PROGRAMA DE INVESTIGACION

Energía y Medio Ambiente: Análisis de la Compatibilidad entre la Política Energética y la Política Ambiental en Costa Rica.

Edgar Fürst Weigand

Serie Documentos de Trabajo 002-2003

CINPE

CINPE
CENTRO INTERNACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA
PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE

Energía y Medio Ambiente: Análisis de la Compatibilidad entre la Política Energética y la Política Ambiental en Costa Rica *

Edgar Fürst Weigand *

Serie Documentos de Trabajo 013- 2002

Resumen ejecutivo

El presente ensayo pretende revelar algunos problemas ya manifiestos y algunas tendencias amenazantes en el sector energético de Costa Rica. Dichos problemas del desempeño actual y sus perspectivas preocupantes hacen pensar, incluso dudar, sobre la supuesta compatibilidad entre la política energética y la política ambiental en el país. Asumiendo una perspectiva de evaluación holística acorde a la economía ecológica, el estudio fundamenta este hallazgo con base en:

- un diagnostico macro-sectorial del desempeño ambiental de la producción y el consumo de la energía en los últimos 35 años,
- una crítica socio-ecológica a la política ambiental (basada primordialmente en la internacionalización monetaria de costos ambientales y la evaluación multiobjetivo de proyectos) en el ICE,
- un análisis del diverso impacto y la protección ambiental en la planificación y realización de proyectos energéticos, sobre todo hidroeléctricos de gran tamaño y alternativos de carácter descentralizado,
- una revisión de las políticas de fomento a la instalación de energías renovables no convencionales,
- una apreciación de los avances y regulaciones en el campo de mejoras en la eficiencia energética y de la producción más limpia con enfoque preventivo, y finalmente en
- una evaluación del marco institucional-regulatorio (en particular la regla del despacho) que ha venido imperando o se encuentra en un proceso de cambio ambiguo, como el protagonizado por el “Combo” en 2000.

Todos estos elementos estudiados inducen concluir que ha surgido mayormente un considerable divorcio entre la política energética practicada en el ICE y el país y una política ambiental de carácter innovador-estructural.

* Profesor e Investigado del Centro Internacional de Política Económica para el Desarrollo Sostenible (CINPE), de la Universidad Nacional de Costa Rica.

1. Introducción 1

2. El sector energético: situación actual y dilemas estructurales 4

2.1 Observaciones iniciales 4

2.2 Capacidad instalada, oferta total, generación y consumo según fuentes de energía 4

2.3 Demanda total y su composición por fuentes de energía 10

2.4 Consumo energético total según sector de consumo 12

Costa Rica: Cambio Estructural del patrón del Consumo Energético 1965-2000 15

2.5 Consumo de electricidad según sector de consumo 18

2.6 Eficiencia energética del consumo y la producción 20

2.7 Estructura institucional y de valor de la cadena de electricidad 23

3. Las políticas energéticas y ambientales en su conjunto: ¿hasta dónde se ha avanzado en Costa Rica, en particular en el ICE? 26

3.1 La internalización de los costos ambientales 26

3.2 Planificación energética y ambiental 28

3.3 Fomento proactivo de fuentes energéticas no convencionales 43

3.4 Políticas ambientales a favor del uso eficiente de la energía 47

4. Modernización y sostenibilidad: implicaciones ambientales de las reformas energéticas 50

4.1 La institucionalidad del sector energía y la cuestión ambiental 50

4.2 La compatibilidad entre la política energética y la política ambiental 53

5. Principales conclusiones y perspectivas para una agenda de política proactiva 58

Referencias Bibliográficas 61

Mayo de 2003

---

* El presente documento ha sido elaborado en 2002 como parte del estudio denominado *"Aporte del ICE al desarrollo económico y social de Costa Rica: 1950 – 2002 y perspectivas"* para el ICE – *Planificación Estratégica Institucional*, bajo la coordinación de Henry Mora y con la asistencia de Fiorella Salas en la investigación empírica. El estudio indicado está previsto para ser publicado como libro por parte del ICE, en el cuál el presente ensayo constituirá el capítulo II.

Se les agradece a Henry Mora, Rafael Jiménez y el ICE, por el apoyo dado y el permiso de publicación previa en esta serie de Documentos de Trabajo del CINPE.

Energia Y Medio Ambiente: Análisis de la Compatibilidad entre la Política Energética y la Política Ambiental en Costa Rica

1. Introducción

Si bien la relación entre la energía y el medio ambiente ha sido siempre relevante en el desempeño del ICE, el tema ha asumido un papel primordial en los años recientes. La razón principal para esto no es tanto que el reto general del desarrollo ambientalmente sostenible ha llegado a ser una tarea obligatoria para el ICE (igualmente lo es para otras instituciones públicas); sino que dicho desafío representa una encrucijada multidimensional, para ésta institución en cuanto a su futuro (sostenible). Esta encrucijada se refiere a la gran tarea de reestructurar ("*modernizar*" en la jerga del *mainstream*) el ICE en su ámbito institucional, demostrando su capacidad para una reforma integral del sector energético que atienda simultánea y balanceadamente los siguientes desafíos:

- **a-** una ampliación y diversificación de la capacidad instalada (y adicional),según fuentes energéticas, opciones tecnológicas y los correspondientes actores dedicados a la generación y distribución de la energía;
- **b-** un re-fortalecimiento de su capacidad de planificación estratégica, con un enfoque de descentralización y gobernabilidad democrática;
- **c-** una regulación de tarifas y contratos de despacho que siga priorizando una cobertura y precios de electricidad con un enfoque de equidad y abra además el espacio para las emergentes fuentes que de *energías limpias*;
- **d-** una protección ambiental y conservación de ecosistemas que no queda satisfecha con la simple internalización de algunas externalidades ambientales en la estructura de tarifas, sino que enfrenta este reto con un enfoque sistémico de evaluación y gestión multicriterial.

Sistematizando las dimensiones complejas del cambio desafiante anteriormente esbozadas, se puede decir que la política energética y ambiental del ICE se encuentra en el filo de la navaja entre una modernización de su quehacer principal (es decir, como proveedor, garante generador de la energía eléctrica) por un lado, y, por otro, una gestión proactiva e integrada en favor de la sostenibilidad ecológica de sus actividades principales. Tal perspectiva bi-facética no necesariamente debe verse como una tensión entre dos desafíos opuestos, sino más bien como la apertura a un *circulo virtuoso* entre el fortalecimiento institucional y la innovación ambiental.

Con esto último se favorecería una sostenibilidad mutuamente reforzadora, a largo plazo, de ambos "*objetos*" en cuestión, a saber: el sistema eléctrico y el sistema ecológico, siendo el segundo el soporte de vida del primero en este caso. Esto se hace evidente cuando se toma en cuenta con toda su consecuencia afirmativa que actualmente alrededor de un 73 por ciento de la energía eléctrica disponible en Costa Rica proviene de fuentes hidráulicas localizadas en el país (cuadro A2-2), o sea, del ciclo hídrico como último resorte biogeoquímico de la generación hidroeléctrica.

Es cierto que esta relación entre energía y ecología no es algo desconocida, de manera que no se está proponiendo su incorporación a la agenda ambiental del ICE como un hallazgo recientemente revelado. Al contrario, el reto de la protección ambiental, sobre todo en su aspecto de conservación y rescate de cuencas, ha sido una constante preocupación ambiental del Instituto. Sin embargo, dicha postura ha jugado un papel subordinado o aditivo con relación a otras cuestiones consideradas más relevantes, como la planificación de plantas generadoras desde un punto de vista que privilegia el abastecimiento seguro de la futura demanda o la ampliación de la cobertura a través de la electrificación rural (Acuña / Orozco, 1997: 85 y ss.; López, 2000).

Esta presencia colateral del tema ambiental ha pasado por una determinada metamorfosis a partir de los primeros ensayos en el campo de las reformas del sector eléctrico (Jiménez, 1997a; Vargas, 2001), cuyos inicios se pueden identificar con la aprobación de la ley 7200 que permite la co-generación privada. Desde entonces, un conglomerado de cambios graduales o abruptos, todos relativos a la incursión del sector privado, la des- y re-regulación de la compra y el despacho de energía por parte del ICE, y otros mecanismos (incentivos, instituciones, etc.) de la pretendida *modernización* de la política energética y de su gestor central – el ICE – han relazado la cuestión de la protección ambiental de manera muy distinta.

Parece que su suerte está directamente ligada, en forma mucho más holística que hasta entonces, a la modalidad concreta de cómo se hacen efectivas estas reformas, las cuales, en principio, están dirigidas a reestructurar el sector con una perspectiva de apertura a nuevas inversiones costosas en plantas de generación energética y a moldear así una nueva institucionalidad de un sistema eminentemente publico, pero ahora tendiente hacia una red compleja de actores, entre ellos, el capital privado (Vargas, 2001, 2002).

Este ligamen entre la sostenibilidad ecológica y la institucionalidad en proceso de cambio, asume entonces una dimensión más allá de una mera protección ambiental basada en costos ambientales internalizados con base en un enfoque convencional de mitigación curativa de daños puntuales. Dado el cambio estructural e institucional del sistema nacional de generación, trasmisión, despacho, distribución y comercialización eléctrica (incluyendo su planificación estratégica), pareciera que está en juego una gran parte del futuro sostenible en el aspecto clave de la orientación ecológica del país. Dicho lo mismo en términos más breves, pero polémicos: en cuanto peor sea el enfoque y la modalidad de la reforma al sector energético, peor resultará afectado el ambiente visto como un sistema integral.

Lo anterior se evidencia parcialmente en el intento de la reforma llamada "*Proyecto de Ley para el Mejoramiento de los Servicios Públicos de Electricidad y Telecomunicaciones y de la Participación del Estado*" (Gobierno de Costa Rica, 1999), mejor conocida como "*Combo ICE*", cuya parte referente al sector eléctrico implicaba, desde la perspectiva ecológica, dos principales amenazas (entre muchas otras de índole no inmediatamente ambiental):

a- la apertura de áreas protegidas, incluso Parques Nacionales, para su utilización como sitios de plantas hidroeléctricas y geotérmicas por un lado, y, por otro, como corredores de transmisión de alto voltaje (véase la sección 2.3.2);

b- la introducción de una regla de despacho económico, con base en la compra de acuerdo al costo marginal más favorable en el momento, sustituyendo el principio del costo medio imperante, con el probable efecto de cerrar el espacio para el desarrollo de fuentes alternativas de pequeña escala descentralizada y, en su lugar, de favorecer la recurrencia a fuentes fósiles, por lo menos en horas pico (véase, para mayor detalle, la sección 2.4.2) .

Muy probablemente, a este impacto nada favorable para la conservación natural y protección ambiental se pueden agregar otros que no solamente tienen que ver con el proceso de generación y consumo de la energía como tal, sino precisamente con el enfoque de la reforma, sea ésta la intentada y fallida en el pasado reciente, o sea aquella en inminente proceso de concreción en el futuro a mediano plazo con pautas modificadas.

Por lo tanto, en este capítulo se tratarán estas dos dimensiones críticas del sistema energético en Costa Rica, poniendo mayor énfasis en la segunda, es decir las implicaciones ambientales de la inminente reestructuración productiva-institucional del sector, en particular el ICE, sin dejar de ocuparse de otros temas ambientalmente sensibles para el desempeño del Instituto.

Para lograr dicho balance crítico de la compatibilidad o tensión entre la política energética del ICE y la política ambiental a nivel nacional, el procedimiento evaluativo es el siguiente.

La segunda sección presenta un diagnóstico empírico y analítico de las principales características y problemas en la oferta y el consumo de la energía en Costa Rica, recurriendo para esto principalmente a la Memoria Estadística del Sector Energía y los Balances Energéticos disponibles hasta el año 2001 (Ballestero, 2000, 2001).

En la tercera sección se realiza un repaso de lo avanzado en materia de protección ambiental y descentralización de la gestión energética en el ámbito del quehacer del ICE, incluyendo también en esta evaluación algunas políticas energéticas domésticamente promovidas, como las de promoción de energías alternativas y las destinadas al ahorro y la eficiencia en el uso de la energía.

La cuarta sección retoma los tópicos planteados en esta sección introductoria, para efectuar un análisis reflexivo sobre las posibles configuraciones de "*gane-gane*" (círculos virtuosos) o "*gane-pierde / pierde-pierde*" (círculos viciosos) de la referida modernización sectorial. Allí se pondrá mayor atención a la relación ambigua entre los razonamientos públicos y privados en favor de una generación económicamente "*óptima*" por un lado, y por otro, los razonamientos que abogan por patrones energéticos ecológicamente sostenibles en la generación y el uso, todo esto desde una perspectiva sistémica de evaluación multicriterial y gobernabilidad integral.

La ultima sección conclusiva será destinada a la presentación de los principales desafíos pendientes a atender con prioridad, planteando con ello algunas perspectivas de una política económico-ecológica para la cuestión energía y ambiental, tanto en el ámbito del ICE como al nivel nacional.

2. El sector energético: situación actual y dilemas estructurales

2.1 Observaciones iniciales

Cualquier diagnóstico empírico de la situación actual y de las perspectivas del sector energético en Costa Rica se enfrenta con serias dificultades de información (véase, entres muchos otros, Ballestero, 2001; Orozco, 2000 y Vargas, 2001, 2002). Pese a que existe un volumen y una variedad considerable de cifras individuales y series de información procesada (por ejemplo, de la Dirección Sectorial de Energía del MINAE), éstas se caracterizan por ser incompletas, inconsistentes entre sí, y no estar referidas al mismo año base y, sobre todo, al mismo numerario en términos de su medición energética-física (TJ=Terajulios, GWh, BBL, TM, Cal., etc.) y de su referencia económica (valores de PIB distintamente deflacionados). La fuente de datos sobre el desempeño energético de mayor confiabilidad y solidez, al constituir una serie sistematizada y actualizada en el transcurso de muchos años en serie, son los Balances Energéticos producidos anualmente desde 1965 por la OLADE, los cuales son procesados y documentados, principalmente en la medida de TJ, en las *Memorias Estadísticas del Sector Energía de Costa Rica* por la Dirección Sectorial de Energía del MINAE (Ballestero, 2000; 2001). A continuación, estas fuentes de datos constituyen la base estadística principal para proporcionar un panorama del sector energético en Costa Rica a principios del siglo XXI, recurriendo a una retrospectiva de su desempeño en sus principales variables durante los últimos 35 años[1].

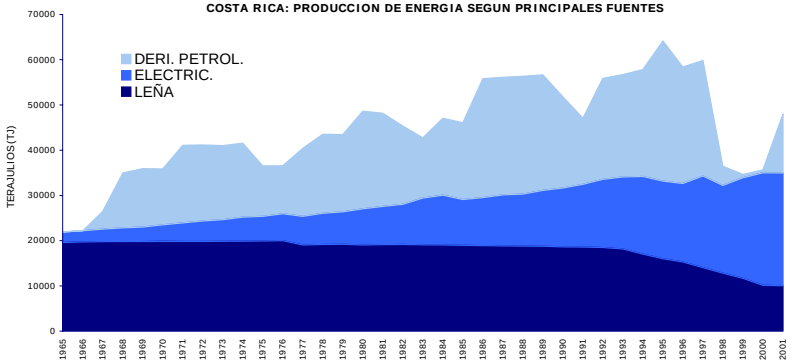
2.2 Capacidad instalada, oferta total, generación y consumo según fuentes de energía

a) Sector energético en general

Empezando con la producción general de energía en el ámbito nacional y su estructura según fuentes principales, el gráfico A2-1 (véase también cuadro A2-1 en el Anexo A) es muy indicativo. La producción total de energía muestra una tendencia alcista con un tope de aproximadamente 50.000 Terajulios (TJ) en 1995, que equivale a un nivel casi tres veces más alto que en 1965. Dicha tendencia expansiva se caracteriza por algunos ciclos atribuidos a los periodos de crisis o alzas de precios del petróleo (1974/75, 1979/80, 2000/2001), y en la cual predomina la fuente de derivados de petróleo hasta 1997. Después de este año, se registra una caída marcada de la producción energética basada en fuentes fósiles y una correspondiente disminución de la producción total de energía, cuyo nivel se ubica relativamente bajo en los años 1998-2000, para recuperarse en 2001 a un nivel similar al de 1980/81.

[1] Para esto, se recurre a sistematizaciones sintéticas de dichos balances energéticos, como las efectuadas por Ballestero, 2001, 2002 y Orozco, 2000

GRÁFICO A2-1
COSTA RICA: PRODUCCION DE ENERGIA SEGUN PRINCIPALES FUENTES



Sin embargo, esta recuperación más reciente se ha remontado sobre un nuevo incremento significativo y preocupante (en términos de la proclamada base hidroeléctrica) de los derivados del petróleo para sostener la producción (y demanda) energética total en el país (gráfico A2-1). Entonces, el desplazamiento de la energía basada en fuentes fósiles (en virtud de su caída durante 1998-2000) por la electricidad, principalmente hidroeléctrica, ha sido solamente temporal en el lapso indicado (véase también el cuadro A2-6). Esta última ha crecido constantemente entre 1965 y 2001, alcanzando mayor importancia absoluta y relativa –con respecto a derivados de petróleo - en los años 1999 y 2000, pero sin poder sustituir, con un alcance de signo sostenible (a largo plazo), las fuentes fósiles con respecto a su aporte siempre muy significativo a la producción total, tal como sí ha ocurrido en el caso de la leña, con tendencia decreciente a largo plazo (cuadro A2-1).

Más específicamente, para el análisis de la generación eléctrica total, entre 1965 y 2001, segmento de la cadena en la cual el ICE, en conjunto con la CNFL, ostenta la mayor competencia funcional (y responsabilidad social como institución líder), se puede recurrir tanto a la capacidad instalada (cuadro A2-2) como a la evolución de la electricidad producida en este período (cuadro A2-1). Esto permite obtener, al mismo tiempo, una visión estadísticamente documentada sobre el panorama de cambio referente a energías convencionales de fuentes renovables (hidroeléctrica y geotérmica con capacidades mayores de 20 MW) y de fuentes no-renovables (térmica pública y privada) por un lado, y, por otro, a energías no convencionales de tipo "*limpio*" (hidro y eólica con capacidades menores de 20 MW), estas últimas mayormente bajo el régimen de co-generación privada desde 1995 en adelante (véase Vargas, 1999, 2001 y 2002).

Así, el cuadro A2-2 ilustra el desarrollo de la capacidad instalada de dichos tipos de energía eléctrica tanto en términos de unidades aprovechables (medidas, en este caso, en MW) como en términos de la participación relativa (en %) de cada tipo de planta en el total instalado. Se puede apreciar allí que entre 1965 y 2001 la capacidad instalada total experimentó una notable expansión hasta alcanzar los 1700 MW, equivalente a casi 12 veces más la capacidad inicial (144 MW). Dicho aumento ha sido impulsado, principalmente, por el crecimiento de la capacidad hidroeléctrica bajo el control público que hasta 2001 (con 1090 MW) se hizo diez veces más grande que la instalada en 1965 (101 MW). Correspondientemente, sus plantas han tenido una predominante participación relativa que continuamente superó el 60 por ciento de la capacidad instalada para todo el sector eléctrico en todo el período. En particular, la energía hidroeléctrica instalada ha mostrado participaciones superiores al 80 por ciento en la mayoría de los años ochenta, cuando hubo mayor expansión de la misma en relación con la capacidad térmica (en virtud de la crisis de los precios de petróleo), que sigue siendo -con una

participación de un 16 por ciento en 2001- la fuente más importante después de la hidroeléctrica. Este es un signo preocupante desde el punto de vista ambiental clásico, al tratarse de una energía no renovable, además de contaminante. La generación térmica ha instalado una capacidad que ha registrado un continuo incremento, de 43 MW (1965) a 294 MW (2001), aunque con una menor tasa de expansión que la hidroeléctrica (cuadro A2-2).

Sin embargo, llama la atención que el decenio más reciente –los años noventa- está caracterizado por una aceleración de la capacidad instalada de plantas térmicas, conduciendo a su duplicación solamente entre 1990 y 2001 (Ibíd.). Igualmente, su participación relativa no demuestra una tendencia sólida (y consistente con preocupaciones ambientales) hacia una baja continua. Más bien, se mantiene más o menos estable en una quinta parte de la capacidad instalada total, llegando a niveles superiores precisamente en los primeros años de los noventa, después de haber logrado participaciones menos preocupantes en los años ochenta. En años más recientes, el aporte relativo se ubicó en un nivel (porcentual) un poco menor que la quinta parte del total, aunque con una participación relativamente alta que conviene sustituir por fuentes renovables.

Como se sabe, el desarrollo de la energía geotérmica es de fecha más reciente, entrando no antes de 1994 como parte de la capacidad instalada para la generación eléctrica. Desde esa fecha, ha demostrado un aumento bastante intenso, particularmente en los últimos años cuando alcanzó casi 150 MW equivalente a un 9 por ciento de la capacidad total en 2001.

Por otro lado, el cuadro A2-2 indica claramente la incursión, desde 1995, en la escena de la generación eléctrica de las fuentes *limpias*, llamadas así, entre otros por Vargas (2001: 1, 147), porque son caracterizadas por dos propiedades amigables con el ambiente:

(1) representan energías renovables sin inducir a la emisión de gases de efecto invernadero u otros contaminantes, y
(2) son explotadas en proyectos relativamente pequeños (capacidad menor que 20 MW) con poca alteración del paisaje y el ambiente natural.

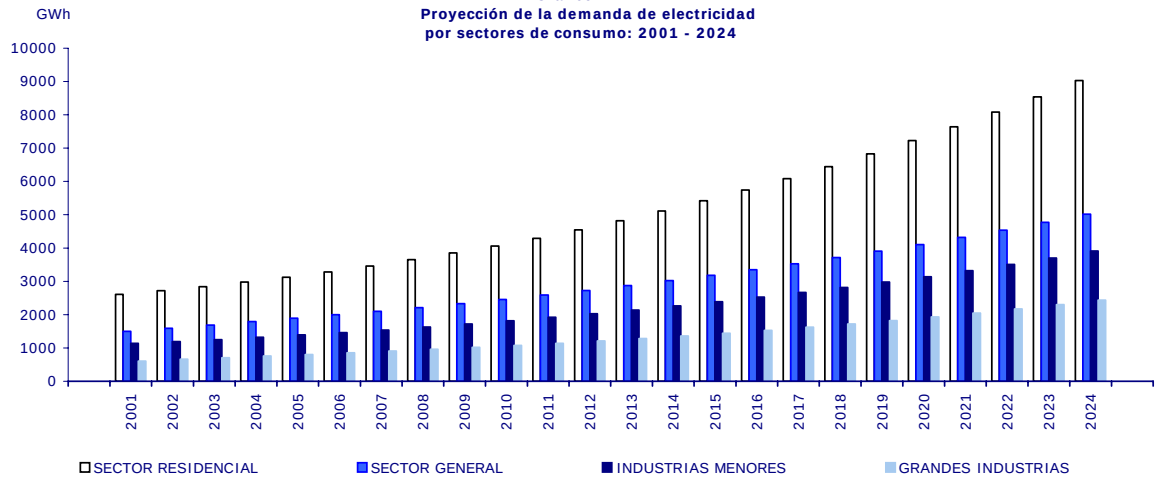
Dicha energías limpias abarcan la energía solar, cuya capacidad instalada y producción de electricidad no aparecen en las estadísticas oficiales consultadas. Además, y obviamente con mayor peso que la solar, tanto la energía hidroeléctrica de menor escala como la energía eólica forman parte de las energías limpias. La generación eléctrica por medio de estas dos fuentes cuya relevancia emergente (capacidad creciente, por lo menos hasta 1999) se plasma en el cuadro A2-2, se ha venido llevando a cabo mayormente bajo la iniciativa privada y tiene un significado cada vez más importante dentro de la política energética-ambiental, con una visión de largo plazo, para el país y para el ICE en particular (véase para mayor detalle: sección 2.3.3).

Mientras la generación hidroeléctrica bajo contratación privada se ha triplicado hasta 1999 (alcanzando 130 MW equivalente a un 8,7 por ciento del total instalado) con signos de estancamiento en este nivel en los años más recientes (2000-2001), la capacidad instalada de la generación eólica privada pasó de 17 MW en 1996 a 43 MW en 1999, obteniendo una participación relativa de 2,8 por ciento en este año, pero en espera de inversiones adicionales en los últimos dos años según los datos disponibles (43 MW equivalente a 2,5 por ciento en 2001). Si bien estas fuentes no convencionales totalizan aun una capacidad instalada relativamente baja (un 11,5 por ciento del total) en comparación con las fuentes convencionales, demuestran un fenómeno emergente que debe tomarse en cuenta, particularmente con respecto a la correspondiente polémica entre los ciudadanos,

políticos y ambientalistas sobre la co-generación privada (Comisión Especial Investigadora, 2000; al respecto véanse aún las secciones 2.3 y 2.4).

En el presente contexto de los patrones históricos y actuales de la capacidad instalada para el abastecimiento de energía eléctrica, es también interesante conocer la proyección de la futura demanda eléctrica por parte de los sectores de mayor consumo en relación con la generación proyectada de electricidad. Como se desprende del cuadro A2-3 y el gráfico 2-2, la demanda total (medida en GWh) proyectada aumentaría significativamente (más de tres veces) entre 2001 y 2024, para llegar a 20809 GWh en 2024. En esta expansión, el sector más dinámico, al demandar más electricidad absoluta y relativamente (mayor tasa de aumento, equivalente a un factor cercano a cuatro), es el sector residencial, cuyo consumo pasaría de un nivel actual (2002) de 2722 GWh a 9031 GWh en 2024, según la proyección efectuada. Le siguen en importancia de demanda absoluta el sector general y las industrias menores respectivamente, ambas con dinámicas de expansión relativamente acordes al promedio total. Por otra parte, llama la atención el ritmo de expansión (con un factor mayor que cuatro) de las grandes industrias, cuya demanda eléctrica se proyecta desde un nivel relativamente bajo (662 GWh en 2002) hasta alcanzar una demanda relativamente elevada (2440 GWh) en 2024. Lo anterior parece reflejar una priorización relativa del consumo industrial, en particular de las grandes industrias, por parte de la planificación estratégica del sector eléctrico.

Gráfico 2-2
Proyección de la demanda de electricidad por sectores de consumo: 2001 - 2024



Fuente: Ballesteros, 2002: 96, gráfico No. 27

La resultante demanda total efectuada por los sectores mencionados va más o menos en paralelo a una proyección de la demanda de generación de electricidad que se mide en MW. Sin embargo, del cuadro A2-3 no resulta explicito si la generación proyectada en otra medida que la correspondiente a la demanda de consumo total (GWh), será suficiente para cubrir la última, aún cuando la tasa de expansión para la generación proyectada que equivale a 300 por ciento entre 2002 (7384 MW) y 2024 (23019 MW), parece confirmar esto.

En todo caso, esta expansión requiere un gran esfuerzo de inversión publica y privada en el cercano y largo plazos. Para tener una imagen sobre su viabilidad a la luz de las tendencias en el pasado y en el periodo más reciente, cabe observar el patrón de inversión energética en relación con la inversión total. Como se puede ver en el cuadro A2-5 (columna 3), la inversión pública en la capacidad energética

(en cifras absolutas de colones corrientes) ha experimentado un enorme impulso en el periodo bajo análisis, asumiendo una dinámica particular con inversiones anuales de 40 – 60 mil millones colones en los años recientes desde 1993/94. Sin embargo, en términos de su relación porcentual con la inversión total y la inversión pública total respectivamente, preocupa la reducción de su relevancia relativa, pasando ésta de 11 por ciento (1995) a 6,7 por ciento (2000), la primera, y de 52,4 por ciento (1996) a 31,6 por ciento (2000) la segunda.

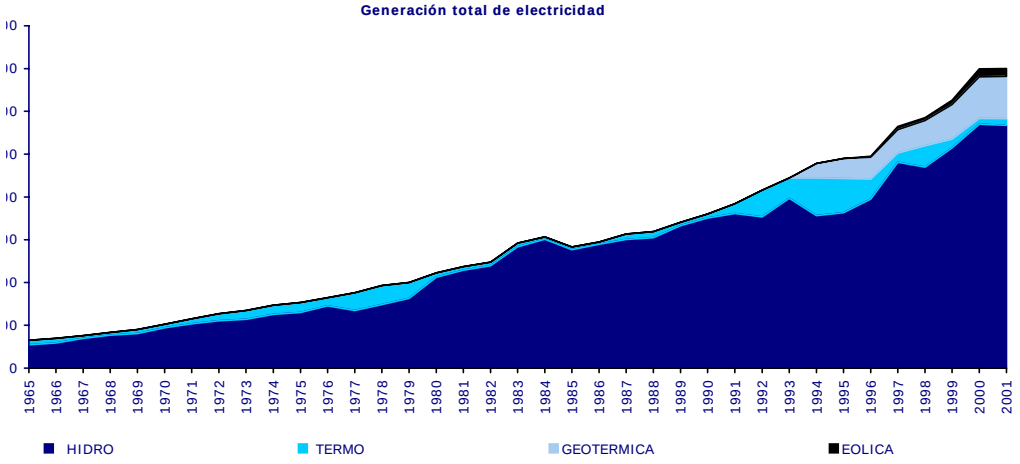
Aún más preocupante es la repetida caída (además a la ya registrada entre 1999 y 2000) de la inversión energética pública en el año 2001, pasando de 53, 3 (2000) a 44,4 mil millones colones en el 2001, equivalente a un nivel absoluto ya alcanzado en el año 1995 (Ballestero, 2002: 27, cuadro 1.7). Aún peor, llama la atención que la inversión efectuada por el ICE – igualmente a la realizada por RECOPE y otras empresas publicas eléctricas - está reduciéndose en cifras absolutas desde 1999, pasando de su tope histórico alcanzado en este año -57,7 mil millones a 37,5 mil millones colones en 2001 (Ibíd.).

Parece entonces que en esta pérdida relativa del dinamismo inversionista en el sector energético del país se expresa una relativa erosión de la capacidad de inversión del ICE durante los últimos años, debido a una serie de amarres institucionales impuestos a esta institución rectora del proceso de acumulación de capital en energía eléctrica (Marín, 2000). Pese a que el cuadro A2-5 no permite sacar una conclusión directa de las cifras documentadas allí (columna 5), parece cierto que la inversión privada en energía se ha incrementado continuamente desde los inicios de los noventa, sin por supuesto haber desplazado a la inversión pública energética. Esta sigue siendo la más significativa de acuerdo a su dominio estratégico, acorde al carácter del sector energético Costarricense de ser un monopsonio público (Vargas, 2002). El cuadro A2-5 es suficientemente ilustrativo para comprobar este protagonismo del ICE con relación a RECOPE y la otras empresas eléctricas (CNFL, etc.), al absorber alrededor de 80 por ciento del total invertido en el transcurso del periodo, pero -como ya señalado- con una tendencia de erosión (en términos nominales) durante el período más reciente entre 1999 y 2001 (paralela a una reducción aún más drástica de la inversión efectuada por RECOPE).

b) Sector eléctrico en particular

Lo que más interesa analizar en éste capítulo, es la generación efectiva de electricidad según fuentes de energía. Para esto debe diferenciarse entre las fuentes de energía transformadas para generar electricidad (energía primaria medida en TJ) y las fuentes generadoras de la electricidad total disponible (en la medida de GWh). Ambas son documentados para el período 1965-2001 en el cuadro A2-6 y el gráfico A2-3, respectivamente.

Gráfico 2-3
Generación total de electricidad



Ballesteros, 2002: 7, gráfico No. 22

Como se puede ver allí, el total de la energía eléctrica transformada y finalmente generada, respectivamente, se multiplicó por más que catorce veces en el lapso indicado, pasando de 3512 TJ en 1965 a 50672 TJ en 2001 en el primer caso (cuadro A2-6), y se expandió con un factor de 7 en el segundo caso (gráfico 2-3). Es evidente que en este dinamismo de generación eléctrica la fuente hidráulica ha sido la fuerza más expansiva y relativamente significativa, al incrementar su aporte como energía primaria a la generación nacional de electricidad de 2273 TJ en 1965 a 24700 TJ en 2001. Estos volúmenes utilizados para la generación equivalen a una participación relativa de casi dos tercios (65 %) del total en 1965 y un poco menos que la mitad (aproximadamente un 49 %) en 2001. Había alcanzado casi un 100 por ciento en el año 1984, cuando todavía no había generación geotérmica y se hizo patente una caída significativa en el aporte de los derivados de petróleo (cuadro A2-6).

Con respecto a la fuente geotérmica, esta destaca por su expansión tanto absoluta como relativa desde 1995, pasando de un 20, 5 por ciento en este año de arranque a un 40 por ciento del total generado (Ibíd). Con ello, este nuevo tipo de energía eléctrica está desplazando parcialmente a la generación hidroeléctrica (y a la térmica) como fuente claramente dominante en la estructura según tipo de fuente de electricidad (cuadro A2-6), y también según tipo de fuente del total de la energía producida en el país (cuadro A2-1).

Pero también se puede apreciar en el cuadro A2-6 y el gráfico 2-3 que las fuentes no renovables y potencialmente contaminantes con efecto de calentamiento global, es decir: los energéticos fósiles (en particular, diesel oil y fuel oil), así como la generación térmica, a su vez basada en dichos combustibles con altas emisiones de efecto invernadero, mantienen un papel en la generación total de electricidad que debe llamar la atención. Así, los combustibles mencionados han tenido cierto significado relativo equivalente a un tercio (entre 30 y 45 %) del total entre 1965 y 1979, para pasar después (probablemente como efecto de la crisis de precios del petróleo) a una participación significativamente reducida (no mayor que un 10 por ciento) entre 1980 y 1991 y volver a crecer absoluta y relativamente en los años noventa, por lo menos hasta 1997 (es decir hasta la nueva alza de las cotizaciones internacionales del petróleo).

En el decenio más reciente de los noventa, el aporte de los derivados de petróleo ha alcanzando su máximo en 1992 con un tercio del total transformado para la generación eléctrica. En cualquier caso, la presencia, incluso dependencia de la energía fósil en Costa Rica ha sido y sigue siempre incidente, sobre todo cuando la atención no se limita a la generación de electricidad, sino que enfoca también otros usos más dominados por los combustibles fósiles, como su consumo en la actividad del transporte (véase la sub-sección 2.3. relativa al consumo energético total).

Otras fuentes con incidencia mucho menos significativa en la generación de electricidad, son la energía eólica y la basada en bagazo. Mientras la fuente eólica ha venido experimentando una notable expansión desde su incursión comercial en el mercado de electricidad en 1996 (véase también gráfico 2-3), alcanzando un 3.8 % del total en 2001, la de bagazo ha venido reduciéndose en tendencia a través del periodo bajo estudio desde 1970 (cuadro A-6).

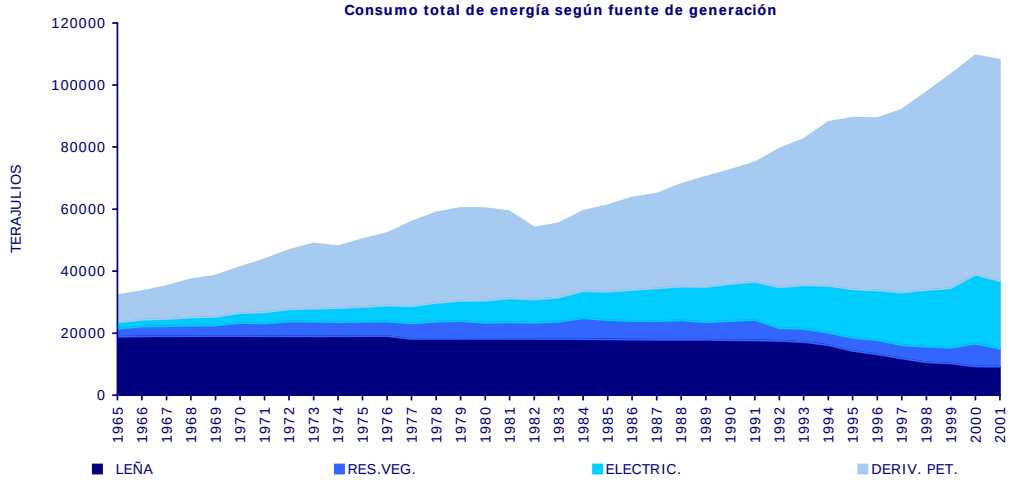
Finalmente, es interesante saber cuanto de la electricidad producida se exporta y cuanto de la consumida se importa. El Cuadro A2-7 proporciona la correspondiente información que en conjunto con la cifras relativas a la producción deberían dar la oferta total de la electricidad en el país (lo que no se da en la mayoría de los años debido a un cierre negativo no explicado en el cuadro A2-7). Se puede observar que hasta el año 1981 no hubo transacciones internacionales de electricidad.

Posteriormente, el sector eléctrico de Costa Rica ha sido un exportador neto de electricidad entre 1982-1986, para pasar a ser un importador neto hasta 1991 (también en 1995 y 1996) y volver a mostrar una capacidad de exportador neto (sobre todo a Centro América, principalmente a Nicaragua) en la segunda mitad de los años noventa y, sobre todo, en los años más recientes del actual siglo. La oferta total ha aumentado continuamente gracias a la producción creciente, manteniendo un nivel inferior al de la producción interna, debido a un cierre continuo negativo con excepción de los años 1989-1993 (importador neto) y de acuerdo al cuadro A2-7.

2.3 Demanda total y su composición por fuentes de energía

Aún más significativo que la evolución de la energía producida y su desglose según fuente, es analizar el cambio del consumo neto total según fuente, ya que su tendencia histórica puede ser más relevante que la de la producción para la sostenibilidad energética-ambiental del patrón de consumo y producción de la sociedad Costarricense.

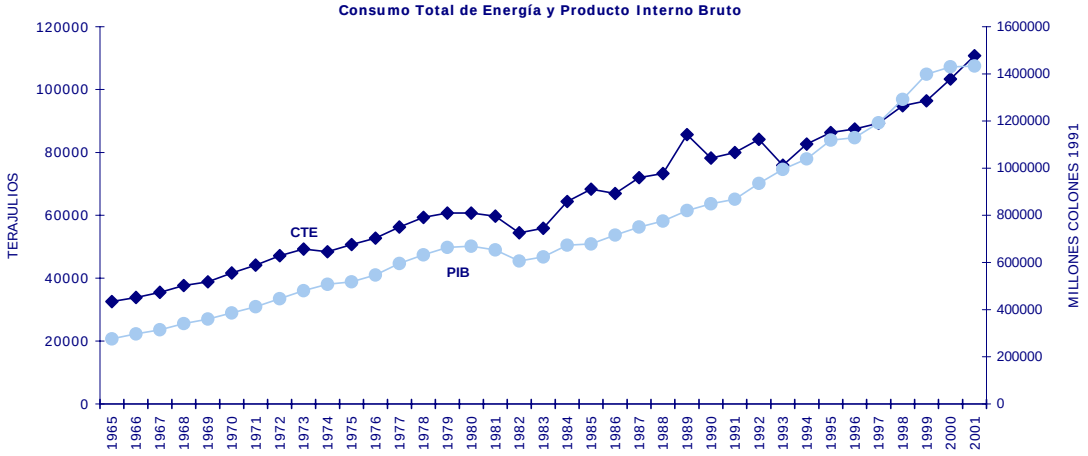
Gráfico 2-4
Consumo total de energía según fuente de generación



Fuente: Ballesteros, 2002: 149, gráfico No. 36

Como se puede apreciar fácilmente del gráfico 2-4 basado en el cuadro A2-8, el consumo energético total experimentó un aumento con un factor mayor que 3, al expandir de 32 522 TJ en 1965 a 109 627 TJ en 2001. Analizando el comportamiento de la energía consumida en los años 2000 y 2001 documentados en el cuado A2-8, conviene señalar la primera disminución del consumo energético total en 2001, acompañada por una paralela reducción del consumo eléctrico, después de la anterior caída ya efectuada en 1981-1983 (véase cuadro A2-8). Lo anterior se puede interpretar probablemente como un impacto de la desaceleración del crecimiento económico que se hizo manifiesto inicialmente en 2001 (parecida a la iniciación de la crisis en 1981), y no como efecto de un ahorro relativo en concordancia con un cambio ambientalmente amigable hacia un patrón de producción y consumo menos intenso en energía. Esto último pareciera que queda confirmado en grandes líneas por el gráfico 2-5 y, aún más detallado, por las cifras en el cuadro A2-10. De este mismo se desprende además, que ni la intensidad energética en términos del PIB (columna 7) ni la intensidad de consumo energético por habitante (columna 5) han mostrado una disminución en años recientes del presente siglo (para mayor detalle al respecto ver aún sección 2.2.6).

Gráfico 2-5
Consumo Total de Energía y Producto Interno Bruto



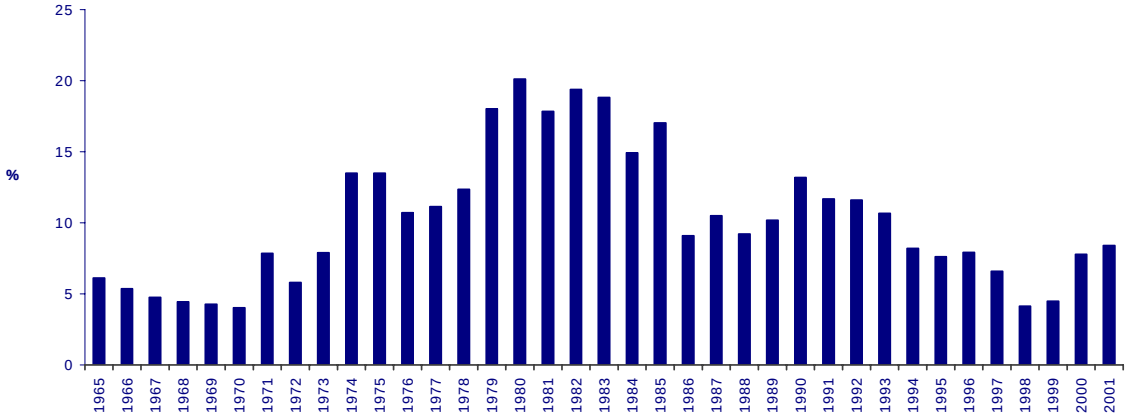
Fuente: Ballesteros, 2002: 18, gráfico No. 2

En términos de la composición según fuente, es evidente y preocupante la expansión absoluta y relativa de los derivados de petróleo en el consumo energético total, a su vez siempre expansivo en la tendencia a largo plazo (cuadros A2-8 y A2-9). El Gráfico 2-4 ilustra esta tendencia inquietante de manera clara. En cifras concretas (cuadro A2-9), lo ilustrado implica que si bien la electricidad generada por fuentes mayormente renovables ha aumentado su participación en el total consumido de un 6 por ciento (1965) a un 27 % (2000-2001), el consumo energético atendido por combustibles fósiles (sobre todo diesel, gasolinas, fuel oil) se ha incrementado aun más, pasando de un 40% a aproximadamente un 65 por ciento en el mismo periodo, destacándose por una tendencia hacia mayor presencia en la actualidad y el futuro cercano (cuadros A2-9 y A2-10).

Este comportamiento nada favorable en el pasado, representa una bomba de tiempo para el abastecimiento de la creciente demanda energética que debe llamar la atención, porque pone en jaque el mito relativo de que Costa Rica se caracteriza por un patrón energético relativamente sustentable, al basarse principalmente en energías renovables. Esta calificación es sola cierta para la electricidad generada, pero es una percepción completamente errónea con respecto a la estructura del consumo final de energía total. Esta misma sigue un patrón nada sostenible por la incidencia sobreproporcional de los derivados de petróleo que se consumen sobre todo en el transporte (al respecto véase más adelante).

Esta fragilidad del consumo total energético se hace más patente cuando se enfrenta a la carga de importaciones de petróleo y derivados que son necesarios para sostener la dinámica de energía demandada por la economía y sociedad Costarricense. El cuadro A2-11 y el gráfico 2-6 revelan este problema, al relacionar las importaciones del crudo con las exportaciones totales del país, la supuesta fuerza motriz del modelo de desarrollo recientemente instaurado en Costa Rica. Se puede ver que el petróleo importado (incluyendo sus derivados) ha pasado de $ 6,8 millones en 1965 a $ 455,4 Millones en 2000 ($ 420,5 millones en 2001), equivaliendo esta dinámica a una tasa promedio de crecimiento anual de 188 por ciento (en dólares corientes). En términos de dólares gastados por un dólar generado por exportaciones, la relación ha evolucionado de 6 por ciento (1965) a 8,4 por ciento (2000), pasando por el período crítico de la cuenta petrolera entre 1979 y 1985 con el año pico (con un 20 por ciento) en 1980 – el año de crisis con el mayor peso relativo de importaciones petroleras en relación a las exportaciones (gráfico 2-6).

Gráfico 2-6
Relación entre las importaciones de petróleoy derivados y las exportaciones totales



Fuente: Ballesteros, 2002: 26, gráfico No. 6

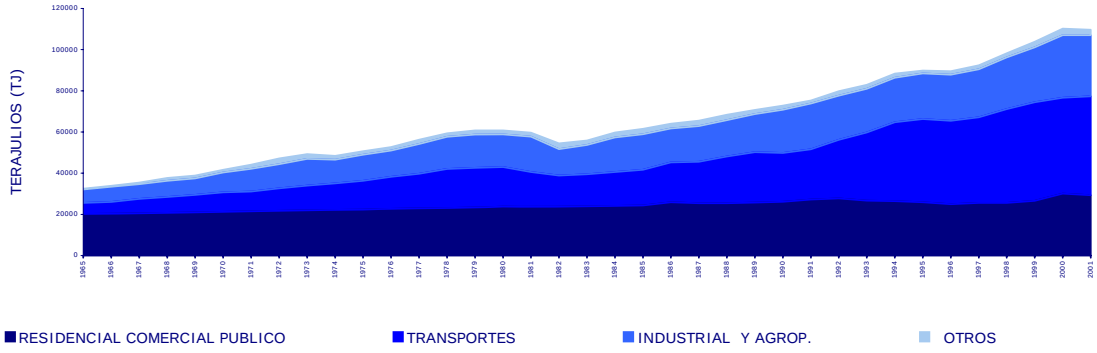
De acuerdo a lo documentado en cuadro A2-11, pareciera que el dinamismo de las exportaciones en la década de los noventa – sobre todo a partir del año 1994 pudo amortiguar necesidad de divisas para pagar la cuenta petrolera, y así soportar un patrón de consumo energético poco sustentable a largo plazo. Sin embargo, preocupa la tendencia más reciente – tal como manifiesta para los años 2000 y 2001 en los cuadros A2-9, A2-11 y el gráfico 2-6 - de un re-acoplamiento de la expansión del consumo total de energía impulsado / aportado por las importaciones de derivados de petróleo, estos tanto en términos absolutos como relativos (mayor importación necesaria por un dólar ganado por exportación). Lo anterior indica dos cosas amenazantes al mismo tiempo: en primer lugar una cuenta externa no sostenible a largo plazo y, en segundo lugar (y más importante), un perfil de consumo energético aun menos sostenible en términos ecológicos.

2.4 Consumo energético total según sector de consumo

La composición del consumo total de energía por grandes sectores demandantes está claramente dominada por el peso del sector transporte, esto sobre todo debido al consumo de derivados de petróleo por parte de esta actividad intensiva en contaminantes del aire (véase también Orozco, 2000: 188-190, cuadro 5.1, y Orozco, et al., 2000: 113-115).

En términos del consumo energético sectorial, el gráfico 2-7 y los correspondientes cuadro A2-12 y A2-13, en 2001 el sector transporte estaba consumiendo energía en un nivel (47 962 TJ) que supera al nivel consumido en 1965 (5494 TJ) por casi nueve veces. Su participación relativa en el total pasó de un 17 a 44 por ciento entre 1965 y 2001, desplazando así durante este lapso al sector residencial y comercial así como a la industria y el agro. Estos dos sectores han sido todavía los consumidores más significativos en los años sesenta y la primera mitad de los setenta, pero en 2000 cuentan con participaciones reducidas (cuadro A2-13). Desde el punto de vista ambiental, esta pauta de cambio estructural es preocupante en vista del tipo de energía consumida por el transporte. Debido a que este es claramente sesgado hacia la energía fósil (diesel, gasolina regular y súper como mayores insumos) en un casi 100 por ciento del consumo total (véase cuadro A2-14 y cuadro 2.1), la implicada contaminación atmosférica por las emisiones de gases de efecto invernadero lleva a la conclusión que la estructura del consumo energético total por destino resulta ser poco sostenible.

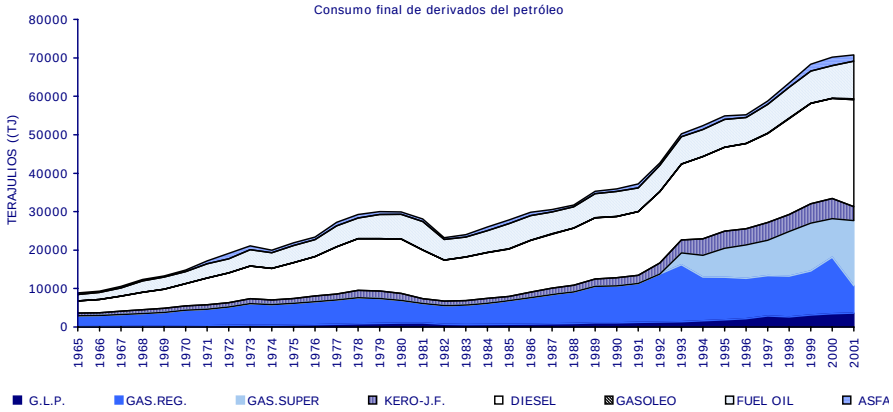
Gráfico 2-7
Consumo Total de energía
según sectores de consumo



Fuente: Ballesteros, 2002: 152, gráfico No. 37

La gráfica 2-8 (gráfico No. 30 en Ballestero, 2002) refuerza esta afirmación, ilustrando, de forma impresionante, el crecimiento acelerado en el consumo de los derivados del petróleo entre 1995 y 2001 y la participación creciente en éste del diesel, conocido por su mala calidad y sus emisiones excesivas de partículas y dióxido de azufre (véase La Nación, 24/06/2002, p. 7).

Gráfico 2-8
Consumo final de derivados del petróleo



Fuente : Ballesteros, 2002: 100, gráfico No. 30

Lo planteado anteriormente en cuanto al cambio estructural ambientalmente desfavorable en el patrón energético sectorial de la economía Costarricense (véase también Fürst, 2000: capítulos 3-5), se queda plasmado para los años 1965, 1979, 1995 y 2000 en el Cuadro 2.1 a continuación. Allí, pueden apreciarse tres rasgos sobresalientes de los cambios ocurridos y las tendencias mantenidas entre 1965 y 2000 o esperadas para el cercano futura:

1. En cuanto al patrón del consumo de energía hidroeléctrica, la participación residencial / comercial en esta última ha venido cediendo un papel relativo siempre más importante al sector productivo (agro, industrial) entre 1965 y 2000, en perjuicio de una decreciente participación del sector residencial-comercial (por lo menos hasta 1995). Esto parece haber sido relativamente favorable para el ambiente, al indicar un mayor consumo productivo de energía renovable (desplazando a la no renovable, todavía predominante en 1965 y 1979), aun cuando con demandas cada vez más difíciles a atender por dicho tipo de energía. El sector transporte no tiene alguna presencia en el consumo de energía hidroeléctrica, mientras el resto de la economía incrementa su uso de fuentes hidroeléctricas, y en menor grado, de otras renovables (sobre todo geotérmica) durante el período bajo estudio.

CUADRO 2.1

Costa Rica: Cambio Estructural del patrón del Consumo Energético 1965-2000
Distribucion Relativa de la Oferta Energética para cada Sector de Consumo
por Tipo de Energía y Fuente (en porcentajes)

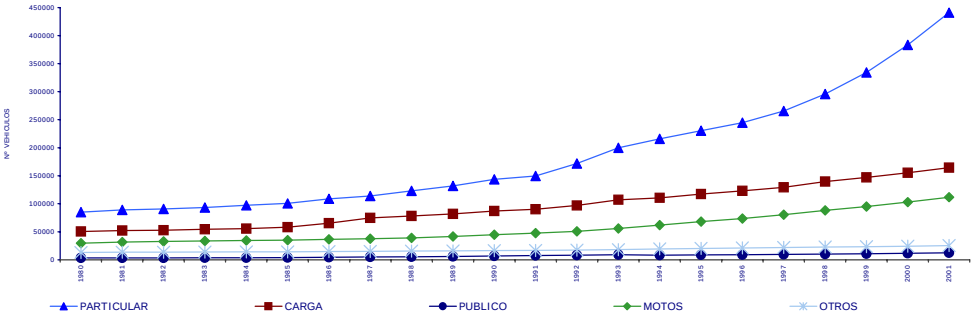
	ENERGIAS RENOVABLES			ENERGIAS NO RENOVABLES		
AÑO 1965						
SECTOR	**HIDRO**	**GEOTERM**	**S+E**	**DIESEL**	**FUEL**	**GASOL**
Resid.-comercial*	67	ND	ND	0	0	0
Productivo**	21	ND	ND	24	92	3
Transporte	0,2	ND	ND	76	0	95
Resto***	11,8	ND	ND	0	8	2
Consumo total por fuente	**100**	**ND**	**ND**	**100**	**100**	**100**
AÑO 1979						
SECTOR	**HIDRO**	**GEOTERM**	**S+E**	**DIESEL**	**FUEL**	**GASOL**
Resid.-comercial*	56	ND	ND	0	0	0
Productivo**	22,4	ND	ND	12	84	4
Transporte	0,6	ND	ND	87,6	0	92
Resto***	21	ND	ND	0,4	16	4
Consumo total	**100**	**ND**	**ND**	**100**	**100**	**100**
AÑO 1995						
SECTOR	**HIDRO**	**GEOTERM**	**S+E**	**DIESEL**	**FUEL**	**GASOL**
Resid.-comercial*	47	4	ND	0	0	0,3
Productivo**	26	2	ND	12	83	3,2
Transporte	0	0	ND	84	0	92,5
Resto***	24	94	ND	4	17	4
Consumo total	**100**	**100**	**ND**	**100**	**100**	**100**
AÑO 2000						
SECTOR	**HIDRO (6)**	**GEOTERM**	**S+E (5)**	**DIESEL**	**FUEL**	**GASOL**
Resid.-comercial*	49	11	3	0	0	0,5
Productivo**	28	6	2	29	84	2,5
Transporte	0	ND	ND	68	0	95
Resto***	23	83	95	3	16	2,5
Consumo total	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

Notas explicativas:*Resid.-comercial: incluye el consumo de los hogares más el consumo comercial de manera agregada. **Productivo: incluye el consumo industrial, más el consumo agrícola y de la construcción de manera agregada. ***Resto: incluye el consumo energético de todas las actividades que no están consideradas en los agregados de residencial-comercial, industrial-agrícola y el transporte.
Simbología:HIDRO: Energía Hidroeléctrica. GEOTERM: Energía Geotérmica (en explotación y uso comercial desde 1995) S+E: Energías alternativas: Energía Solar (S) más Energía Eólica (E), en uso comercial desde 1997-1998 GASOL: regular y súper, gas , gasóleo y gas licuado (GLP). ND: No hay datos disponibles.
Fuentes: Elaboración propia con base en: i)Balances Energéticos Nacionales. Serie Histórica 1965-2000 (MINAE-DSE, distintos años), para los años 1979, 1995 y 2000. ii)Programa Energético del Istmo Centroamericano. Proyecto RLA/76/012 (1980), para el año 1965.

2. Las energías renovables basadas en fuentes geotérmicas y alternativas (solar y eólica) no han mostrado aún una fuerte incidencia (absoluta y relativa) en el consumo eléctrico total de los grandes sectores considerados (cuadro A2-2), con excepción de una participación muy incipiente en 1995 (geotérmica) y 2000 (geotérmica, eólica, solar) en el consumo energético total, aunque con cierta relevancia relativa de su uso para el resto de los sectores demandantes (servicios privados y públicos en particular). Sin embargo, es poco probable que aumentara más su participación en el consumo total en el cercano futuro, esto de acuerdo a su ritmo de desarrollo promisorio en el reciente pasado (para la fuente eólica véase cuadro A2-6) y, a lo mejor, con mayor incidencia en el consumo residencial-comercial, y –posiblemente con mucho menor relevancia- en los sectores productivos. Depende esto de una decisión fundamental de política estratégica a favor o en contra (incluyendo una posición indiferente) del desarrollo proactivo de dichas fuentes renovables alternativas a la hidroeléctrica véase sección 2.3.3),

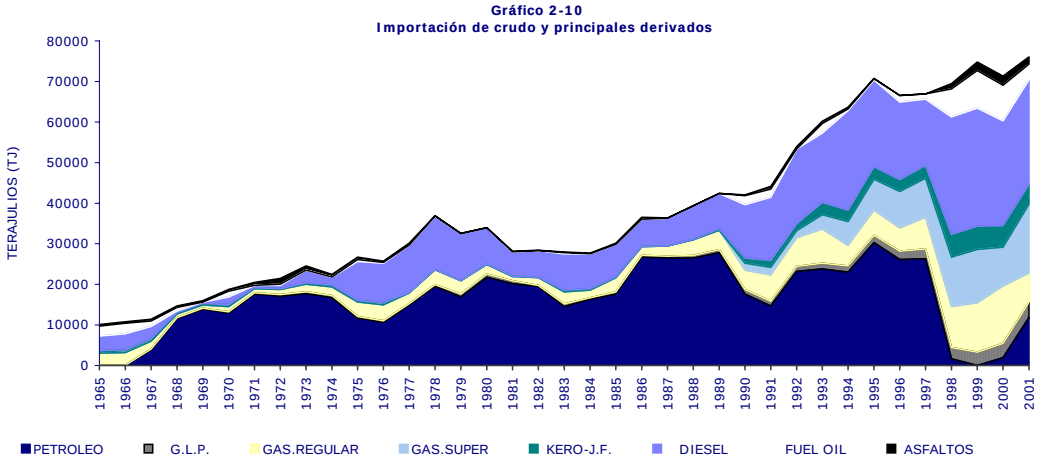
3. Aun cuando el sector industrial muestra una tendencia levemente creciente y preocupante en su participación en el consumo de energías no renovables, particularmente de diesel y fuel, es el sector transporte el que sigue consumiendo e importando la gran mayoría de dicha energía fósil tanto en términos absolutos (cuadro A2-12) y relativos (cuadro A2-13). Llama la atención la tendencia creciente de la gasolina desde 1992 (cuadro A2-14), todo esto debido mayormente al efecto de escala en virtud del aumento explosivo de la flota de vehículos en general, y, más pesadamente, de vehículos particulares en el país que han venido circulando, de forma expansiva y cada vez con mayor presión sobre el consumo de combustibles altamente contaminantes, durante los últimos cinco años (véase el gráfico 2-9).

Gráfico 2-9
Número de vehículos en circulación según año por tipo de vehículo: 1980 - 2001



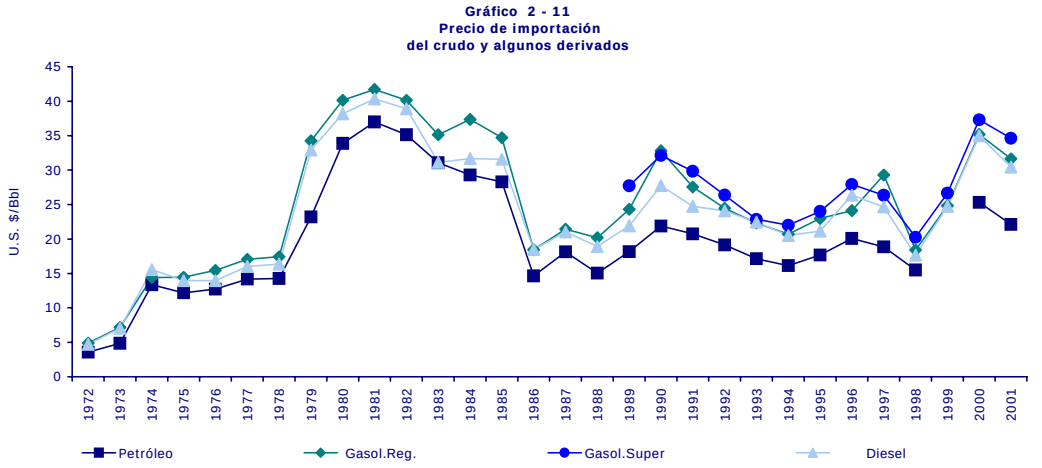
Fuente: Ballesteros, 2002: 34, gráfico No. 7

Resumiendo lo anteriormente expuesto, la afirmación central adelantada en secciones anteriores en el sentido de que la vía del desarrollo basada en el consumo de energía no renovable y contaminante en Costa Rica no favorece el ambiente, parece reforzarse por una lectura adecuada de los indicadores de cambio estructural por tipo y fuente de energía predominante en los sectores de consumo más incidentes, tal como se ha sintetizado en el Cuadro 2.1.



Fuente: Ballesteros, 2002: 92, gráfico No. 29

Pero como ya se señaló también más arriba, la correspondiente factura no se limita solamente al daño y el costo ambiental en relación con el consumo masivo de hidrocarburos, sino que abarca también el costo por concepto de la importación necesaria y el respectivo precio creciente. Los gráficos 2-10 y 2-11 ilustran bien esta factura petrolera (incluyendo los principales derivados del crudo) tanto en términos del volumen importado (en TJ) como en términos del precio pagado en el transcurso del período 1965-2001. Del gráfico 2-10 se desprende la importación muy expandida en los últimos diez años, ante todo del diesel, lo cual obviamente no guarda relación con el crecimiento de los sectores productivos en el mismo periodo.

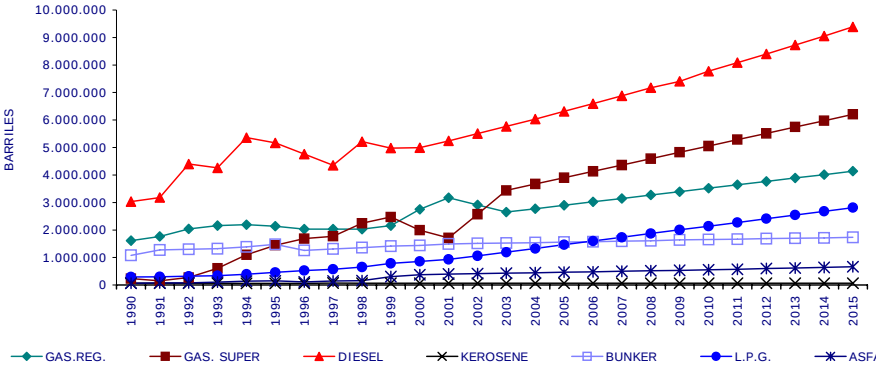


Fuente: Ballesteros, 2002: 43, gráfico No. 15

Esta dependencia crecida indica para la sociedad Costarricense una mayor intensidad del consumo de energía fósil (véase también Cuadro 2.2 más adelante), para la cual la postura consumista manifiesta en el uso extraordinariamente aumentado de vehículos particulares importados parece ser la principal responsable (gráfico 2-9). A esta bomba de tiempo desde la perspectiva ambiental, se agrega el cuello de botella para la cuenta externa a través de los precios del crudo y algunos derivados que siguen un patrón de fluctuación en el mercado mundial, pero parecen ser siempre más inelásticos con respecto a la demanda promedio del Costarricense, aunque cada vez más sensibles para la factura petrolera que debe el país, en particular en los últimos dos años (1999 - 2000) a causa de la inestabilidad política a nivel internacional (gráfico 2-11).

Finalmente, recientes proyecciones de la demanda de derivados de petróleo supuestamente han reconocido la dependencia ya encaminada de la vía fósil para sostener energéticamente el modelo de desarrollo consumista en los años noventa, al estimar las respectivas trayectorias expansivas en el pasado reciente hacia el futuro (2002-2015). Esto se puede derivar como idea-conclusión del gráfico 2-12, en el cuál se ve la expansión de la demanda de los principales derivados del petróleo (con un peso más significativo adscrito al diesel cuyo consumo se asume a duplicarse en los próximos 15 años), resultado propio de proyecciones por parte de los planificadores del sector energético para 2002-20015 a partir de las tendencias entre 1990-2001.

Gráfico 2-12
Costa Rica: Proyecciones de la demanda de los principales derivados del petróleo



Fuente: Ballesteros, 2002: 105, gráfico No. 31

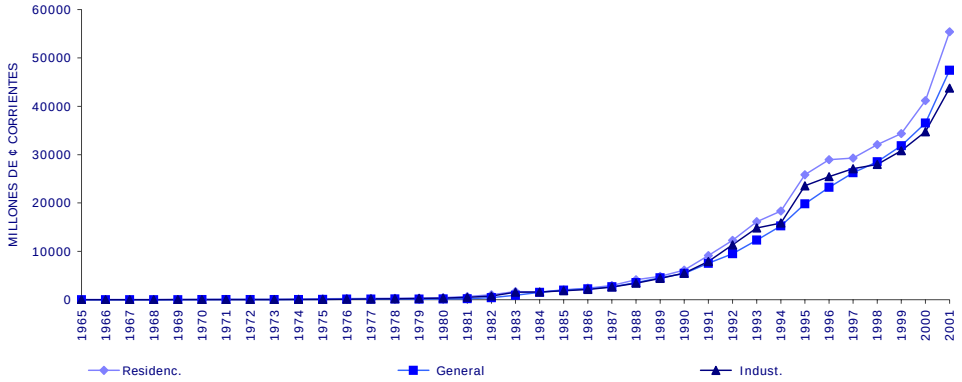
Otra vez, se revela en este escenario que la imagen frecuentemente difundida sobre una estructura energética de Costa Rica sostenida en fuentes renovables pareciera ser nada más que un mito cuando se la enfrenta con la realidad del patrón de consumo total claramente predominado por energía no renovable y contaminante.

2.5 Consumo de electricidad según sector de consumo

En cuanto al consumo sectorial de electricidad (basada en una fuente energética menos crítica en términos de contaminación ambiental y de costo social), los cuadro A2-15 y A2-16 indican que la mayor parte del mismo–más o menos un 70 por ciento- se destina al sector residencial-comercial, seguido por el sector industrial y agro con una participación entre 25 y 30 por ciento. Aún cuando ambos sectores señalados han expandido su consumo eléctrico a lo largo del período 1965-2001, el sector productivo (industrial-agro) muestra un consumo de electricidad relativamente más dinámico en términos absolutos en todo el período, particularmente en los años noventa, alcanzando en el año 2001 un nivel (6063 TJ) que es doce veces mayor que en 1965 y dos veces mayor que en 1992 (cuadro A2-15).

Esto parece ser positivo en comparación al cambio del consumo total de energía, cuyo patrón ha tenido una clara recomposición sectorial hacia el trasporte demandante de energía contaminante (cuadro 2.1). Esto se reconfirma también por la participación igualmente documentada del sector trasporte en el cuadro A2-15. De allí se desprende que este sector ha venido registrando un consumo eléctrico siempre menos relevante en el tiempo (incluso no existente en los últimos 7 años), todo esto evidentemente a cambio de un mayor consumo absoluto y relativo de combustibles fósiles (véanse el cuadro A2-14 y lo expuesto en la sub-sección 2.4).

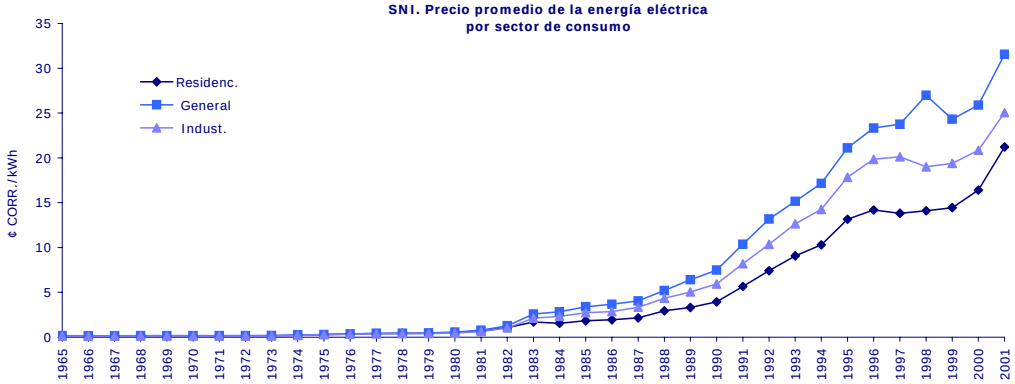
Gráfico 2-13
Ventas de energía eléctrica por sector de consumo



Fuente: Ballesteros, 2002: 79, gráfico No. 25

El gráfico 2-13 complementa la evolución histórica del consumo eléctrico por sector demandante desde la óptica de ventas en colones corrientes. Se observa allí que la venta de electricidad se ha mantenido bastante baja sin alguna diferenciación entre los sectores residencial, general (comercio, etc.) e industria entre 1965 y 1990, para expandirse posteriormente de forma casi exponencial, con mayor energía vendida al sector residencial y menor destino al sector industrial. Si se compara este comportamiento con el mostrado en el cuadro A2-15 (ver también Ballestero 2002: 77, gráfico No. 24), se puede deducir que dicha venta privilegiada a favor del consumo residencial ha sido menos un resultado del mayor volumen consumido de electricidad (en TJ) en este sector, que de una conducta distinta de precios unitarios, con una tendencia estable y uniforme hasta 1990 y un empuje expansivo y más favorable en 2000 y 2001, para el consumo residencial, perjudicando relativamente (con mayores precios) al sector industrial. El gráfico 2-14 confirma esta hipótesis, al revelar que los precios promedio de la energía eléctrica han sido bajos y estables para todos los tres sectores, para incrementase posteriormente con mayor costo de venta impuesto al sector general y con mayor privilegio relativo otorgado al sector residencial.

Gráfico 2-14
SNI. Precio promedio de la energía eléctrica por sector de consumo

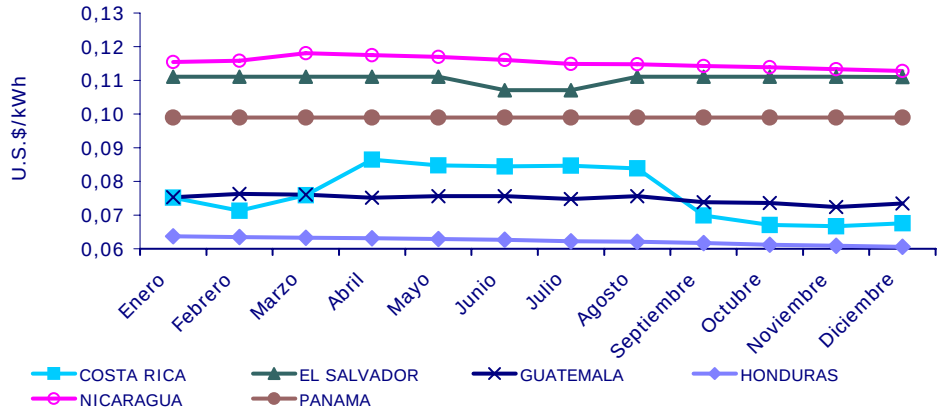


Fuente: Ballesteros, 2002: 81, gráfico No. 26

Sin embargo, pese a este elevado nivel del precio unitario de electricidad en 2001 en comparación al vigente en 1990, y aún más en 1980 (véase gráfico 2-14), las tarifas eléctricas en Costa Rica siguen siendo relativamente bajas en la comparación internacional, por lo menos a nivel del Centro América. Como se desprende fácilmente del gráfico 2-15 para el año 2001, con excepción de la tarifa para el sector comercial (en el cual Guatemala tuvo un precio menor) todos los otros precios mensuales de la electricidad en Costa Rica (sector industrial y sector residencial) estaban debajo de los respectivos precios vigentes en los otros países centroamericanos. Lo anterior evidencia una determinada efectividad de costo del

sector eléctrico bajo dominio público en Costa Rica, contrarrestando así el credo que la privatización de energía eléctrica (realizada mayormente en los países centroamericanos considerados en la comparación señalada) trajera beneficios significativos al consumidor y al industrial en forma de tarifas reducidas por KWh de electricidad (al respecto véase también sección 2.4).

Gráfico 2-15
América Central: Precios Mensuales de la Electricidad en el Sector Industrial Año: 2001



Fuente: Ballesteros, 2002: 52, gráficos No. 19 - 21

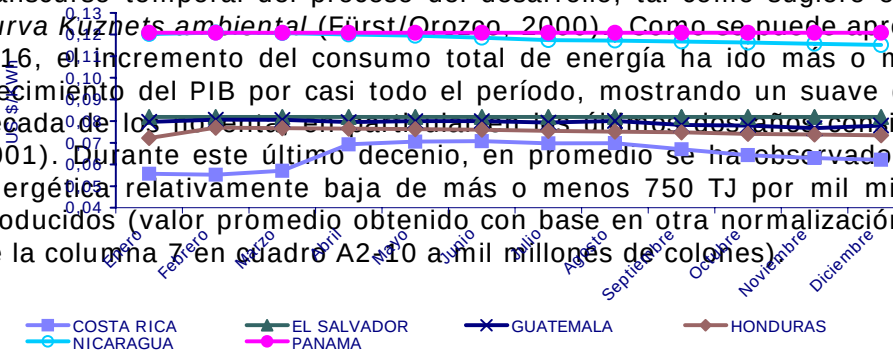
2.6 Eficiencia energética del consumo y la producción

En este contexto, es de gran interés el desempeño del consumo de energía en términos de eficiencia de su uso unitario, sea por habitante y por producto (un millón colones del PIB). El cuadro A2-10, ya presentado y comentado en la sub-sección 3, es muy ilustrativo para dicha cuestión clave de sostenibilidad ambiental. Se encuentra en este cuadro (columnas 3 y 7) que la eficiencia energética no ha experimentado un cambio significativo hacia una mejora, a su vez equivalente a una reducción significativa y sostenida de su intensidad en términos del consumo unitario por mil habitantes o por un millón de colones del PIB, respectivamente.

En el primer caso, la intensidad energética se ha incrementado de 22 TJ/10000 habitantes en 1965 a 25 TJ/10000 hab. en 1990, para incrementar posteriormente aún más a 28,4 TJ/10000 hab. en 2001. En su tendencia a largo plazo, se ha mantenido más o menos constante alrededor de un promedio anual de 25 TJ (cuadro A2-12, col. 5).

En términos de consumo energético por PIB, se hace constar una disminución de la intensidad medida por TJ / Millón Colones del PIB desde un 0.118 en 1965 a un 0.077 en 2001, indicando así una relativa y constante mejora en la eficiencia energética de la actividad productiva del país. Por otro lado, no se puede hablar de un desacople entre el crecimiento del PIB y el consumo energético en el transcurso temporal del proceso del desarrollo, tal como sugiere el enfoque de la *Curva Kuznets ambiental* (Fürst/Orozco, 2000). Como se puede apreciar del gráfico 2-16, el incremento del consumo total de energía ha ido más o menos parejo al crecimiento del PIB por casi todo el período, mostrando un suave desacople en la década de los noventa en particular en los últimos dos años considerados (2000, 2001). Durante este último decenio, en promedio se ha observado una intensidad energética relativamente baja de más o menos 750 TJ por mil millón de colones producidos (valor promedio obtenido con base en otra normalización de los valores de la columna 7 en cuadro A2-10 a mil millones de colones).

Gráfico 2 -16
América Central: Precios Mensuales de la Electricidad en el Sector Residencial Año: 2001



Fuente: Ballesteros, 2002: 52, gráficos No. 19 - 21

Lo anterior parece indicar un desempeño eco-eficiente relativamente satisfactorio de la producción, para lo cual podría ser responsable más el cambio estructural arrancado en este periodo que la fuerza del ahorro energético unitario debido al cambio tecnológico (para mayores detalles véase Furst y Orozco 2000: 170 y ss.).

Sin embargo, este comportamiento no debe llevar a la conclusión que el patrón de consumo y producción en términos energéticos no sea frágil, ya que el respectivo desempeño relativamente satisfactorio de la eficiencia energética se levanta sobre un patrón de consumo energético que es obsoleto y cuestionable como un "*patrón fósil*", debido a la alta participación de derivados de petróleo. Además debe preocupar la vuelta a una tendencia creciente de la intensidad energética en los últimos dos años (2000 y 2001), ubicándose dicha intensidad en 2001 a un nivel de 0,077 TJ por un millón colones o 77 TJ por mil millones colones producidos en términos del PIB en colones de 1991, nivel ya alcanzado en 1995 (cuadro A2-10).

Este panorama ambientalmente desfavorable de la eficiencia energética queda también claramente documentado en el Cuadro 2.2, donde llama la atención la intensidad energética excesivamente alta de aproximadamente 125 GJ por millón colones del PIB sectorial que registra el transporte. Dicha intensidad totalmente atribuible al consumo de energía no renovable destaca por ser casi 10 veces más alta que la promedio para toda la economía en el aspecto no renovable (13,1 GJ por millón colones) y por ser cerca de 7 veces más alta que el promedio en su aspecto de consumo energético total (19 GJ). Estas relaciones son más llamativas si se comparan las intensidades energéticas del transporte con las de "otros sectores", e incluso con las del sector productivo (que incluye la industria manufacturera, la actividad agropecuaria y la construcción). La eficiencia energética de este último sector, aunque en si ya bastante crítica en términos de su intensidad de uso de energía total (30,3 GJ por millón colones producidas) y de fuentes no renovables (15,7 GJ), resulta mucho mejor que la del transporte.

Cuadro 2.2

Costa Rica: Consumo Energético y Eficiencia Energética de la Producción Nacional por grandes sectores y tipos de energía 2000

	PIB en millones colones corrientes	Consumo de energía renovable*		Consumo de energía no renovable**		Consumo total de energía***	
		Sub-total	Unitario	Sub-total	Unitario	Total	Unitario
Sectores		**TJ**	**GJ / millón colones**	**TJ**	**GJ / millón colones**	**TJ*** **	**GJ / millón colones**
Productivos (agro, industrial y construcción)	1.709.276	5.155	3,015	15.695	9,182	30.298	17,725
Transporte	374.630	0.000	0.000	46.698	124,850	46.698	124,650
Otros	2.831.103	18.144	6,401	1.979	6,990	16.452	5,811
Producción total (PIB)	**4.915.089**	**22.349**	**4,547**	**64.392**	**13,100**	**93.448**	**19,012**

Notas explicativas:*_**Energía "renovable"**_: clasificación propia que equivale al consumo de electricidad producida por energía primaria suministrada por fuentes hidroeléctricas, geotérmicas, eólica y solar. **_**Energía "no renovable"**_: clasificación propia que equivale al consumo de energía secundaria, proporcionada por la combustión de derivados de petróleo, como diesel, gasolina motor, gasolina super, fuel oil. *** _**Total de Energía**_: incluye otras fuentes, como leña, residuos vegetales, gas líquido (G.L.P), alcohol y otros, aparte de las anteriormente clasificadas aquí como "*renovables*" (véase *) y "*no renovables*" (**), para el consumo total, excluyendo de éste el consumo residencial no considerado en el total de producción.

Fuentes: elaboración propia con base en BCCR (2002) para las cifras económicas y Ballestero (2002a) para las cifras absolutas de la oferta y consumo de energía según tipo y fuente clasificada.

Además, se puede ver bien del Cuadro 2.2 que las energías renovables (agregado de hidro, geotérmica, eólica y solar) tienen una intensidad unitaria relativamente baja en comparación a los promedios totales y a las fuentes no renovables para toda la economía, en particular para los sectores considerados aquí como productivos. Si bien lo anterior tiene que ver con los montos absolutos aún relativamente pequeños de las energías renovables utilizadas en 2000 por las actividades económicas, dicen también mucho sobre la posibilidad de aumentar la eficiencia energética a través de un mayor uso de fuentes renovables.

En todo caso, la revelada intensidad del transporte parece ser la fuerza clave que ha empujado hacia arriba el consumo energético, tanto en términos absolutos (93.448 TJ) como en términos unitarios (19 GJ por millón colones producidos) para toda la economía costarricense. Y esto no es todo: pareciera cierto que las ventajas de una producción energéticamente eficiente con base en fuentes de energía renovable se ven amenazadas, debido al patrón intensivo en energía no renovable del sector transporte. En resumen: si no se reduce la alta intensidad del consumo energético de la producción nacional por medio de un control regulador del sector transporte en cuanto a su fuente e intensidad energética, es muy probable que la economía costarricense en su totalidad continuará esta dependencia de la energía fósil con su innegable impacto de contaminación en la atmósfera en el ámbito local-nacional y global (véanse aún las secciones 2.3.4 y 2.3.5).

2.7 Estructura institucional y de valor de la cadena de electricidad

La historia de la generación energética de Costa Rica se remonta a 1908 cuando la primera planta hidráulica –en ese momento apenas con una capacidad de 0.3 MW – entraba en función bajo la operación de la CNFL, la única institución competente en este periodo. El cuadro A2-16 muestra el desarrollo posterior hasta 2000 (entrada en operación del proyecto Angostura, ahora con una capacidad instalada de 172,2 MW bajo el liderazgo del ICE), brindando un panorama de la dinámica durante estos 90 años en términos tecnológicos e institucionales. Este visión de conjunto para el subsector hidroeléctrico queda complementado por el desarrollo de las plantas térmicas, geotérmicas y eólicas plasmado en el cuadro A2-18, en donde se desprende el predominio del ICE en este subsector y la diversificación, iniciada en los años noventa (1994 con Miravalles I), hacia fuentes renovables de vapor geotérmico y de viento.

En concordancia con la estructura de fuentes ya analizada en la sección 2.2.2 punto b, las fuentes de electricidad están concentradas en energía hidráulica y térmica, participando estos tipos con un 72 por ciento y un 19 por ciento del total, respectivamente. Las otras tres fuentes, clasificables como no convencionales, participan únicamente con un 9,6 por ciento, proviniendo un 5,1 por ciento de la fuente geotérmica, un 3 % de la energía eólica y un 1,6 % de la energía solar, respectivamente.

Más interesante que esta distribución es la cuestión de las distintas instituciones de propiedad pública y privada que están presentes en la explotación de dichas fuentes y con qué peso relativo participan en la correspondiente producción de la electricidad. De la figura 1 es evidente que el ICE aprovecha todas las cinco fuentes mencionadas y es el responsable como mayor productor de más de cuatro quintas partes de la electricidad total generada. Sigue la producción privada que es un fenómeno relativamente reciente a partir de la co-generación paralela (iniciada en 1990 con la Ley No. 7200 y ampliada por la Ley No. 7508). Así, el sector privado como nuevo actor en el sector eléctrico genera un 12 por ciento de la electricidad, recurriendo para esto a pequeños proyectos de energía hidroeléctrica, geotérmica y eólica con una capacidad individual igual o menor que 20 MW, un limite por proyecto en el contexto del límite global para su capacidad total que es dado por un 30 por ciento de la capacidad totalmente instalada en el sector eléctrico.

Además, está presente la CNFL con una participación de 4 por ciento en la producción, aprovechando para esto, ante todo, la energía hidroeléctrica y térmica y más recientemente un poco de la energía solar.

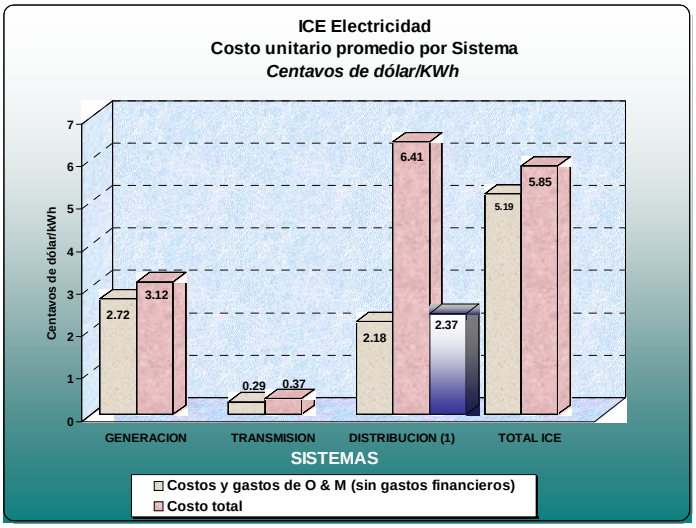
Con respecto a la transmisión como segmento de la cadena, el ICE tiene el monopolio en esta etapa del suministro de electricidad. Esto implica también una determinada centralización del sistema de despacho, ya que si bien las ofertas descentralizadas para alimentar la red central estaban previstas en el "*Proyecto de Ley para el Mejoramiento de los Servicios Públicos de Electricidad y Telecomunicaciones y de la Participación del Estado*" (Gobierno de Costa Rica, 1999), no han pasado a ser una realidad relevante.

En lo referente a la distribución como otra etapa de la cadena total, el ICE (con un 47 por ciento) , la CNFL (35 %) y las cooperativas y municipalidades (JASEC, ESPH, Coopelesca, Coopeguanacaste, Coopesantos) activas en esta función (totalizando un 18 %), comparten la actividad de manera diferenciada según sistemas de precio y alcance local, regional y nacional, pero teniendo todos monopolios en sus respectivos dominios asignados.

Finalmente, en el segmento de consumo eléctrico, este está concentrado en demandantes familiares (consumo residencial), industriales y generales con participaciones de 45 %, 29 % y 26 % respectivamente. El consumo residencial tiene tarifas subsidiadas de forma cruzada, aunque estas han experimentado una alza muy significativa en los últimos años (al respecto véase también gráfico 2-14)

El análisis de la cadena de electricidad se limitó hasta el momento a la producción y la llegada al consumidor en términos de fuentes y sectores involucrados. Aún más interesante para una reforma estructural de la cadena bajo el punto de vista de los costos de distintas energías en sus fuentes y su transformación en consumo eléctrico final, es reconstruir la cadena con base en una estructura de costos de la generación, transmisión, distribución y consumo de electricidad para el ICE. Figura 2.1 ilustra bien dicha estructura de costo.

Figura 2.1
Estructura de costo del ICE según fuentes y actividades de cadena
(en centavos de dólares US por una KW / h)



Fuente: UEN Centro de Planificación Eléctrica. Plan de Desarrollo Eléctrico Nacional: 2002 - 2006

Con respecto al criterio clave del costo de producción por fuente, es interesante comprobar que la adquisición de la energía térmica no renovable resulta - con casi 13 centavos de US-$ por Kw/h - seis veces más costosa que la energía hidroeléctrica que observa un costo de 3,36 centavos de $ por KW/h. El costo unitario de la energía geotérmica en su fuente primaria queda situado (con 8,44 centavos) entre estos dos parámetros de referencia clave para el costo promedio de generación. Es obvio que el costo menor de la generación hidroeléctrica contribuye decididamente a la ventaja de que el costo promedio total de la electricidad ha podido mantenerse bajo – en unos 4 centavos de US$ por Kw/h en 1999. Al contrario a esta incidencia favorable, los costos de uso de fuentes fósiles para la generación de electricidad resultan ser mucho más altos; por ende, preferiblemente se utilizan las plantas térmicas solo para las horas pico. La mayoría de los proyectos geotérmicos se encuentran todavía en la fase de exploración y construcción, lo que explica su costo bastante alto en términos de generación.

En cuanto a la fase de transmisión, el costo cobrado por el ICE es relativamente bajo y competitivo en comparación a otros países en la región centroamericana (Vargas, 2001: 159), lo que podría sugerir que el ICE debiera seguir con esta actividad, sin intentar privatizar esta etapa, muy sensible para efectos de equidad y desarrollo.

El segmento de distribución, en la cual el ICE participa con una tercera parte, está caracterizado por tener un costo unitario relativamente alto, probablemente debido a los costoso programas de electrificación rural y otros servicios de distribución del ICE en zonas remotas.

Finalmente, el costo de tarifa para el consumidor final de electricidad está bien diferenciado acorde a sistemas de subsidios cruzados, privilegiando al consumo residencial (con 5.15 centavos de $ por KW/h) y cobrando un precio-costo mucho más alto a los consumidores clasificados como “general y otros” y –en menor grado al sector industrial. Si bien las tarifas eléctricas para los sectores industriales y comerciales no son estrictamente bajas, se han mantenido siempre entre las más bajas en Centro América (CEPAL, 1999 –véase también el gráfico 2-16).

Todo esto permite concluir que la estructura de cadena para la electricidad en Costa Rica es bastante robusta y consolidada, dando espacio para reformas que fomentan más el uso de energía renovables en lugar de la térmica. Dicha apertura estratégica a una innovación ambientalmente amigable en el proceso de generación eléctrica no implica una privatización (abierta o sutil) de etapas de la cadena (en particular de su etapa inicial de generación), tal como ha sido el caso de una tentativa del dominio estratégico del ICE por medio del “Combo” para ceder mayor presencia al capital privado, recurriendo a una mercantilización camuflada de la generación eléctrica mediante el cambio de reglas del despacho a favor de precios marginales aparentemente competitivos, pero desfavorables para la promoción de energías no convencionales (al respecto véase la sección 2.4.).

Al contrario, una reforma integral del sector energético-eléctrico que considere explícitamente el desarrollo de fuentes no renovables con satisfactoria eficiencia energética y económica, implica transformar comprehensivamente el sector energético, para reforzar su sustento institucional y productivamente innovador bajo la rectoría del ICE en forma de una nueva política proactiva de generación y consumo de energía que se basa estratégicamente en fuentes renovables y circuitos descentralizados de aprovechamiento, despacho y consumo final, además en un vuelco decisivo hacia patrones de consumo más eco-eficientes en sus usos finales, sobre todo en la producción. Tal visión hacia una estrategia de circuito virtuoso entre la política energética y la política ambiental con signos de sustentabilidad para la economía y sociedad Costarricense será tema de la sección V., después de haber evaluado las tensiones entre las políticas mencionadas (sección 2.3) y después de haber revisado la reformas recientemente propuestas para el sector desde la perspectiva económico-ecológica (sección 2.4).

3. Las políticas energéticas y ambientales en su conjunto: ¿hasta dónde se ha avanzado en Costa Rica, en particular en el ICE?

3.1 La internalización de los costos ambientales

Como se ha señalado en la sección introductoria, la vinculación entre las políticas energéticas y la protección ambiental se ubica en el esfuerzo reconocido de lograr sucesivamente una internalización de los costos ambientales bajo el impulso del ICE (en conjunto con el MINAE y la ARESEP – la autoridad reguladora establecida con dicha competencia en 1995). En contraste con una política explícita de carácter proactivo-preventivo, esta política de internalización representa una política ambiental con un enfoque mayormente convencional, al estar amparada al enfoque de un instrumento de compensación para el daño ambiental efectuado y atribuido a fallas ("*externalidades negativas*") de mercado y gobierno, de acuerdo al recetario de la economía ambiental neoclásica (Romero, 1994). Dicho enfoque ha venido implementándose en el ámbito de la gestión energética y ambiental con la participación predominante del ICE desde hace más que una década.

En principio, la política ambiental del ICE propiamente tal en este campo, está caracterizada por cinco pilares: (1) prevención de impactos, (2) mitigación de impactos, (3) compensación, (4) protección o recuperación de recursos naturales, (5) gestión ambiental general (Jiménez, 1997b: 42-43; 1998). Dentro de estas tareas, la mitigación y compensación de los impactos / costos ambientales parecen ser la orientación de política más incisiva y sólida. Para esto, el ICE procura la internalización de los costos ambientales mediante el método de costos de mantenimiento, para luego combinarlo con otros métodos de estimación y valoración esencialmente económica (Ibíd.: 33 y figura 5 en la página 44; al respecto véase también el apartado a de la sección 2.3.2).

El marco institucional y regulador para todo ello, constituye la Ley No. 7593 de ARESEP (La Gaceta 169 del 5/9/96), la cuál establece la necesidad de internalizar los costos ambientales en las tarifas eléctricas, con el fin de que las empresas que brindan servicios públicos, consideren la protección ambiental como una variable importante de su gestión.

Dentro de este marco, el ICE, en particular su División de Gestión Ambiental, ha ejecutado un conjunto de acciones destinadas a implementar una metodología comprensiva y participativa para la internalización de costos ambientales (véase Jiménez, 1997b: 45), que incluye los isguientes elementos:

- ✓ análisis teórico metodológico,
- ✓ definición del método,
- ✓ preparación y discusión de la propuesta,
- ✓ charlas y talleres,
- ✓ incorporación de sugerencias,
- ✓ implementación, seguimiento, coordinación, supervisión y capacitación,
- ✓ inclusión en las tarifas eléctricas,
- ✓ evaluación.

Por otro lado, el proceso de estimación del valor de las actividades que debe realizar el ICE para la protección de los recursos naturales, debe permitir (Ibíd.: 46):

- ✓ establecer las actividades que deben realizarse para mitigar y compensar daños ambientales,
- ✓ realizar estimaciones de los costos asociados con esas actividades,

- ✓ establecer una metodología para el traslado de estos costos a las tarifas de manera que pueda ser identificable,
- ✓ canalizar los recursos cobrados en la tarifa por costos ambientales para cumplir efectivamente fines de protección ambiental,
- ✓ asegurar que los recursos cobrados a los abonados como componente ambiental se utilice con ese propósito, y
- ✓ procurar que los sistemas de contabilidad del ICE consideren explícitamente la variable ambiental dentro de sus cálculos.

Indudablemente, este paso de valorar las actividades necesarias para una mejor protección ambiental en relación a proyectos hidroeléctricos y térmicos con impactos negativos sobre el ambiente, con su pretendido resultado de trasladar dicho costo valorizado del mantenimiento finalmente a las tarifas eléctricas (siguiendo el procedimiento de la internalización de costos ambientales), es un paso adelante en la compatibilización de políticas energéticas y ambientales que es mejor que hacer nada y merece así su lugar en la preocupación del ICE. Sin embargo, sigue predominando una lógica de compensación de acuerdo al "*principio de quién contamina paga*"(3P), la cuál sugiere tomar acciones de corrección y penalización (tarifas más altas) cuando ya se ha producido alteraciones ambientales. Desde una perspectiva estricta de precaución fundamentada tanto en una ética como en una visión sistémica de anticipación proactiva, dicha lógica no conduce necesariamente a un cambio estratégico con un alcance sistémico para la toma de decisiones, sino tiende a proporcionar algunos "parches" (indispensables) a favor de una política ambiental dentro del mismo marco del sistema de decisiones sobre las políticas energéticas (del país y, en este caso, del ICE).

La perspectiva alternativa antes esbozada pretende manejar prudente y preventivamente el daño ambiental como efecto final de estructuras de producción, consumo y decisión implementadas bajo criterios de eficiencia económica. Tal manejo se orientaría explícitamente al control y reducción (incluso evitación) del potencial que conduzca a este mismo daño, recurriendo a una política económico-ecológica, cuyo propósito no es primordialmente una *internalización ex post* de costos efectivamente incurridos, sino una gestión proactiva, que *procure ex ante* cambios en las tecnologías (más limpias) y posturas (de conducta responsable y visión estratégica), relacionadas a la producción y el consumo de energía bajo el ámbito del ICE y las otras entidades encargadas para esta. De esta manera, se evitarían, o por lo menos se manejarían de forma prudente (¿sostenible?), las alteraciones ambientales y sus correspondientes costos, adoptando un enfoque en conformidad al "*principio precautorio de quién contamina paga*"(4P), tal como ha sido propuesto por la economía ecológica (Costanza, et al. 1999: 228; véase también Facheux/O'Connor, 1998).

Claro que este enfoque también implica costos de implementación por la introducción de otro tipo de planta hidroeléctrica, otra fuente de energía, tecnología más eco-eficiente y otras medidas de cambio estructural orientadas por la prevención. Sin embargo, éstos costos resultan ser costos anticipados que se espera (con cierta justificación por tratarse de medidas preventivas) que sean menores o más manejables que los costos financieros y ambientales bajo el esquema de internalización convencional, ya que estos últimos quedan siempre inciertos con respecto a su magnitud y escala de afectación de acuerdo al impacto real y el grado de la posible irreversibilidad de este mismo en los ecosistemas, ambos escasamente mensurables y valuables en términos monetarios, tal como se pretende lograr (sin poder demostrarlo como algo realmente verificable) en la versión de la política ambiental orientada por internalización y compensación.

Planteado así el problema, conviene al ICE pasar de una política ambiental de carácter reactivo hacia una política de enfoque anticipatorio, implicando un mayor énfasis en la toma de decisiones basada explícitamente en el principio de *precaución ex ante* y la cuál va más allá de la considerada hasta el momento en la *internalización ex post* de costos externos por daños efectivos al ambiente.

3.2 Planificación energética y ambiental

Con respecto a una política energética-ambiental con visión más estratégica (más allá de un mero ajuste de tarifas por concepto de compensación monetaria), la atención debe dirigirse al futuro sostenible, al mediano y largo plazo, de las obras de generación eléctrica e infraestructura física instalada en el marco del Plan Nacional de Sector Energético-Eléctrico para el quinquenio 2001-2005 (ICE, 2000).

Sin duda alguna, la planificación estratégica del sector energético nunca ha sido una actividad en la cual la conservación natural y la gestión ambiental hubieran sido descuidadas en el quehacer institucional de los entes rectores del sector. Si uno repasa los respectivos documentos del ICE y la CNFL (ver los estudios referidos en la bibliografía), se encuentra que la variable ambiental tiene su presencia en las consideraciones sobre nuevos proyectos de generación, ante todo de las mega-represas (como la planeada para el proyecto Boruca - véanse ICE, 2000 y La Nación, 1 de junio de 2002, p. 16a), así como también sobre los usos más eficientes de la energía en su destino intermedio y final.

Sin embargo, igualmente es cierto que la cuestión de la protección ambiental y la eficiencia energética ha sido siempre un elemento aditivo y no estratégico - desde el mismo punto de partida- de los estudios sobre la dimensión ecológica de la energía, mayormente hidroeléctrica. Cuando uno plantea esta relación ambigua entre la energía y el ambiente desde el punto de vista imperante de hoy en día, a saber, la sustentabilidad integral, se puede apreciar la política ambiental prevaleciente en los últimos decenios como una política reactiva que está orientada primordialmente a remedios y mitigaciones de los impactos ocurridos (véase también lo planteado en la sección 2.3.1). Tal enfoque ha tendido a desconsiderar prevenciones deliberadamente anticipadas con respecto a los problemas ecológicos que no solamente tiene un sistema energético basado en fuentes no renovables, sino también un sector energético-eléctrico fundamentalmente basado en una fuente renovable, como es el caso del ICE. El sostener su actividad de producción sobre el recurso hídrico, calificándose así el mayor portador de energía ("*energy carrier*") para generar electricidad en Costa Rica como una energía renovable, no implica como tal que dicha forma de generación energética garantice un ambiente físico sano y una modalidad de producción y consumo superior a un sistema eléctrico basado en energías fósiles.

Más bien, se dibujan tres grandes problemas ambientales en relación con la mayoría de la obras de generación hidroeléctrica a gran escala:

1. Deformación del paisaje natural y degradación de ecosistemas territoriales (en parte fluviales) en virtud de la construcción de mega-proyectos, en particular: represas con la necesidad de intervenir en los caudales de ríos e inducir masivos sedimentaciones y movimientos de tierras (para no hablar del impacto social relacionado al desplazamiento últimamente forzado de pobladores en la fase preparativa de la construcción de embalses).

2. Separación de los corredores biológicos y hábitat integrados de fauna por medio de las obras de infraestructura vial, etc., ligadas a los proyectos de generación hidráulica por un lado, y por otro, a las correspondientes líneas de transmisión de zonas lejanas al Valle Central.

3. La utilización eventualmente excesiva del recurso de agua en relación con otros usos frecuentemente competitivos y conflictivos con respecto a las necesidades de consumo agrario-productivo y humano en la época de verano y con respecto al abastecimiento hídrico de parte de las fuentes dependientes de los mantos río arriba, los cuales a su vez se encuentran en riesgo de degradación por otros usos excesivos y dañinos al recurso hídrico y otros recursos vitales (por Ej. la cobertura forestal sobre zonas de recarga o nacientes) localizadas en la partes más altas de la respectiva (micro/macro) cuenca.

Cabe preguntarse entonces: ¿hasta qué grado han sido abordado estos retos por la política ambiental seguida para el sector energético durante los últimos decenios hasta hoy en día?

a) Huella / mochila ecológica de mega-proyectos y su adecuada medición / evaluación

El primer problema mencionado es similar a lo que en la discusión reciente sobre consumo sostenible recibió el término de "*huella ecológica*" (Wackernagel/Rees, 2001). En otro contexto -contabilidad física del flujo de recursos en el marco analítico del balance / ciclo de materiales (véase, por ej. EUROSTAT, 2001)-, este mismo impacto se ha denominado y evaluado como "*mochilas ecológicas*" (también: "*flujos ocultos"*) que equivalen a materiales movidos o movilizados en relación causal a la extracción o generación primaria de recursos (Matthews, et al., 2000: 5, 7), en este caso la energía hidroeléctrica. Con estas categorías, uno está más analíticamente preparado para abordar la dimensión compleja de la intervención socio-ambiental a partir de la generación energética. Esto sin considerar aún en dicho enfoque la dimensión social aún más compleja en caso de que un nuevo proyecto implique el desplazamiento espacial-cultural de la base de existencia económica y comunitaria de la gente en los lugares del los mega-proyectos.

En este caso, la *huella ecológica* en términos de los recursos naturales insumidos o alterados por la energía eléctrica finalmente consumida, o el total de los *flujos ocultos de materiales* (*mochila ecológica*), debido a la construcción y el mantenimiento de proyectos de generación hidráulica, pueden atribuirse fundamentalmente a la demanda efectiva de consumo eléctrico en sus usos intermedios y finales. Sin embargo, la localización de tal demanda es distinta al lugar físico de producción hidroeléctrica, ya que la primera se concentra normalmente en los centros altamente poblados e industrializados. Es decir: el consumo de recursos naturales inducido por la generación de energía eléctrica y su correspondiente impacto ambiental *in situ* (en forma de alteración del paisaje, degradación del caudal, etc.) quedan espacialmente limitados al lugar distinto en donde se consume finalmente la electricidad producida para atender la producción económica y las necesidades de alumbrado, etc. Esto es, en los hogares de gente residente en zonas relativas relativamente desarrollados gracias a los recursos explotados en las zonas periféricas que suministran primariamente la energía.

En este sentido, el patrón de consumo y la elección de tecnología en el centro del país conlleva en sí la llamada *deuda ecológica* con respecto a los sitios físicos de los embalses y su impacto hidrológico y eco-sistémico, o –en términos sociales- implica una deuda ecológica con la gente residente en las zonas afectadas, ya que se ve desapropiada relativamente de su sustento de vida natural o de su "*espacio ambiental*" (Fürst, 2000: 66 y ss.).

Lo anterior es válido para todos los sistemas de riqueza natural - con y sin protección de naturaleza - en el país. Es aún mucho más valido para las áreas bajo el régimen de protección de Parques Nacional y reservas biológicas. Por tanto, no deja de preocupar que para el Plan Nacional Desarrollo Eléctrico a largo plazo se han identificado (por lo menos hasta el año 2000) 13 proyectos hidroeléctricos por parte del ICE que se ubican dentro de los Parques Nacionales Braulio Carrillo, Juan Castro Blanco, Chirripó y el Parque Internacional la Amistad, totalizando solo este ultimo un 70 por ciento de los proyectos tentativamente planeados (Portilla, 2000a). Tal identificación se basa en un potencial futuro aprovechable de generación hidroleléctrica en todos los Parques Nacionales que se ha estimado en 851 MW de potencia eléctrica total con una energía disponible total de 5.031 GWh/año, equivalente a un 11 por ciento de la futura capacidad de generación identificada por todos los proyectos definidos (a un nivel preliminar) para aprovecharlos en todo el país (Ibíd.: 1, 4).

Como plantea Portilla (2000a,b) con certeza, no hay un razonamiento, ni ecológico-conservacionista ni energético-económico, que podría justificar un aprovechamiento de energía eléctrica con fuentes hídro y geotérmicas en Parques Nacionales. Ya solo en términos de una racionalidad de planificación con respecto a proveer una futura capacidad de suministro suficiente y seguro de energía eléctrica, tomando para ello el total del potencial eléctrico aprovechable futuro (118.098 GWh/año), el estudio referido demuestra que la generación hidroeléctrica dentro de Parques Nacionales resulta prácticamente despreciable (representando esta realmente solo un 4,3 por ciento del potencial total); además que dicho aporte sería fácilmente sustituible por otras fuentes de generación eléctrica a corto o mediano plazo (Ibíd.: 4 y ss.). El primer hallazgo puede verificarse tanto en un escenario conservador (proyectos ya definidos, mayormente hidroeléctricos) como en uno optimista (proyectos definidos e identificados como potenciales) con respecto al potencial total de generación eléctrica en proyectos fuera de Parques Nacionales. Este mismo se estima en 8.400 MW (sin considerar aquí fuentes no convencionales, como la solar, eólica, etc.) en el primer y en 113.067 GWh/año en el segundo escenario más "*futurista*". En ambos escenarios, seria factible satisfacer la futura demanda eléctrica ya solo con proyectos que no están localizados en Parques Nacionales.

Si este razonamiento "*técnico*" ya puede demostrar la irracionalidad de utilizar los Parques Nacionales como fuentes de energía hidroeléctrica, tanto más vuelve a ser convincente el argumento de carácter más bien ecológico-ético de que los parques y reservas biológicas constituyen un patrimonio natural (de carácter público-social), cuyos ecosistemas íntegros y servicios ambiéntales de inmenso valor socio-ecológico para el mantenimiento de los ciclos geobioquímicos hacen absurdo *per se* cualquier plan de construcción para el aprovechamiento hidroeléctrico (y geotérmico de gran escala). En este contexto, caben las dos preguntas clave lanzadas por Portilla (2000a):

1. *"¿Como saber si al intervenir estos ecosistemas con proyectos de infraestructura no los estamos alterando en forma irreversible y perdiendo especies o información valiosa que ya nunca recuperaremos?", y*
2. *"¿Porque ante el desconocimiento, no aplicar lo que los abogados llaman el "principio precautorio"?"* (Ibíd.: 3).

Entonces, los dos planteamientos referidos abogan por mantener la conservación bajo la categoría de Parques Nacionales y Reservas Biológicas que ocupan aproximadamente 500.000 has. o sea apenas un 10 % del territorio nacional, y establecer en el 90 % restante del territorio las actividades, tanto de desarrollo eléctrico como de otro tipo productivo, con su debido cuidado igualmente imperante allí en términos del consumo sostenible de recursos naturales.

Se puede ver entonces que surgen una serie de cuestiones espinosas cuando se replantean los mega-proyectos hidroeléctricos en términos de su huella / mochila ecológica y de conservación acorde al "*principio precautorio*". Ante estas cuestiones y desafíos nada simples, las respectivas políticas ambientales en Costa Rica, en particular del ICE, han venido asumiendo una cierta ambivalencia entre el cuidado anticipador y la miopía persistente, aunque con un sesgo hacia un enfoque tradicional de protección ambiental reactiva. Este sesgo se plasma sobre todo en las evaluaciones ambientales de proyectos del ICE por medio de metodologías típicas para la economía ambiental, destacándose en este el análisis costo-beneficio (ACB) como caso ejemplar de los esfuerzos para considerar el impacto ambiental en la decisión sobre la viabilidad de la obra bajo estudio (para el caso del ICE véase Jiménez, 1997a, 1997b y Jiménez/Vargas, 1999).

Hay una vasta literatura internacional (p. Ej.: Azquieta, 1994; Dixon, et al., 1988; Georgiou, et al. 1997; Hanley/Spash, 1993; Pearce/Pearce/Palmer, 2002; Rietbergen-McCracken/Abaza, 2000) sobre los alcances y limites de la valoración económica, en el marco del ACB ambientalmente extendido, de los impactos ambientales y recursos naturales en países en desarrollo. Lo anterior se ha desarrollado también para evaluar adecuadamente las alteraciones del paisaje y las intervenciones (en gran parte irreversibles) en el hábitat de flora y fauna y en las comunidades humanas por motivo de grandes proyectos hidroeléctricos (véase p. Ej. Meier/Munasinghe, 1994).

Al ser estos estudios orientados específicamente al cálculo monetario de la rentabilidad económica (tasa interna de retorno) a través del valor presente de los flujos de ingresos y egresos esperados y descontados a lo largo de la vida del proyecto, los ACB ambientales complementan normalmente los estudios geofísicos, hidráulicos, biológicos, eco-sistémicos, geográfico-territoriales y sociológicos que se conocen como *Evaluación del Impacto Ambiental (EIA)*. Frecuentemente, en la incorporación del ACB en el EIA predomina más la lógica económica, basada mayormente en la teoría neoclásica del bienestar socio-económico aplicada al entorno natural (véanse por Ej. Azquieta, 1994 y Romero, 1994), que los mismos impactos ambientales en términos físicos y los impactos sociales en términos cualitativos. Con fines a ampliar esta estrechez de criterio, también en el campo de la planificación y gestión energética se han desarrollado metodologías más amplias que favorecen una decisión multiobjetivo y multicriterial sobre la relación entre energía y ambiente (Hobbs/Meier, 2000).

Sin duda, el ICE ha progresado significativamente en la sofisticación técnica de estos métodos en su aplicación instrumental a la evaluación ambiental de proyectos hidroeléctricos y térmicos. El cuadro 2.3 demuestra las características y conclusiones sobresalientes de los ensayos de EIA más destacados en el ICE para evaluar el impacto ambiental y otros efectos colaterales que se atribuyen a los principales mega-proyectos hidroeléctricos en los últimos años.

Para Costa Rica, Jiménez (1997a) ha incursionado más en el campo de EIA para orientar a la política del ICE hacia una sustentabilidad del sector eléctrico más allá de una mera rentabilidad financiera y económica. Después de realizar un repaso del ACB aplicado a la evaluación ambiental de proyectos de generación eléctrica (incluyendo en esto también los proyectos térmicos y geotérmicos), demuestra las grandes debilidades de este método convencional (Ibíd.: 60). Seguidamente, el autor plantea la mejora metodológica y extensión social del ACB por el *Análisis de Múltiples Criterios (AMC)* en la versión del *Análisis de Múltiples Objetivos*[2] (AMO - véanse OLADE-BID, 1993, y más general: Hobbs/Meier, 2000), para efectuar una evaluación mucho más integral de los proyectos bajo el domino del ICE (Ibid: 50—62).

[2] Debe señalarse que el AMO es una versión del AMC, aunque de alcance relativamente limitado desde la perspectiva del AMC cuando se entiende por este el enfoque especifico de la evaluación social y ayuda a la toma de decisiones de política (MCDA) que se nutre en múltiples criterios y múltiples escenarios, tal como proponen Munda (1995) y otros (véase también Fürst, 2000: 35 y ss.) en el contexto de la llamada *Ciencia Post-Norma (Funtowics / De Marchi, 2000)I*. Mientras el AMC somete los objetivos, criterios y evaluaciones, incluso las alternativas bajo análisis, a una deliberación y consulta muy participativa por parte de expertos, o en enfoques más progresivos- a los actores sociales involucrados de la sociedad civil, el AMO en la tradición del BID y Banco Mundial (véase Hobbs/Meier, 2000) se queda con un procedimiento eminentemente técnico en la selección de objetivos y criterios con respecto a las alternativas dadas (aquí proyectos de generación eléctrica) y en la evaluación cuantitativa y cualitativa de los criterios y variables / indicadores correspondientes. Estos son seleccionados y evaluados por los mismos técnicos de planificación multi-objetivo, teniendo la consulta a actores solamente un ingrediente adicional y justificativo, pero no esencial como es en el caso del AMC para su aplicación, mediante un proceso conjunto de aprendizaje y gestión ciudadana-profesional, en la Evaluación Integrada Ambiental, como se plantea hoy en día desde una perspectiva de deliberación desde abajo hacia arriba (véanse Abaza/Baranzini, 2002 y Lee/Kirkpatrick, 2000).

Cuadro 2.3
Principales Estudios de Impacto Ambiental (EIA) realizados en los años noventa por el ICE

Proyecto / Fuente	Ubicación del proyecto	Mayores impactos ambientales	Principales conclusiones
Proyecto Hidroeléctrico Pacuare (PHP). Fuente: ICE y Norconsult International, 1994.	Cuenca del Río Pacuare ubicada en las faldas orientales de la Cordillera de Talamanca.	1. Zona de inundación: impactos físicos y sociales. 2. Aguas debajo de la Casa de Máquinas: impactos biológicos, físicos y sociales. 3. Zona del embalse: aislamiento de la población indígena. 4. Aguas abajo: alteración de la fauna acuática, de la calidad del agua y de las tortugas que anidan en esa zona.	(1) El proyecto es viable únicamente si se realizan las medidas de mitigación, con lo que el proyecto tendría un "*impacto global ambiental medio*". (2) Realizar un Balance Costo-Beneficio que considere el ambiente. (3) Integrar la variable política e institucional, que en manos de los tomadores de decisiones definirá la viabilidad del proyecto dentro del contexto social y económico nacional.
Sistema Hidroeléctrico Guayabo y Siquirres. Fuente: ICE, 1994.	Proyecto Guayabo: Turrialba, Cartago. Proyecto Siquirres: Siquirres, Limón.	1. Resumen de impactos ambientales y su porcentaje de mitigación. ICE, 1994. Pág. 76-79: cuadro No. 6.1. 2. Resumen de los costos ambientales. Pág. 84-85: cuadros No. 6.2 y 6.3. 3. Evaluación económica: incluye costos ambientales y medidas de mitigación. Pág. 86: cuadro 6.4.	(1) El balance entre los beneficios y las afectaciones ambientales es positivo, tal como se demuestra al incluir la variable ambiental en el análisis económico. (2) La decisión de desarrollar o no el proyecto tiene que ser una decisión política.
Estudio Económico Ambiental de la Cuenca Media del Térraba. Fuente: ICE, 2000a	Estudio ligado al Proyecto Hidroeléctrico Boruca. Cuenca Grande de Térraba, Zona Sur de Costa Rica.	1. Costos ambientales: valor de las viviendas probablemente desplazadas, infraestructura social perdida, producción desplazada, programa de gestión ambiental. ICE, 2000a.Pág. 301 2. Beneficios ambientales: emisiones evitadas de CO_2 , generación de empleo. Pág. 302 3. Resumen Costo Beneficio y Cadenas de Desarrollo Hidroeléctrico Cuenca Grande de Térraba. Pág. 303: cuadro 6.2.1	(1) La red de servicios públicos es insuficiente. (2) Gran cantidad de escuelas unidocentes con importantes carencias de infraestructura. (3) La región Brunca padece de una serie de desigualdades socioeconómicas de gran magnitud con respecto al promedio en el resto del país.

Fuente: elaboración propia con base en los informes indicados en la primera columna.

Tomando como base el referido modelo OLADE-BID (1993), Jiménez (1997a) desarrolla toda una metodología amparada al enfoque de AMO que integra los múltiples objetivos (criterios) de una:

- ✓ minimización del impacto físico (estabilidad de la zona del proyecto, susceptibilidad por tipo de obra, incremento en el caudal del cauce receptor, reducción de caudales, alteración de la calidad del agua, alteración de la calidad del aire);
- ✓ minimización del impacto sobre el medio biológico (biota terrestre, biomasa, diversidad, recuperabilidad, peligro de desaparición, aislamiento),
- ✓ minimización de la población desplazada (familias por grupo clasificado según su vulnerabilidad);
- ✓ minimización de los costos regionales (áreas requerida, producción afectada, empleo desplazado, trauma social, pérdida del patrimonio histórico, ordenamiento regional deteriorado, conflictos potenciales);
- ✓ maximización de los beneficios regionales (generación de empleo, mejoras de comunicación vial, etc., electrificación rural, otros beneficios) (Ibíd.: 66-71).

Seguidamente, estos criterios se transforman en variables mensurables e indicadores operacionales para evaluar los aspectos biofísicos a través de funciones de impacto ambiental, las variables/indicadores económicos a través de un análisis económico acorde al ACB ponderado, y los atributos correspondientes a los objetivos sociales a través de una función de beneficio neto social. En todas estas funciones (incluso el ACB económico) se ponderan respectivamente los atributos representados por variables e indicadores según el aporte del atributo / criterio al correspondiente objetivo individual (Ibíd.: 71-76). Finalmente, se integran los objetivos ambientales, sociales y económicos, todos ponderados según su importancia relativa, en una función aditiva de objetivo integral, cuya *valoración del impacto total (VIT)* se compone de las respectivas valoraciones físicas, cualitativas y monetarias de los criterios correspondientes a los múltiples objetivos (Ibíd.: 77).

El modelo de AMO se aplica en seguido a la evaluación multicriterial de un plan de expansión de la generación eléctrica de Costa Rica con base en 11 proyectos de distinto tipo (6 hidroeléctricos, 4 térmicos y 1 geotérmico) y gran envergadura para el abastecimiento eléctrico en el enfoque específico. Lo anterior es el núcleo innovador del trabajo de Jiménez (Ibíd.: 78-98, cuadro 23)). Bajo el escenario de ponderación de un 40 % asignado a los objetivos ambientales, un 40 % a los económicos y un 20 % a los sociales, los principales resultados de este ejercicio interesante son los siguientes.

1. Una valoración multiobjetivo por proyecto (es decir: tomando una perspectiva integrada de lo ambiental, económico y social-cultural), indica que los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos reciben la mejor nota final total. En concreto, estos proyectos mejor evaluados son: Angostura, Pacuare, Geotérmico y Toro 2.
2. Los proyectos que salen peores bajo esta misma perspectiva integrada, son los térmicos, a saber: Gas Moín, Gas 36 y Motor Barranca (Ibíd.: 96).

Lo que llama la atención, es que estos resultados tienen su mayor explicación en una favorable valoración económica y, solo en segundo lugar, en un favorable desempeño ambiental de los proyectos hidroeléctricos en comparación a los proyectos térmicos. Con respecto al impacto ambiental, los proyectos térmicos solo salen inferiores a los de la generación hidráulica cuando se considera explícitamente –como criterio adicional de evaluación - la contaminación atmosférica por emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero. Si se deja al lado este tipo de impacto ambiental, los proyectos

hidroeléctricos son evaluados como los peores con respecto a sus impactos físicos (movimientos de tierra y materiales, alteración de áreas productivas o naturales) y bióticos (alteración de cauces de ríos, cambios irreversibles de hábitat etc.) en los sitios y regiones de instalación (Ibid: 87).

La ambivalencia evidenciada permite apreciar de nuevo (véase más arriba) la problemática propiamente tal de la generación hidroeléctrica en Costa Rica con respecto a su dimensión ambiental. Contrariamente a la imagen predominante, producir energía con base en la propiedades de caudal del recurso hídrico no es una tecnología ecológicamente favorable *per se*. Su ventaja de menor impacto ambiental en comparación con la energía fósil es incuestionable únicamente cuando uno aprecia su ventaja comparativa (costo de oportunidad) con el daño evitado y costo ahorrado por concepto del consumo de hidrocarburos y la correspondiente contaminación del aire por gases de efecto invernadero. Sin duda alguna, esto es un factor positivo de relevancia para la protección ambiental, sobre todo de alcance global, que justifica una determinada prioridad a la generación hidráulica como una energía limpia en términos de contaminación atmosférica. Sin embargo, cuando la evaluación del impacto ambiental enfoca la alteración física y biótica de los espacios, paisajes, ríos, ecosistemas y recursos naturales directa e indirectamente afectados por la construcción de obras de represas, etc. (tal como se efectúa también en parte en el estudio citado de Jiménez), difícilmente la energía hidroeléctrica de gran escala puede calificarse más como una energía ambientalmente amigable.

Además, como se desprende de los resultados anteriormente esbozados para los distintos tipos de generación eléctrica en Costa Rica, los nuevos proyectos hidroeléctricos, ya iniciados o planeados para construir y operarlos en el marco del Plan Nacional de Electricidad a mediano plazo ICE, 2000), salen preferibles bajo una determinada perspectiva (no necesariamente integrada); esto no por su superioridad en todas las dimensiones, sino por la incidencia predominante del criterio económico muy favorecido con relación a los criterios ambientales y sociales. Pareciera posible deducir que los proyectos hidroeléctricos ganan el examen mediante la evaluación multiobjetivo, porque más que todo estos mismos son económicos con relación a los otros, en parte también gracias a la ponderación siempre relativamente alta que se ha asignado a la la dimensión de rentabilidad económica.

Con todo esto, la virtud afirmativa del AMC, en la versión de AMO aplicada por Jiménez, queda relativizada, incluso debilitada, ante la ambición del AMC de reconocer y evaluar, de manera plural y sin sesgo de prejuicio introducido por puntos de vista de expertos ajenos a la gente, todos los distintos objetivos y criterios en los cuales proyectos de envergadura social, como los hidroeléctricos, están envueltos. Pareciera a la luz de este criterio que el resultado del estudio valioso de Jiménez estaba sesgado, incluso preconcebido, por la alta importancia asignada a la valoración económica (manifiesta tanto en el peso como en la elección de los parámetros), quedándose así en gran parte dentro de una lógica de ACB enriquecida por criterios y procedimientos valorativos aditivos, pero no alternativos al enfoque corriente. En todo caso, es evidente que tampoco en este estudio se ha podido evitar el problema de juicio referente la ponderación de las distintas notas referentes a lo económico, ambiental y social, cuya forma concretamente tomada decide sobre la valoración integrada total.

Esto no es un punto de razonamiento desfavorable para el estudio, sino al contrario, señala la necesidad innegable de una ponderación basada en valores sociales en este y cualquier tipo de método que pretende soportar a la tomas de decisiones públicas. Lo que no convence es que tanto la valoración como la ponderación según el objetivo individual y el total integrado, se han quedado en el ámbito técnico-profesional, sin someter ambas cuestiones a la evaluación más participativa y transparente de los actores sociales directamente involucrados.

Por lo tanto, una metodología idónea para acatar la evaluación ecológica y la valoración socioeconómica de las opciones de planificación / gestión integral de proyectos de gran envergadura para la seguridad energética-ambiental del país, debe ser aún más novedosa desde una perspectiva integrada de conservación eco-sistémica y de involucramiento de actores sociales, que la avanzada por el AMO.

Una opción ampliamente discutida y ya aplicada en el campo de la economía ecológica (véanse los aportes en Fachex/O' Connor, 1998) y los estudios empíricos en: *Ecological Economics*, 34:2, 2000), es la llamada *Evaluación Ambiental Integrada* (Abaza/Baranzini, 2002; Martí et al. 2000;), en especifico: la metodología de la *Evaluación MultiCriterio - Multi Criteria Assessment* (véanse: Munda, 1995; Munda et al. 2000; Fürst, 2000a, 2001).

Este enfoque transdisciplinario que se ubica en el tratamiento explicito de la incertidumbre, irreversibilidad e indeterminación típicas para recursos con la escala de ecosistemas (como la energía hidroelectricamente generada) por parte de la *Ciencia Posnormal* (Funtowics/Di Marchi, 2000; Fürst 2000a), va mucho más allá de las técnicas del ACB y la valoración económica, en el sentido que pretende y logra:

- ✓ integrar, en una visión sistémica, distintos criterios pertinentes para los ámbitos ecológicos (biosfera), ambientales (ecosfera), económicos (tecnósfera) y social-institucional (socioesfera), eso con el propósito de hacer evidentes las tensiones, pero también las complementariedades productivas de tipo "*circulo virtuoso*", entre dichos criterios o parámetros;
- ✓ respetar y reconocer explícitamente los procesos ecológicos y evolutivos de las cuencas como unidades de planificación protectora (biodiversidad) conservadora de mantos acuíferos y quebradas) y de uso integro (multi-funcionalidad del agua), a través de la transparencia en las valoraciones de carácter científico, socioeconómico y ético, conllevando dicha revelación a decisiones basadas en una amplio proceso de consulta, participación y decisión desde abajo hacia arriba;
- ✓ facilitar un proceso de aprendizaje y concertación conjunto entre científicos y actores sociales que llevara a una ordenación de prioridades (en el caso de planificación hidroeléctrica: el uso múltiple de los recursos hídricos y de suelo afectados) con base en valuaciones de distinta expresión (numérica, ordinal, verbal), de carácter social y de transparencia de conflictos involucrados;

El procedimiento de la evaluación basada en múltiples criterios, conocida también en este enfoque, distinto al AMO, por el término de AMC, es entonces dirigido a la unificación transdisciplinaria de los criterios propios de los enfoques de *Ecosistemas Hídricos*, *Ecología de Cuencas, la Economía Ecológica, Análisis Socio-Institucional y Educación / Formacion Ambiental-Cultural*, integrando en esta tarea explícitamente a los actores involucrados, a saber en el caso concreto de la planificación energética-ambiental a nivel de cuencas:

- ✓ los usuarios-vecinos individuales (hogares, empresas, productores agropecuarios, instituciones públicas), involucrados en el aprovechamiento de agua y la degradación de la cuenca,

- ✓ las representaciones de entidades publicas y no-gubernamentales encargadas de la gestión sustentable de la energía hidroeléctrica y otras formas alternativas en la cuenca / zona de generación y las zonas colindantes,
- ✓ las organizaciones de base comunitaria y de interés residente-ciudadano en la zona, representadas solo por parte por los gobiernos municipales;
- ✓ las asociaciones conservacionistas y ecológicas involucradas allá,
- ✓ la comunidad científica (UNA, UCR, CATIE y otros entes de investigación que colaboran con el ICE en el campo de planificación y gestión energética),
- ✓ la comunidad de donantes internacionales, nacionales y locales,
- ✓ y quizás, otro(s) grupo(s) de actores de interés / relevancia.

Todas estos actores involucrados (*stakeholders)* tienen su lugar en la definición de criterios y la valuación de estos mismos con respecto a las opciones potenciales de generación, uso y conservación de la energía.

En lo referente al procedimiento metodológico más operativo para priorizar los criterios definitivos y recoger las correspondientes valoraciones (al respecto véase Martí et al., 2000), se propone a recurrir a una serie de técnicas de investigación y consulta participativa del AMC, a saber:

- ✓ Levantamiento de indicadores biofísicos y aplicación del SIG con base en muestras de zonas de vida para los criterios ecológicos y de paisaje / hábitat a definir para la cuenca en cuestión y los respectivos tipos de uso territorial, biótico y hídrico;
- ✓ Evaluación institucional, mediante el análisis documental (antecedentes), grupos focales, entrevistas de profundidad, investigación participativa, etc. de las constelaciones de interés y percepciones de los actores involucrados en las zonas de influencia de la generación y uso de energía convencional y alternativa,
- ✓ Aplicación adaptada al caso especifico de escenarios de gestión socio-ecológica de la cuenca / zona, de técnicas de valoración económica (ej: cambio en productividad, costo de viaje, costo de restitución, valoración contingente, etc.), todas basadas en indicadores físicos (productividad de recursos, etc.), costos / precios existentes o pendiente a reconstruir, y en disponibilidades de pago para algunos, no todos criterios económicos;
- ✓ Diseño de la muestra y aplicación de un cuestionario semi-cerrado, de entrevistas personales de profundidad, talleres de consulta y grupos focales para la identificación y sistematización de opiniones / valuaciones mayormente cualitativas con respecto a los criterios hidrológico-ecológicos, económicos y sociales sujetos a una evaluación no monetaria y numérica.

Para la evaluación integrada de los valores con diversa expresión -numérico, ordinal, lingüística, preferencial-verbal), que se identifican y sistematizan a lo largo de la correspondiente investigación científica y participativa, los respectivos resultados finales se documentan en las matrices criterio-alternativa y actor-alternativa, respectivamente (Corral, et al, 2000; Fürst, 2001). La técnica operativa-cuantitativa, basada en la matemática difusa –véase Munda, 1995), para procesar dichos resultados de valoración, cabe recomendar el software diseñado para el ACM por el mismo autor que se llama "*Enfoque Novedoso de Evaluación y Decisión sobre Ambientes Imprecisos"*[3] (Ibíd; véase también Munda, et al. 2000).

3 "Novel Approach of Imprecise Assessment and Decision Environments" (NAIADE –Munda, 1995).

Con todo esto, se da prioridad a una visión socio-ecológica de alcance holístico y comunitario, así como al respeto ético y ciudadano con respecto a las múltiples percepciones y calificaciones de las distintas personas y grupos consultados para enunciarse sobre la mejor opción bajo diversos criterios. El AMC, planteado así de manera bastante distinta a su homologo del AMO, por lo menos en cuanto al alcance de participación directa de los actores, conviene tenerse en cuenta como un nuevo enfoque de planificación integrada para el abastecimiento y uso de la energía eléctrica dentro del quehacer institucional y profesional del ICE, esto ante todo para poder atender los retos descritos anteriormente (en el inciso a.) de manera democrática y eficiente.

b) Centralización y descentralización de la gestión energética

El segundo gran impacto mencionado tiene que ver con la cuestión de la descentralización de las fuentes de energía en su origen natural versus la centralización de su transformación, uso y consumo. Tal dicotomía típica para la mayoría de proyectos hidroenergéticos, pero también para proyectos térmicos y geotérmicos de gran escala tiene claramente sus consecuencias adversas en la conservación y protección natural que son parecidas a las descritas en a). Quizás donde reside su mayor pecado, es allí donde la explotación intensa de fuentes energéticas descentralizadas para su usufructo centralizado atenta contra el mismo potencial y viabilidad, para una gestión local realmente descentralizada, de las fuentes de energía no convencionales, conocidas como *energías limpias,* incluyendo en éstas las fuentes solar, eólica, biomasa, geotérmica y hidroeléctrica, las dos ultimas realizadas con un limite de escala de 20 MW de generación por ser potencialmente favorable para una menor intervención eco-sistémica (Vargas, 1999: 1, nota 1, y 11, nota 18; Vargas, 2001: 147, 150 y ss.).

Adicionalmente, dichas fuentes de alcance local destacan como recursos renovables por una diferencia clave a una energía renovable explotada a gran escala, como la hidroeléctrica corriente. Esta diferencia reside en el hecho que un recurso, considerado como renovable en el sentido energético, no necesariamente garantiza la sostenibilidad del recurso en el mediano y largo plazo, dado el carácter sistémico a distintas escalas espaciales de impacto y usufructo en términos socio-ambientales de la mayoría de los renovables que se explotan en el ámbito descentralizado, pero que se utilizan y consumen a nivel centralizado.

Esto no necesariamente ocurre con los recursos eólicos y solares, donde las escalas espaciales y sociales de su producción original y consumo final coinciden más, aunque su dinámica de despliegue y desempeño (acceso al mercado basado en una rentabilidad sostenible) depende significativamente de factores que son exógenos al sistema en el que éstos se encuentran, y menos de los factores locales o inmersos al sistema descentralizado. Empero, como el uso de la tierra tiene objetivos contradictorios y las fuentes convencionales y alternativas compiten usualmente por incentivos monetarios y soportes políticos, el desempeño de los proyectos eólicos y algunos proyectos solares extensivos, también dependerá de los sistemas institucionales que resuelvan o no los conflictos entre los diferentes usos potenciales y espacios socio-económicos de innovación y mayor desarrollo (Ibíd.: 151), tal como se explicitará más en la sección 2.4.

Con respecto al actual sistema energético centralizado en Costa Rica bajo el liderazgo del ICE, se evidencian tres grandes cuestiones críticas para una planificación y política ambiental que deben enfrentarse para que ésta pueda calificarse con derecho como una parte integral de la planificación estratégica del sector energético a largo plazo. Estos problemas o desafíos para el ICE son:

- ✓ Distorsión, incluso destrucción, a circuitos ecológicos y sociales cerrados a escala microregional;
- ✓ Desaprovechamiento del potencial de desarrollo a pequeña escala y a nivel descentralizado de las zonas aledañas;
- ✓ Descuido de la promoción y desarrollo, a mediano / largo plazo, de tecnologías limpias y alternativas para el abastecimiento local (en parte nacional por medio de un sistema de despacho descentralizado) de la energía proveniente de la regiones y micro-regiones bajo un posible régimen de gestión integrada de energía y desarrollo al nivel local-microregional.

Todos estos puntos clave se refieren al potencial de las energías no convencionales, cuyo desarrollo está directamente ligado a particularidades locales y la voluntad a favor de un sistema energético descentralizado.

Sin duda alguna, la conveniencia de poner en marcha una transformación de una economía industrialista, basada centralmente en energía fósil, hacia circuitos cerrados de reproducción socioeconómica, basada local/regionalmente en energías alternativas, sobre todo solar, ha venido recibiendo un reconocimiento siempre más aceptado en la amplia literatura internacional sobre este tópico, a veces titulado "*Hacia una economía mundial solar*" (Scheer, 2000).

Para Costa Rica, Jiménez (1997a) y Vargas (1999, 2001) han incursionado en este campo de innovación en un área donde se cruzan nuevos desafíos de energía, ambiente y desarrollo social bajo el horizonte de una sustentabilidad integral. Ambos trabajos han aportado ideas sumamente interesantes para replantear una política energética-ambiental de tinte estratégico en el ICE, para que esta esté más preparada y capaz de desarrollar el potencial de energías limpias (en particular: la energía solar) desde una perspectiva socioeconómica más amplia, suponiendo dada la viabilidad técnica. Los autores citados han encontrado igualmente uno de los principales obstáculos para avanzar más en la generación de energía solar y eólica en el mismo sistema de organización centralizado del sector eléctrico, por lo menos cuando se trata de proyectos cercanos a demandas locales aun no cubiertas en zonas lejanas de las líneas de transmisión (como la mayor parte de la Península de Osa o la mayoría de las islas en el Pacifico con respecto al potencial de energía solar para pequeñas islas véase Linge, 2001).

Con fines de evidenciar el potencial utilizable y rentable (a largo plazo) de la tecnología de energía solar con base en un sistema de electrificación fotovoltaica rural en Costa Rica, Jiménez aplica un ACB y un AMO, respectivamente (1997a: 105 y ss.) para los proyectos en gestión en ese momento concluye que dichos proyectos solares son económicamente viables una vez que se incluyan en la evaluación más amplia a criterios ambientales y sociales, más los beneficios-"*sombra*" que se derivan como efectos colaterales cuando se consideran explícitamente los subsidios preexistentes a la facturación convencional de la energía convencional y los posibles ahorros de importaciones de hidrocarburos, respectivamente (Ibíd.: cuadros A.5.3 y A.5.4).

En el estudio de Vargas (1999, 2001), se aplica un análisis de *cluster* aun más comprensivo, para demostrar la viabilidad socioeconómica del espacio (en términos de una estrategia nacional de innovación proactiva) de las energías limpias. Para estos fines, el autor asume una perspectiva analítica de sistemas de innovación (Edquist, 1997), en la cual el aprendizaje institucional en el marco de una red de relaciones e interacciones entre los actores socioeconómicos (incluyendo a los co-generadores privados, pero no sustentándose únicamente en éstos) juega un papel clave (Vargas, 2001: 195 y ss.). El correspondiente análisis de red para el caso de las energías limpias revela que la estructura de su cadena completa fuente-generación-transmisión-distribución-consumo sigue en el fondo la

misma estructura que la de las energías convencionales, estando presente, en ambas cadenas, el monopolio mantenido por el ICE, la CNFL, las municipalidades y las cooperativas según área en los segmentos de transmisión y distribución (Ibíd.: 152, véase figura 1 en el apartado II.7). Lo anterior ocurre cuando se requiere, para el desarrollo de las energías no convencionales, una decidida reestructuración espacial e institucional a favor de los segmentos de producción, distribución y uso des-centralmente localizados en las zonas de origen, implicado dicha reforma además una regla de despacho descentralizado. Solo así se abriría el espacio innovador para que la electricidad generada por fuentes limpias favorezca la electrificación rural y usos productivos locales, como la refrigeración en zonas calientes aledañas (como en el caso de la Isla Caballo – véase ICE, 1999 y Munster, 1999), y por supuesto también la interconexión suplidora con la red central en la fuente local.

Para ambos usos descentralizados, la propia estructura costo-tarifa de los renovables a pequeña escala que sin duda sigue siendo relativamente frágil en la actual etapa de maduración de la nueva tecnología solar, etc., ha de mantenerse o soportarse mediante algunos subsidios estratégicamente instrumentados para que salgan a flote en una posterior etapa de consolidación. En este momento, el subsidio existente a la electricidad procedente de la red eléctrica constituye un impuesto implícito sobre las fuentes no convencionales, sobre toda la solar. Un correspondiente cambio de los subsidios tradicionales a subsidios proactivos en beneficio de las energías limpias, en conjunto con un esfuerzo deliberado para su desarrollo en los segmentos de generación, distribución, uso y despacho local, cabe considerarse e implementarse como la pieza clave de una política energética vinculada estratégicamente a la innovación ambiental abierta por fuentes no convencionales, en particular la energía solar (al respecto véase Scheer, 2000: 256 y ss.).

Para todo esto, el sistema de planificación energética-ambiental ha de modificarse a favor de un sistema de gestión integrada de fuentes convencionales y alternativas. En este sistema, el enfoque de descentralización y participación (productores, usuarios) tiene su lugar, igualmente la idea de circuitos cerrados de generación y consumo de electricidad que se basan en el desarrollo prioritario de alternativas renovables en las zonas rurales, reduciendo así cada vez más el peso de la transmisión centralizada y bastante costosa dentro de la cadena de electricidad (Vargas, 2001: 159). Incluso, cuando se decide su interconexión suplidora a la red central en el lugar de la fuente, la misma ha de seguir una lógica de compra en coherencia con un sistema de despacho y mercado mucho más descentralizado para energías limpias que el vigente hasta el momento (Ibíd.: 208; 255 y ss.; véase también la sección IV.).

En este proceso de descentralización, una aplicación participativa y creativa del enfoque de AMC en las líneas anteriormente expuestas en a) es posiblemente el enfoque más adecuado, para transitar a una planificación y gestión local de las nuevas fuentes y usos alternativos de energía. Tal enverdecimiento y democratización de la política energética, sobre todo dentro y fuera del ámbito de gestión ambiental del ICE, parece ser la condición necesaria y (se espera) suficiente para transformar el actual sistema centralizado de generación y abastecimiento con electricidad basada en fuentes renovables convencionales en uno que sea más compatible con la diversidad y reproducción de la vida en espacios socioeconómicos y ambientales descentralizados.

Recientemente, el ICE ha iniciado algunos ensayos piloto de gestión energética en algunas localidades (cuencas) de nuevos proyectos hidroeléctricos (Río Cariblanco, Río Savegre) que recurren, con enfoques promisorios en comparación a los verticales de estudios de impacto ambiental hasta hace poco realizados, a procesos de consulta participativa y otros mecanismos transparentes de un manejo integral de cuencas. Estos ensayos aunque todavía controvertidos, incluso conflictivos (como en el caso de Cariblanco – véase La nación, 11 de agosto de 2000; p. 10A), permiten esperar que los principios de:

- ✓ una mayor descentralización de la cadena en varios de sus segmentos,
- ✓ un mayor cierre de circuitos energéticos-productivos al nivel de cluster local y micro-regional, y
- ✓ una democratización de la toma de decisiones en el ámbito comunitario, acorde a un enfoque *desde abajo hacia arriba*,

Se involucren progresivamente en el quehacer cotidiano de la planificación estratégica del ICE. Con ello, se podrían abrir los espacios para la inminente innovación del sector energético a través de fuentes renovables a pequeña escala.

c) Gestión integrada del recurso hídrico

La degradación sucesiva del recurso hídrico en sus fuentes y caudales pone en jaque un indispensable control del agua como un recurso público, para el cual se requiere su protección y gestión preventiva con base en una visión estratégica a largo plazo (Corral, et al., 2000). Las grandes obras de represa no siempre son diseñadas y operados bajo esta lógica, violando así -en gran parte sin intención conciente- los sistemas naturales de soporte de vida que representan los acuíferos y los ecosistemas conectados a estos. Además, la gestión del agua es *per se* una cuestión de conflictividad social, lo que hace indispensable el replanteamiento de la política hídrica como una deliberación y manejo de conflictos por el uso que se remonta en una participación ciudadana, amparada a una evaluación multicriterial, que ha de ser llevada a cabo directamente por los actores sociales involucrados en amplia cooperación con el equipo profesional del ICE en su función de ente rector para la generación hidráulica de energía. Lo anterior implica una combinación socialmente innovada de la política energética y ambiental (en el sentido clásico de instrumentos técnicos) con un proceso de negociación y resolución social, en el cuál las bases constituidas por los ciudadanos (en sus funciones múltiples como vecinos, productores, empresarios, consumidores y representantes del sector público) ocupen el papel protagonista para llegar a un balance consensuado entre la conservación y el desarrollo con relación a proyectos de generación de energía con base en el recurso hídrico.

Hay muchísimos estudios a nivel internacional (p. Ej. Wolf, 2000) y nacional (p. Ej. López, 2001) sobre el conflicto potencial y real entre distintos usos del recurso agua, estando presente también el uso hídrico para la generación hidroeléctrica. en esta escena de conflictividad compleja. Es cierto que en las instituciones responsables, como en ICE, CNFL, SENARA, existe amplia conciencia sobre la diversidad de conflictos sobre todo manifiestos en las cuencas donde se explotan las fuentes hidráulicas, y se han emprendido una serie de programas de atender estos problemas, como el PLAMAVIRILLA de la CNFL para la subcuenca del Río Virilla (Solano, 2000). No obstante, no se puede hacer constar que existe una gestión integrada del recurso hídrico para el sector eléctrico en el marco de una planificación ambiental consistente.

Parece más bien que la percepción y postura de los principales generadores de energía hidroeléctrica hacia los recursos hídricos están sesgadas hacia una actitud predominantemente *productivista* (o mejor dicho: *consumista*, cuando se asume su papel de ser productor, consumiendo agua). Los resultantes conflictos hídricos que más se han manifiestado tradicionalmente son los bien conocidos en la cuenca del Arenal, debido al problema de época seca con su amenaza frecuentemente critica a la capacidad hidroeléctrica de la represa del ICE y, por supuesto, a los intereses de los usuarios de la zona de Arenal. Hoy en día es cada vez más aceptada la afirmación de que el agua está a punto de volver a ser el recurso más critico en el largo plazo, creando una incertidumbre en vista de la bomba de tiempo ya esta activada hace algún rato, por lo menos con respecto a los acuíferos localizados en la Cordillera Central y en Guanacaste. Esto atañe tanto a la conservación de las fuentes subterráneas en los mantos sin explicita protección, como a los múltiples y competitivos usos del agua por parte de productores agrícolas y industriales, establecimientos turísticos y otros servicios (frecuentemente grandes consumidores), hogares y vecinos en la comunidades (por ej. en las zonas turísticas de Guanacaste – véanse Fürst y Hein, eds. 2002, Cáp. 10).

Desde una perspectiva de protección y conservación de este recurso tan crítico, la imperante demora e indefinición en cuanto a un sistema transparentemente regulado de planificación hídrica en general y, en particular, para el sector hidroeléctrico bajo la tutela del ICE, parecieran equivaler a una negligencia del problema (López, 2001). Esto es más preocupante ante el surgimiento de actores privados de generación hidroeléctrica. Pareciera que los conflictos relacionados al uso hídrico se han venido acelerándose con la entrada de la co-generación privada desde los inicios de los anos noventa. Al predominar en este sub-sector una versión aun más *productivista* que en el ICE, a veces con signos de una "*búsqueda fácil de rentas*", las empresas de co-generación hidroeléctrica tienden a hacer privar sus intereses en perjuicio de intereses comunitarios y de la sociedad costarricense (Comisión Especial Investigadora …, 2000).[4]

Con excepción de algunos acuerdos voluntarios, normalmente el usufructo del recurso hídrico por los co-generadores no considera como tal un pago de tarifa o carga ecológica, ni para el servicio hidrológico del caudal del río explotado, ni para el servicio ambiental atribuido al agua como recurso natural estratégico. Tampoco está regulada una utilización compartida con los otros usuarios en el lugar de generación, siguiendo reglas claras o acuerdos transparentemente negociados. De allí, no debe sorprender el significativo aumento y la creciente complejidad de conflictos entre productores privados de energía hidroeléctrica y las comunidades y vecinos residentes, incluyendo en estas últimas a ONGs y grupos organizados de ciudadanos, en los sitios de los proyectos de co-generación. En estos conflictos, el uso alternativo del agua, el uso de parques nacionales y zonas protegidas, la regulación mínima de cuenca, los servicios ambientales y los impactos ambientales de la construcción y funcionamiento en las localidades destacan como las cuestiones más disputadas (véase Vargas, 2001: 168, tabla 4.8).

[4] Es interesante hacer costar que esta controversia no se ha limitado entre los co-generadores y sus críticos "naturales" (sindicalistas del ICE, militantes de grupos conservacionistas, lideres del movimiento ciudadano en los sitios de los proyectos), sino ha abarcado también la misma Contraloría General de la República. Esta ha cuestionado en agosto de 2000 la propia fundamentación de las tarifas convenidas en contratos del ICE con 15 co-generadores, al considerar que éstas sean lesivas (sobreprecios en comparación a las tarifas fijadas para el resto de los co-generadores) por basarse en ajustes automáticos hacia arriba por concepto de inflación local e internacional, tipo de cambio, etc., y que por tanto deberían sujetarse a una revisión amparada a un proceso judicial del ICE contra dichos sub-contratistas diferencialmente privilegiados (La Nación, varias ediciones entre 2000 y 2002).

Es claro que estos conflictos son el producto directo de una deficiente regulación institucional en el ámbito local y nacional del uso hidroeléctrico por los grandes productores públicos y los co-generadores privados, deficiencia a su vez resultado de un ausente marco de gestión y planificación integrada del recurso hídrico en distintos niveles de deliberación y acción publica y ciudadana. Por lo tanto, es urgente avanzar en esta dirección estratégica, lo que no se ha plasmado de ninguna manera en el *Proyecto de Ley para el Mejoramiento de los Servicios Públicos de Electricidad y Telecomunicaciones y de la Participación del Estado.* (Gobierno de Costa Rica, 1999) bajo debate en 2000. Al contrario, como se verá en la sección 2.4, este proyecto de Ley estaba unilateralmente sesgado con respecto a una protección estratégica del agua. Su aprobación definitiva hubiera significado un retroceso sensible, incluso violación, de un urgente avance hacia una gestión socialmente deliberada y balanceada (Marín, 2000).

De manera parecida a los casos de la evaluación del impacto ambiental y de la descentralización favorable a fuentes alternativas, también en este caso el método de AMC se presta a servir de gran utilidad metodológica-social para encaminarse hacía una gestión integral del recurso hídrico para distintos usos, entre otros el hidroeléctrico (al respecto véase también: Hobbs y Meier, 2000). Lo anterior, conviene a planearse y llevarse a cabo a nivel de micro-cuencas, cuencas y zonas, para incorporar, de esta forma descentralizada y participativa, la gente local con sus distintos intereses legítimos en una deliberación y resolución de conflictos, haciéndolos transparentes para una verdadera planificación energética-ambiental en el sector hidroeléctrico (véase la experiencia con un AMC en el caso del conflicto hídrico en Troina, Italia: Corral, et al., 2000).

3.3 Fomento proactivo de fuentes energéticas no convencionales

En el apartado b) de la sección anterior, se han señalado algunos dilemas estructurales que hasta el momento obstaculizan una promoción más agresiva y eficaz de *fuentes energéticas no convencionales* o *energías limpias* en Costa Rica. Como se vió, el problema es menos un obstáculo técnico, tampoco de costo y mercado, sino ante todo uno de índole estructural e institucional (véase también Padilla, 2000b).

Con esto no se pretende negar que el desarrollo tecnológico de las energías alternativas – en particular la solar y de biomasa- ya hubiera dejado detrás su etapa de arranque y maduración dentro de su ciclo de producto emergente y hubiera entrado en la posterior etapa de consolidación y sofisticación en términos técnicos y de ingeniería. Es cierto que algunos componentes claves para una capacidad mínima critica, sobre todo de los paneles fotovoltaicos y el almacenamiento para la energía solar, que se requieren para una viabilidad técnica y económica de las nuevas tecnologías energéticas con favorable impacto ambiental, se encuentran todavía “en pañales”, lo que es normal para una “*industria naciente*” como es la economía basada en energía solar, etc.

Sin embargo, cuando se analizan más detalladamente estos problemas de diseño y desarrollo tecnológico, se revela un potencial de distorsión interpretativa que cabe resaltar en este punto. La limitación de la fuentes alternativas, por ejemplo la solar, que se atribuyen normalmente a su tamaño o escala de rendimiento relativamente insuficiente (o su mayor desventaja comparativa persistente) queda así evaluada porque se toman los parámetros de la tecnología predominante (en nuestro caso la hidroeléctrica a gran escala) como la referencia de desempeño exitoso en el momento de la evaluación comparativa. Sin embargo, tal referencia a parámetros transferidos de otras energías es incorrecta o sesgada cuando uno se da cuenta que la nueva tecnología a evaluar con respecto a su potencial, ha de someterse a un marco de referencia casi totalmente distinto a la

tecnología que proporciona el "*benchmarking*" dominante. Este último está impuesto por el tipo de cadena energética que en el caso de la energía hidroeléctrica convencional (y aún más en el caso de la térmica) se caracteriza por ser larga y tener una estructura dada por un gran tamaño del proyecto generador en su origen, espacios/segmentos geográfica y sectorialmente separados, enormes distancias necesarias para su vinculación y una organización centralizada para atender el despacho y el consumo final. Así, esta configuración de cadena sigue siendo (implícita o explícitamente) el parámetro de evaluación comparativa cuando se demuestra la inferioridad de la energía emergente (ante todo solar y de biomasa) a la luz de las energías convencionales (sobre todo la térmica y hidro de gran escala).

Como ha enfatizado acertadamente Scheer (2000: 43 ss. y 177 ss.) en su crítica contundente a la cadena de los recursos fósiles, la estructura misma y la extensión de esta cadena, sobre todo respecto a la forma de disposición energética (y no solo en lo que se refiere al segmento de generación) constituyen el problema fundamental de los combustibles fósiles para el futuro energético. Entonces, una aplicación poco reflexionada de este mismo criterio como *benchmark* para el desempeño tecnológico, micro-económico y socio-económico de la energía limpia generada a relativamente pequeña escala, es inadecuado, incluso erróneo, para evaluar un caso completamente distinto en su lógica. Esta lógica es que las energías limpias están envueltas en una cadena que por naturaleza es relativamente corta y descentralizada, ya solo gracias a su potencial básico de representar en gran medida (aunque no exclusivamente) técnicas de tipo "*stand-alone"* y "*stand-by"* ("*electricidad sin línea de conexión*" – Ibid.: 179).

Si el marco o la medida de referencia predeterminados por la tecnología predominante para imponerlo como *benchmarking* a la energía renovable de carácter alternativo es problemático, incluso esencialmente inadecuado para cálculos comparativos de costo-eficiencia para ambos casos (Ibíd.: 236 ss.), entones conviene reevaluar el potencial tecnológico de las fuentes emergentes a la luz de su propio marco de referencia. Este consiste sobre todo en la evitación de futuros costos sociales por los impactos atribuibles al uso continuo de energías convencionales (en particular la fósil) y la puesta en marcha de un beneficio social todavía subestimado, a saber: la promoción de ciclos (o circuitos) cerrados de generación-abastecimiento-uso/reutilización- conservación energética en el ámbito descentralizado de innovaciones socio-ambientales (Ibíd.: 271 ss.). Con tal *benchmarking*, ahora idóneo para el tipo de energía en cuestión, la viabilidad de las fuentes limpias de pequeña y mediana escala en su papel de representar nuevas tecnologías energéticas y estilos de vida social, volvería a ser contraria a la anteriormente constatada como no factible en términos técnicos bajo el criterio de la tecnología dominante. Y si lo anterior es cierto para la evaluación de su capacidad tecnológica, también resulta válido evaluar comparativa o individualmente el potencial de desempeño micro-económico (rentabilidad neta y eficiencia de costo), socio-económico (red local cerrada o estratégicamente conectada con la red nacional) y socio-institucional (conquista de un verdadero espacio para aprovechar incentivos económicos y societales) que se atribuyen a estas nuevas fuentes inminentemente aptas para su aprovechamiento descentralizado.

Con este *switch*, hasta cierto punto paradigmático para el análisis energético (Ibid.: 89 ss. y 279 ss.), la realidad actualmente deprimente para las energías limpias en cuanto a su sobre-vivencia tecnológica, sostenibilidad de la razón costo-beneficio y fallas de acceso a un mercado solvente, tiende a convertirse en otra más promisoria. Esta estaría asentada en un distinto razonamiento que se basa en un cambio estructural proactivo de una economía de energía dependiente de estructuras centralizadas a una economía liberada de estas y dinamizada en función

de estructuras descentralizadas y relativamente cerradas a nivel regional y micro-regional. Adicionalmente, un criterio cada vez más relevante, a nivel internacional y nacional, emerge con el compromiso de los países firmantes del Protocolo de Kyoto (entre ellos Costa Rica), de contribuir a la mitigación y prevención del calentamiento global conducente al cambio climático, recurriendo para este, entre otros, a la transición progresiva hacia energías renovables limpias en el marco del recién negociado Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM en siglas en inglés – véase los aportes en Albrecht, 2002 y Michalowa/Dutschke, 2000).

Entonces, cabe preguntarse, siempre bajo la perspectiva evaluadora esbozada, ¿en donde ha quedado el espacio y la promoción de energías no convencionales en Costa Rica? Una pista, para una respuesta más genérica que detallada, se encuentra en el correspondiente análisis de Vargas (2001), ya que este parte de un enfoque de red societal vinculada a sistemas de innovación para replantear la cuestión de la energía limpia en Costa Rica. Uno de los resultados más importantes de dicho estudio es que hasta el presente, la estructura de la cadena completa fuente-generación-transmisión-distribución-consumo de energía basada en los renovables emergentes es más o menos idéntica a la misma estructura de las energías convencionales, es decir: la energía alternativa sigue la misma lógica que la dominante, en particular la hidroeléctrica basada en grandes proyectos (Ibíd.: 152, figura 4.1).

Dentro de este marco restrictivo, el ICE y también algunas cooperativas a nivel regional (además el sector privado) han iniciado pequeños proyectos de generación de energía alternativa, ante todo de fuente eólica, pero también de origen solar, geotérmico y de biomasa, entre otros, biogas, biodiesel, aceites vegetales, etc. (Padilla, 2000b; Rodríguez, 2001). Para ello, se han aprovechado las condiciones naturales ventajosas[5] de acuerdo al sitio y la zona de mayor capacidad, los resultantes potenciales energéticos favorables y, en cierta manera (por lo menos bajo la óptica antes señalada), las capacidades ya instaladas o estimadas, los costos de explotación e instalación / mantenimiento relativamente bajos que tiene el país en el aprovechamiento de estas fuentes (véase la visión de conjunto en Portilla, 2000b). En concreto, para Costa Rica hay muchísimos estudios que verifican la existencia de tales potenciales hasta el momento sub-aprovechados para la energía eólica (ICE 1984: 79-98; US-AID, 1992: Morales, 1995: 11-14; Vargas, 2001: 173-181); la energía solar fotovoltaica y modular (Nandwani, 1995: 5-7; Jiménez 1997a: 100-105, Anexo V-1; Vargas, 2001: 186-188) y geotérmica (ICE, 1991; ICE 1995; Vargas, 2001: 130-138).

En la actualidad ya se han instalado una serie de nueves plantas dedicadas a la generación de estas fuentes limpias y (quizás con la excepción de la geotérmica) poco destructivas del paisaje natural, destacándose posiblemente el proyecto eólico de Tejona en Tilarán, cuya capacidad de 20 MW se ha puesta en operación recientemente (La Nación, 21-09-2002).

Con respecto al la energía solar como tal (véase también Nandwani, 1995), se ha calculado que los recursos solares podrían cubrir las necesidades básicas de alrededor de la mitad de la demanda existente en las áreas que no cuentan con servicio de la red o 30 ó 40 mil usuarios, llegando en 1998 a una capacidad instalada de 767 paneles solares (Vargas, 2001: 156-157).

[5] El 95% del territorio de Costa Rica tiene ventajas para el uso de calentadores solares, y cerca del 60 % tiene buenas condiciones para la aplicación de sistemas térmicos y fotovoltaicos (Vargas 2001: 186).

Por otro lado, un dilema importante consiste en el progreso técnico aún no totalmente aprovechado y el grado de obsolescencia de los equipos solares (Ibíd.: 192). En cualquier caso, como han demostrado varios proyectos descentralizados, por ejemplo en la Isla Caballo (Munster, 1999), una fuente de posibles conflictos es la posibilidad de competencia entre las fuentes convencionales conectadas a la red eléctrica y las fuentes de energía solar. Ante esta situación critica, agravada por la natural desventaja de nuevos proyectos solares cuyo costo por usuario es más alto que el costo de conexión a la red eléctrica de una familia urbana, se necesita una voluntad política conciente del ente rector (ICE) para que se haga vigente una estrategia económicamente rentable y socialmente sostenible a mediano / largo plazo a favor de una electrificación rural y una creciente interconexión descentralizada de energía solar (Portilla, 2000b).

Un razonamiento muy similar cabe aplicarse a la energía eólica, cuyo potencial se ha calculado en al menos 1000 MW y que a partir de 1996 ha experimentado una indudable dinámica de expansión (véanse los cuadros A2-2 y A2-6) y sofisticación (paquetes tecnológicos por ajustes modulares a la demanda creciente) relativamente extraordinaria bajo el protagonismo del ICE, ONGs y productores privados (Vargas, 2001: 173-175; tabla 4.9 en p. 177). También, es válido para la co-generación privada de energía hidroeléctrica en micro y pequeños proyectos con el limite de 20 MW, cuya capacidad instalada en 1998 fue de 228 MW y que es considerada como renovable y ambientalmente amigable (Ibíd.: 157, tabla 4.2). Incluso, proyectos geotérmicos de pequeña escala y sin significativa alteración del paisaje natural puede clasificarse para este tratamiento preferencial de índole estratégico, con orientación decidida de abastecer espacios descentralizados, aparte de la posibilidad siempre abierta para su conexión al la red eléctrica nacional.

En este contexto, la vigente estructura costo-tarifa de los renovables a pequeña escala debe reformarse de manera discriminatoria, reasignando los prevalecientes subsidios a la electricidad procedente de la red eléctrica (privilegiando así energías centralmente manejadas) a favor de incentivos estratégicamente instrumentados para superar la rentabilidad sin duda frágil en la actual etapa de maduración tecnológica.

Entonces, para el desarrollo exitoso de las energías no convencionales, se requiere una decidida reestructuración espacial e institucional a favor de los segmentos de producción, distribución y uso localizados y aprovechados en las zonas de origen, Claro que esto incluye también una regla de despacho descentralizado que sea favorable para la fuente alternativa (para mayor detalle véase aún sección 2.4). Todo este cambio hacia nuevos parámetros de evaluación de la sostenibilidad socioeconómica de las nuevas energías emergentes implicaría otro *benchmarking* para calificar su desempeño, permitiendo a éste demostrar su real potencial de volver a ser rentable y ventajoso como tecnología, proyecto y modalidad de desarrollo al nivel micro, sectorial, regional y macro. Así, se reconocería el espacio innovador para que la electricidad generada por fuentes limpias favorezca la electrificación rural y usos productivos locales en un ámbito de acción descentralizado, sin descuidar con ello su interconexión suplidora con la red central en la fuente local, aunque bajo la condición de que genere excedentes utilizables para su consumo al nivel nacional y que se apliquen reglas de despacho y remuneración favorables para la zona productora. Finalmente, abriría un espacio para beneficiarse, como acreedor, de inversiones internacionales en proyectos de energía alternativa amparados a los Mecanismos de Desarrollo Limpio en el marco de instrumentos flexibles e innovadores para una política climática amparada al Protocolo de Kyoto (Michalowa/Dutschke, 2000).

3.4 Políticas ambientales a favor del uso eficiente de la energía

Es evidente que la búsqueda de nuevas fuentes de energía con potencial de sustituir, dentro del portafolio total de la oferta, la energía intensiva en contaminación y recursos fósiles, constituye solamente una cara de la medalla con respecto a una mayor sostenibilidad ambiental del sistema energético en Costa Rica. La otra cara está constituida por la promoción cada vez más agresiva y deliberada de un uso racional y eficiente de la energía en el lado de la demanda (intermedia y final) de los consumidores productivos, comerciales y residenciales. En este contexto, el acceso a energías limpias ya equivale *per se* a un uso eco-eficiente, debiendo ser el fomento de dichas fuentes alternativas la modalidad más promisoria y eficaz para alcanzar, en el mediano y largo plazo, un patrón de consumo más cercano al objeto de producir y consumir energía en armonía con la naturaleza.

Sin embargo, hasta cuando esta meta prioritaria se haga más alcanzable, por supuesto cuentan todos los esfuerzos que se dirigen a un ahorro en el consumo energético con base en las fuentes actualmente disponibles. Para esto, es importante de enfrentar acertadamente el problema, expuesto en la sección 2.2.6, de la alta intensidad energética de la economía costarricense, tanto con respecto al patrón de producción, como ante todo en lo que concierne al patrón de transporte básicamente insostenible en términos del consumo sobre-proporcionalmente intensivo en combustibles fósiles.

Como se pudo ver en el Cuadro 2.2, cuadro A2-10 y A2-12, así como en el gráfico 2-16, la ineficiencia energética del consumo y la producción es preocupante en general, pese a que hubo una mejora relativa (medida a través de la intensidad energética), entre 1965 y 2001, en la parte de los requerimientos de energía por unidad de producción (cuadro A2-10). Sin embargo, este ahorro relativo se ve contrarrestado por dos tendencias contrarias: por un lado, un incremento del consumo energético por habitante, en particular electricidad (cuadro A2-12), y por otro lado, un nivel exorbitantemente alto de la intensidad energética (125 GK por millón colones) en el sector de transporte, consumidor de hecho único de energías no renovables, como diesel, gasolina, etc. (Cuadro 2.2).

Ante este oscuro panorama de sostenibilidad del uso energético en términos ambientales, cabe aprovechar los potenciales sin duda existentes para lograr una mejor eficiencia energético en los ámbitos de las empresas del sector privado, instituciones públicas y hogares. Para ello, se prestan estimular y optimizar las siguientes actividades (véase también Villa de la Portilla, 2002):

- ✓ Mejorar la eficiencia de plantas, equipos (motores eléctricos, etc.) , sistemas de agua e instalaciones demandantes de energía en general, aplicando tecnologías más eco-eficientes y costo-eficientes y conduciendo a conductas de uso-operación ahorradores en energía.
- ✓ Cambiar los hábitos de consumo energético, eliminando el uso irracional o inapropiado tanto en el sector productivo-comercial (equipos eléctricos como aire acondicionado y otros, sistemas de iluminación, etc.) como en los hogares (calentamiento de agua, refrigeración, cocción, etc.) y ahorrando energía por modificaciones relativamente pequeñas y baratas en las pautas / costumbres del consumo eléctrico, como la utilización de bombillos fluorescentes en lugar de los tradicionales, aislamiento de tanques de calentamiento del agua, etc.

- ✓ Introducir nuevas tecnologías ahorradoras y productos eco-diseñados que previenen el uso ineficiente y con ello la contaminación, así como el establecimiento de innovaciones dirigidas al cierra de los circuitos de generación, utilización (inicial), reciclaje transformador, re-generación y re-utilización (por otros usuarios) de la energía de acuerdo a los principios del balance de materiales de la ecología industrial (Ayres / Ayres, 2002).
- ✓ Sustitución de energéticos mas intensivas en fuentes fósiles (p. Ej. diesel para plantas industriales) o hidráulicas (p. Ej. electricidad para el calentamiento del agua) y menos eficientes, por otros energéticos alternativos (en el ejemplo: biodiesel, energía solar), al permitir una modalidad de producción y consumo más limpia y ahorradora, tanto energía como en costo a largo plazo.
- ✓ Transformar la estructura del transporte como la conducta de sus usuarios en cuanto al consumo de combustibles y el habito individualista del uso vehicular, desincentivando cada vez más los medios de transporte dependientes de alto consumo de energía fósil mediante una adecuada planificación del transporte (a favor del colectivo) e incentivando a conductas del usuario cada vez más responsables para la protección ambiental a través de campañas de educación y estímulos monetarios (subsidios al consumo de combustibles no basados en derivados del petróleo).

Sin duda alguna, en todas estas esferas de energía más eficiente el país puede registrar algunos progresos interesantes y, a veces, promisorios. Este avance relativo, evidente a lo mejor en el surgimiento de empresas de consultoría e instalación de tecnologías limpias y procedimientos para el cierre de los circuitos energéticos en el contexto de Sistemas de Gestión Ambiental (El Financiero N0. 238, 22-28 de abril de 2002: 33), se ha venido haciendo virtual también en el MINAE-Dirección Sectorial de Energía (DSE), ICE y la CNFL que se pueden considerar como los portadores de ensayos pilotos en este campo (MINAE-DSE, 1998; ICE, 1998a; CNFL et al., 2001).

En el ámbito de regulación, la Ley No. 7447 (13 de diciembre de 1994) ha procurado un uso racional de la energía (MINAE-DSE 1994a). Esta ley contempla tres grandes regulaciones para inducir en una mayor eficiencia energética en los sectores productivos y comerciales:

- ✓ Obliga a las grandes empresas consumidores de energía (consumo de electricidad mayor de 240.00 Kwh/año; consumo de derivados de petróleo mayor de 360.000 litros/año o consumo combinado mayor de 12 TJ/año) a llevar a cabo programas internos de conservación y uso racional de energía, todos sujetos a un monitoreo a través de auditorías energéticas (DSE-MINAE, 1994a).
- ✓ Regular la importación y fabricación de maquinaria, equipos y vehículos, autorizando y verificando éstos con respecto a sus eficiencia y consumo de energía para aplicar un recargo (30 por ciento) o no al impuesto selectivo de consumo a los mismos (DSE-MINAE, 1994b).
- ✓ Otorga incentivos -en forma de una exoneración del impuesto selectivo- a la importación y fabricación domestica de equipos y materiales clasificados como equipos energéticos eficientes o basados en el uso de fuentes limpias (solares, eólicas y hidroeléctricas – véase la lista en MINAE-DSE, 1998).

Adicionalmente, la política energética regulada con un enfoque proactivo de protección ambiental prevé incentivos otorgados por las instituciones y empresas públicas distribuidoras de energía para el financiamiento de programas voluntarios adicionales en empresas consumidores que ejecutan inversiones eco-eficientes equivalentes al 15 por ciento de su factura energética. Dichas empresas pueden beneficiarse de préstamos equivalentes al 50 por ciento de la inversión incremental ejecutada o del descuento del 20 por ciento de los ahorros energéticos logrados en cuanto a la factura nominal (Villa de Portilla, 2002: 73).

En este contexto, cabe mencionar o distinguir iniciativas más recientes como el "*Premio Nacional de Energía*", otorgado por el MINAE en conjunto con otros entes, como la CNFL, a empresas e instituciones costarricenses con un desempeño excelente en su consumo y gestión energéticos. Otro instrumento es la certificación de una gestión ambiental y energética responsable para el futuro (similar a la ISO 14001) de parte del programa "*Bandera Ecológica*", con la cual ha sido premiado la CNFL hace muy recién en cuanto a sus proyectos hidroeléctricos (Arias/ Flores/ Peraza, 2002). Además, se pretende implementar un sistema de etiquetado de equipos que facilita al consumidor final la información sobre el consumo energético implicado por el respectivo equipo, pudiendo elegir así el artefacto que consume menor energía. Claro que lo anterior implica el establecimiento de normas de eficiencia y reglamentos técnicos para fijar límites aceptables para ambas partes, tarea difícil, pero indispensable para promover un consumo cada vez más diferenciado según productos más eficientes que otros (Villa de Portilla, 2002: 73).

Con ello, también la educación ambiental vuelve a ser la variable clave para elevar la eco-eficiencia de acuerdo a las modalidades antes descritas. Es decir, procurar que los cambios tecnológicos amigables para el ambiente vayan a la par con grandes esfuerzos de información y educación ambiental de la población. Tanto el MINAE como el ICE y la CNFL han emprendido varios programas y acciones en esta dirección, dando consejo como utilizar eficientemente (en términos de energía y gasto) electrodomésticos y otros aparatos en los hogares y como seleccionar en la compra equipos que sean ahorradores con respecto al consumo individual como de toda la sociedad (véase, por ejemplo. ICE, 1998a).

Sin embargo, pareciera que todavía no se ha dirigido la debida atención a la verdadera bomba de tiempo que es el consumo de combustibles no renovables y altamente contaminantes en el sector transporte. Urge una pronta focalización más acertada en este problema y una respuesta efectiva a una escala suficientemente amplia (articulando políticas reguladores con políticas de incentivos), para reducir el consumo de energía fósil no solo por razones de una protección ambiental en el ámbito doméstico, sino también por razones de una inminente reducción de emisiones de efecto invernadero que contribuyera así en el nivel internacional a la mitigación del calentamiento global de acuerdo con la Convención Marco del Cambio Climático o el Protocolo de Kyoto. También aquí –tal como ya demostrado para el fomento de energías alternativas (2.3.3)- resalta la oportunidad de acoger las posibilidades de promover la eficiencia energética y las tecnologías limpias, recurriendo para ello a nuevos proyectos de inversión ecológica a realizarse en Costa Rica en el marco de los CDMs aprobados como instrumento adicional preferido por la reciente política climática a nivel internacional (Albrecht, 2002).

4. Modernización y sostenibilidad: implicaciones ambientales de las reformas energéticas

4.1 La institucionalidad del sector energía y la cuestión ambiental

Como muchos otros países latinoamericanos, desde la década de los ochenta Costa Rica ha estado bajo la presión de los Organismos Financieros Internacionales, como el Banco Mundial, y de actores poderosos domésticos, para liberalizar y desregular su sistema energético. Estos cambios se conocen como reformas de política, en las cuales la política energética forma parte de muchas otras (en particular la financiera y comercial), y la cual se etiqueta como una modernización institucional indispensable del sector energético dentro de las actuales coyunturas de apertura e inserción competitiva frente al proceso de globalización (veánse: OLADE/CEPAL/GTZ, 2000: 36 y ss. y 38 y ss; CEPAL, 1999: 6 y ss.; Vargas, 2001: 108 y ss.).

Los rasgos típicos de tales reformas energéticas en la región centroamericana -en términos "*estilizados*" retomados de la gran mayoría de las reformas establecidas ya hace bastante tiempo en Europa y puestas en marcha durante los años noventa en América Latina[6] – son los siguientes (véase también el capitulo III):

- ✓ *Estructura del mercado*: desintegración vertical y horizontal a través de la separación de segmentos de producción, transmisión y distribución dentro de la cadena total (con Guatemala como el caso más extremo en Centro América).
- ✓ *Estructura de propiedad*: privatización completa o mayoritaria de todos los activos, plantas y segmentos de la cadena, incluso la transmisión y comercialización (con Nicaragua como el caso más acentuado con una reforma privatizadora, parecida a la efectuada antes en Argentina).
- ✓ *Modalidad de despacho*: sistema de compra central ("*pool*"), con una unidad de despacho separada de la transmisión y con una reorientación a contratos de suministro y un mercado "*spot*", bajo la lógica de precios competitivos ligados a costos marginales de corto plazo (con Guatemala y El Salvador como casos "más avanzados", incipiente también en la reforma prevista en el Proyecto de Ley conocido como "*Combo*" en Costa Rica, dando seguimiento así al ensayo pionero - y hoy en día cuestionado- de Gran Británica).
- ✓ *Regulación*: supervisión –por una autoridad rectora de carácter público- de las tasas de transmisión y distribución y los precios finales, pero sin mayor control de aspectos cuantitativos y cualitativos de gran relevancia (ambiente, consumo equitativo, etc.) que no se consideran en contratos y mercados "spot" relativos a los productores de generación (con El Salvador como caso extremo de desregulación parecida a la anteriormente efectuada en Argentina).

Las palabras mágicas que se asocian con estas reformas es la flexibilización y libertad a favor de las mejores oportunidades en términos de eficiencia y precio final. Esta flexibilización supuestamente eficiente para la disposición energética y favorable para el consumidor final, se asume más oportuna a lograr mediante una privatización de las instituciones presumiblemente obsoletas ante los retos internacionales de hoy en día, tal como se planteó, de forma sutil y cauta *"a la tica"*, para el ICE dentro del proceso fallido para poner en marcha el "Combo". Corrientemente, dicha privatización se percibe como una venta de activos estatales

[6] Para Centro América véase el análisis comparativo de CEPAL, 1999 y de Vargas 2001: 111 y ss., en particular la tabla 3.1 en las pgs. 116-117.

a compañías mayormente transnacionales, como ha sido el caso de la reforma energética y de telecomunicaciones en Argentina, Chile, Guatemala El Salvador y Nicaragua (OLADE/CEPAL/GTZ, 2000: 48 y ss.). Lo anterior ha sido también la visión corriente y la motivación predominante en el movimiento de protesta ciudadana contra la implementación legislativa y ejecutiva del llamado *Combo* en los meses marzo y abril de 2000 (véanse para mayor detalle: Proyecto del Estado de la Nación, 2001: 213-220, así como Comisión Mixta del ICE, 2001).

Sin embargo, sugerir que el *Combo* habría equivalido a un intento directo de privatización en su sentido estricto (pasando la propiedad del estado a manos privados), implica estar sesgado hacia una interpretación simplista. Esta, en lugar de apreciar el problema complejo de la Ley en cuestión, tiende a subestimarlos en sus ramificaciones mucho más multifacéticas, no por tanto menos amenazantes para la gobernabilidad democrática de la sociedad costarricense. A veces, el núcleo del Combo queda planteado (mayormente sin intención) como un mito nacionalista en el sentido de que se trate únicamente de una privatización clásica del patrimonio nacional a favor del capital extranjero, lo que podría y tiende a conducir a conclusiones un tanto erróneas. Replanteado este punto controversial bajo otro "*benchmarking*" (privatización de las normas de eficiencia), se puede afirmar que el Combo, más que una privatización del tipo señalado, hubiera facilitado una usurpación contraproductiva (en términos sociales) de la función publica desarrollista del ICE, erosionándose esta misma a favor de intereses entrelazados de un negocio emergente que impulsan ante todo sectores empresariales domésticos (por supuesto relacionados con inversionistas extranjeros), de los cuales una gran parte proviene de la misma clase política del país, aunque en alianza con grupos poderosos transnacionales. Se puede hablar quizás de una privatización camuflada y furtiva a paso lento, o mejor de un intento de "*serruchar el piso*" al tejido social de planificación energética y regulación inminentemente publica que ha representado, por más que 50 años, el sistema institucional de generación, transmisión, despacho, y distribución de la electricidad en su carácter clave de representar un recurso estratégico con signos de equidad y desarrollo bajo el liderazgo entonces indiscutible del ICE.

Tal erosión de institucionalidad no se ha dirigido directamente a la venta de plantas e instituciones presentes en el sistema descrito en el Capítulo I (véase también el Capítulo III), tampoco al incremento de la competencia conducente a la desintegración vertical de la cadena de valor dominada por el ICE (véase también sección 2.2.6). Más bien, ha atacado al corazón de dicha cadena, al impulsar una re-regulación pro-mercado de la compra de electricidad suministrada. Esta se hizo instrumental para la búsqueda de rentas (mayormente fáciles) de los nuevos actores que entraron en la escena en su función de co-generadores privados. El núcleo del problema societal con la reforma energética encarnizada en el Combo ha sido entonces la mercantilización de los segmentos de generación y despacho de la cadena energética en el país. Si bien probablemente gran parte de la estructura del mercado y la misma institución del ICE (como ente público responsable para la producción, transmisión y distribución, pero ahora organizado en tres compañías públicas separadas) se habría mantenido intacta, la institucionalidad enmarcada en el tejido societal del país se hubiera vista fragmentada, para no decir reestructurada funcionalmente por intereses muy particulares (incluso de la misma clase política de los gremios presentes en la dirigencia del ICE acorde al principio 4 : 1). Todo esto estaba al punto de socavar una gran parte de gobernabilidad en términos del soporte productivo, desarrollo social y protección ambiental que el ICE y las otras instituciones públicas del sector eléctrico (véase Capítulo II) han venido imprimiendo por decenios a la evolución socioeconómica de Costa Rica (Marín, 2002: 15 y ss.). En este contexto cabe resaltar que el diseño y la legislación del Combo han sido la culminación de un proceso de presunta modernización, cuyos inicios se remontan a los finales de los años ochenta cuando entra en escena la co-

generación privada con un enfoque poco definido y una modalidad de operación controversial hasta hoy en día (véase, entre muchos otros, Comisión Especial Investigadora de los Contratos de Co-generación Privada, 2000; consúltese además la nota de pie 4).

Más específicamente ligado con el reto de la protección ambiental, se puede afirmar que las reformas iniciadas desde los primeros años de los noventa para modernizar el sistema eléctrico en sus aspectos de abastecimiento y regulación a través de mayor participación privada, han conllevado siempre una particular tensión ambigua en cuanto a su compatibilidad con el desafío señalado. Esto ya se puede evidenciar en 1990 con la Ley # 7200 referente a la co-generación paralela (Marin, 2002: 18), Ley que se puede considerar como el punto de salida de la polémica búsqueda de un nuevo marco regulatorio hasta el momento confeccionado solo a medias y con muchos defectos. Tal marco se hizo plausible para atender a las necesidades de reformar el sector energético que incluye, entre otros, la redefinición de la estructura de un mercado que es caracterizado por un oligopolio público bastante centralizado en el segmento de generación. Esta reestructuración del espacio de competencia para cada actor participante es inminente y razonable, pero su concreción en forma de regulaciones balanceadas está siguiendo hasta hoy en día un conflictivo proceso de negociación de intereses públicos, privados y de la sociedad civil surgida como nuevo actor en la escena desde los inicios del presente siglo (Vargas, 2001: 195 y ss.).

La mencionada Ley # 7200 fue pionera en el sentido de facilitar dos cambios en las reglas de juego imperantes hasta los años ochenta:

- ✓ el arranque de una descentralización de las actividades generadores en proyectos de tamaño relativamente pequeño (inicialmente 20 KWH) y;
- ✓ la participación del sector privado hasta un tope de 15 por ciento de la capacidad total instalada.

A primera vista, su intención ha sido potencialmente aceptable, al pretender (por lo menos en el texto de ley) una flexibilidad del suministro de energía gracias a la co-generación por un lado, y por otro, un régimen de competencia (siempre regulado, aunque débil) entre productores estatales (ICE, CNFL), corporativos y privados a favor de los consumidores. En principio, ambas características tienen implicaciones favorables para el ambiente. Una razón es que la co-generación privada en pequeños proyectos podría abrir la puerta para modificar la necesidad técnicamente imperante de seguir con mega-proyectos de represas etc. con sus impactos ya señalados sobre el paisaje físico-escénico, la flora y la fauna en los sitios de las obras bajo el predominio del ICE (véase sección 2.3.2).

Con lo anterior, se revela un potencial (no necesariamente una fuerza real) de la generación descentralizada - sea esta privada, o sea pública de menor escala – aunque siempre a lo mejor bajo un régimen público y semi-público, para que estas modalidades contribuyan a una mayor participación de proyectos manejables de tamaño pequeño (y con ello a una menor alteración eco-física y socio-cultural de las localidades) en el marco de una descentralización geográfica e institucional de la gestión hidroeléctrica. Como hemos visto anteriormente en los apartados 2.3.2.b) y 2.3.3, estas características son en principio requeridas para el desarrollo de proyectos destinados a energías renovables no convencionales.

Igualmente, podrían resultar favorables para una sustentabilidad ecológica que se plasmaría como objeto de deliberación a través de una red de aprendizaje interactivo que se formaría entre los actores involucrados (Ibid: 195 y ss.). Finalmente, la apertura del oligopolio actual del ICE en la generación energética mediante agentes privados y nuevos actores de la sociedad civil podría beneficiar a

la protección ambiental si se lograra ligar, de manera transparente y eficiente, tal reestructuración con nuevos mecanismos de incentivos (como el pago de servicios ambientales) y con innovaciones ecológicas (impulso a circuitos cerrados en el ámbito micro-regional y comunal, etc.), desarrollándose éstos simultáneamente por propia iniciativa y bajo regulación transparente a favor de la sostenibilidad socio-ecológica.

4.2 La compatibilidad entre la política energética y la política ambiental

Retrospectivamente, se puede hacer consta que los potenciales arriba señalados de la Leyes de generación paralela a la del ICE (Ley # 7200 de 1990 y Ley # 7505) y las correspondientes reglamentaciones y regulaciones no surtieron sus efectos adscritos a favor de una descentralización en armonía con el ambiente , siendo esto válido aun más para Ley de Modernización (Combo) fracasada en 2000. Pareciera que todas estas iniciativas han venido convirtiéndose en factores amenazantes en lugar de promotores para una clara política dirigida a la conservación de la biodiversidad y la protección ambiental en general.

¿Por que surgió este efecto contra-productivo de las reformas energéticas recientes? Empezando con una respectiva evaluación de la Ley # 7200 y su ampliación por la Ley #7505 (permitiendo ésta la participación privada hasta un 30 por ciento de la capacidad instalada, más la modalidad BOT[7]), parece que no está tan equivocado el siguiente veredicto:

> "*..., se trata de una normativa con la que se quiso integrar el sector privado a la industria de la generación eléctrica, pero que por naturaleza de su reglamento, en vez de propiciar un régimen de competencia, como era correcto y lógico, estableció por el contrario un régimen de privilegio, al cual se han acogido algunos empresarios privados*." (Marín, 2002: 18).

Dicha tergiversación ha sido el resultado de un proceso de compleja des-regulación y re-regulación en cuanto a las compras y ventas de energía privadamente generada, la duración de operación y los regímenes de tarifa acordados en los contratos con los generadores, además al control del origen y poder de mercado de los inversionistas, a la ambigüedad e inseguridad relativas a los derechos de propiedad, y –de mayor relevancia para el tema que interesa- a las obligaciones de carácter ambiental y desarrollo local de las concesiones dadas por el ICE. Dicho proceso ha sido caracterizado por una gran inconsistencia y poca transparencia, elementos que han favorecido ciertos abusos gracias a la tendencia hacia un surgimiento de un cluster dominado por intereses de un grupo oligopólico de empresas (en parte transnacionales) y empresarios políticos. Las correspondientes inversiones han seguido en su mayoría (siempre con excepciones notables) más la lógica de una búsqueda de rentas fáciles que un claro régimen regulatorio que hubiera estratégicamente orientado la generación paralela hacia la seguridad energética y sustentabalidad ecológica a largo plazo, promoviendo el desarrollo de energías limpias con pocos rendimientos a corto plazo y la gestión institucional hacia un apoderamiento societal de los actores locales en los sitios de los nuevos proyectos descentralizados.

[7] BOT es la abreviatura del término en inglés "*Build, Operate and Transfer*" que indica la modalidad de *Construcción, Operación y Transferencia* para el segmento de generación bajo control del capital privado, suponiendo para esta normalmente la introducción adicional (no lograda en el caso del Combo en Costa Rica) de una regla de despacho económico que favorece a los suministradores con mínimos costos marginales para sus ventas al ICE.

Parece que el mismo esquema de fijación tarifaría y control de operación *in situ* a cargo de las instancias públicas – el ICE y la ARESEP desde su creación como ente regulador para el sector eléctrico en 1996 – ha propulsado estos desaciertos en la realidad de las reformas. Un factor clave para esta "*falla gubernamental*" es que los agentes generadores no operan ni en condiciones de competencia ni en condiciones de una regulación consistente. Tanto antes como después del "Combo", la estructura del mercado de electricidad tal como se ha venido instaurando en los últimos cincuenta años a partir de la Ley # 449 de la creación del ICE en abril de 1949[8], parece haber seguida viva en su esencia, aunque con algunos sesgos híbridos. Es decir: el mercado energético (por lo menos en su aspecto clave de electricidad) en Costa Rica sigue siendo un oligopolio regulado en su segmento de generación, un monopolio en los segmentos de transmisión y despacho, un oligopolio regionalmente organizado en los de distribución y comercialización, todo esto bajo un esquema centralizado de planificación, supervisión y regulación gubernamental pública, formando así un tipo de monopsonio público (Vargas, 2002: 228).

Esta estructura ha sido flexibilizada parcialmente con respecto a las áreas de producción, por medio de las dos leyes de co-generación paralela, y de regulación, por medio de los contratos nuevos con los propietarios de la planteas co-generadores. La mayor desregulación se ha introducido en estos mismos contratos de compra de energía co-generada, ya que las ventas despachadas por los nuevos contratistas privados obtienen "*precios basados en la regla de costo marginal a largo plazo del ICE, actualizables de acuerdo con las condiciones del momento o hora de pico*" (Ibíd.).

Esto marca una diferencia al despacho centralizado imperante hasta el momento (y que ha sido sujeto al cambio pretendido por el *Combo* para el gran sector publico y cooperativo). La correspondiente planificación estratégica para estos subsectores más relevantes de la actividad eléctrica estaba y está orientada por programas de expansión y abastecimiento obligatorios que a su vez se basan en el modelo de costo medio. Estos dos elementos clave han constituido la ancla técnica-reguladora para que se puedan garantizar la optimización del potencial existente y su utilización momentánea en el ámbito restrictivo de las circunstancias técnicas y financieras del ICE.

Las reformas iniciadas en 1990 y agudizadas desde 1997, con su culminación en 1999/2000 vía la *Ley para el Mejoramiento de los Servicios Públicos de Electricidad y Telecomunicaciones y de la Participación del Estado* (Gobierno de Costa Rica, 1999), pusieron en jaque dicha institucionalización del sector energético liderado por el ICE de acuerdo a la naturaleza público de su servicio clave para el desarrollo socio-económico del país. Es importante resaltar que en esta función pública del ICE y las empresas cooperativas y municipales se integra eminentemente la garantía social de mantener intacto el servicio de abastecimiento eléctrico bajo condiciones de disponibilidad estratégicamente anticipada, acceso equitativo y calidad integral, implicando este ultimo también la protección ambiental.

Entonces, es evidente que dicha naturaleza societal del servicio eléctrico estaba en peligro de erosionarse de manera camuflada, cuando la intención del Combo era no privatizar el sector eléctrico por completo, sino imponer reglas distintas de funcionamiento regulador.

[8] Véase para el desarrollo histórico del respectivo marco regulatorio: Marin, 2002: 16 y ss.; Jiménez, 1997a: 16 y ss., y Vargas, 2001: 78 y ss.

Esta nuevas reglas del juego proclamaron mayor eficiencia en nombre de participación privada, elección de oportunidades más eficientes, imperancia de reglas/tarifas más diferenciadas acorde a la optimización individual y asignación inducida por costos marginales competitivos, pero en realidad equivalen a una desconsideración (incluso una incompatibilidad) de (con) los postulados de equidad social y calidad ambiental.

El mecanismo más potente para esto no hubiera sida una apertura aún mayor (que la ya dispuesta por la Ley # 7508) a la co-generación privada en términos de propiedad, sino precisamente el cambio transcendental en la regla del despacho económico o sea en la regulación del mercado eléctrico a través de contratos con base en costos marginales de corto plazo. Este cambio preveía abandonar la regulación mixta (vigente hasta 2000) entre una atención centralizada de la demanda con base en costos medios a largo plazo y una compra adicional de suplidores descentralizados con base en costos marginales de carácter mercantil. Estos últimos no caben realmente como criterio de compra de energía paralelamente generada dentro de consideraciones estratégicas de largo plazo, así por ejemplo la referentes al desarrollo de nuevas fuentes limpias, aunque no rentables a corto plazo. En caso de que la regla del despacho diseñada en el Combo se hubiere materializado, tal especie de desregulación "*suave y armonizadora*"[9] hubiera creado un esquema de "pool" administrado por el propuesto CENPRO, en el cual los señales de precio determinarían las decisiones sobre la elección de tecnologías, así también sobre las acciones relativas a la conservación biológica y energética con el efecto de perjudicarlas como elementos críticos de una reforma del sector con una ambición ecológica.

Es posible concluir sobre por lo menos cinco escenarios adversos al ambiente en caso de que hubiera entrado en vigencia tal diseño de reforma de la estructura de mercado o si ésta quedara pendiente para efectuarse en el cercano futuro (bajo la premisa de su viabilidad política no muy probable):

1. En lugar de regular el despacho estratégico para el "*pool*" por tipo de la fuente, su disponibilidad real y su relativa prioridad económica, social y ambiental a largo plazo (conforme a una planificación basada en múltiples criterios – véase sección III.3a), se confía en un tipo de mercado regulado por la regla de contratos bajo la lógica de tarifas diferenciados de acuerdo a la eficiencia del momento y poder de mercado del suplidor contratado. Esto no resuelve el problema de diversificación surgido por el incremento del número y carácter de los generadores privados, sino invita más bien a una búsqueda de rentas fáciles en el marco de una nueva constelación de semejante oligopolización que Vargas (2002) denomina "*integración horizontal*", sin que esto garantice una verdadera competencia en toda la cadena (ya solamente por su limitación al segmento de generación). Al preferir criterios de rentabilidad sin mucho riesgo, dicha reforma de mercado incompleta y además inconsistente con un enfoque de planificación energética a largo plazo, tiende a desconsiderar criterios ambientales en el sitio de los proyectos y la rendición de cuentas de las empresas involucradas en cuanto a un desempeño bajo el "*benchmarking*" de potenciar energías limpias orientadas a la dinamización de economías cerrradas al nivel regional y comunitario .

[9] Desregulación suave y relativamente gradual en comparación a otras reformas de liberalización mucho más radicales que ya se efectuaron o que están diseñados, en el marco del modelo de "*integración regional de la electricidad* "(impulsado por el proyecto SIEPAC), en su aspecto de despacho regulado únicamente por criterios del mercado "spot" o similares características de contrato, como p. Ej. en Guatemala (al respecto véanse Vargas, 2001: 116 y ss, Tabla 3.1 y 123, así como SIEPAC, 1996).

2. La compra del ICE (CENPRO en la legislación prevista del Combo) se efectuaría en un mercado abierto sin regulación de precios que reconociera como clave los costos operativos de todo el sistema. Esto implica que el despacho diseñado toma los precios de oferta de los generadores como referencia básica para la posterior fijación tarifaría (por parte de ARESEP), y no, como hasta ahora, los costos operativos de las plantas. Sin embargo, estos últimos y su consideración explícita en el sistema tarifario han sido y siguen siendo los criterios esenciales para el desarrollo de tecnologías ambientalmente promisorias (fuentes eólicas, solares, pequeños proyectos hidroeléctricas). Esto es así, porque el recurrir al costo medio a largo plazo como referencia normativa para el despacho implica la mínima garantía de que proyectos con alto riesgo y costo unitario a corto plazo tengan su espacio ya desde hoy para desarrollarse a largo plazo. Solamente así obtienen su indispensable status de industria naciente que conviene incentivar discriminadamente para comprobar su doble potencial de ser rentable y limpio, ante todo cuando se supone un pago por concepto de servicios ambientales de manera adecuada (retribuyendo así a esto tipo de generación eléctrica su aporte a la sociedad en forma de impactos ambientales manejables y de externalidades positivas en términos ecológicos, regionales y comunitarios).

3. Un despacho que confía más en una optimización individual de corto plazo (costos marginales mínimos momentáneos o surgidos de mercados futuros de "*spot*") que en una optimización integral de largo plazo (como ha sido más el caso en el pasado), tiende a incentivar actividades de generación que se limitan a buscar el control del riesgo y la incertidumbre (ambos dados por un desarrollo energético poco predecible a largo plazo) a través de la elección de tecnología ya existente y rentable bajo el criterio de negocio momentáneo. Es posible que incluso la generación hídrica de energía en el presente no necesariamente sea más la más rentable bajo el criterio de optimización de corto plazo, con lo cual la generación térmica es un candidato de preferirse en un sistema de despacho como el previsto en el *Combo*. Si lo anterior ya es cierto para la energía hidroeléctrica, es aún más determinante para las fuentes de energías limpias. Así, se visualiza otra característica adversa de la reforma energética para una generación y uso más sostenible de energía, cuando predomina una reestructuración de mercado carente de una perspectiva de largo plazo.

4. El sistema de *pool*, basado en compras contratadas o bilateralmente negociadas (caso de los grandes consumidores) con plantas independientes del ente comprador , sigue siendo una lógica de despacho centralizado. Esto, unido a la intención de no considerar más en el precio de compra los valores económicos y sociales de actividades y servicios en la cadena (aparte de la costosa electrificación, también los servicios correspondientes a la potencia adicional y reactiva) que son aparentemente ajenos al segmento de generación propiamente tal, marca una tendencia que atenta tanto contra la descentralización local como contra la *internalización societal* de todos los costos y beneficios de distinto carácter y expresión del sistema. Con esto, las iniciativas de generación hidroeléctrica a pequeña escala y de energías alternativas (sobre todo la solar), cuyas ventajas intrínsecas son la descentralización en el sitio y la distribución (micro)regional con base en una planificación local, se ven enfrentados con obstáculos casi insuperables, discriminando un potencial para una forma de generación u uso de energía claramente favorable para el ambiente.

5. A pesar de que la generación hidroeléctrica, en particular la privada, esta estrechamente relacionada con el problema de derechos de propiedad, la institucionalidad replanteada por las nuevas reglas de contratación de energía con generadores privados, carece de una clara y fiscalizable definición y gestión de estos mismos. La reforma se inclina por dejar esta cuestión espinosa a la competencia y la eficiencia del mercado que se esperan concretar, cuando ya se puede visualizar la bomba de tiempo ante el vacío socio-institucional en materia de derechos / permisos de agua (generación), de derechos de paso (transmisión), y una serie de derechos de propiedad relacionados con el otorgamiento de pagos por concepto de servicios ambientales. Tampoco se ha aclarado suficientemente la competencia institucional por la vigilancia de los derechos de agua y otros otorgados. En parte, lo anterior es debido a las lagunas legales no cubiertas por la Ley de Agua, etc. y la indefinición coherente de una institución rector en esta materia. Por parte, también es resultado de la misma presión de los actores-generadores con concesiones de poder hacer usufructo del agua y otros recursos públicos sin una estricta regulación y fiscalización.

La decisión de confiar los derechos de propiedad, frecuentemente conflictivos en la construcción y operación de proyectos hidroeléctricos, a la modalidad de contratos inspirados prioritariamente por la producción rentable en términos de costos marginales, sin integrar explícitamente en estos una visión de utilización sostenible de recursos naturales públicos, parece ser condenada a causar aún más conflictos de uso en los sitios de las plantas ya contratadas y los nuevos proyectos (como el de Boruca). Con ello, es previsible que la riqueza natural *in situ* quedará afectada, socavando en particular el control societal del agua como recurso dinámico de uso múltiple. Además, la respectiva disposición en el proyecto de Ley # 13873 del 20 de diciembre de 1999 (artículos 120, 190, 191) que preveía la utilización de las áreas silvestres protegidas y, en parte incluso los Parques Nacionales para el desarrollo hidroeléctrico (Portilla, 2000a) y la radio difusión relacionada a las telecomunicaciones, equivale a un golpe miope en materia de protección ambiental y refleja en su intencionalidad la falta de un tratamiento comunitariamente sensible y viable del problema de derechos de propiedad, cuando las reservas naturales deben verse como sistema de soporte de vida para el manejo integrado de recursos (Marin, 2002: 39, 47). Por tanto, desde la perspectiva de una necesaria gestión local altamente participativa-comunitaria, la regulación del uso de agua y otros recursos naturales de papel estratégico ha quedado entredichos en la nueva *Ley de Mejoramiento ... o Combo...*

Sintetizando lo anterior con una conclusión concisa, cabe hacer constar que la pretendida reforma modernizadora del sector energético puso en jaque la compatibilidad entre una política energética orientada por principios de mercado a corto plazo por un lado, y por otro, una política ambiental de corte preventivo y estratégico a largo plazo.

5. Principales conclusiones y perspectivas para una agenda de política proactiva

En las secciones anteriores se han revelado algunos problemas ya manifiestos y algunas tendencias amenazantes en el sector energético que hacen pensar, incluso dudar, sobre la supuesta compatibilidad entre las política energética y la política ambiental en el país. Asumiendo una perspectiva de evaluación holística acorde al enfoque tomado aquí de la economía ecológica, los hallazgos encontrados en el diagnostico macro-sectorial del desempeño ambiental de la producción y el consumo de la energía en los últimos 35 años (sección 2.), la consideración de criterios estrictamente socio-ecológicos en la política ambiental, basada primordialmente en la internacionalización monetaria y multiobjetivo de costos ambientales, en el ICE (sección 3.1); la evaluación del diverso impacto y la protección ambiental en la planificación y realización de proyectos energéticos, sobre todo hidroeléctricos de gran tamaño y alternativos de carácter descentralizado (sección 3.2); la revisión de los marcos de referencia normativa y las políticas de fomento a la instalación de energías renovables no convencionales (sección 3.3); la apreciación de los avances y regulaciones en el campo de mejoras en la eficiencia energética y de la producción más limpia con enfoque preventivo (sección 3.4), el análisis de marco institucional-regulatorio, en particular la regla del despacho, imperantes o en proceso de cambio ambiguo, como el protagonizado por el "Combo" en 2000 (sección 4.). Todos estos elementos inducen concluir que existe un considerable divorcio entre la política energética practicada y una política ambiental de carácter innovador-estructural, evidenciándose tal incompatibilidad tanto en el ámbito macro-sectorial del presente y el futuro de la energía en Costa Rica, como en el ámbito institucionalmente delimitado al margen de acción política del ICE.

Esta conclusión general se hace más patente cuando se alistan a continuación los principales puntos neurálgicos en la relación entre la energía y el ambiente (con sus consiguientes *trade-offs* entre las respectivas políticas):

- ✓ El alto consumo absoluto y unitario (por unidad de valor producido) de combustibles fósiles en el sector transporte constituye una bomba de tiempo en términos económicos y ecológicos cuya continuación, si no enfrentada por políticas ambientales acertadas, tiende a socavar la base hidroeléctrica del consumo energético en los otros sectores (sobre todo residencial) y a desplazar la imagen (equivaliendo a un mito en este contexto) de un país energéticamente sustentado sobre fuentes renovables.

- ✓ La metodología comúnmente utilizada del análisis de costo-beneficio, ampliado a costos ambientales y otros criterios multiobjetivo, en la evaluación del impacto socio-ambiental de proyectos energéticos del ICE queda relativamente corta ante la necesidad de cambio hacia un procedimiento integral de evaluación y toma de decisiones que integre la diversidad de valores sociales más allá de los económicos y se oriente por procesos participativos desde abajo hacia arriba.

- ✓ La planificación estratégica para el abastecimiento futuro de energía por el ICE tiende a estar sesgada hacia mega-proyectos de energía hidroeléctrica (incluso algunos térmicos), mayormente sin intención deliberada, sino más bien en virtud de inercias atribuibles a la llamada *dependencia de la trayectoria* en el pasado (sin duda exitosa bajo un criterio de desempeño mega-eléctrico), pero con un determinado riesgo futuro de sacrificar paisajes, ecosistemas y patrimonios socio-culturales a costo de una sostenibilidad ecológica y social, cuyo mayor potencial cabe comprobarse en el nivel descentralizado de comunidades y micro-regiones.

Aún cuando el ICE y otros entes responsables para el futuro de la energía, han incursionado de manera promisoria en los campos de la fuentes renovables alternas o han abierto el espacio a otros actores para el desarrollo de energías limpias, el margen de acción para estas últimas está todavía limitado, principalmente por la vigencia de un "*benchmarking*" tecnológico y socio-económico que es inadecuado para y desfavorece a las emergentes tecnologías de energía eólica, solar y de biomasa.

La promoción de tecnologías y equipos energéticamente eficientes y de procesos preventivos basados en ciclos relativamente cerrados de uso-reciclaje-reutilización, se encuentra todavía en una etapa de arranque débil y poco sustentada en incentivos proactivos, a pesar a que ya se han realizado ensayos y regulaciones interesantes que convienen una consolidación deliberada para convertirse en círculos virtuosos.

La regulación de despacho basada en un sistema de *pool* favorables para entregas competitivas de energía descentralmente generada (por los co-generadores privados u otros) atenta contra la apertura de espacios favorables para las energías limpias, debido a que los costos marginales y precios de mercados *spot* tienden a constituir la medida para el desempeño y no, como sería más adecuado, el costo promedio que engloba todos los beneficios y costos de oportunidad sociales todavía no hallados e capturados por el sistema tradicional centralizado.

Si lo anterior indica (por supuesto de forma muy cruda, al ser sintética) las grandes lagunas en el desarrollo energético a la luz de una política ambiental orientada por un marco societal de sostenibilidad económico-ecológica, entonces en una agenda de desarrollo futuro (más allá del Plan de Acción 2001-2005 para el sector eléctrico – véase ICE, 2000), caben enfocarse las siguientes recomendaciones de política:

1. Es urgente elaborar una estrategia integrada por políticas de transporte, urbanas, energéticas, ambientales y comunales-municiplaes que encamine una sustantiva reducción socialmente aceptable (en cuanto a incentivos y desincentivos fiscales en un paquete conjunto con regulaciones de "comando y control") del consumo de energéticos no renovables por los medios del transporte, y que empuje una transición al uso de combustibles renovables y de modalidades de transporte alternativas (ferrocarril, etc.) a los actuales.

2. Conviene de diversificar, incluso cambiar, el instrumentario del soporte metodológico a la toma de decisiones en la planificación energética (análisis de costo-beneficio, evaluación multi-objetivo) que queda actualmente sesgado hacia un procedimiento consultivo- participativo desde arriba hacia abajo, a favor de una mayor incidencia de la evaluación integrada que se levanta sobre el análisis de múltiples criterios en su versión co-gestionada por los mismos actores involucrados en una consulta y participación desde abajo hacia arriba.

3. Vale la pena de sostener cada vez más la generación hidroeléctrica y de energías limpias en proyectos de menor tamaño y mayor potencial para inducir, al nivel de municipios, comunidades, zonas y micro-regiones, nuevos dinamismos descentralizados en formas de una electrificación y utilización rural y otros procesos innovadores de reproducción socio-energética (ciclos relativamente cerrados), acompañados por una conexión / despacho local de excedentes a la red nacional y centroamericana y un aprovechamiento estratégicamente deliberado de inversiones en energía

renovable alternativa en el marco de las nuevas políticas internacionales de cambio climático (en concreto: el mecanismo de desarrollo limpio - CDM).

4. Conviene de hacer más agresiva, contundente e integrada la política de fomento de energías renovales alternativas, ante todo a través de proyectos de tamaña en localidades descentralizadas con un impacto ambiental controlable, pero con una amplia proyección de su uso cada vez más rentable (bajo otro parámetro que el actualmente utilizado) en las comunidades y otros usuarios no conectados a la red central, aprovechando adicionalmente, de manera estratégica, las oportunidades de inversiones en energía renovable alternativa en el marco de las nuevas políticas internacionales de cambio climático (mecanismo de desarrollo limpio -CDM).

5. Es necesario y viable de consolidar las políticas y esfuerzos (en empresas y organizaciones) adelantadas en materia de ahorro de energía tradicional y otras innovaciones de eficiencia energética y tecnologías limpias con base en un sistema nacional de promoción y conscientización en distintos niveles de acción publica, corporativa y ciudadana y con base en los fondos y servicios de la cooperación internacional enmarcada en la inminente implementación del instrumento de CDM en el contexto multilateral del Protocolo de Kyoto.

6. Finalmente, el marco regulatorio para la compra y venta de energía paralela y descentralmente generada, debe diseñarse de manera tal que implique una protección y promoción estratégica para las emergentes energías limpias, asumiendo tal fomento la forma de subsidios temporales o, por lo menos, una lógica de despacho ajena a la natural superioridad de energías convencionales con base en costos marginales o en precios de mercado *spot*, para abrir así competitivamente el espacio para las fuentes alternativas con base en costos promedio a largo plazo.

Es de esperar que con las orientaciones de política delineadas en 1. - 6. se pueda lograr una mayor compatibilidad entre las políticas energéticas y las políticas ambientales en juego, contribuyendo ambas así a una mejor sostenibilidad económica, social y ecológica, tanto al nivel de toda la sociedad costarricense como en el ámbito propio del quehacer del ICE.

Referencias Bibliográficas

- Abaza, Hussein and Andrea. Baranzini Eds. (2002). Implementing Sustainable Development. Integrated Assessment and Participatory Decision-Making Processes. Cheltenham, UK and Northampton, USA: Edward Elgar.

- Acuña, Marvin y Jeffrey Orozco (1997) Fortaleciendo la perspectivas del desarrollo sostenible en Costa Rica. WWF-CINPE. Heredia, Costa Rica. Editorial E5.

- Albrecht, Johan, Ed. (2002) Instruments for Climate Policy. Limited versus Unlimited Flexibilility. Northampton, MA and Cheltenham, UK: Edward Elgar.

- Arias, Gabriela, Flores, Fabio y Marta Peraza (2002) Bandera Ecológica en la Centrales Hidroeléctricas de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.. Trabajo en Grupo para el curso "Economía Ecológica y Desarrollo Sostenible" (Prof.: Edgar Furst) en el Doctorado en Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad Latina. San José: U-Latina-CEP. Setiembre.

- Azquieta, Diego (1994) Valoración económica de la calidad ambiental. Madrid: Universidad de Alcalá de Henares y McGraw-Hill.

- Ayres, Robert U. and Leslie W. Ayres, Eds. (2002). A Handbook of Industrial Ecology. Northampton, MA and Cheltenham, UK: Edward Elgar

- Ballestero, Lesmes (2001). Memoria Estadística del Sector Energía de Costa Rica 1999-2000. MINAE-DSE, Marzo

- Ballestero, Lesmes (2002). Memoria Estadística del Sector Energía de Costa Rica 2000-2001. MINAE-DSE, Julio.

- BCCR - Banco Central de Costa Rica (2002). Indicadores Económicos. Producto Interno por Industrias en Precios Corrientes, Serie 1995-2001. Sitio web del BCCR. Costa Rica.

- Centro Internacional de Política Económica para el Desarrollo Sostenible-CINPE (1999) Seminario- Taller. Reformas al Sector Energía y el espacio para las fuentes renovables. Hotel Torremolinos, 25 de noviembre de 1999.

- CEPAL (1999) Las reformas del sector eléctrico en Centroamérica. México, D,F.: CEPAL-Oficina regional para México Centroamérica. Documento interno.

- Comisión Especial Investigadora para que indague los Contratos de Compra de Energía Eléctrica, suscritos por el Instituto Costarricense de Electricidad con los generadores privados de energía. Propuesta de Informe Final del Diputado José Merino Del Río. Expediente No. 14.453. Asamblea Legislativa. Costa Rica, 2000.

- Comisión Mixta del ICE - Representación Social (2001) Informe Final. Resumen. Costa Rica.

- Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (2001). Boletín técnico 2000. Sección de Publicaciones CNFL. Costa Rica.

- Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A., et al (2001). Premio Nacional de Energía. Sección de Publicaciones CNFL. Costa Rica.

- Corral Quintana, S., Funtowicz, S. y G. Munda (2000). Planificación y Gestión Hídrica. Un Ejemplo de Evaluación Multicriterial Participativa. Documento de Trabajo, Barcelona-España UAB) y Ispra, Italia (ISIS).

- Costanza, Robert et al. (1999) Una Introducción a la Economía Ecológica. México, D.F.: Editorial Continental.

- Desarrollos Eólicos S.A. (2000) Vientos del Este. Resumen del Proyecto. Costa Rica.

- Dixon, John A. et al. (1988). Economic Analysis of the Environmental Impacts of Development Projects. London, UK: Earthscan Publ.

- Edquist, Charles, Ed. (1997) Systems of Innovations: Technologies, Institutions and Organizations. London: Pinter.

- EUROSTAT (2001) Economy-wide material flow accounts and derived indicators. A methodological guide. Luxembourg: European Communities.

- Facheux, Silvie and Martin O'Connor Eds (1998) Valuation for Sustainable Development. Methods and Policy Indicators. Northampton.MA and Cheltenham: Edward Elgar.

- Funtowicz, Silvio y Bruno de Marchi (2000) "Ciencia Posnormal, complejidad reflexiva y sustentabilidad". En: Leff, Enrique (coordinador). La complejidad ambiental. México. D.F.: siglo veintiuno editores. Páginas 54-84.

- Fürst, Edgar, Ed. (2000) Costa Rica: Cambio estructural en la economía y el ambiente. Evaluación de Múltiples Criterios. Editorial Fundación UNA. Heredia-Costa Rica.

- Fürst, Edgar (2000) "Cambio estructural multidimensional: algunas lecciones epistemológicas y metodológicas". En: Fürst, Edgar Ed. (2000). Op. Cit. Páginas 31-52.

- Fürst, Edgar (2001) Evaluación Ambiental Integrada y Análisis Multicriterial. Materiales de docencia para el Seminario-Taller de Capacitacion "Ciencia Posnormal, Evaluacion Ambiental Integrada y Análisis Multicriterio", organizado por ESEUNA (Escuela de Economía-UNA) y CINPE, Heredia, CR, 25 –29 de noviembre de 2001.

- Fürst, Edgar y Wolfgang Hein, Eds. (2002) Turismo de larga distancia y desarrollo regional en Costa Rica. Estudios sobre las relaciones económico-ecológicas entre turismo y desarrollo sostenible en los ámbitos globales, nacionales y micro-regionales. CINPE-Instituto de Ultra-Mar. San José, CR: Editorial DEI.

- Fürst, Edgar y Jeffrey Orozco (2000). "Crecimiento económico, cambio estructural y desempeño ambiental: replanteamiento de la hipótesis de la Curca Kuznets Ambiental (EKC)". En: Fürst, Edgar (Ed). Op. Cit. Páginas 130-180.

- Georgiou, S., Whittington, D., Pearce, D. and D. Moran (1997). Economic Values and the Environment in the Developing World. Cheltenham: Edward Elgar Publications and UNEP.

- Gobierno de Costa Rica (1999). Proyecto de Ley para el Mejoramiento de los Servicios Públicos de Electricidad y Telecomunicaciones y de la Participación del Estado. Proyecto de Ley presentado al Asamblea Legislativa de la reoblica de Costa Rica. Diciembre.

- Hanley, Nick and Clive Spah (1993) Cost-Benefit Analysis and the Environment. Aldershot: Edward Elgar.

- Hobbs, Benjamin and Peter Meier (2000) Energy Decisions and the Environment. A Guide to the Use of Multicriteria Methods. Dordrecht, The Netherlands: Kluwer

- ICE (1984) Non Conventional Energy Sources Volume 1. Wind Energy. Costa Rica.

- ICE (1991) Evaluación del potencial geotérmico de Costa Rica. Resumen Ejecutivo. Costa Rica.

- ICE (1993) Proyecto Desarrollo Eléctrico III. Impacto Ambiental. Planta Eólica Tejona. Informe Final. Subgerencia Desarrollo Energía. Dirección de Planificación eléctrica. Departamento Ambiente y energía alterna Costa Rica.

- ICE (1994) Evaluación de Impacto Ambiental del Sistema Hidrológico Guayabo y Siquirres. Informe Final. Vol. VII. Resumen Ejecutivo. Caracas, Venezuela. San José, Costa Rica.

- ICE (1995) Plan de Desarrollo Geotérmico para el Área del Volcán Tenorio. Dirección de Planificación Eléctrica. Departamento de Recursos Geotérmicos. Costa Rica.

- ICE, y Norconsult International A. S. (1994) Proyecto Hidroeléctrico Pacuare Costa Rica. Estudio de Impacto Ambiental Detallado. San José, Costa Rica.

- ICE (1998a) 50 consejos para ahorrar energía y dinero. Utilizando racionalmente la electricidad. Gestión Documentación e Información Gerencia General ICE. Costa Rica.

- ICE (1998b) Costa Rica: Comportamiento del mercado eléctrico (1990-1997). Centro Nacional para la Planificación Eléctrica. Departamento de Tarifas y Mercado Eléctrico. Costa Rica.

- ICE (1999) Informe Final del Proyecto de Electrifiación de la Isla Caballo. Centro de Gestión Ambiental. San José, CR: ICE, Junio.

- ICE (2001) Gestión Ambiental Informa (Abril 2001- Número 1). Programa de Servicios Ambientales –PSA. Costa Rica.

- ICE (2000) . Plan de Acción ICE Electricidad 2001-2005. Subgrupo ICE Electricidad. Centro Nacional de Planificación Eléctrica. Costa Rica.

- ICE (2000a) Estudio Económico Ambiental de la Cuenca Media del Térraba. San José, Costa Rica.

- Jiménez, Roberto (1997a) Políticas para la Sustentabilidad del Sector Eléctrico en Costa Rica. Sistema de Estudios de Posgrado. Posgrado en Política Económica. Universidad Nacional.

- Jiménez, Roberto (1997b) "Los costos ambientales y las tarifas eléctricas". En: Energía y Telecomunicaciones. Vol. 8, No. 1. Diciembre. TECNOLOGÍA-ICE. San José, Costa Rica. Páginas 32-49.

- Jiménez, Roberto y Leiner Vargas (1999) "Impuestos a los combustibles fósiles para la generación de electricidad, en el marco del mercado eléctrico en Centroamérica". En: CINPE (comp.), op. cit.

- Lee, N. and C. Kirkpatrick Eds. (2000). Sustainable Development and Integrated Appraisal in a Developing World. Cheltenham, UK and Northampton, USA: Edward Elgar.

- Linge, T. (2001). "Evaluación Mundial de la Energía Renovable en Pequeñas Islas". En: Revista Energética. Año 25, No. 2. Abril-mayo- junio. OLADE. Ecuador.

- López Corrales, Manuel F. Costa Rica: Modelo Energético: Algunos Apuntes Críticos. COECO Ceiba-Amigos de la Tierra. Costa Rica.

- Matthews, Emily et al. (2000) The Weight of Nations. Material Outflows from Industrial Economies. Washington, C.C. World Resources Institute (WRI)

- Marín, F (Ed.) (2002) Evolución, estado actual y futuro de la electricidad y las telecomunicaciones en Costa Rica. Universidad de Costa Rica. Costa Rica.

- Martí, N., Vidal, V. , Manuel, D, y otros (2000). ¿Baqueira, No?. Evaluación Ambiental Integrada de prepuestas de actuaciones de desarrollo socioeconómico y ambiental en el entorno del Parque Nacional de Aigüestortes y Estany de Sant Maurici (España). DIAFANIS-Reporte de Investigación no publicado. Barcelona: Universidad Autónoma de Barcelona – Centro de Estudios Ambientales. http//einstein.uab.es/c_cambientals/

- Meier, Peter and Mohan Munsinghe (1994). Incorporating Environmental Concerns into Power Sector Decisionmaking: A Case Study of Sri Lanka. Washington, D.C. The Worldbank.

- Michalowa, Axel and Michael Dutschke Eds. (2000) Climate Policy and Development. Flexible Instruments and Developing Countries. Northampton, MA and Cheltenham, UK: Edward Elgar

- MINAE - DSE (distintos años) Balances Energéticos Nacionales. San José, Costa Rica: DSE-MINAE.

- MINAE - DSE (1994a) Regulaciones para las empresas privadas de alto consumo de energía. Oficina de Publicaciones del ICE. Costa Rica.

- MINAE.- DSE (1994b) Regulaciones de importación y fabricación de maquinaria, equipos y vehículos, respecto a la eficiencia y consumo de energía. Oficina de Publicaciones del ICE. Costa Rica.

- MINAE - DSE (1998) Exoneraciones. Ley 7447 de Uso Racional de la Energía. Costa Rica.

- Morales, Enrique (1995) “La energía del viento en Costa Rica”. En: Ambien-Tico Núm. 31, Junio de 1995. Escuela de Ciencias Ambiéntales. Universidad Nacional. Costa Rica. Páginas 11-14.

- Munda, Giuseppe (1995). Multicriteria Evaluation in a Fuzzy Environment. Theory and Applications in Ecological Economics. Heidelberg and other: Physica-Verlag-Springer.

- Munda, G., Parruchini, M. and G. Rossi (2000). “Multicriteria Evaluation Methods in Renewable Resource Management: Integrated Water Management under Drought Conditions”. In: Beinat, E. and P. Nijkamp (eds.). Multicriteria Analysis for Land-Use Management. Amsterdam: Kluwer (Series „Environment & Management”).

- Munster, Marie (1999) Technological Problems and Recommendations – A Case Study of the Solar Project at Isla Caballo. En: CINPE (1999). Op. cit.

- Nandwani, Shyam (1995) “Uso de energía solar para enfrentar la crisis energética y ecológica de Costa Rica”. En: Ambien- Tico Núm. 31, Junio. Escuela de Ciencias Ambiéntales. Universidad Nacional. Costa Rica. Páginas 5-11.

- O’ Connor, Marin and Cliff Spash, Eds. (1998) Valuation and the Environment. Theory, Methods and Practice. Cheltenham: Edward Elgar Publications.

- OLADE–BID (1993). Modelo Super OLADE-BID. Quito, Ecuador: OLADE. Diciembre.

- OLADE – CEPAL – GTZ (2000). Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe. Guía pata la formulación de políticas energéticas. Proyecto Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe. Quito, Ecuador: OLADE. Julio.

- OLADE y CE - Organización Latinoamericana de Energía y Comisión Europea. (2001). Energía en Cifras. Sistema de Información Económica Energética SIEE. Versión No. 13. Quito, junio 2001.

- Orozco, Jeffrey (2000) “Cambio estructural y tecnológico del consumo energético: análisis de descomposición”. En: Fürst, Edgar (Ed.). Op. cit. Páginas 181-212.

- Orozco, Jeffrey, Acuña, Marvin y Edgar Fürst (2000) “Cambio estructural y ambiente en Costa Rica. Una aproximación empírica”. En: Fürst, Edgar (Ed.). Op. cit. Páginas 181-212.

- Pearce. David, Pearce, Colin and Charles Palmer , Eds. (2002) Valuing the Environment in Developing Countries. Case Studies. Northampton, MA and Cheltenham. UK: Edward Elgar (forthcoming).

- Portilla, Rolando (2000a). Parques Nacionales y Reservas Biológicas.Razones para mantenerlos como zonas de conservación inalterada. Ms. no publicado. Costa Rica.

- Portilla, Rolando (2000b). Diagnóstico socio ambiental de los sectores de electricidad

- y telecomunicaciones: una visión hacia el futuro. Ms. no publicado. Costa Rica.

- Proyecto Estado de la Nación (2000). Séptimo Informe Estado de la Nación. Proyecto Estado de la Nación. Costa Rica.

- Rietbergen-McCracken. Jennifer and Hussein Abaza (2000) Environmental Valuation. A Worldwide Compendium of Case Studies. London: Earthscan.

- Rodríguez, Luis Eduardo (2001) "Energía, política y ambiente". En: Recatemos el Virilla. Revista Trimestral de la CNFL. Año 7, Núm. 16, Setiembre. Páginas 24-31.

- Romero, Carlos (1994) Economía de los recursos ambientales y naturales. Madrid: Alianza Editorial

- Scheer, Hermann (2000) Solare Weltwirtschaft. Strategie für die Ökologische Moderne. München: Verlag Antje Kunstmann.

- SIEPAC (1996) Tratado Marco del mercado eléctrico de América Central. Guatemala Ciudad: SIEPAC.

- Solano, Jorge (2001) Evaluación multidimensional de los recursos hídricos subterráneos el agua potable y el saneemiento en la subcuenca del Río Virilla: elementos para una innovación sistémica sostenible. Tesis de Posgrado – Maestría de Política Económica, Universida Nacional, Heredia, CR: CINPE.

- U.S. Agency for International Development (USAID) (1992). A report of the Office of Energy and Infrastructure. Phase One. Feasibility Study of A 20Mw Wind Electric Power Plant in Costa Rica. Annexes. United States of America.

- Vargas, Leiner (1999) "El closter de la fuentes renovables limpias en Costa Rica". En: CINPE (comp.), op. cit.

- Vargas, Leiner (2001) Competitiveness, innovation and democracy. Space for clean energy within electricity reforms. Ph.D. Thesis. Department of Business Studies. Aalborg University, Aalborg, Denmark.

- Vargas, Leiner. (2002) "El sector eléctrico en Costa Rica: retos y perspectivas". En: Segura Olman y Mary Luz Moreno (comp.). Políticas económicas para el comercio y el ambiente. San José, Costa Rica: Ed. Porvenir. Páginas 221-254.

- Villa de la Portilla, Gloria (2002) "Uso racional de la energía. Millonarios ahorros que pocos aprovechan". En: Gerente. Edición Temática "Ecoeficiencia. La nueva norma para competir",. San José, CR: La Nación.

- Wackernagel, Mathis y William Rees (2001) Nuestra huella ecológica. Reduciendo el impacto humano sobre la Tierra. Santiago de Chile: Editorial LOM y IEP.

- Wolf, Aaron Ed. (2000) Conflict Prevention and Resolutions in Water Systems. Northampton, MA and Cheltenham. UK: Edward Elgar.

ANEXOS

Información Estadística sobre el Sector Energético de Costa Rica, 1965 – 2001

Cuadro A2 - 1
COSTA RICA: PRODUCCION DE ENERGIA SEGÚN FUENTE
1965-2001
(En terajulios)

AÑO	LEÑA	RES.VEG.	ELECTRIC.	G.L.P	GASOLINAS	KERO-J.F.	DIESEL	GASOLEO	FUEL OIL	NO ENERG	CARBON VEGETAL	COMBUST. MARINO	TOTAL DERI. PETROL	ALCOHOL	TOTAL
1965	19582	2546	2328	0	0	0	0	0	0	0	276		0	0	24732
1966	19682	3203	2508	0	0	0	0	0	0	0	281		0	0	25674
1967	19816	3220	2726	0	896	138	1545	0	1361	0	285		3940	0	29987
1968	19812	3425	2998	0	2671	749	4865	0	3885	0	293		12170	0	38698
1969	19749	3546	3245	0	2567	825	5179	0	4375	0	297		12946	0	39783
1970	19824	4396	3701	0	2571	770	4928	0	4040	0	301		12309	0	40531
1971	19795	4271	4132	0	3567	900	7314	0	5355	0	310		17136	0	45644
1972	19799	4769	4559	0	3274	1043	7616	0	4848	0	314		16781	0	46222
1973	19808	4811	4848	0	3550	988	7009	0	4794	0	322		16341	0	46130
1974	19904	4576	5284	0	3107	791	7612	0	4802	54	327		16366	0	46457
1975	19879	4756	5510	138	2608	921	2642	0	4639	188	335		11136	0	41616
1976	20005	4865	5929	214	2098	879	2638	0	4589	222	339		10640	0	41778
1977	19033	5200	6335	310	2881	1629	3014	0	6628	574	348		15036	0	45952
1978	19134	5589	6929	402	3282	1892	4065	0	7067	770	356		17478	0	49486
1979	19176	5815	7189	339	3098	2248	3580	0	7172	662	360		17099	0	49639
1980	19050	5434	8014	385	3852	1562	6305	0	8876	582	373		21562	0	54433
1981	19088	5518	8478	310	3705	1172	6138	59	8713	481	381		20578	42	54085
1982	19150	5330	8872	310	3236	1080	4991	100	7226	385	385		17328	42	51107
1983	19078	5649	10331	119	2601	924	3245	43	5912	494	391		13338	0	48787
1984	19021	5507	11040	181	3207	1062	4485	48	7502	523	470		17008	0	53046
1985	18963	5369	10137	230	2963	1364	3645	40	7819	917	418		16978	320	52185
1986	18907	5234	10616	298	5002	1267	7365	606	11284	477	358		26299	501	61915
1987	18850	5103	11280	341	4686	2098	6781	668	10831	593	347		25998	43	61621
1988	18812	6344	11494	249	4542	1878	7265	550	11153	413	355		26050	323	63378
1989	18765	5792	12328	331	4799	1766	6767	57	8070	588	355	3210	25588	0	62828
1990	18618	6354	13006	183	3622	1461	4339	295	6332	598	345	3365	20195	855	59373
1991	18560	6743	13913	97	2429	1105	3524	34	5407	268	335	1753	14617	267	54435
1992	18480	4144	15088	126	3965	1697	6254	17	6406	112	324	3720	22297	298	60631
1993	18120	4243	15951	125	3440	1393	6319	4	5704	563	310	5120	22668	279	61571
1994	17032	4196	17178	107	3554	1687	5868	2	8614	782	290	3004	23618	299	62613
1995	16010	4999	17148	80	4379	1692	8650	21	8522	1249	285	6422	31015	311	69768
1996	15300	4764	17333	73	3353	1415	7480	73	5906	940	276	6534	25774	297	63744
1997	14016	4429	20286	78	3505	1508	7178	136	6921	1088	245	5131	25545	386	64907
1998	12800	5063	19392	0	174	45	1442	5	1016	736	220	839	4257	367	42099
1999	11650	5136	22237	0	0	0	0	0	0	730	205	0	730	325	40283
2000	10113	7568	24875	0	0	0	60	22	23	539	190	4	648	439	43833
2001	10012	6052	24962	9	0	0	6063	96	6504	336	172	0	13008	289	54495

NOTA: -Consumo de leña se estima en base a nueva encuesta, desde el año 1984
- En otros residuos vegetales se introducen cascarilla de arroz
y residuos de la palma africana a partir de los años 2000 y 2001
-Varía tambien el consumo de carbón vegetal
-No energéticos: Asfaltos + Emulsiones asfálticas
-El año 2001 es preliminar

FUENTE: Encuesta de consumo de energía en el sector residencial
e industrial. 2001. DSE
ICAFE

Cuadro A2 - 2
COSTA RICA: CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACION
SEGUN AÑO POR TIPO DE PLANTA
SERIE: 1965-2001
-Unidades en MW-

AÑO	HIDROELECTRICA		GEOTERMICA		TERMICA		GEN.PRIV.HIDRO		GEN.PRIV.EOLICA		GEN.PRIV.TERMICA		TOTAL	
	MW	(%)	MW	(%)		(%)	MW	(%)	MW	(%)			(MW)	(%)
1965	101	70,1	NA	NA	43	29,9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	144	100
1966	135	75,4	NA	NA	44	24,6	NA	NA	NA	NA	NA	NA	179	100
1967	166	77,2	NA	NA	49	22,8	NA	NA	NA	NA	NA	NA	215	100
1968	170	79,8	NA	NA	43	20,2	NA	NA	NA	NA	NA	NA	213	100
1969	170	79,4	NA	NA	44	20,6	NA	NA	NA	NA	NA	NA	214	100
1970	171	79,2	NA	NA	45	20,8	NA	NA	NA	NA	NA	NA	216	100
1971	171	78,8	NA	NA	46	21,2	NA	NA	NA	NA	NA	NA	217	100
1972	232	82,3	NA	NA	50	17,7	NA	NA	NA	NA	NA	NA	282	100
1973	232	71,4	NA	NA	93	28,6	NA	NA	NA	NA	NA	NA	325	100
1974	231	62,4	NA	NA	139	37,6	NA	NA	NA	NA	NA	NA	370	100
1975	229	62,7	NA	NA	136	37,3	NA	NA	NA	NA	NA	NA	365	100
1976	228	62,1	NA	NA	139	37,9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	367	100
1977	228	57,6	NA	NA	168	42,4	NA	NA	NA	NA	NA	NA	396	100
1978	295	63,4	NA	NA	170	36,6	NA	NA	NA	NA	NA	NA	465	100
1979	353	67,1	NA	NA	173	32,9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	526	100
1980	453	74,5	NA	NA	155	25,5	NA	NA	NA	NA	NA	NA	608	100
1981	453	74,6	NA	NA	154	25,4	NA	NA	NA	NA	NA	NA	607	100
1982	622	80,1	NA	NA	155	19,9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	777	100
1983	620	80,0	NA	NA	155	20,0	NA	NA	NA	NA	NA	NA	775	100
1984	621	79,9	NA	NA	156	20,1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	777	100
1985	627	80,5	NA	NA	152	19,5	NA	NA	NA	NA	NA	NA	779	100
1986	627	80,5	NA	NA	152	19,5	NA	NA	NA	NA	NA	NA	779	100
1987	724	83,5	NA	NA	143	16,5	NA	NA	NA	NA	NA	NA	867	100
1988	724	83,4	NA	NA	144	16,6	NA	NA	NA	NA	NA	NA	868	100
1989	724	83,6	NA	NA	142	16,4	NA	NA	NA	NA	NA	NA	866	100
1990	743	83,6	NA	NA	146	16,4	NA	NA	NA	NA	NA	NA	889	100
1991	768	75,1	NA	NA	255	24,9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1023	100
1992	787	75,5	NA	NA	256	24,5	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1043	100
1993	795	75,6	NA	NA	255	24,3	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1050	100
1994	793	71,8	55	5	255	23,1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1103	100
1995	832	68,4	60	5	284	23,3	41	3,3	-	-			1217	100
1996	877	67,9	65	5	284	22,0	49	3,8	17	1,3			1292	100
1997	883	64,5	70	5	284	20,7	116	8,5	16	1,2			1370	100
1998	914	65,2	65	5	285	20,3	115	8,2	23	1,7			1402	100
1999	918	61,0	120	8	294	19,5	130	8,7	43	2,8			1505	100
2000	1090	63,3	145	8	294	17,1	130	7,6	43	2,5	20	1,1	1721	100
2001	1090	64,1	145	9	274	16,1	130	7,6	43	2,5	20	1,1	1701	100

Nota: La capacidad instalada de plantas térmicas incluye sector privado

FUENTE: Elaboración propia según datos de:
Estadística Eléctrica y Anuarios Estadísticos. S.N.E.
Informe Anual de Labores. Dirección de Producción y Distribución. ICE.
Informe de Operación de las Principales Empresas Eléctricas. Vol.#1 ICE.
Resumen Anual 1999, ICELEC
Análisis comparativo de las variables relacionadas con el consumo de energía eléctrica en Costa Rica ICELEC

Cuadro A2 - 3
COSTA RICA: SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
PROYECCION DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD Y DEMANDA
DE GENERACION EN ESCENARIO BASE
SERIE: 2001-2024
UNIDADES: GWh y MW

AÑO	SECTOR RESIDENCIAL	SECTOR GENERAL	INDUSTRIAS MENORES	GRANDES INDUSTRIAS	ALUMBRADO	TOTAL	DEMANDA NACIONAL DE GENERACION
	GWh						MW
2001	2610	1504	1142	605	164	6025	6689
2002	2722	1591	1194	662	171	6340	7014
2003	2844	1688	1254	710	179	6675	7384
2004	2977	1790	1320	759	187	7033	7780
2005	3124	1894	1390	807	195	7410	8197
2006	3280	2001	1461	855	203	7800	8629
2007	3463	2100	1543	906	211	8223	9097
2008	3655	2212	1630	961	220	8678	9599
2009	3856	2331	1722	1018	228	9155	10127
2010	4064	2457	1819	1079	237	9656	10682
2011	4297	2589	1921	1144	247	10198	11281
2012	4548	2728	2029	1213	257	10775	11918
2013	4820	2873	2143	1286	267	11389	12598
2014	5110	3025	2264	1363	278	12040	13317
2015	5420	3185	2391	1445	289	12730	14080
2016	5745	3352	2525	1531	300	13453	14883
2017	6088	3528	2667	1623	313	14219	15727
2018	6448	3712	2817	1720	325	15022	16617
2019	6826	3904	2976	1824	338	15868	17553
2020	7225	4106	3143	1933	352	16759	18537
2021	7643	4318	3320	2049	366	17696	19574
2022	8083	4540	3507	2172	380	18682	20664
2023	8545	4772	3704	2302	395	19718	21812
2024	9031	5015	3912	2440	411	20809	23019

NOTA: Datos reales a diciembre del 2001

FUENTE PRIMARIA: Cuadro elaboración propia según datos de "Proyecciones de la demanda de energía eléctica en Costa Rica" (2002 - 2004) CENPE-ICE

Fuente: Ballestero, 2002:95, cuadro No 3.26

Cuadro A2 - 4
COSTA RICA: CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR
SECTOR SEGUN AÑO. PERIODO: 1965-2001
(En Terajulios)

AÑO		SECTOR			
	TOTAL	RES-COM.	IND-AGRO.	TRANSP.	OTROS
1965	2018	1415	494	38	71
1966	2173	1524	540	38	71
1967	2386	1654	624	33	75
1968	2638	1784	724	38	92
1969	2834	1959	783	38	54
1970	3199	2152	942	42	63
1971	3593	2366	1114	42	71
1972	3965	2604	1235	42	84
1973	4192	2747	1315	38	92
1974	4563	2994	1440	33	96
1975	4764	3199	1415	33	117
1976	5141	3496	1486	38	121
1977	5493	3542	1779	38	134
1978	6074	3839	2043	33	159
1979	6452	3718	2529	38	167
1980	7072	4367	2520	29	156
1981	7741	4731	2717	42	251
1982	7457	5234	1934	25	264
1983	7854	5342	2202	42	268
1984	8661	5681	2660	36	284
1985	9212	6136	2753	29	294
1986	9945	6668	2955	28	294
1987	10655	7258	3061	26	310
1988	10906	7503	3048	25	330
1989	11430	8368	2621	53	388
1990	11977	8869	2727	54	327
1991	12353	9146	2799	49	359
1992	13191	9563	3007	18	603
1993	14046	10359	3281	18	388
1994	15204	11185	3590	21	408
1995	15613	11485	3706	0	422
1996	16024	11829	3759	0	436
1997	16943	12443	4043	0	457
1998	18305	13282	4544	0	479
1999	19231	13698	4953	0	580
2000	22349	16578	5155	0	616
2001	22643	15969	6063	0	611

NOTA: "Residencial y comercial" incluye servicios.
"Otros" se refiere a alumbrado público y suministro de agua.
Año 2001 es preliminar.
FUENTE: Elaboración propia según series históricas de balances energéticos de Costa Rica.DSE
Fuente: Ballestero, 2002:91, cuadro No 3.22

Cuadro A2 - 5
COSTA RICA: INVERSION ENERGETICA PUBLICA POR EMPRESA
SEGUN AÑO. VALORES ABSOLUTOS Y RELATIVOS
SERIE: 1974-2001
(En millones de colones corrientes)

AÑO	ENERGETICA PUBLICA		EMPRESA					
			RECOPE		ICE		OTRAS EMPR.ELEC	
	Absolut	Relativo	Absolutos	Relativos	Absolutos	Relativos	Absolutos	Relativos
1974	145,2	100,0	4,6	3,2	118,4	81,5	22,2	15,3
1975	243,4	100,0	46,6	19,1	168,5	69,2	28,3	11,6
1976	439,6	100,0	30,6	7,0	374,6	85,2	34,4	7,8
1977	611,1	100,0	92,0	15,1	474,6	77,7	44,5	7,3
1978	622,7	100,0	1,4	0,2	580,0	93,1	41,3	6,6
1979	663,2	100,0	9,6	1,4	594,6	89,7	59,0	8,9
1980	747,9	100,0	7,8	1,0	647,9	86,6	92,2	12,3
1981	1377,6	100,0	86,5	6,3	1189,3	86,3	101,8	7,4
1982	3001,8	100,0	659,2	22,0	2172,4	72,4	170,2	5,7
1983	2467,9	100,0	290,3	11,8	1993,1	80,8	184,5	7,5
1984	3802,6	100,0	1055,0	27,7	2529,5	66,5	218,1	5,7
1985	4237,4	100,0	1333,7	31,5	2665,0	62,9	238,7	5,6
1986	5218,9	100,0	1074,5	20,6	3749,2	71,8	395,2	7,6
1987	3880,8	100,0	606,9	15,6	2512,0	64,7	761,9	19,6
1988	4976,6	100,0	591,3	11,9	3298,5	66,3	1086,8	21,8
1989	5284,0	100,0	641,0	12,1	3024,0	57,2	1619,0	30,6
1990	8928,0	100,0	672,4	7,5	6409,2	71,8	1846,4	20,7
1991	17935,2	100,0	2138,4	11,9	12859,8	71,7	2937,0	16,4
1992	20935,9	100,0	754,0	3,6	18128,8	86,6	2053,1	9,8
1993	27087,9	100,0	3180,2	11,7	19917,6	73,5	3990,1	14,7
1994	31646,0	100,0	2116,7	6,7	24683,0	78,0	4846,3	15,3
1995	45341,4	100,0	3341,7	7,4	36136,0	79,7	5863,7	12,9
1996	38230,9	100,0	3522,4	9,2	30104,0	78,7	4604,5	12,0
1997	39473,7	100,0	4083,4	10,3	30588,0	77,5	4802,3	12,2
1998	49941,1	100,0	7661,5	15,3	37376,4	74,8	4903,2	9,8
1999	61263,2	100,0	4240,0	6,9	51721,1	84,4	5302,1	8,7
2000	53603,9	100,0	2837,1	5,3	45940,6	85,7	4826,2	9,0
2001	44412,6	100,0	2823,7	6,4	37488,9	84,4	4100,0	9,2

NOTAS:

- La inversión en RECOPE incluye la inversión en construcción, maquinaria y equipo en actividades industriales y comerciales.
- La inversión en ICE y resto de empresas elétricas (CNFL, JASEC y ESPH) incluye la inversión en construcción, maquinaria y equipo.
- 1997,1998,1999 es estimado en "otras empr.elect."
- A partir del 2000 es estimado en todas las columnas excepto ICELEC y RECOPE

Fuente Primaria: Memoria Estadística del Sector Energía de Costa Rica 2000 -2001
Fuente: Ballestero, 2002:27, cuadro No 1.7

Cuadro A 2 - 6
COSTA RICA: FUENTES DE ENERGIA TRANSFORMADA PARA GENERAR ELECTRICIDAD
SEGUN AÑO POR TIPO DE FUENTE. VALORES ABSOLUTOS Y RELATIVOS
SERIE: 1965-2001

AÑO	HIDRAULIC		GEOTERMICA		EOLICA		DIESEL OIL		FUEL OIL		BAGAZO		TOTAL	
	Terajulios	%	Terajulio	%	erajulio	%	Terajulios	%	Terajulios	%	Terajulios	%	Terajulios	%
1965	2273	64,7	-	-	-	-	435	12,4	775	22,1	29	0,8	3512	100
1966	2437	64,3	-	-	-	-	540	14,3	783	20,7	29	0,8	3789	100
1967	3132	82,0	-	-	-	-	511	13,4	105	2,7	71	1,9	3819	100
1968	3458	82,7	-	-	-	-	603	14,4	46	1,1	75	1,8	4182	100
1969	3132	74,8	-	-	-	-	691	16,5	301	7,2	63	1,5	4187	100
1970	4065	80,8	-	-	-	-	754	15,0	96	1,9	113	2,2	5028	100
1971	4819	79,3	-	-	-	-	850	14,0	255	4,2	151	2,5	6075	100
1972	5141	72,9	-	-	-	-	971	13,8	846	12,0	96	1,4	7054	100
1973	5141	66,5	-	-	-	-	1578	20,4	909	11,8	100	1,3	7728	100
1974	5681	68,6	-	-	-	-	1867	22,5	628	7,6	105	1,3	8281	100
1975	5807	66,4	-	-	-	-	2106	24,1	724	8,3	109	1,2	8746	100
1976	6577	72,3	-	-	-	-	1880	20,7	523	5,7	117	1,3	9097	100
1977	6046	52,4	-	-	-	-	4111	35,6	1243	10,8	147	1,3	11547	100
1978	6728	54,0	-	-	-	-	3802	30,5	1809	14,5	121	1,0	12460	100
1979	7360	60,5	-	-	-	-	3412	28,0	1269	10,4	126	1,0	12167	100
1980	8629	87,9	-	-	-	-	842	8,6	197	2,0	147	1,5	9815	100
1981	9867	91,7	-	-	-	-	741	6,9	4	0,0	147	1,4	10759	100
1982	10207	91,6	-	-	-	-	787	7,1	0	0,0	147	1,3	11141	100
1983	11944	92,4	-	-	-	-	829	6,4	4	0,0	147	1,1	12924	100
1984	13467	98,7	-	-	-	-	27	0,2	9	0,1	147	1,1	13650	100
1985	12164	94,7	-	-	-	-	498	3,9	34	0,3	146	1,1	12842	100
1986	13107	95,5	-	-	-	-	465	3,4	11	0,1	146	1,1	13729	100
1987	13692	89,8	-	-	-	-	607	4,0	810	5,3	146	1,0	15255	100
1988	11964	87,0	-	-	-	-	1005	7,3	629	4,6	147	1,1	13745	100
1989	12650	93,2	-	-	-	-	592	4,4	191	1,4	147	1,1	13580	100
1990	10647	93,1	-	-	-	-	453	4,0	191	1,7	147	1,3	11438	100
1991	14703	85,1	-	-	-	-	1885	10,9	678	3,9	14,7	0,1	17281	100
1992	13314	62,7	-	-	-	-	6657	31,4	1197	5,6	57	0,3	21225	100
1993	13107	69,0	-	-	-	-	5004	26,3	856	4,5	39	0,2	19006	100
1994	17478	48,4	7417	20,5	-	-	9709	26,9	1307	3,6	186	0,5	36097	100
1995	14258	40,5	10483	29,8	-	-	8775	24,9	1432	4,1	242	0,7	35190	100
1996	14259	44,6	11787	36,9	101	0,3	4786	15,0	860	2,7	162	0,5	31955	100
1997	15800	50,1	12767	40,4	273	0,9	1946	6,2	606	1,9	172	0,5	31564	100
1998	19998	52,5	12632	33,1	467	1,2	4421	11,6	536	1,4	63	0,2	38117	100
1999	24179	57,4	15452	36,7	729	1,7	1479	3,5	259	0,6	60	0,1	42158	100
2000	25373	53,8	19505	41,4	1316	2,8	639	1,4	74	0,2	250	0,5	47157	100
2001	24699	48,7	22237	43,9	1908	3,8	1655	3,3	23	0,0	150	0,3	50672	100

NOTA: 2001 es preliminar
FUENTE PRIMARIA: Serie Histórica de Balances Energéticos.
Fuente: Ballestero, 2002:73, cuadro No 3.8

Cuadro A2 - 7
COSTA RICA: PRODUCCION, IMPORTACION, EXPORTACION,
CIERRE Y OFERTA DE ELECTRICIDAD SEGUN AÑO
SERIE 1965-2001
(En Terajulios)

AÑO	PRODUCCION	IMPORTACION	EXPORTACION	CIERRE	OFERTA
1965	2328	0	0	-310,0	2018
1966	2508	0	0	-335,0	2173
1967	2726	0	0	-340,0	2386
1968	2998	0	0	-360,0	2638
1969	3245	0	0	-411,0	2834
1970	3701	0	0	-502,0	3199
1971	4132	0	0	-540,0	3592
1972	4559	0	0	-594,0	3965
1973	4848	0	0	-657,0	4191
1974	5284	0	0	-720,0	4564
1975	5510	0	0	-745,0	4765
1976	5929	0	0	-788,0	5141
1977	6335	0	0	-842,0	5493
1978	6929	0	0	-854,0	6075
1979	7189	0	0	-737,0	6452
1980	8014	0	0	-942,0	7072
1981	8478	0	0	-737,0	7741
1982	8872	0	389	-1026,0	7457
1983	10331	0	1758	-719,0	7854
1984	11040	7	1554	-832,0	8661
1985	10137	4	216	-713,0	9212
1986	10616	640	360	-951,0	9945
1987	11280	1009	397	-1237,0	10655
1988	11495	987	301	-1275,0	10906
1989	12328	866	352	352,0	13194
1990	13006	1040	453	0,0	13593
1991	13913	700	627	0,0	13986
1992	15088	122	353	0,0	14857
1993	15951	281	291	0,0	15941
1994	17178	1	23	-1,0	17155
1995	17148	647	545	-647,0	16603
1996	17333	837	393	-837,0	16940
1997	20866	386	868	-386,0	19998
1998	22540	276	534	-276,0	22006
1999	22313	401	899	-51,6	21763
2000	24875	78	1790	0,5	23163
2001	24962	461	1365	0,00	24058

FUENTE PRIMARIA: Elaboración propia, según Serie histórica de balances de energía de Análisis comparativo de las variables relacionadas con el consumo de energía eléctrica en Costa Rica (1999-2001)-ICELEC
Fuente: Ballestero, 2002:89, cuadro No 3.20

Cuadro A2 -8
COSTA RICA: CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGIA SEGUN
AÑO POR FUENTE. SERIE: 1965-2001
(En terajulios)

AÑO	CM-COQUE	LEÑA	RES.VEG.	ELECTRIC.	G.L.P	GASOLINA REGULAR	GASOLINA SUPER	KERO-J.F.	AV.GAS.	DIESEL	GASOLEO	FUEL OIL	NO ENERG	C.LEÑA	ALCOHOL	TOTAL
1965	4	18853	2516	2018	88	2843	-	695	-	3165	0	1645	419	276	-	32522
1966	8	18941	3174	2173	113	2893	-	708	-	3421	0	1838	314	281	-	33864
1967	4	19063	3148	2386	142	3111	-	867	-	3881	0	2181	427	285	-	35495
1968	8	19042	3349	2638	163	3337	-	1005	-	4505	0	2960	364	293	-	37664
1969	4	18962	3483	2834	201	3571	-	1101	-	4949	0	3144	306	297	-	38852
1970	8	19025	4283	3199	268	4120	-	1105	-	5765	0	3157	414	301	-	41645
1971	8	18979	4120	3592	331	4287	-	1176	-	6925	0	3730	703	310	-	44161
1972	8	19050	4672	3965	389	4823	-	1130	-	7741	0	3655	1407	314	-	47154
1973	13	18958	4710	4192	460	5577	-	1323	-	8491	0	4212	1030	322	-	49288
1974	8	19037	4472	4564	481	5355	-	1197	-	8198	0	4086	649	327	-	48374
1975	13	18996	4647	4765	532	5610	-	1239	-	9387	0	4417	733	335	-	50674
1976	13	19014	4748	5141	595	5991	-	1453	-	10262	0	4417	662	339	-	52635
1977	13	18116	5053	5493	708	6289	-	1583	-	12255	0	5434	988	348	-	56280
1978	13	18196	5468	6075	783	6862	-	1918	-	13419	0	5376	871	356	-	59337
1979	13	18221	5690	6452	959	6439	-	1963	-	13636	0	6230	758	360	-	60721
1980	12	18079	5288	7072	1089	5811	-	1813	-	14173	0	6422	594	373	-	60726
1981	13	18078	5372	7741	1047	5053	-	1248	-	12694	8	7390	653	381	33	59711
1982	8	18136	5183	7457	703	4878	-	1131	-	10706	12	5330	469	385	29	54427
1983	13	18112	5501	7854	628	5049	-	1203	-	11297	50	5141	618	391	13	55870
1984	11	18051	6738	8661	676	5577	-	1195	-	11908	38	5644	951	363	15	59828
1985	6	17983	6165	9212	726	6095	-	1145	-	12324	66	6558	963	337	10	61590
1986	19	17932	5989	9945	768	6847	-	1461	-	13455	38	6406	908	313	3	64084
1987	5	17865	5928	10655	823	7615	-	1678	-	14034	118	5639	603	291	0	65254
1988	5	17892	6198	10906	949	8205	-	1786	-	14949	88	6705	460	270	0	68413
1989	6	17855	5646	11430	1089	9492	168,7	1898	-	15896	53	6251	642	251	0	70678
1990	10	17698	6207	11977	1076	9595	804,5	2173	-	15859	44	6521	642	233	8	72848
1991	4	17630	6597	12353	1193	10120	1274,4	2137	-	16556	9	6166	1049	216	8	75312
1992	6	17505	4086	13191	1286	12480	2039	2872	-	18575	8	6824	584	195	207	79858
1993	7	17125	4203	14045	1370	11660	3130	3346	-	19711	1	7318	749	147	75	82887
1994	7	16062	4010	15204	1605	11360	5701	4252	195	21400	2	7055	1242	145	69	88309
1995	7	14232	4257	15613	1860	11091	7515	4475	194	21799	22	7237	1248	148	133	89831
1996	8	13156	4602	16024	2127	10523	8720	4194	175	22130	58	6737	905	148	64	89571
1997	9	11853	4257	16943	2840	10540	9196	4636	160	23107	93	7509	966	154	75	92338
1998	14	10600	4991	18305	2610	10608	11648	4371	105	24942	144	8006	1420	157	281	98202
1999	12	10200	5076	19231	3115	11451	12429	5058	150	26084	61	8362	2183	160	246	103818
2000	17	9240	7317	22349	3453	14665	10088	5220	139	26011	66	8465	2664	163	363	110220
2001	1299	9200	5822	21709	3583	15684	10030	3800	115	28624	243	7040	1916	172	390	109627

NOTA: Consumo de leña se estima en base a nueva encuesta, desde 1984
- El consumo aumenta considerablemnte por aumento del consumo de leña, en base a nueva encuesta
-Residuos vegetales incluye bagazo, cascarilla de café, cascarilla de arroz, y residuos de la palma africana
-No energéticos: Asfalto+ Emulsiones
-Año 2001 es preliminar

FUENTE PRIMARIA: Encuesta de consumo de energía en los sectores residencial e industrial. 2001. DSE
Series históricas de los balances de energía de Costa Rica

Fuente: Ballestero, 2002:148, cuadro No 6.9

Cuadro A2 - 9
COSTA RICA: ESTRUCTURA RELATIVA DEL CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGIA SEGUN AÑO POR FUENTE
SERIE: 1965-2001
(En porcentajes)

AÑO	CM-COQUE	LEÑA	RES.VEG.	ELECTRIC.	GLP	GASOLINAS	GASOLINA SUPER	KERO-J.F.	AV.GAS	DIESEL	GASOLEO	FUEL OIL	ASFALTO	C.LEÑA	ALCOHOL	TOTAL
1965	0,01	57,97	7,74	6,21	0,27	8,74	0,00	2,14		9,73		5,06	1,29	0,85		100
1966	0,02	55,93	9,37	6,42	0,33	8,54	0,00	2,09		10,10		5,43	0,93	0,83		100
1967	0,01	53,7	8,9	6,7	0,4	8,8	0,0	2,4		10,9		6,1	1,2	0,8		100
1968	0,02	50,6	8,9	7,0	0,4	8,9	0,0	2,7		12,0		7,9	1,0	0,8		100
1969	0,01	48,8	9,0	7,3	0,5	9,2	0,0	2,8		12,7		8,1	0,8	0,8		100
1970	0,02	45,7	10,3	7,7	0,6	9,9	0,0	2,7		13,8		7,6	1,0	0,7		100
1971	0,02	43,0	9,3	8,1	0,7	9,7	0,0	2,7		15,7		8,4	1,6	0,7		100
1972	0,02	40,4	9,9	8,4	0,8	10,2	0,0	2,4		16,4		7,8	3,0	0,7		100
1973	0,03	38,5	9,6	8,5	0,9	11,3	0,0	2,7		17,2		8,5	2,1	0,7		100
1974	0,02	39,4	9,2	9,4	1,0	11,1	0,0	2,5		16,9		8,4	1,3	0,7		100
1975	0,03	37,5	9,2	9,4	1,0	11,1	0,0	2,4		18,5		8,7	1,4	0,7		100
1976	0,02	36,1	9,0	9,8	1,1	11,4	0,0	2,8		19,5		8,4	1,3	0,6		100
1977	0,02	32,2	9,0	9,8	1,3	11,2	0,0	2,8		21,8		9,7	1,8	0,6		100
1978	0,02	30,7	9,2	10,2	1,3	11,6	0,0	3,2		22,6		9,1	1,5	0,6		100
1979	0,02	30,0	9,4	10,6	1,6	10,6	0,0	3,2		22,5		10,3	1,2	0,6		100
1980	0,02	29,8	8,7	11,6	1,8	9,6	0,0	3,0		23,3		10,6	1,0	0,6		100
1981	0,02	30,3	9,0	13,0	1,8	8,5	0,0	2,1		21,3		12,4	1,1	0,6	0,1	100
1982	0,01	33,3	9,5	13,7	1,3	9,0	0,0	2,1		19,7		9,8	0,9	0,7	0,1	100
1983	0,02	32,4	9,8	14,1	1,1	9,0	0,0	2,2		20,2	0,1	9,2	1,1	0,7	0,0	100
1984	0,02	30,2	11,3	14,5	1,1	9,3	0,0	2,0		19,9	0,1	9,4	1,6	0,6	0,0	100
1985	0,01	29,2	10,0	15,0	1,2	9,9	0,0	1,9		20,0	0,1	10,6	1,6	0,5	0,0	100
1986	0,03	28,0	9,3	15,5	1,2	10,7	0,0	2,3		21,0	0,1	10,0	1,4	0,5	0,0	100
1987	0,01	27,4	9,1	16,3	1,3	11,7	0,0	2,6		21,5	0,2	8,6	0,9	0,4	0,0	100
1988	0,01	26,2	9,1	15,9	1,4	12,0	0,0	2,6		21,9	0,1	9,8	0,7	0,4	0,0	100
1989	0,01	25,3	8,0	16,2	1,5	13,4	0,2	2,7		22,5	0,1	8,8	0,9	0,4	0,0	100
1990	0,01	24,3	8,5	16,4	1,5	13,2	1,1	3,0		21,8	0,1	9,0	0,9	0,3	0,0	100
1991	0,01	23,4	8,8	16,4	1,6	13,4	1,7	2,8		22,0	0,0	8,2	1,4	0,3	0,0	100
1992	0,01	21,9	5,1	16,5	1,6	15,6	2,6	3,6		23,3	0,0	8,5	0,7	0,2	0,3	100
1993	0,01	20,7	5,1	16,9	1,7	14,1	3,8	4,0		23,8	0,0	8,8	0,9	0,2	0,1	100
1994	0,01	18,2	4,5	17,2	1,8	12,9	6,5	4,8	0,22	24,2	0,0	8,0	1,4	0,2	0,1	100
1995	0,01	15,8	4,7	17,4	2,1	12,3	8,4	5,0	0,22	24,3	0,0	8,1	1,4	0,2	0,1	100
1996	0,01	14,7	5,1	17,9	2,4	11,7	9,7	4,7	0,20	24,7	0,1	7,5	1,0	0,2	0,1	100
1997	0,01	12,8	4,6	18,3	3,1	11,4	10,0	5,0	0,17	25,0	0,1	8,1	1,0	0,2	0,1	100
1998	0,01	10,8	5,1	18,6	2,7	10,8	11,9	4,5	0,11	25,4	0,1	8,2	1,4	0,2	0,3	100
1999	0,01	9,8	4,9	18,5	3,0	11,0	12,0	4,9	0,14	25,1	0,1	8,1	2,1	0,2	0,2	100
2000	0,02	8,4	6,6	20,3	3,1	13,3	9,2	4,7	0,13	23,6	0,1	7,7	2,4	0,1	0,3	100
2001	1,18	8,4	5,3	19,8	3,3	14,3	9,1	3,5	0,10	26,1	0,2	6,4	1,7	0,2	0,4	100

NOTA: Consumo de leña se estima en base a nueva encuesta, desde 1984
-El consumo aumenta considerablemnte por aumento del consumo de leña, en base a nueva encuesta
-Residuos vegetales incluye bagazo, cascarilla de café, cascarilla de arroz, y residuos de la palma africana
-No energéticos: Asfalto+ Emulsiones
-Año 2001 es preliminar

FUENTE PRIMARIA: Encuesta de consumo de energía en los sectores residencial e industrial. 2001. DSE
Series históricas de los balances de energía de Costa Rica

Fuente: Ballestero, 2002:150, cuadro No 6.10

Cuadro A2 - 10
COSTA RICA: CONSUMO TOTAL Y CONSUMO PROMEDIO DE ENERGIA
PERIODO: 1965-2001

AÑO	POBLACION TOTAL (EN MILES) (1)	PIB EN MILLONES DE COLONES DE 1991) (2)	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (EN TJ) (3)	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA EN 1000 BEP (4)	CONSUMO PROMEDIO DE ENERGIA TJ/1000HAB (5)	CONSUMO PROMEDIO DE ENERGIA (BEP/HAB) (6)	RELACION ENERGIA/PIB Intensidad Energética TJ POR MILLON COL.DE 1991 (7)	RELACION ENERGIA/PIB Intensidad Energética MILES DE BEP POR MILL.COL.DE 1991 (8)
1965	1482	275595	32522	5437	22,0	3,7	0,118	0,0197
1966	1532	297287	33864	5662	22,1	3,7	0,114	0,0190
1967	1582	314084	35495	5934	22,4	3,8	0,113	0,0189
1968	1632	340420	37664	6297	23,1	3,9	0,111	0,0185
1969	1682	359407	38852	6496	23,1	3,9	0,108	0,0181
1970	1731	386374	41645	6963	24,1	4,0	0,108	0,0180
1971	1778	412565	44161	7383	24,8	4,2	0,107	0,0179
1972	1823	446304	47154	7884	25,9	4,3	0,106	0,0177
1973	1868	480710	49288	8241	26,4	4,4	0,103	0,0171
1974	1916	507364	48374	8088	25,2	4,2	0,095	0,0159
1975	1968	518019	50674	8472	25,7	4,3	0,098	0,0164
1976	2026	546602	52635	8800	26,0	4,3	0,096	0,0161
1977	2087	595274	56280	9410	27,0	4,5	0,095	0,0158
1978	2151	632583	59337	9921	27,6	4,6	0,094	0,0157
1979	2217	663827	60721	10152	27,4	4,6	0,091	0,0153
1980	2285	668819	60726	10153	26,6	4,4	0,091	0,0152
1981	2353	653692	59711	9983	25,4	4,2	0,091	0,0153
1982	2424	606067	54427	9100	22,5	3,8	0,090	0,0150
1983	2496	623419	55870	9341	22,4	3,7	0,090	0,0150
1984	2569	673443	59828	10003	23,3	3,9	0,089	0,0149
1985	2642	678302	61590	10297	23,3	3,9	0,091	0,0152
1986	2716	715855	64084	10714	23,6	3,9	0,090	0,0150
1987	2791	749941	65254	10910	23,4	3,9	0,087	0,0145
1988	2866	775729	68413	11438	23,9	4,0	0,088	0,0147
1989	2941	819888	70678	11817	24,0	4,0	0,086	0,0144
1990	3015	848866	72848	12180	24,2	4,0	0,086	0,0143
1991	3088	867999	75312	12592	24,4	4,1	0,087	0,0145
1992	3160	935104	79858	13352	25,3	4,2	0,085	0,0143
1993	3233	995069	82887	13858	25,6	4,3	0,083	0,0139
1994	3390	1038951	88309	14765	26,0	4,4	0,085	0,0142
1995	3504	1118971	89831	15019	25,6	4,3	0,080	0,0134
1996	3593	1128892	89571	14976	24,9	4,2	0,079	0,0133
1997	3681	1191864	92338	15438	25,1	4,2	0,077	0,0130
1998	3784	1291955	98202	16419	26,0	4,3	0,076	0,0127
1999	3790	1398182	103818	17358	27,4	4,6	0,074	0,0124
2000	3810	1429384	110220	18428	28,9	4,8	0,077	0,0129
2001	3907	1433007	109627	18329	28,1	4,7	0,077	0,0128

NOTA: En 1993 hubo cambio en el método de cálculo del consumo energético del Balance
Año 2001 es estimado

(4)= (3)*167.19/1000
(5)= (3)/(1)
(6)= (4)/(1)
(7)= (3)/(2)
(8)= (4)/(2)

FUENTE: Elaboración propia según datos de:
(1):Hasta 1994: MIDEPLAN-CELADE-DGEC. "Estimaciones y Proyecciones de Población 1950-2025".
1995-2000Programa centros de población. UCR
(2): Banco Central de Costa Rica (BCCR).
(3): Serie Histórica de Balances de Energía de Costa Rica.2001 es preliminar.

Fuente: Ballestero, 2002:17, cuadro No 1.2

Cuadro A2 - 11
COSTA RICA: IMPORTACIONES CIF DE PETROLEO Y DERIVADOS,
EXPORTACIONES FOB TOTALES Y RELACION
IMPORTACIONES/EXPORTACIONES
PERIODO: 1965-2001

AÑO	IMPORTACIONES CIF DE PETROLEO Y DERIVADOS (Millones de $)	EXPORTACIONES FOB TOTALES (Millones de $)	RELACION IMPORT. DE PET.Y DERIV Y EXP. TOTALES (En Porcentajes)
1965	6,8	111,82	6,12
1966	7,3	135,30	5,36
1967	6,8	143,78	4,76
1968	7,6	170,90	4,45
1969	8,1	189,71	4,28
1970	9,3	231,16	4,01
1971	17,7	225,50	7,85
1972	16,3	280,88	5,81
1973	27,2	344,30	7,91
1974	59,4	440,34	13,50
1975	66,5	493,31	13,49
1976	63,5	592,94	10,71
1977	92,2	828,16	11,13
1978	106,8	864,91	12,35
1979	168,4	934,39	18,02
1980	201,4	1001,74	20,11
1981	179,8	1008,10	17,83
1982	168,7	870,42	19,38
1983	164,3	872,55	18,83
1984	150,2	1006,39	14,92
1985	166,2	975,97	17,03
1986	102,0	1120,55	9,10
1987	121,6	1158,30	10,49
1988	114,8	1245,67	9,22
1989	144,1	1414,60	10,19
1990	191,0	1448,20	13,19
1991	186,6	1597,60	11,68
1992	215,9	1861,80	11,60
1993	214,1	2008,8	10,66
1994	235,9	2878,2	8,20
1995	264,5	3475,9	7,61
1996	297,6	3758,4	7,92
1997	276,8	4205,5	6,58
1998	228,8	5525,6	4,14
1999	298,4	6662,4	4,48
2000	455,4	5849,7	7,79
2001	420,5	5005,9	8,40

FUENTE PRIMARIA: Elaboración propia según datos del Banco Central de Costa Rica
Fuente: Ballestero, 2002:25, cuadro No 1.6

Cuadro A2 - 12
COSTA RICA: CONSUMO TOTAL DE ENERGIA
POR SECTORES DE CONSUMO SEGUN AÑO
SERIE: 1965-2001
(En terajulios)

AÑO	RESIDENCIAL COMERCIAL PUBLICO	TRANSPORTES	INDUSTRIAL Y AGROP.	OTROS	TOTAL
1965	20134	5493	6405	490	32522
1966	20243	5799	7436	385	33863
1967	20507	7009	7121	858	35495
1968	20708	7800	7770	1386	37664
1969	20947	8424	8147	1336	38854
1970	21194	9512	9642	1298	41646
1971	21508	9646	11028	1980	44162
1972	21780	10873	11723	2781	47157
1973	21976	12055	12896	2361	49288
1974	22062	12971	11510	1834	48377
1975	22299	14072	12560	1742	50673
1976	22739	15483	12795	1708	52725
1977	22814	16940	14449	2077	56280
1978	23241	18862	15533	1700	59336
1979	23222	19352	16134	2013	60721
1980	23752	19205	15852	1917	60726
1981	23685	16881	17186	1960	59712
1982	23722	15118	12840	2747	54427
1983	23944	15589	14223	2112	55868
1984	24065	16540	16698	2525	59828
1985	24313	17310	17321	2646	61590
1986	25906	19348	16405	2425	64084
1987	25371	20226	17223	2704	65524
1988	25417	22664	17641	2691	68413
1989	25669	24524	18505	1980	70678
1990	26094	23670	21098	1986	72848
1991	27155	24504	22151	1502	75312
1992	27719	28469	21397	2273	79858
1993	26635	33181	21205	1866	82887
1994	26430	38363	21495	2021	88309
1995	25909	40367	22155	1400	89831
1996	24996	40389	22441	1745	89571
1997	25560	41607	23356	1815	92338
1998	25623	45553	25002	2024	98202
1999	26545	47875	26691	2707	103818
2000	30014	46697	30298	3212	110221
2001	29306	47962	29732	2657	109657

NOTA: Se estima consumo de leña a partir del año 1984 en base a nueva encuesta
en el sector residencial e industrial
El aumento del consumo total de energía se debe al aumento del consumo de leña
Año 2001 es preliminar

PRIMARIA: Elaboración propia según datos de: Serie histórica de balances de energía de Co
Encuesta de consumo de energía en el sector residencial e industrial. Año 20
ICAFE

Fuente: Ballestero, 2002:51, cuadro No 6.11

Cuadro A2 - 13
COSTA RICA: CONSUMO TOTAL DE ENERGIA
POR SECTORES DE CONSUMO SEGUN AÑO
SERIE: 1965-2001
(En terajulios)

AÑO	RESIDENCIAL COMERCIAL PUBLICO	TRANSPORTES	INDUSTRIAL Y AGROP.	OTROS	TOTAL
1965	20134	5493	6405	490	32522
1966	20243	5799	7436	385	33863
1967	20507	7009	7121	858	35495
1968	20708	7800	7770	1386	37664
1969	20947	8424	8147	1336	38854
1970	21194	9512	9642	1298	41646
1971	21508	9646	11028	1980	44162
1972	21780	10873	11723	2781	47157
1973	21976	12055	12896	2361	49288
1974	22062	12971	11510	1834	48377
1975	22299	14072	12560	1742	50673
1976	22739	15483	12795	1708	52725
1977	22814	16940	14449	2077	56280
1978	23241	18862	15533	1700	59336
1979	23222	19352	16134	2013	60721
1980	23752	19205	15852	1917	60726
1981	23685	16881	17186	1960	59712
1982	23722	15118	12840	2747	54427
1983	23944	15589	14223	2112	55868
1984	24065	16540	16698	2525	59828
1985	24313	17310	17321	2646	61590
1986	25906	19348	16405	2425	64084
1987	25371	20226	17223	2704	65524
1988	25417	22664	17641	2691	68413
1989	25669	24524	18505	1980	70678
1990	26094	23670	21098	1986	72848
1991	27155	24504	22151	1502	75312
1992	27719	28469	21397	2273	79858
1993	26635	33181	21205	1866	82887
1994	26430	38363	21495	2021	88309
1995	25909	40367	22155	1400	89831
1996	24996	40389	22441	1745	89571
1997	25560	41607	23356	1815	92338
1998	25623	45553	25002	2024	98202
1999	26545	47875	26691	2707	103818
2000	30014	46697	30298	3212	110221
2001	29306	47962	29732	2657	109657

NOTA: Se estima consumo de leña a partir del año 1984 en base a nueva encuesta en el sector res
El aumento del consumo total de energía se debe al aumento del consumo de leña
Año 2001 es preliminar

PRIMARIA: Elaboración propia según datos de: Serie histórica de balances de energía de Cc
Encuesta de consumo de energía en el sector residencial e industrial. Año 20
ICAFE

Fuente: Ballestero, 2002:513, cuadro No 6.12

Cuadro A2 - 14
COSTA RICA: CONSUMO DE ENERGIA DEL SECTOR
RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PUBLICO, SEGUN AÑO
SERIE: 1965-2001
(En unidades originales)

AÑO	ELECTRIC. (GWh)	G.L.P.	KEROSENE	GASOLINA	DIESEL	BUNKER	LEÑA	C.LEÑA
		(1000 m3)					(1000 TM)	
1965	393,1	2,9	14,6	0,0	0,0	0,0	992,5	10,1
1966	423,3	3,6	14,9	0,0	0,0	0,0	990,7	10,3
1967	459,4	4,6	18,8	0,0	0,0	0,0	989,0	10,5
1968	495,6	5,4	20,9	0,0	0,0	0,0	987,4	10,8
1969	544,2	6,4	22,8	0,0	0,0	0,0	985,5	10,9
1970	597,8	8,2	23,8	0,0	0,0	0,0	983,9	11,1
1971	657,2	10,3	25,9	0,0	0,0	0,0	982,1	11,4
1972	723,3	12,3	26,1	0,0	0,0	0,0	980,4	11,5
1973	763,1	14,4	26,8	0,0	0,0	0,0	978,6	11,8
1974	831,7	14,4	22,8	0,0	0,0	0,0	976,9	12,0
1975	888,6	16,2	23,1	0,0	0,0	0,0	975,3	12,3
1976	971,1	19,0	26,0	0,0	0,0	0,0	973,4	12,5
1977	983,9	22,6	25,5	0,0	0,0	0,0	970,4	12,8
1978	1066,4	26,1	26,7	0,0	0,0	0,0	969,9	13,1
1979	1032,8	33,9	24,6	0,0	0,0	0,0	968,3	13,2
1980	1213,1	35,7	20,3	0,0	0,0	0,0	966,7	13,7
1981	1314,2	31,9	10,3	0,0	0,0	0,0	966,7	14,0
1982	1453,9	17,7	8,3	0,0	0,0	0,0	964,8	14,1
1983	1483,9	22,5	9,7	0,0	0,0	0,0	961,3	14,4
1984	1578,1	21,5	13,8	0,0	0,0	0,0	944,3	13,3
1985	1704,4	20,8	12,6	0,0	0,0	0,0	937,4	12,4
1986	1852,2	22,5	12,3	0,0	0,0	0,0	995,9	11,5
1987	2016,1	24,2	11,6	0,0	0,0	0,0	933,6	10,7
1988	2175,8	25,4	9,1	6,3	7,9	5,1	869,8	9,9
1989	2432,2	30,4	8,5	2,1	3,5	7,0	840,3	9,2
1990	2554,2	31,2	7,8	2,3	10,9	7,3	824,7	8,6
1991	2640,3	34,4	7,9	2,4	4,4	5,9	872,1	12,3
1992	2823,9	35,6	8,0	3,1	3,7	6,4	864,4	11,9
1993	2985,3	39,0	3,9	0,8	18,7	6,9	757,9	5,2
1994	3220,3	45,8	2,9	0,8	18,2	6,1	694,4	5,3
1995	3307,5	52,6	2,1	0,8	18,7	5,7	639,6	5,4
1996	3406,9	60,6	6,0	0,7	23,1	5,8	541,0	5,4
1997	3583,3	66,4	8,2	0,7	24,6	5,6	521,8	5,7
1998	3822,5	76,6	8,0	0,9	26,7	5,6	458,5	5,8
1999	3966,1	92,1	8,0	0,9	29,9	7,0	449,5	5,9
2000	4776,1	98,5	7,2	1,0	39,4	9,3	448,2	6,0
2001	4537,8	102,2	7,1	1,0	43,4	7,8	446,2	6,3

NOTA: Se estima consumo de leña a partir del año 1984 en base a encuesta
en el sector residencial e industrial. Año 2001.
El aumento del consumo total se debe al consumo de leña.
Año 2001 es preliminar.
FUENTE PRIMARIA: Elaboración propia según datos de las series históricas de los balances de ene
Encuesta de consumo de energía en el sector residencial e industrial. Año 2001. DS
Fuente: Ballestero, 2002:163, cuadro No 6.22

Cuadro A2 - 15
COSTA RICA: DISTRIBUCION RELATIVA DEL CONSUMO
DE ELECTRICIDAD POR SECTOR SEGUN AÑO
PERIODO: 1965-2001
(En Porcentajes)

AÑO	CONSUMO TOTAL (TJ)	TOTAL	SECTOR			
			RES-COM.	IND-AGRO.	TRANSP.	OTROS
1965	2018	100	70,1	24,5	1,9	3,5
1966	2173	100	70,1	24,9	1,7	3,3
1967	2386	100	69,3	26,2	1,4	3,1
1968	2638	100	67,6	27,4	1,4	3,5
1969	2834	100	69,1	27,6	1,3	1,9
1970	3199	100	67,3	29,4	1,3	2,0
1971	3593	100	65,9	31,0	1,2	2,0
1972	3965	100	65,7	31,1	1,1	2,1
1973	4192	100	65,5	31,4	0,9	2,2
1974	4563	100	65,6	31,6	0,7	2,1
1975	4764	100	67,1	29,7	0,7	2,5
1976	5141	100	68,0	28,9	0,7	2,4
1977	5493	100	64,5	32,4	0,7	2,4
1978	6074	100	63,2	33,6	0,5	2,6
1979	6452	100	57,6	39,2	0,6	2,6
1980	7072	100	61,8	35,6	0,4	2,2
1981	7741	100	61,1	35,1	0,5	3,2
1982	7457	100	70,2	25,9	0,3	3,5
1983	7854	100	68,0	28,0	0,5	3,4
1984	8661	100	65,6	30,7	0,4	3,3
1985	9212	100	66,6	29,9	0,3	3,2
1986	9945	100	67,0	29,7	0,3	3,0
1987	10655	100	68,1	28,7	0,2	2,9
1988	10906	100	68,8	27,9	0,2	3,0
1989	11430	100	73,2	22,9	0,5	3,4
1990	11977	100	74,1	22,8	0,5	2,7
1991	12353	100	74,0	22,7	0,4	2,9
1992	13191	100	72,5	22,8	0,1	4,6
1993	14046	100	73,8	23,4	0,1	2,8
1994	15204	100	73,6	23,6	0,1	2,7
1995	15613	100	73,6	23,7	0,0	2,7
1996	16024	100	73,8	23,5	0,0	2,7
1997	16943	100	73,4	23,9	0,0	2,7
1998	18305	100	72,6	24,8	0,0	2,6
1999	19231	100	71,2	25,8	0,0	3,0
2000	22349	100	74,2	23,1	0,0	2,8
2001	22643	100	70,5	26,8	0,0	2,7

NOTA: Año 2001 es preliminar
FUENTE PRIMARIA: Elaboración propia según series históricas de balances er
Fuente: Ballestero, 2002:92, cuadro No 3.23

Cuadro A2 - 16
COSTA RICA: CARACTERISTICAS DE LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS
DE SERVICIO PUBLICO SEGUN CENTRAL
EN SERVICIO AL AÑO 2001

CENTRAL	EMPRESA	ENTRADA EN OPERACION	RIO TRIBUTARIO	PROVINCIA DE LOCALIZACION	CAIDA (Mts)	NUM.DE UNIDAD	TIPO DE TURBINA	VELOCIDAD (R.P.M)	DESCARGA (M3/SEG.)	CAP.INSTAL. (MW)
RIO SEGUNDO	C.N.F.L	1908	RIO SEGUNDO	ALAJUELA	58	1	REACCION	900	0,6	0,3
BRASIL	C.N.F.L	1912,1916	RIO VIRILLA	SAN JOSE	54	5	REACCION	600	8,0	2,8
BELEN	C.N.F.L	1926,1931,1991	RIO VIRILLA	SAN JOSE	107/88	3	FRANCIS	600/450	13,9	10,5
ELECTRIONA	C.N.F.L	1928,1991	RIO VIRILLA	SAN JOSE	79/81	3	REAC./DKBL+DEA	900/600	9,2	5,8
ANONOS	C.N.F.L	1931	R.TIRIBI	SAN JOSE	28	1	REACCION	720	2,6	0,6
VENTANAS	C.N.F.L	1944,1947,1948	RIO VIRILLA,CIRUELAS	ALAJUELA	86	4	REACCION	720	15,0	10,0
NUESTRO AMO	C.N.F.L	1949	CIRUELAS	ALAJUELA	173	2	REACCION	900	5,6	7,5
DANIEL GUTIERREZ	C.N.F.L.	1996	TAPEZCO	ALAJUELA	100,2	3	FRANCIS	514	7,1	18,1
LA JOYA	E.S.P.H	1915	RIO PATRIA	HEREDIA	153	3	PELTON	600	0,6	0,3
CARRILLOS	E.S.P.H	1951	RIO POAS	ALAJUELA	142	2	FRANCIS	1200	1,8	2,0
CACAO	I.C.E	1928	RIO POAS	ALAJUELA	46	2	FRANCIS	900	2,4	0,7
AVANCE	I.C.E	1938	RIO TIRIBI	CARTAGO	148	1	PELTON	1200	0,2	0,2
PTO.ESCONDIDO	I.C.E	1940	RIO TIRIBI	CARTAGO	80	1	FRANCIS	900	0,3	0,2
LOS LOTES	I.C.E	1956	RIO TIRIBI	CARTAGO	105	1	FRANCIS	1200	0,5	0,4
VENTANAS-GARITA	I.C.E	1958-1987	R.VIRIL.,POAS,ALAJ,OTROS	ALAJUELA	152Y220	4	FRANCIS	514/200	77,4	127,4
RIO MACHO	I.C.E	1963,1972,1978	MACHO,TAPAN,PEJIB,OTROS	CARTAGO	450	5	PELTON	450	22,0	150,0
CACHI	I.C.E	1966,1967,1978	REVENT,NAVAR,MACHO,OTROS	CARTAGO	219	3	REACCION	514	53,0	100,8
ARENAL	I.C.E	1979-1980	L.ARENAL,COTE y 50 ríos	GUANACASTE	210	3	FRANCIS	360	95,0	157,4
ANGOSTURA	I.C.E	2000	REVENTAZON	CARTAGO	140	3	FRANCIS	360	92,8	172,2
COROBICI	I.C.E	1982	L.ARENAL Y STA.ROSA	GUANACASTE	234	3	FRANCIS	360	97,5	174,0
A. ECHANDI	I.C.E.	1990	BARRANCA	ALAJUELA	200	1	FRANCIS	1200/1920	2,3	4,7
SANDILLAL	I.C.E.	1992	L.ARENAL Y STA.ROSA	GUANACASTE	36	2	KAPLAN	300	100,0	32,0
TORO 1	I.C.E.	1995,1996	R. TORO	ALAJUELA	173,6	2	FRANCIS	720	7,6	23,2
TORO 2	I.C.E.	1996	TORO,CLARO,Q.GATA	ALAJUELA	366,2	2	FRANCIS	720	9,8	65,7
BIRRIS 2	J.A.S.E.C	1956	RIO BIRRIS	CARTAGO	225	1	PELTON	514	1,5	2,4
BIRRIS 3	J.A.S.E.C	1968	RIO BIRRIS Y OTROS	CARTAGO	320	1	PELTON	600	1,8	4,3
BIRRIS 1 (NUEVA)	J.A.S.E.C	1990	R.BIRRIS Y OTROS	CARTAGO	420	2	PELTON	600	5,3	16,0
CHOCOSUELAS	COOPELESCA	1999	LA VIEJA	ALAJUELA	148,55	1	FRANCIS	720	6,17	8,14

FUENTE PRIMARIA: Dirección de Operación de Energía. ICELEC
Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico, CEPAL
Fuente: Ballestero, 2002:65, cuadro No 3.1