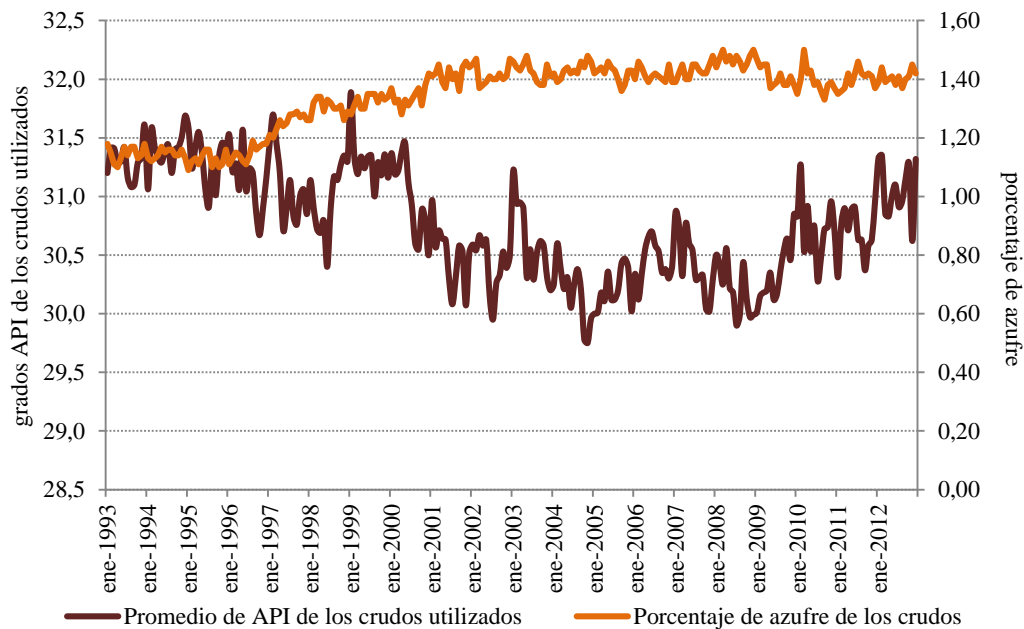
Desde 1976, no se construye ninguna refinería nueva en EE.UU., sin embargo, éstas han pasado en los últimos veinte años por procesos de *revamping* para ir adaptándose a nuevos crudos, pero sobre todo a las exigencias de calidad que se han impuesto en ese país y en Europa. En el gráfico siguiente, pueden apreciarse las salidas y entradas de operación de las refinerías y la contribución del crudo importado para la operación que aumentó hasta finales de 2008 aproximadamente.

#### Gráfico A2-4

##### Estados Unidos: Capacidad de refinación operable y carga efectiva, 1993-2012



Fuente: Elaboración propia con datos de la Energy Information Administration (EIA).

**Gráfico A2-5****Estados Unidos: Comparación entre grado API y nivel de azufre los crudos utilizados por las refinerías, 1993-2012**

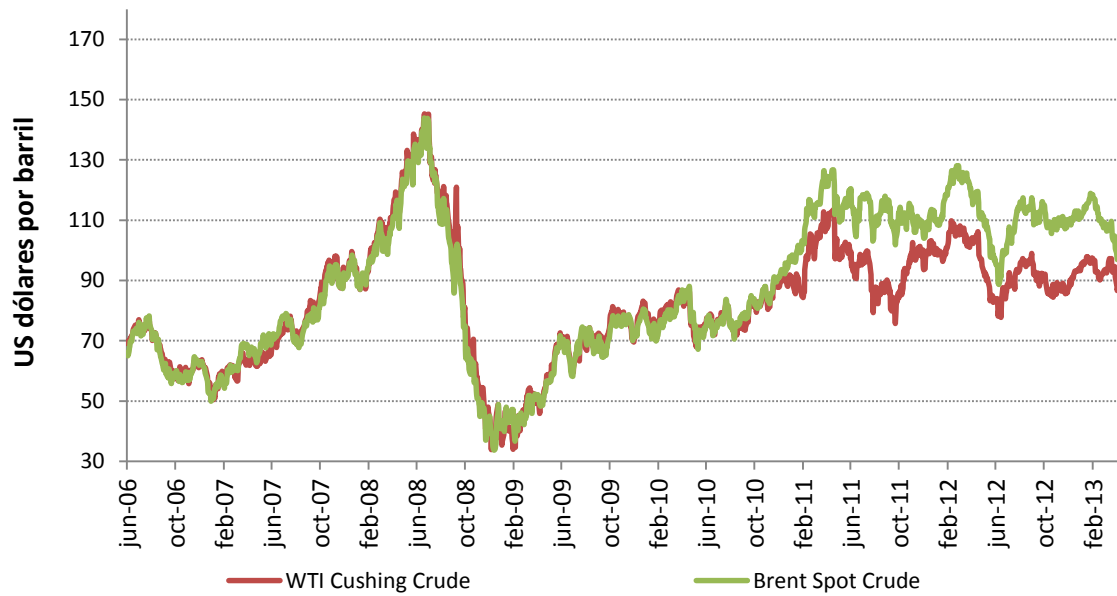
Fuente: Elaboración propia con datos de la *Energy Information Administration* (EIA).

Del gráfico anterior se observa la tendencia de las refinerías de la Costa del Golfo a mejorar no sólo para adaptarse a las más estrictas calidades impuestas por los organismos reguladores, sino también, a las dinámicas anteriormente descritas de crudos que tienden a desaparecer como el caso de Cantarell en México. Desde una perspectiva técnica, las unidades de refinación de EE.UU. utilizan crudos mediados, según el promedio de grados API del gráfico, pero con la calidad de poder recibir crudos un poco más amargos (con más azufre, elemento que siempre está presente en los hidrocarburos y que es dañino para la salud y malo para los equipos por su poder corrosivo). Para ello, se han modificado las unidades de proceso (hidrotratamiento), de manera que puedan tratarse esos crudos con más azufre que además, permiten comprarlos más baratos y elevar o mantener los márgenes de utilidad. En 2011-2012 se ha dado el cierre de refinerías en Europa, la costa atlántica de Canadá y de Estados Unidos, así como en el Caribe, aunque también se espera el retorno de otras que salieron a mantenimiento mayor o a *revamp*.

En el gráfico siguiente, se aprecia el comportamiento de los dos crudos más importante en materia petrolera, de la cual se observa el *peak* que tuvieron los precios en julio de 2008, la caída que se produjo por el estallido de la burbuja inmobiliaria en EE.UU., la recuperación en 2009 y 2010 y el alza producto de los acontecimientos en Egipto y en Libia. Sin embargo, lo que más llama la atención el desacople que se da entre ambos crudos, puesto que al final esta situación tiene un efecto práctico: los precios de los derivados deben de seguir a algunos de los dos principales crudos marcadores, y éstos han seguido al Brent.

**Gráfico A2-6**

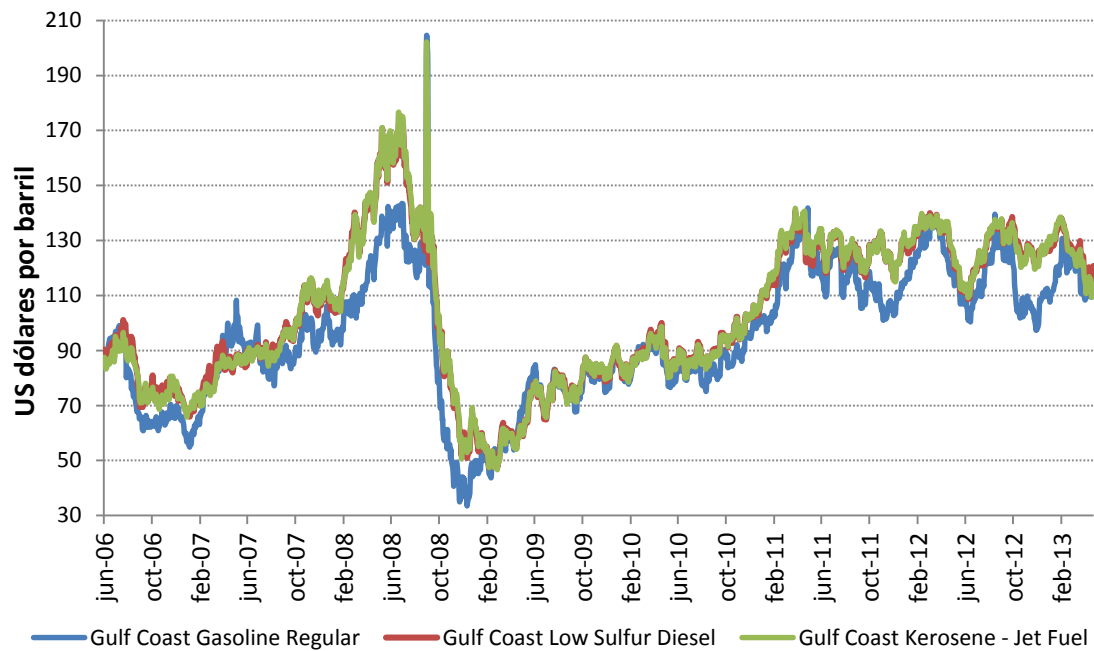
**Comparación de las cotizaciones diarias de los crudos WTI y Brent, 2006-2013**



Fuente: Elaboración propia con datos de la *Energy Information Administration* (EIA).

**Gráfico A2-7**

**Comparación de las cotizaciones diarias de los principales productos en la Costa del Golfo de México, 2006-2013**



Fuente: Elaboración propia con datos de la *Energy Information Administration* (EIA).

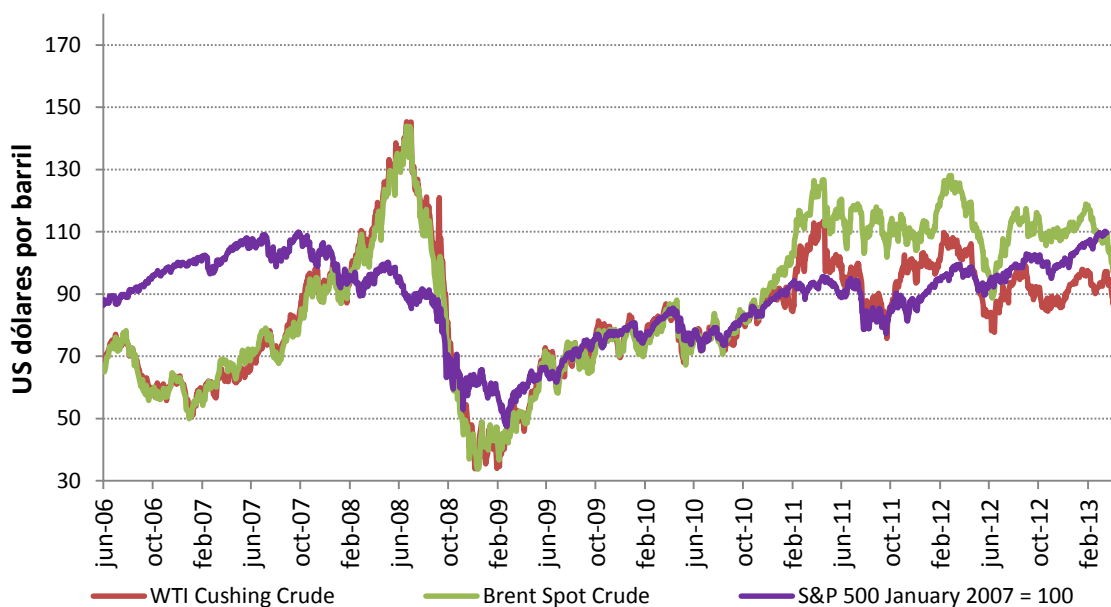
Los precios deberían de seguir el precio del crudo marcador de la Costa del Golfo que es el WTI. Sin embargo, eso no sucede de 2011 a la fecha, donde el margen entre ambos crudos ha llegado a ser de hasta los US\$29.47 el 6 de setiembre de 2011, cuando el Brent ha sido más caro que el WTI. Según la revisión de los datos mostrados en el gráfico anterior, el combustible que tuvo el precio promedio más alto durante el período junio 2006-febrero 2013 fue el Jet Fuel (US\$103.18 por barril), seguido de cerca por diésel bajo azufre (US\$103.02 por barril) y luego, la gasolina con US\$94.86 por barril.

Si se toma en cuenta que el WTI promedió durante el mismo plazo los US\$82,57 y el Brent los US\$87.42, se generan *cracks* o márgenes promedio en el diésel bajo azufre (US Gulf) que van desde los US\$15.59 respecto de Brent a US\$7.43 y US\$12.25 respectivamente en el caso de las gasolinas. Los precios de las gasolinas han mostrado un mayor nerviosismo al punto que se dio un crack máximo de US\$103.49 respecto al WTI el día 12 de setiembre de 2008, mientras que en diésel, ese margen máximo fue de US\$46.74 el 11 de octubre de 2012.

En términos generales, la correlación entre los precios de las gasolinas (US Gulf Coast) y el WTI es de 0,901 y frente a Brent de 0,949. En el caso del diésel de bajo azufre, fue de 0,943 y 0,973 respectivamente, y en el caso del Jet Fuel, se ubicaron en 0,941 y 0,966. Lo que en definitiva, quiere decir que tienen unas correlaciones positivas muy fuertes, un aumento del crudo genera un incremento en el derivado de petróleo, y además, que en tiempos recientes, es el crudo Brent quién explica mejor el comportamiento de los precios de los derivados.

### Gráfico A2-8

Comparación de las cotizaciones diarias de los crudos WTI y Brent con el S&P 500

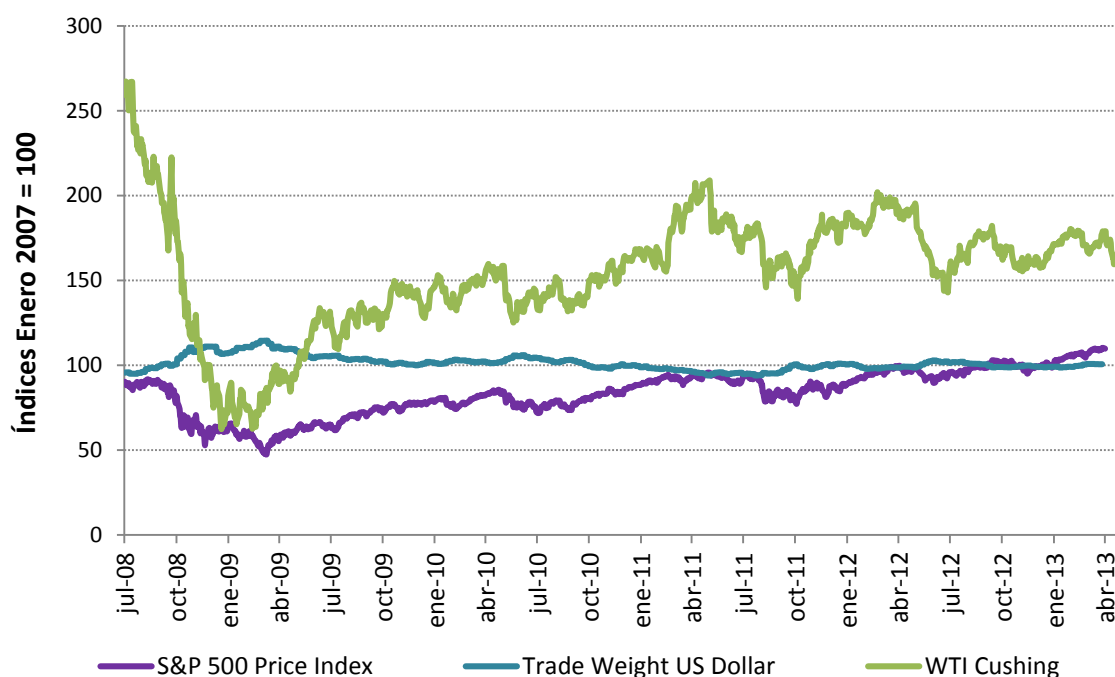


Fuente: Elaboración propia con datos de la Energy Information Administration (EIA).

En el gráfico A2-9 se muestra la relación entre los principales crudos marcadores y el índice bursátil S&P 500 de Standard & Poor's<sup>1</sup>. Antes de 2008, el comportamiento de dicho indicador con los precios del crudo no era claro, sin embargo, luego de la caída de los mercados financieros internacionales y de los crudos en 2008, pasó a explicar mejor el probable comportamiento de los precios del petróleo. Una muestra de lo anterior, es que la correlación entre las cotizaciones de S&P 500 y el crudo WTI entre junio de 2006 y febrero de 2013 se estimó en 0,453, pero al evaluar el período julio 2008-febrero 2013 la correlación sube a 0,904.

### Gráfico A2-9

**Comparación de las cotizaciones diarias de S&P 500, el Trade Weight US Dollar Index y el crudo WTI todos según Índice Enero 2007 = 100**



Fuente: Elaboración propia con datos de la Energy Information Administration (EIA).

Para entender más claramente lo que está ocurriendo en los mercados financieros, dada la “bursatilización” que han sufrido los *commodities* en general (dentro de los que destaca el petróleo) en el gráfico anterior, se llevaron todos los índices a Enero 2007, fecha en la cual está calculado el *Trade Weight US Dollar Index* (TWDI)<sup>2</sup>. La lógica diría que un alza en dicho índice significa un fortalecimiento del dólar. Un alza del TWDI debería reflejarse en una baja de las cotizaciones del petróleo, de hecho, usualmente ha sido así y se refleja en la correlación que se estimó para el período junio 2006-febrero 2013 de -0,861 con el crudo WTI y de -0,881 con el crudo Brent.

El dólar es la moneda de reserva por excelencia, dentro de los factores que posibilitan esto están el tamaño y liquidez de los mercados financieros de EE.UU. (calculados en



US\$32 millones de millones), también porque el dólar actúa como refugio dada la estabilidad política de EE.UU. por décadas. Desde 2002 a la fecha, se ha dado un proceso de depreciación del dólar, que ha tenido algunas leves interrupciones durante este período, por ejemplo, cuando la crisis de deuda soberana en Europa en diciembre de 2011. Este proceso de depreciación se refleja en una baja del TWDI influenciado por factores como: 1. Las bajas tasas de interés en EE.UU. y el lento crecimiento económico de este país, sobre todo si se compara con los países emergentes; 2. La tenencia de activos en dólares es alta y se prevé una diversificación de monedas y 3. El aún sustancial déficit comercial de EE.UU. que ejerce presiones sobre el dólar.

Esta depreciación del dólar tiene un impacto en los precios de los *commodities*. Según el *World Economic Outlook*, del FMI de abril de 2008, afirma que desde el *peak* del dólar a inicios de 2002 el valor del dólar se hubiera mantenido, el precio del oro habría sido US\$250 menos la onza, el barril de crudo US\$25 menos y los *commodities* que no son combustibles, un 12% menos. Pero el mismo estudio señala que la depreciación del dólar incrementa los precios de los *commodities* como el petróleo por tres vías indirectas: la primera, baja el precio en moneda local de terceros países y por tanto, aumenta la demanda del *commodity*; segunda, cae el atractivo por activos financieros y los inversionistas se refugian en los *commodities*, y tercero, la política de *quantitative easing* o estímulo monetario, aumenta la demanda externa incluyendo la de los *commodities*. Sin embargo, a inicios de 2013 se detectó un desacople entre el Brent y el TWDI que en los últimos días ha tendido a corregirse.

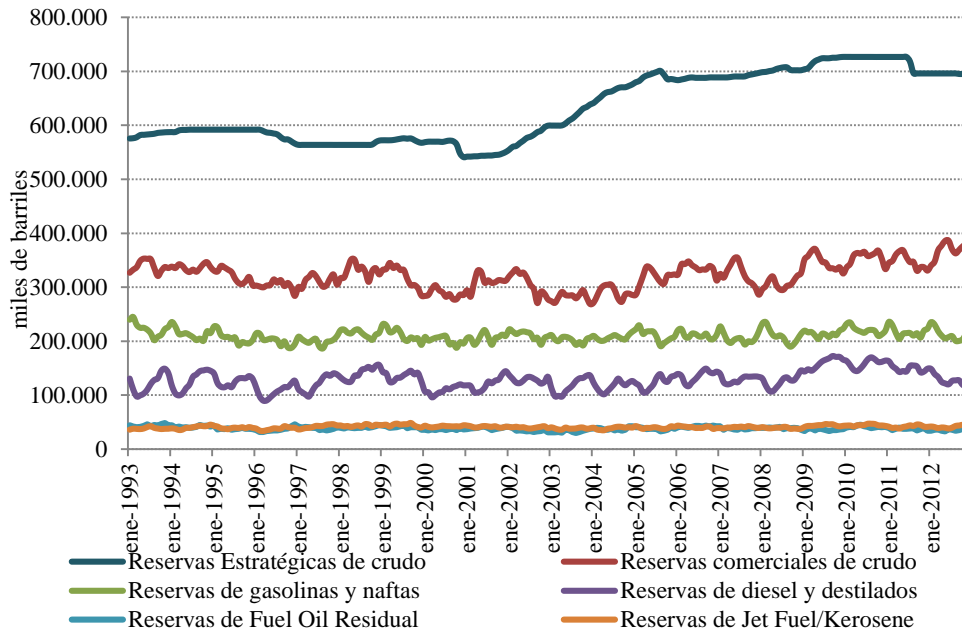
En síntesis, si bien usualmente un indicador como el TWDI (que data de 1998) ha reflejado lo que podría ocurrir con las cotizaciones de crudo, es también claro que las variaciones de la S&P 500 tiene una mayor relación con el comportamiento de los precios del crudo, de hecho se refleja en los cierres diarios de la NYSE donde es usual que un alza del S&P 500 se apareja con un alza del WTI, y al contrario. Esto se debe que el S&P 500 recoge lo que ocurre con distintos índices como el de inflación esperada, el crecimiento trimestral del PIB, las expectativas del consumidor, así de solicitudes de subsidio por desempleo, etc.

Otro factor importante en los movimientos de los precios del crudo y derivados son los niveles de inventarios de las principales economías del mundo, pero especialmente, las de EE.UU., quien tiene la capacidad de almacenar hasta 727 millones de barriles en reservas estratégicas (SPR), en cuatro sitios distintos de la Costa del Golfo. En años recientes, se han liberado SPR, por ejemplo, cuando se paralizó la producción libia ante el conflicto interno que sacudió ese país en 2011. Aparte de la SPR existen reservas comerciales de crudo, así como reservas de gasolinas (terminada, reformulada, componentes para mezclas), reservas de diésel y destilados (diversos tipos de diésel según grado de azufre), reservas de residual (bunker), reservas de Kerosene/Jet Fuel, así como reservas de todo tipo de productos que son menores y no se incluyen en el gráfico A2-10.

En el gráfico siguiente se observa que el único componente que ha crecido sostenidamente a lo largo del tiempo son las SPR, mientras que el resto tiene variaciones estacionales.

**Gráfico A2-10**

**EE.UU. Comparación mensual de las diversos tipos de inventarios de crudo y derivados, 1993-2012**



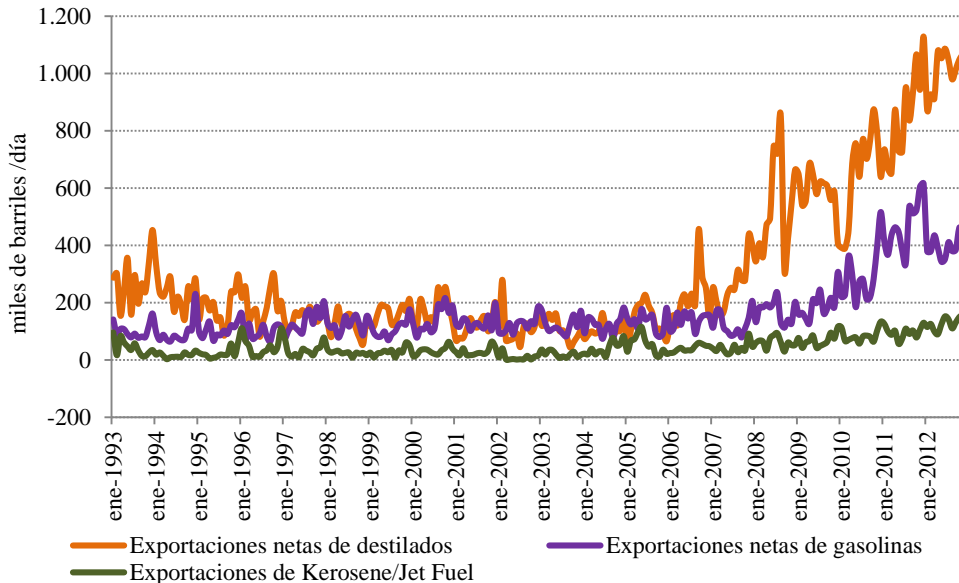
Fuente: Elaboración propia con datos de la Energy Information Administration (EIA).

El conjunto de factores explicados anteriormente, están produciendo un incremento de las exportaciones estadounidenses de derivados de petróleo hacia terceros mercados, especialmente América Latina, por ejemplo, en diésel, donde pueden rondar fácilmente el 80% del total, esto ante las limitaciones de refinación que tiene ésta región, además, de la rápida desaceleración de los embarques transatlánticos a Europa.

En el gráfico A2-11 se observa como a partir de 2006, las exportaciones de diésel han crecido de forma acelerada pasando de menos de 200 mil barriles día a poco más de cinco veces más a finales de 2012. Este panorama es menos explosivo en gasolinas y jet fuel, pero factores como una posible mayor utilización de etanol en las mezclas, así como una mayor eficiencia energética de los vehículos y reducción de recorridos, podrían propiciar mayores excedentes exportables en gasolinas.

**Gráfico A2-11**

**EE.UU. Comparación mensual de las exportaciones netas de los principales combustibles, enero 1993-diciembre 2012**



Como corolario de lo anteriormente descrito en esta sección, se hace mención a algunos eventos o tendencias recientes que están ocurriendo en la economía y mercados internacionales, que deben tomarse en consideración a la hora de tratar de pronosticar lo que sucedería con los precios internacionales del crudo y derivados de petróleo.

- Los precios internacionales actuales se consideran adecuados para la mayoría de los países productores de crudo, razón por la cual no se espera que la OPEP determine nuevos recortes de producción.
- Los precios de los *commodities* podrían tener una aceleración en la segunda mitad de 2013, debido a una posible mejoría de las economías de EE.UU., Japón y China, así como una esperada reducción en las solicitudes de desempleo en EE.UU. y una lenta pero sostenida recuperación del mercado inmobiliario. Durante 2012, los precios futuros del trigo subieron 19%, el gas natural un 12%, la plata un 8%, el oro un 7%, el cobre un 6%, la gasolina regular 5%, el heating oil un 4%, el crudo Brent un 3%, mientras el WTI retrocedió un 7%.
- Los precios altos del petróleo y las mejoras tecnológicas (*horizontal drilling* y *fracking*) han permitido una recuperación de la producción de petróleo y gas natural en EE.UU. a la que se le ha denominado *shale*. El gobierno federal sigue apoyando

estas iniciativas mediante la facilitación de permisos e incentivos económicos. Sin embargo, esta nueva producción más la creciente producción canadiense pondrían presión sobre el tema del transporte de estos productos, sea por tren o tuberías. Se espera que esta tendencia alcista en la producción se mantenga al menos hasta 2025 y lleve a EE.UU. a superar incluso a Rusia como segundo productor mundial.

- A pesar del alza de la producción petrolera de EE.UU., no se ha apreciado un alivio en términos de precios internacionales, por cuanto, las interrupciones de suministro a nivel internacional (2.9 millones de barriles/día) sobre todo en países como Sudán, Libia y Nigeria, por ejemplo, han sobrepasado ampliamente la producción *shale*.

## **Bibliografía**

Agüero, Mercedes. (2012). "Pirrís baja producción apenas a 30% cuando verano apenas calienta", Diario La Nación, sección El País, 28 de enero de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "ICE abrirá más espacio a proyecto de energía privada", Diario La Nación, sección El País, 19 de febrero de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "País depende más de búnker y diésel para generar electricidad", Diario La Nación, sección El País, 24 de febrero de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "Revive plan para extraer energía en parque Rincón de la Vieja", Diario La Nación, sección El País, 26 de febrero de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "ICE analiza construir planta geotérmica Pailas II de 50 MW", Diario La Nación, sección El País, 26 de febrero de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "ICE analiza construir planta geotérmica Pailas II de 50 MW", Diario La Nación, sección El País, 26 de febrero de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "Baja consumo de electricidad en los hogares costarricenses", Diario La Nación, sección El País, 12 de marzo de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "ICE estudia magnitud de riesgo para represa Pirrís", Diario La Nación, sección El País, 18 de marzo de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "Plan para represa El Diquís avanza a paso firme en el ICE", Diario La Nación, sección El País, 25 de marzo de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "Recope e ICE apuntan al gas natural para energía y transporte", Diario La Nación, sección El País, 9 de abril de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "Deslizamiento en proyecto Reventazón pone a correr al ICE", Diario La Nación, sección El País, 13 de abril de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "Uso de gas natural es una alternativa en Costa Rica", Diario La Nación, sección El País, 23 de abril de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "Trastorno en lluvias pone al país a dudar de energía hídrica", Diario La Nación, sección El País, 20 de mayo de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "Energía a partir de fuerza del agua se tambalea", Diario La Nación, sección El País, 20 de mayo de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "Gobierno quiere acelerar introducción de gas natural", Diario La Nación, sección El País, 20 de mayo de 2012.

- \_\_\_\_\_. (2012). “ICE alerta por baja en lluvias y aumento en generación térmica”, Diario La Nación, sección Portada, 20 de julio de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “ICE justifica bajo nivel en embalse de planta Pirrís”, Diario La Nación, sección Portada, 17 de setiembre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “Crédito para hidroeléctrica Reventazón se complica”, Diario La Nación, sección Portada, 1 de octubre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “28 empresas ofrecen generarle luz al ICE con agua y viento”, Diario La Nación, sección Portada, 2 de octubre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “Hidroeléctrica Río Macho se rejuvenecerá y generará más”, Diario La Nación, sección Portada, 2 de noviembre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “Parque eólico en Santa Ana producirá luz desde diciembre”, Diario La Nación, sección Portada, 4 de noviembre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “Costo de electricidad sube más que inflación en últimos 6 años”, Diario La Nación, sección Portada, 19 de noviembre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012) “Sector privado en alerta por alzas y temor a racionamientos”, Diario La Nación, sección Portada, 19 de noviembre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012) “Permisos para cisternas vuelven a reunir a empresarios y Minaet”, Diario La Nación, sección Portada, 20 de noviembre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “Privados ofrecen energía eólica 3 veces más barata que la estatal”, Diario La Nación, sección Portada, 20 de noviembre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “Vecinos de San Carlos piden poner pausa a plantas hídricas”, Diario La Nación, sección El País, 17 de diciembre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “ICE fijó prohibición para comprar energía limpia en las noches”, Diario La Nación, sección El País, 28 de diciembre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “Consumo de electricidad sube y se acerca al promedio histórico”, Diario La Nación, sección El País, 29 de diciembre de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “Energías limpias abren nueva veta a turismo en Guanacaste”, Diario La Nación, sección El País, 30 de diciembre de 2012.
- Arce, Sergio. (2012). “Tres certificados ambientales limpian la huella de la empresa”, Diario La Nación, sección Economía, 5 de junio de 2012.
- \_\_\_\_\_. (2012). “Gasolineras locales apuran planes de mejoras y expansión”, Diario La Nación, sección Economía, 5 de junio de 2012.

Arrieta, Esteban. (2012). “Más privados a generar electricidad”, Periódico La República, 10 de mayo de 2012

Barquero, Marvin. (2012). “Carbono Neutral se paga al producir a menor costo”, Diario La Nación, 17 de febrero de 2012.

Cambronero, Natasha. (2012). “Explotación petrolera en manos de Sala IV”, Periódico La República, 23 de octubre de 2012

Coronado, Luis. (2012). “Energía solar se abre paso”, Periódico La República, 26 de abril de 2012

Cuesta, Marcela. (2012). “150 reclamos por detectar manganeso en vehículos”, Diario La Nación, sección El País, 28 de agosto de 2012.

Delgado, David (2012) “Pescadores usan gasolina barata para violar áreas protegidas”, Diario La Nación, sección El País, 5 de noviembre de 2012.

Dirección Sectorial de Energía. (2005). Balances Nacional de Energía 1995-2004. En formato Excel versiones finales de cada año.

\_\_\_\_\_. (Varios años). Balance Nacional de Energía 2005-2011 (versiones definitivas) y primer preliminar para el año 2012 de 26 de abril de 2013 por el Ing. Arturo Molina Soto. En versiones de formato Excel.

\_\_\_\_\_. (2011). “VI Plan Nacional de Energía: 2012-2030”, MINAET.  
[http://www.dse.go.cr/es/03Publicaciones/01PoliticaEnerg/VI\\_Plan\\_Nacional\\_de\\_Energia\\_2012-2030.pdf](http://www.dse.go.cr/es/03Publicaciones/01PoliticaEnerg/VI_Plan_Nacional_de_Energia_2012-2030.pdf)

Dobles, Roberto. (2012). “¿Importar o producir gas natural? (III)”, Informe Especial, Periódico La República, 12 de noviembre de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). “Plan gas natural”, Periódico La República, 26 de noviembre de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). “Hidrocarburos: Potencial nacional (I)”, Periódico La República, 26 de noviembre de 2012.

Fonseca, Pablo. (2012). “ICE espera que 10 empresas le vendan energía limpia”, Diario La Nación, sección El País, 13 de junio de 2012.

Fornaguera, Irela. (2012). “ICE apuesta a proyecto El Diquís pese a consulta indígena”, Diario La Nación, sección El País, 3 de mayo de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). “ICE y municipios buscan convertir desechos en luz”, Diario La Nación, sección El País, 28 de junio de 2012.

González R., Manuel. (2011). "INTECO Norma C Neutral.pdf" presentación disponible en <http://www.inteco.or.cr/esp/>, Dirección de Certificación de Sistemas de Gestión

[http://www.cicr.com/docs/II\\_Congreso\\_Ambiental/INTECO.pdf](http://www.cicr.com/docs/II_Congreso_Ambiental/INTECO.pdf)

Guevara, Mario (2012). "Avanza plan para construir hidroeléctrica en río Savegre", Diario La Nación, sección El País, 7 de marzo de 2012.

Gutiérrez, Tatiana (2012) "Empresas se capacitan para ahorrar energía", Diario La Nación, sección Economía, 22 de mayo de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "Ocho empresas reciben galardón carbono neutral", Diario La Nación, sección Economía, 29 de junio de 2012.

Herrera, Luis (2012). "Autos híbridos se librarán de la restricción desde hoy", Diario La Nación, sección El País, 29 de octubre de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "Aresep dice que gasolinas ya no tienen aditivos peligrosos", Diario La Nación, sección El País, 21 de noviembre de 2012.

Instituto Costarricense de Electricidad. (2013). "2012: Análisis comparativo de las variables relacionadas con el consumo de energía eléctrica en Costa Rica", Proceso de Tarifas y Mercado, Dirección Gestión Tarifaria, Gerencia de Finanzas: San José.

Jaubert, Marco. (2013). "Necesidad de generar electricidad y zonas especiales o de uso restringido", en Semanario Universidad, sección Opinión, 15 de mayo de 2013.

Leitón, Patricia. (2012). "Aumenta la importación de autos nuevos y cae la de usados", Diario La Nación, sección El País, 12 de noviembre de 2012.

Loaiza, Vanessa., y Herrera, Luis. (2012). "Minaet descarta dar más plazo para cambiar cisternas viejos", Diario La Nación, sección El País, 5 de setiembre de 2012.

Loaiza, Vanessa. (2012). "'Alarmante' baja en embalse Arenal impactará tarifas en 2013", Diario La Nación, sección El País, 17 de octubre de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "'Minaet impulsa cambiar buses y taxis para bajar polución", Diario La Nación, sección El País, 18 de octubre de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "'Gobierno traerá gas natural para electricidad, industria y transporte", Diario La Nación, sección El País, 27 de noviembre de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). "'Recope traslada estación de combustible del Santamaría", Diario La Nación, sección El País, 27 de noviembre de 2012.



\_\_\_\_\_. (2012). “País importará combustibles más limpios desde enero”, Diario La Nación, sección El País, 28 de noviembre de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). “Firma coreana le ofrece autobuses al Gobierno”, Diario La Nación, sección El País, 28 de noviembre de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). “Presidenta firma directriz para que ICE compre energía más limpia y más barata”, Diario La Nación, sección El País, 19 de diciembre de 2012.

MINAET. “Modelo de desarrollo eco competitivo y bajo en emisiones”, presentación .pdf de la Dirección de Cambio Climático.

<http://www.aliarse.org/documentos/Direccion-Cambio-Climatico-MINAET.pdf>

\_\_\_\_\_. “Costa Rica estrategia país Carbono Neutralidad”, presentación .pdf de la Dirección de Cambio Climático.

<http://www.msp.go.cr/ministerio/gestion%20ambiental/aprendamos/cambio%20climatico/Estrategia%20Pais%20Carbono%20Neutralidad.pdf>

Murillo, Álvaro. (2012). “Se frenó contaminación y se redujo tasa de accidentes”, Diario La Nación, sección El País, 2 de julio de 2012.

Oviedo, Esteban. (2012). “Futuro de explotación petrolera en el país depende de la Sala IV”, Diario La Nación, sección El País, 30 de noviembre de 2012.

Periódico La República. (2012). “Tren moderno, ¿ahora sí?”, 20 de noviembre de 2012.

Rivera, Ernesto. (2012). “ICE impulsa geotermia para compensar altibajos en lluvias”, Diario La Nación, sección El País, 3 de setiembre de 2012.

Rodríguez, Alejandra. (2012). “Norma Nacional de Sistema de Gestión para demostrar la C Neutralidad”, INTECO: Dirección de Normalización, presentación formato pdf.

<http://www.aliarse.org/documentos/NORMA-C-NEUTRO-INTECO.pdf>

Ross, Amy (2012) “Vecinos de Parrita y Acosta alegan daños por represas”, Diario La Nación, sección El País, 30 de mayo de 2012.

Ross, Amy (2012) “Aire de GAM contiene nivel excesivo de contaminante”, Diario La Nación, sección El País, 30 de octubre de 2012.

SNC Lavalín. (2012). “Proyecto: Perspectiva sobre el potencial uso del Gas Natural en Costa Rica”, cliente RECOPE, Documento No. 508726-000-49ER-0001.

[http://www.cicr.com/docs/Foro\\_Energia/Gas\\_Natural/RECOPE.pdf](http://www.cicr.com/docs/Foro_Energia/Gas_Natural/RECOPE.pdf)

<http://ecoanalisys.org/wp-content/uploads/2011/08/Perspectiva-sobre-el-Potencial-uso-del-Gas-Natural-Jorge-Rojas.pdf>

Soto, Michelle. (2012). “Costa Rica tendría dos veranos y dos inviernos en el 2040”, Diario La Nación, sección Aldea Global, 22 de marzo de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). “Gobierno insta a ticos a bajar su huella de carbono”, Diario La Nación, sección Aldea Global, 27 de marzo de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). “País puede reducir 18 millones de toneladas de CO2 en 20 años”, Diario La Nación, sección Aldea Global, 17 de abril de 2012.

\_\_\_\_\_. (2012). “País recibe \$10 millones para cambio climático”, Diario La Nación, sección Aldea Global, 17 de diciembre de 2012.

[http://www.nacion.com/archivo/Pais-recibe-millones-cambio-climatico\\_0\\_1309869108.html](http://www.nacion.com/archivo/Pais-recibe-millones-cambio-climatico_0_1309869108.html)

Trujillo, Ricardo. (2012). “Megahidroeléctricas o plantas de gas natural en ciclo combinado?”, Diario La Nación, sección Opinión, 3 de febrero de 2012.

Vargas, Alejandra. (2012). “Ad Astra acuerda con Gobierno estudiar energías limpias”, Diario La Nación, sección Aldea Global, 25 de julio de 2012.

Vargas, Carlos. (2012). “ICE pone en operación planta solar en Bagaces”, Diario La Nación, sección Aldea Global, 20 de noviembre de 2012.

Vizcaíno, Irene. (2012). “Maraña legal amenaza plan geotérmico en parque nacional”, Diario La Nación, sección El País, 31 de marzo de 2012.

## **Notas**

---

<sup>1</sup> El S&P 5000 se cotiza en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) y que representa a las 500 empresas más grandes del mundo (y que según los principales analistas internacionales es el que mejor representa las perspectivas de la economía mundial)

<sup>2</sup> El TWDI es calculado por el Banco de Reserva Federal de San Luis y que constituye la medida oficial del tipo de cambio real multilateral del dólar con las 26 principales monedas del mundo, según su peso relativo dentro del índice y cuyos países representan el 90% del comercio de EE.UU.