



DIRECCION SECTORIAL DE ENERGIA

**ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LA POLÍTICA  
DE PRECIOS DE LA ENERGÍA**

*Elaborado por:  
MSc. Carlos Leiva S.  
Dr. Fernando Alvarado Z.*

*Revisado por:  
Ing. Giovanni Castillo P.*

*Aprobado por:  
Ing. Gloria Villa de la Portilla*

San José, Costa Rica  
Marzo 2009

Derecho de autor © DSE: 2009  
ISBN 978-9977-50-084-3

Consejo Editorial

Bach. Eduardo Ramírez Solís, ARESEP  
Ing. Rogelio Sotela Muñoz, Consultor  
Licda. Patricia Alpízar Alvarado, MINAE  
Bach. Marlen Rodríguez Abarca,  
RECOPE  
Ing. Giovanni Castillo Pacheco, DSE  
Licda. María Antonieta Camacho Q.,  
DSE  
Licda. Shionny Porras Moya, DSE

Documento Revisado por: Ing. Giovanni Castillo Pacheco  
Aprobado por: Ing. Gloria Villa de la Portilla

665.538  
L533a

Leiva Sandoval, Carlos  
Análisis y aplicación de la política de precios de la energía.  
/ Carlos Leiva Sandoval; Fernando Alvarado Zumbado. -- San José, Costa  
Rica : Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones. Dirección  
Sectorial de Energía, 2009.  
140 p. -- (DSE 202)

*ISBN 978-9977-50-084-3*

1. FIJACION DE PRECIOS. 2. POLÍTICA DE PRECIOS. 3.  
ELECTRICIDAD. 4. HIDROCARBUROS . I. TITULO. II.  
SERIE.

Dirección Sectorial de Energía (DSE) No. 202

La Dirección Sectorial de Energía, es el órgano responsable por la  
planificación y el desarrollo energético de Costa Rica

## INDICE GENERAL

RESUMEN EJECUTIVO.....	7
I. INTRODUCCION.....	8
II. OBJETIVOS DE LA POLÍTICA DE PRECIOS .....	8
2.1 Estabilidad de precios .....	8
2.2 Asignación de recursos .....	12
2.3 Equidad.....	15
2.4 Viabilidad financiera de las empresas .....	19
2.5 Equilibrio dinámico.....	21
2.6 Otros objetivos de la política de precios.....	21
III. ASPECTOS SOCIALES EN LA ECONOMÍA COSTARRICENSE.....	25
3.1 La equidad e integración social .....	26
3.2 Niveles de ingreso de los hogares .....	27
3.3 Distribución del ingreso.....	29
3.4 Gasto de los hogares .....	31
3.5 Gasto corriente sin valor locativo.....	32
3.6 Gasto energético residencial.....	33
3.7 Desigualdad y pobreza.....	35
3.8 Mejoría desigual en el bienestar de los costarricenses .....	36
3.9 Desigualdad regional.....	38
3.10 Estratos de ingreso.....	39
3.11 Tarifa social en electricidad.....	40
IV. VENTAS ELECTRICAS.....	42
4.1 Tarifas de ventas en bloque .....	42
4.2. Tarifas de distribución eléctrica .....	45
4.3 Consumo de electricidad .....	46
4.4 Tarifas eléctricas del ICE .....	46
4.5 Tarifas de CNFL .....	73
4.6 Tarifas de ESPH.....	78
4.7 Tarifas de la Cooperativa Alfaro Ruíz.....	84
V. SECTOR DE COMBUSTIBLES.....	87
5.1 Principio al costo por producto.....	87
5.2 Precios promedios mensuales del petróleo.....	100
5.3 La fórmula automática de precios y su aplicación .....	103

VI. COMPETITIVIDAD EN EL ISTMO CENTROAMERICANO.....	111
6.1 Precios al consumidor final.....	111
6.2 Precios sin impuestos.....	113
VII. SITUACIÓN FINANCIERA DEL ICE .....	116
7.1 Análisis de las noticias .....	116
7.2 Fórmula de precios automática para el ICE .....	123
VIII. FUENTES NUEVAS Y RENOVABLES DE ENERGÍA.....	124
8.1 Creación de la tarifa eléctrica de largo plazo .....	125
8.2 Unidad promotora de proyectos .....	126
8.3 Etapas de la formulación y evaluación de proyectos .....	127
8.4 Líneas de crédito para los proyectos .....	128
8.5 Proyectos pequeños de electricidad .....	129
IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	129
9.1 Conclusiones.....	129
9.2 Recomendaciones .....	133
X. BIBLIOGRAFÍA.....	138

#### INDICE DE GRAFICOS

Gráfico No.	Nombre	Página
1	Costa Rica: Distribución relativa del ingreso corriente del hogar no locativo	28
2	Costa Rica: Gastos en energía residencial	34
3	Precios de petróleo WTI	101
4	Istmo Centroamericano: Precios al consumidor de la gasolina super por país,	113
5	Istmo Centroamericano: Precios diesel sin impuestos por país, Junio 2008	115

## INDICE DE CUADROS

Cuadro No.	Nombre	Página
1	Costa Rica: Total de Ingreso Corriente Monetario No Monetario y no Locativo de los Hogares y transferencias (Millones de Colones y Porcentajes)	28
2	Costa Rica: Total de Hogares, Población e Ingreso del Hogar por Zona en Colones 2004	29
3	Costa Rica: Distribución relativa del ingreso del hogar por quintil de ingreso per cápita, 2004 Porcentajes	30
4	Costa Rica: Características e ingreso de los hogares y de la población por quintil de ingreso per cápita del hogar, 2004 (Colones y porcentajes)	31
5	Costa Rica: Gasto corriente de los hogares sin valor locativo, 2004 (Millones de colones y porcentajes)	33
6	Costa Rica: Gastos de energía de las familias 2004 (Millones de colones)	34
7	Costa Rica: % del gasto en energía de las familias por quintiles de ingreso, 2004 (Millones de colones y porcentajes)	35
8	Costa Rica: Ingreso familiar mensual Porcentajes	39
9	Tarifas de venta en bloque (T-CB) del ICE a las compañías eléctricas	44
10	ICE: Sector residencial. Tarifa 01 (kWh, millones de colones, colones/kWh) 2008	50
11	ICE: Sector residencial. Tarifa 01 corregida (kWh, millones de colones,colones/kWh) Primer semestre de 2008	53
12	ICE: Dependiente de Oxígeno (Tarifa 41) (kWh, millones de colones, colones/kWh)	54
13	ICE:Tarifa General 02 (kWh, millones de colones, colones/kWh) Primer semestre 2008	56
14	ICE: Tarifa general 04: kWh, ingresos, precios por kWh (kWh, miles de colones, colones/kWh) Primer semestre 2008	57
15	ICE: Tarifa general 07: kWh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kWh, miles de colones, colones/kWh) Primer semestre 2008	58
16	ICE: Tarifa general 22: kWh, ingresos por tarifas y precios (kWh, miles de colones, colones/kWh) Primer semestre 2008	60
17	ICE: Tarifa general 23: kWh, ingresos por tarifas y precios (kWh, millones de colones, colones/kWh) Primer semestre 2008	60
18	ICE: Tarifa general 52: kWh, ingresos por tarifas y precios (kWh, miles de colones, colones/kWh)	61
19	ICE: Tarifa general 17: Kwh, ingresos por tarifas y KWh, miles de colones, colones/KWh) Primer semestre 2008	62
20	ICE: Tarifa general 72:kwh, ingresos por tarifas y precios (kwh, miles de colones, colones/kwh) Primer semestre 2008	63
21	ICE: Tarifa general 80 – 2: kwh, ingresos por tarifas y precios (kwh, miles de colones, colones/kwh) Primer semestre 2008	64
22	ICE: Tarifa Industrial 3: kwh vendidos ingresos por tarifas y precios (kwh, miles de colones, colones/kwh) Primer semestre 2008	66
23	ICE: industrial (32): kwh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kwh, miles de colones) Primer semestre 2008	67
24	ICE: Tarifa industrial 33: kwh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kwh, millones de colones, colones/kwh) Primer Semestre 2008	68
25	ICE: Tarifa industrial (50): kwh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kwh, millones de colones, colones/kwh) Primer semestre 2008	68
26	ICE: Tarifa industrial 53: kwh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kwh, miles de colones, colones/kwh) Primer semestre 2008	69
27	ICE: Tarifa industrial 73: kwh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kwh vendidos, colones, colones/kwh) Primer semestre 2008	70

<b>Cuadro No.</b>	<b>Nombre</b>	<b>Página</b>
28	ICE: Industrial (74): kwh vendidos, ingresos por tarifas y precios (wh, colones, colones/kwh) Primer semestre 2008	70
29	ICE: Tarifa industrial 79: kwh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kwh, colones, colones/kwh) Primer semestre 2008	71
30	ICE: Tarifa industrial 80(0): kwh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kwh, miles de colones, Primer semestre 2008colones/kwh)	72
31	CNFL: Tarifa residencial: kwh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kwh, millones de colones, colones/kwh) Primer semestre 2008	74
32	CNFL: Tarifa general: kWh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kWh, millones de colones, colones/kWh) Primer semestre 2008	75
33	CNFL: Tarifa Industrial: kWh vendidos, ingresos tarifarios y precios (kWh, millones de colones, colones/kWh) Primer Semestre 2008	76
34	ESPH: Tarifa residencial: kWh vendidos, ingresos por tarifas y precios (KWh colones, colones/KWh) Primer semestre 2008	79
35	ESPH: Tarifa General 2A: kWh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kWh, colones, colones/kWh) Primer semestre de 2008	80
36	ESPH: Tarifa general 2B: kWh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kWh colones, colones/kWh) Primer semestre de 2008	81
37	ESPH: Tarifa industrial 3A: kWh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kWh, colones, colones/kWh) Primer semestre 2008	82
38	ESPH: Tarifa industrial 3B: kwh vendidos, ingresos por tarifas, precios (kwh, clones, colones/kwh) Primer semestre 2008	83
39	ESPH: Tarifa alumbrado público (kwh, ingresos por tarifas, colones y precios) Primer semestre 2008	84
40	Alfaro Ruíz: Tarifa residencial: kWh, ingresos por tarifas y precios (kWh, colones, colones/kWh) Primer semestre 2008	84
41	Alfaro Ruíz: Tarifa general: kWh, ingresos por tarifas y precios (kWh, colones, colones/kWh) Primer semestre 2008	85
42	Alfaro Ruíz: Tarifa industrial: kWh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kWh, colones, colones/kWh)	86
43	RECOPE: Estado de Pérdidas y Ganancias por Producto. Acumulado enero-marzo de 2008. Colones por litro	90
44	RECOPE: Estado de Pérdidas y Ganancias por Producto Acumulado enero-marzo. Colones por litro	93
45	RECOPE: Estado de Ganancias y Pérdidas por Producto. Acumulado de enero a junio de 2008 Colones por litro	94
46	RECOPE: Estado de Pérdidas y Ganancias por Producto. Acumulado enero-marzo de 2008. Colones por litro	96
47	RECOPE: Estado de origen y aplicación de fondos resumido por producto. Acumulado de enero a junio 2008. Colones por litro	98
48	RECOPE: Estado de origen y aplicación de fondos resumido por producto. Acumulado de enero a junio 2008. Colones por litro	100
49	Precios y tasa de crecimiento WTI. Dólares y porcentajes, 2008	101
50	Costa Rica: Precios del petróleo WTI y de las gasolinas y diesel nacionales	102
51	Costa Rica: Tasas de crecimiento del petróleo WTI y de las gasolinas y diesel nacionales	102
52	Istmo Centroamericano: Precios al consumidor por país. Dólares por litro	112
53	Istmo Centroamericano: Precios plantel sin impuestos. Dólares por litro. Junio 2008	113
54	Istmo Centroamericano: Precios al consumidor por país. 8 de noviembre de 2008. Dólares por litro	115

## RESUMEN EJECUTIVO

El primer apartado se inicia con una introducción en la que se hace referencia a los temas que serán abordados y se realizan breves comentarios sobre la política de precios de la energía.

En el siguiente se introducen y analizan los principios de la política de precios: estabilidad de precios, asignación de recursos, equidad, viabilidad financiera de las empresas energéticas, equilibrio dinámico entre otros.

El tercero contiene los aspectos económicos y sociales de la economía costarricense, en el que se presentan los niveles y la distribución de ingresos, el gasto y su distribución en los hogares y las compras energéticas del sector residencial por fuentes.

En el cuarto apartado se introducen las tarifas eléctricas y se hace un análisis por empresa y por sector. Se analizan las ventas en bloque del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) al resto de las empresas de distribución de electricidad, incluyendo los precios por energía y potencia para la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), al ICE distribución y a las cooperativas de electrificación rural.

El siguiente corresponde al sector hidrocarburos, que se circunscribe a la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE). En el mismo se plantea el principio de servicio al costo, los estados de ganancias y pérdidas y de origen y aplicación de fondos por combustible de aquella empresa y la operación de la fórmula automática de los hidrocarburos.

En el sexto apartado se trata la competitividad de Costa Rica respecto a los precios, con y sin impuestos de los combustibles de mayor venta en el Istmo Centroamericano.

El octavo se refiere a la situación financiera del ICE y se ha hecho basado en las noticias aparecidas en los principales periódicos nacionales. El siguiente apartado analiza sobre las fuentes renovables de energía. Se proponen los requisitos necesarios para su desarrollo y se presentan las etapas de la formulación y evaluación de proyectos para las mismas.

Finalmente, en el noveno apartado se incluyen las conclusiones y recomendaciones del estudio.

## **I. INTRODUCCION**

Con este estudio se pretende hacer una ampliación a los principios de la política de precios de la energía, efectuar un análisis de las tarifas eléctricas de algunas empresas, determinar el cumplimiento del servicio al costo de los hidrocarburos suministrados por la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), presentar la situación financiera del ICE, establecer una referencia sobre las fuentes nuevas y renovables de energía e indagar sobre la competencia de Costa Rica en el Istmo Centroamericano respecto a los principales combustibles líquidos.

La regulación y/o fijación de precios de la energía deben ser concebidos como instrumentos de política energética e incluso de la política económica y social. La mencionada identificación supone también el examen de las metas, contenidas en esas políticas, y que pueden ser relacionadas con el manejo de los instrumentos.

Es importante analizar lo que se refiere a la relación entre las tarifas y el financiamiento de inversiones de expansión dentro del sistema energético, la contribución de las tarifas a ese financiamiento y en qué medida han incidido como factor limitante del financiamiento.

Del mismo modo, dentro de las actividades de consumo, el análisis de la racionalidad de la política de precios, requiere el examen de los efectos sobre la estructura y evolución de los precios sobre los usuarios, tomando en cuenta sus características socioeconómicas, el impacto de la energía sobre los presupuestos familiares por estratos.

## **II. OBJETIVOS DE LA POLÍTICA DE PRECIOS**

En el documento de Política de Precios de la Energía se definieron varios objetivos que se perseguían con esta política. Ahora se incluyen nuevamente y se amplían con la intención de hacerlos más operativos.

### **2.1 Estabilidad de precios**

Se entiende en este punto, que se da una estabilidad en el nivel de precios y tarifas de la energía, especialmente en el mediano y en el largo plazo, dado que se busca mantener los precios de la energía con una tendencia sostenida en el futuro, puesto que los mismos son los que dirigen las decisiones eficientes de los consumidores y productores de las fuentes energéticas.

Por el contrario, en el corto plazo, las variaciones de precios de la energía se perciben como más frecuentes y responden, entre otros a las variaciones de los precios internacionales y a los costos internos de los productos. Sin embargo, existe una coherencia entre los precios en el corto y largo plazo, en donde los primeros son variaciones temporales sobre los segundos.

Los precios de corto plazo de la energía deberían ser ajustados al menos dos veces al año, y las modificaciones hacerse lo más pronto posible tanto en las áreas de electricidad, combustibles y fuentes nuevas y renovables de energía, para no arrastrar cambios fuertes en los precios de los productos en las modificaciones ordinarias. Además, contemplar en todo momento las variaciones en los valores unitarios relativos de los bienes, como una forma de preservar la eficiencia en la producción y el consumo de la energía y no provocar situaciones ruinosas de las empresas ni generar exceso de excedentes a las mismas.

En el país existen dos clases de actualizaciones de los valores unitarios de la energía en el sector de hidrocarburos. El primero de los cambios corresponde al llamado ajuste de precios ordinario, que incluye en la fijación de las cotizaciones todos los costos de producción e inversión, para determinar los mismos.

El otro ajuste de precios son las modificaciones extraordinarias en los precios de los hidrocarburos, que sólo consideran los costos necesarios más importantes, que surgen a raíz de variaciones en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplen las condiciones de las fórmulas de precios, que afectan el valor unitario de las fuentes energéticas, con el objeto de que las empresas del sector energía no pierdan, ni acumulen ganancias excesivas temporales, por efecto de disminuciones en el poder adquisitivo de la moneda o por aumentos en sus costos de producción.

Actualmente RECOPE solicita revisiones de precios sobre los hidrocarburos por medio de un ajuste ordinario, normalmente en forma anual; y una vez al mes por ajustes extraordinarios, para ponerlos en concordancia con los precios internacionales.

Sin embargo, las empresas eléctricas no disponen todavía de ese mecanismo de actualización de las tarifas eléctricas, dado que el sector correspondiente exhibe más estabilidad en los precios que el de hidrocarburos. A pesar de ello, este año, y por efecto de los incrementos en los precios del petróleo y la inflación el ICE ha tenido que recurrir a fijaciones extraordinarias de tarifas, pero no existe un procedimiento permanente para tal efecto como el que si disponen los hidrocarburos.

Dado que, en ocasiones el proceso inflacionario es alto en el país, hace que los costos de las empresas eléctricas se eleven. Otra de las razones de este aumento es producto de las alzas en los hidrocarburos que se utilizan en la generación térmica, como ha sucedido en el año 2008.

Es conveniente que las empresas eléctricas también dispongan de una fórmula automática de las tarifas para enfrentar estas situaciones de muy corto plazo, que por lo general se convierten en situaciones permanentes, y por lo tanto, diseñar e implementar fórmulas de revisión de precios extraordinarios.

Se piensa que en el caso de este sector la aplicación de la fórmula automática debería ser al menos una vez al año, coincidiendo con la terminación del primer semestre, y

en general con las modificaciones en el entorno, mientras que a fin de año se practicaría un estudio ordinario. En ambos casos, ese instrumento permite a las empresas recuperar más rápidamente los recursos del público por efecto de modificaciones en las condiciones económicas que enfrentan las empresas, especialmente el ICE, y de esta manera contribuir a reducir los ajustes ordinarios de precios, los cuales han tendido a ser muy fuertes en los últimos años.

Desde el punto de vista de los hidrocarburos el objetivo de estabilidad de precios se maximizó en demasía, dado que en la fórmula de los mismos contemplaba un precio internacional mensual promedio para cada hidrocarburo, el cual se comparaba con el precio anterior y se ajustaba, eso significa que se reitera extremadamente el principio de estabilidad de precios.

En la actualidad el tiempo promedio para calcular el precio medio internacional de los combustibles es de quince días, a esto debe añadirse un mes más que corresponde al trámite administrativo y aprobar los precios por la Junta Directiva de la ARESEP, hasta su publicación en el diario Oficial La Gaceta, lo cual, produce un atraso en la actualización de 45 días.

Evidentemente ese plazo es muy amplio y se puede decir con certeza, que el proceso de regulación atrasa el de fijación de los precios y esto hace que los valores unitarios de los combustibles internos, no estén acordes en el tiempo con los precios internacionales.

Aún con la reducción del período medio para calcular los precios internacionales de los hidrocarburos; esta práctica le trae grandes inconvenientes a RECOPE y a la ARESEP; dado que la recuperación de los precios, especialmente en situaciones alcistas, hace que la restitución por los aumentos del precio del petróleo y de los derivados sea rezagada, pudiendo RECOPE incurrir en pérdidas periódicas o problemas de flujo de caja, como ha sucedido en forma perceptible en el 2008, lo que la ha puesto a solicitar más préstamos de corto plazo y a presionar las cotizaciones de los productos en las fijaciones ordinarias de precios.

En el 2008, los problemas de flujo de caja en al menos una ocasión, provocaron la suspensión de embarques de hidrocarburos, porque no se tenían los fondos suficientes para pagar los mismos.

Obviamente, que situaciones como éstas además de incrementar los costos de producción por el uso de financiamiento de corto plazo, que es más oneroso que el de largo plazo, también ponen en peligro la seguridad del abastecimiento interno, la cual es muy importante para mantener la actividad productiva y social del país.

Por supuesto que esos mayores costos de financiamiento tienen que ser pagados por los usuarios, porque la fijación de precios responde a los costos de producción, entre los que están los financieros, que en parte sufragan la importación y las inversiones necesarias para el desarrollo de la actividad.

A la inversa cuando ocurren bajas en los precios internacionales de los combustibles, el promedio quincenal de los mismos y el plazo mensual de revisión de los valores unitarios por parte de ARESEP, conllevan a que las disminuciones en los precios de los productos sea lenta y eso trae continuas críticas por parte del público consumidor, en especial cuando se enteran que en países con libre mercado las rebajas ocurren en menor tiempo, como sucede en los países del Istmo Centroamericano.

Por otro lado, RECOPE alega que sus embarques en promedio son cada quince días, eso significa que algunos de ellos, con precios mayores a los anteriores, no alcanzan a entrar en los reajustes de precios requeridos, dado que el tiempo promedio mínimo de ajuste de éstos es, actualmente, cerca de 45 días naturales.

A todas luces, RECOPE y los mismos consumidores de los productos se encuentran en clara desventaja en cuanto a la actualización de los precios, en el primero cuando hay rachas de incremento y en el segundo cuando se dan a la baja en los precios internacionales, y como se verá más adelante, en el 2008 la Empresa ha disminuido sus márgenes de rentabilidad, a tal punto que en algunos productos, el resultado del estado de origen y aplicación de fondos es negativo, y en ocasiones se obtienen rendimientos excesivos, lo cual perjudica a los consumidores de hidrocarburos.

En el caso de RECOPE, un aumento en la velocidad para transmitir las variaciones de precios, conllevaría a que tanto los descensos como los ascensos en los precios sean más rápidos y más cercanos a los cambios en los precios internacionales.

Esto mejoraría la imagen de RECOPE y de la ARESEP puesto que, por ejemplo, hay menos posibilidades de que los consumidores experimenten un aumento de precios cuando los precios internacionales estén descendiendo, situaciones que rápidamente son informadas por los medios de comunicación colectiva del país y se da la sensación de que la empresa oferente y la Autoridad Reguladora, retrasan los movimientos descendentes.

La reducción, a cuarenta y cinco días naturales, para calcular los precios promedios de los combustibles empleados en la fórmula automática no es suficiente es necesario acortar también el tiempo de revisión para hacer los ajustes de tiempo, como mínimo a 15 días. Esto acortaría el rezago de actualización de las cotizaciones de los precios internos de los hidrocarburos a un mes.

Conseguir una reducción en el período de revisión actual a quince días naturales es crucial, y requiere que la Sala Constitucional apruebe la eliminación de la Audiencias Públicas cada vez que se hace una modificación de precios internos, por medio de la fórmula automática.

Esta petición es realista porque ARESEP tiene bien definidos los parámetros y la forma de operarlos y determinados. Lo que sí tiene lógica es que en Audiencia Pública se apruebe el modelo, los parámetros que se requieren y la forma de operarlos. Esto al momento ya se tiene hecho, dado que en el mes de noviembre del 2008 por medio de ese mecanismo se aprobó dicho modelo.

Lógicamente, lo ideal sería que ARESEP recortara a una semana el tiempo para calcular el precio promedio de los combustibles, lo mismo que el período en que se hacen las actualizaciones de precios, lo que tendría más coherencia con la práctica que existe en los países del Istmo Centroamericano, en donde predomina el mercado libre de combustibles, en este caso el atraso de los precios internos con los internacionales se reduciría aproximadamente a tres semanas.

Para lograr implementar estos requisitos sería necesario que la Junta Directiva de ARESEP autorizara, por ejemplo, al Director de Energía, que pueda implementar las resoluciones en materia de precios, para hacerle frente a las ausencias que eventualmente podría tener el Regulador General, por tratarse de revisiones de precios en forma semanal.

El argumento que se esgrime para hacer que la Sala Constitucional elimine las Audiencias Públicas en cada cambio de precios extraordinarios, es el mismo para que se delegue en otro funcionario, si fuera del caso, para que operativice la resolución de la Junta Directiva de ARESEP tomada en el pasado. En efecto, existe un modelo aprobado en Audiencia y refrendado por esa entidad, que posibilita realizar las modificaciones requeridas administrativamente.

La regulación no debe ser un obstáculo para transmitir las modificaciones de precios de los combustibles, en concordancia con los precios internacionales, en una forma eficiente. Por otro lado, eso ocurre y muchos países se están dirigiendo a realizar los cambios dichos lo más rápidamente posible. El país debe de ir en esa dirección, para eliminar las distorsiones en los precios relativos y absolutos respecto a los del mercado externo.

Lo que ocurre con la práctica actual, es que cuando se actualiza el precio de los combustibles, en ese preciso momento los valores unitarios de los hidrocarburos en otros países difieren, y esa diferencia puede ser muy significativa, dado los períodos de tiempo subyacentes tanto en el promedio de los precios internacionales como en la actualización de dichos precios, afectando la comparabilidad de éstos con otros países y la competitividad misma del país.

Desde el punto de vista las empresas eléctricas, especialmente tratándose del ICE, como se está acostumbrado a que los ajustes en las tarifas sean anuales y cuando hay modificaciones en el entorno se da un estira y encoje entre aquéllas y ARESEP, situación que no se presentaría si existiera un mecanismo automático, que descansa en modelos apropiados, para ajustar las tarifas eléctricas.

## **2.2 Asignación de recursos**

Este principio está muy relacionado en forma negativa con el de estabilidad de precios, especialmente en el corto plazo, dado que cuanto más rápidamente se transmitan las señales de precios, tanto los productores como los consumidores de

energía, afectarían su comportamiento en apego a esas señales. Así, las modificaciones en los valores unitarios de la energía, al ser más rápidos, en todo momento, se actualizarían los precios relativos y absolutos de los productos energéticos y se eliminarían las situaciones de incrementos o disminuciones en los flujos de caja de las empresas, o los atrasos en los cambios de precios a los consumidores.

La asignación óptima de recursos del sistema energético, sólo puede discutirse en el marco de un proceso de planificación aplicado a todo el sistema en su conjunto. Pero este proceso de planificación no puede ser concebido como una tímida réplica del mercado, que suponga simplemente el uso de los precios sombra para evaluar las decisiones de inversión, y para la fijación de los precios y tarifas, sino que debe ser un complemento del mercado que tenga finalidades propias (Leiva, 2006).

Dentro de la discusión sobre el rol de los precios y tarifas de la energía, no hay duda de que existe consenso acerca de que éstos deben ser utilizados como instrumento para perseguir el objetivo de asignación eficiente de recursos, es decir se debe buscar la eficiencia tanto en lo que se refiere a la producción como al consumo. Esto significa que en lo posible los precios de los bienes energéticos, excepto a los estratos pobres de la población, deberían de estar exentos de subsidios.

Los precios subsidiados, con la excepción de los dirigidos a las clases pobres, y en especial en el caso de la electricidad, que constituye la principal fuente energética, concretamente de las familias, aquéllos estimulan el consumo desmedido de los productos, cuando lo correcto sería desincentivar el consumo y el uso en la producción, y en ocasiones ponen en aprietos a las empresas energéticas para lograr el equilibrio financiero de los mismos, si no se pueden recuperar los costos por medio de imponer sobrepuestos a los consumidores de alto consumo.

Un subsidio que recibe una unidad de consumo o productiva, debe ser sufragado por otra unidad de consumo y/o por las empresas eléctricas, de hidrocarburos y de las fuentes nuevas y renovables de energía, lo cual distorsiona los precios relativos de los usuarios y por tanto, se afecta la adecuada asignación de la energía en el sistema económico.

A pesar de que se rechace la pretensión del uso del concepto de eficiencia como un término neutro, porque toma como dada la distribución actual del ingreso, se acepta que la política de precios debe orientar las decisiones racionales de las unidades de consumo productivo y final de las fuentes de energía.

Teóricamente se ha demostrado que la eficiencia económica: asignación óptima del consumo y de la producción de bienes, se obtiene bajo un régimen de competencia perfecta en todos los mercados de la economía; siempre y cuando haya una distribución adecuada del ingreso.

Sin embargo, en nuestra realidad económica y social, la presencia de mercados pequeños, no sujetos a economías de escala, un número pequeño de empresas

dentro de los sectores productivos, que se traducen en formas de producción no competitivas y que imponen barreras a la entrada de nuevos oferentes, y en parte por la falta de información perfecta para todos los participantes del mercado, se impide así que el libre juego de la oferta y la demanda, sea el mecanismo ideal por el cual se establezcan los precios y las tarifas energéticas adecuadas.

Por estas razones, desde hace mucho tiempo atrás, se abrió la puerta para que el país recurriera a la regulación de los precios y la calidad de las principales fuentes de energía, especialmente porque las mismas tienen una importancia fundamental en el sistema socioeconómico del país, ya que permite superar las limitaciones al funcionamiento del libre mercado, como las señaladas en el párrafo anterior.

En ese sentido, se debe tener mucho cuidado con los planteamientos de abrir el mercado de la energía a la competencia, sin regulación y que los precios se fijen al apego de la misma, como una emulación a lo que sucede en la mayoría de los países en el Istmo Centroamericano. Es muy importante que las condiciones de libre mercado se cumplan para que el mismo sea eficiente y eficaz.

La teoría económica postula que para que el mercado por sí mismo funcione eficientemente deben haber muchos vendedores y compradores, además proveerse información perfecta del mercado tanto a los usuarios como los oferentes de los productos y debe haber libre entrada a la producción y al consumo de los bienes energéticos. Esto sin considerar quizá otras limitantes de que en el resto de los mercados de bienes y servicios deberían existir condiciones similares.

No obstante, en la actualidad hay políticas de liberación de precios que se toman aunque no se cumplan las condiciones pregonadas por la teoría económica, como ha sido el caso de la mayoría de los países centroamericanos, probablemente perdiendo los beneficios de la regulación de precios, o porque se cree que se trata de la segunda mejor alternativa, pero esto no permite impedir que algunas empresas grandes tengan influencia importante en la definición de los precios de la energía de esos países.

No es un secreto que en especial en el 2008, año de grandes fluctuaciones en el precio de la energía, algunos mercados libres en el Istmo Centroamericano, fueron intervenidos temporalmente por los gobiernos, porque tal sistema estaba perjudicando al consumidor con precios más altos de los productos de lo que era razonable, puesto que los descensos en el mercado internacional no se reflejaban prontamente en los precios internos. Entre los casos más cercanos donde se dio este hecho están las Repúblicas de Panamá y de Nicaragua.

El sector energético desempeña un rol tan fundamental en la economía, como motor de desarrollo económico y social, que necesariamente debe mantenerse bajo regulación tanto en materia de precios como de calidad y otorgar más facilidades de acceso al ramo, dadas las pocas empresas existentes en el sector, donde en un mercado libre, especialmente las empresas grandes pueden influenciar los precios y las cantidades ofrecidas de bienes y servicios, así como poner trabas al ingreso de otras compañías.

Por otro lado, en el mundo existe la tendencia a reforzar la importancia del Estado, como productor de algunos bienes y servicios estratégicos y en la regulación de los mercados, este es el caso de la energía. Esto es especialmente cierto porque de otra forma, la falta de control podría llevar a lo que ocurrió con los mercados financieros en los Estados Unidos, originándose así la crisis económica que luego se propagó al resto de los países del mundo.

A pesar de ello, es preciso mencionar la ventaja que tienen las economías centroamericanas, en la velocidad para transmitir las modificaciones en los precios de los productos en apego a los precios internacionales, especialmente cuando los valores unitarios están en alza. Normalmente, aún en el caso de Honduras que existe regulación de precios, los valores unitarios de los hidrocarburos se afectan semanalmente.

Esto es difícil de lograr actualmente en Costa Rica, por los trámites administrativos y resolutorios que se requieren para efectuar las variaciones de precios. Se estima que en promedio desde el cálculo de los precios promedios internacionales hasta definir y publicar los valores unitarios de cada producto en La Gaceta, transcurren cuarenta y cinco días naturales.

Sin embargo, se estima que esta situación es más que superada por los otros hechos positivos de la regulación de precios. El proceso sería más expedito si se lograra eliminar las Audiencias Públicas para el ajuste de los valores unitarios extraordinarios, lo mismo que la resolución constante por parte de la Junta Directiva de ARESEP.

En esa dirección, la regulación de precios y calidad debería ser cada vez mejor, tratando de estimular el ingreso de nuevas empresas en el mercado de la energía y pasar las modificaciones de los precios internacionales en forma más expedita, de lo que se hace actualmente, para mantener en todo momento, los precios relativos de los productos y por ende, el objetivo de eficiencia en la producción y el consumo de los bienes.

### **2.3 Equidad**

El objetivo de equidad, se relaciona de manera más significativa, con la participación que tienen los precios de la energía, especialmente sobre el nivel absoluto y relativo sobre el ingreso de las familias pobres, es decir en cuánto inciden los precios de la energía sobre sus presupuestos familiares y su evolución dinámica a través del tiempo.

Además, este objetivo está también relacionado con el hecho de que los consumidores, especialmente, los de ingresos bajos, deberían tener un mayor acceso para satisfacer sus necesidades energéticas, consideradas como básicas, con fuentes de energía de calidad.

Por el contrario, algunos autores opinan que deben evitarse las distorsiones, como la presencia de subsidios indiscriminados, introducidas en los precios de las distintas fuentes energéticas, con la finalidad de satisfacer objetivos sociales puesto que existen otros instrumentos más efectivos, tales como la política fiscal o los sistemas de seguridad social que pueden ser mucho más eficaces para ello.

Otros consideran que por lo general los subsidios, que en principio están dirigidos a los estratos más pobres de la población terminan beneficiando también a los niveles de población media y alta, por lo cual recomiendan el uso de otros medios más efectivos para promover una mayor equidad focalizada en aquellos estratos.

Si bien es cierto que, mediante los instrumentos de la política de precios de la energía, no es posible resolver la totalidad del objetivo de equidad, especialmente por el bajo porcentaje del ingreso que representan las mismas, éstos pueden coadyuvar en lograr una parte importante en las familias más necesitadas, con el auxilio de otras medidas económicas y sociales. Concretamente la referencia a la energía distribuida por fuentes fijas, como es el caso de la electricidad. Este es el medio más sencillo y más efectivo de discriminar los clientes por medio del sistema de precios.

También es importante definir a cabalidad los estratos de la población que deberían ser beneficiados a través de la energía, es decir, focalizar los subsidios por nivel de ingreso y territorialidad, delimitando claramente quienes realmente requieren de las asistencias a través de precios reducidos, desde un punto de vista de las condiciones social y regional, evitando así el beneficio de sectores de población que no los merecen, y obviar el desplazamiento de la población de las zonas rurales a las urbanas.

De cualquier forma, con relación a las fuentes que se distribuyen por medio de redes fijas, las mismas presentan la ventaja de facilitar la discriminación de precios para atender este tipo de objetivos de equidad distributiva, especialmente en la medida en que esa marginación sea acompañada por acciones coherentes, en lo que se refiere a los costos de conexión de los servicios eléctricos, lo cual contribuye a incrementar el acceso a la población de menores ingresos.

Por ejemplo, Bathia (1985) y Otoyá (2004), refiriéndose al acceso de la electricidad por parte de las familias pobres, argumentan que los altos costos de conexión, a menudo, impiden a muchas familias pobres beneficiarse de la tarifa subsidiada de la electricidad. Esto hace pensar en subsidios, de conformidad con la situación económica de cada familia o en general disminuir la tarifa por esas conexiones.

Una forma práctica de lograr que dichos impedimentos se reduzcan sería estableciendo los servicios de conexión, para servicios equivalentes, por ejemplo, distancias de la red eléctrica a los abonados con una tarifa igual a la más baja existente en las empresas eléctricas.

Esto realmente no tiene mucha trascendencia en afectar a las compañías eléctricas, porque se presume que los ingresos percibidos por dichas conexiones no deben ser

muchos, pero si pueden representar una carga importante, especialmente para los abonados de más bajos ingresos, que han tenido que afrontar los gastos derivados de la construcción de su vivienda.

El problema es sin duda más complejo al considerar las fuentes de energía que no se distribuyen por redes fijas, como en el caso de los hidrocarburos. La discriminación de precios para una misma fuente plantea problemas mucho más difíciles. El caso más extremo en Costa Rica lo representaron los sobrepuestos que existían sobre las gasolinas, los que se usaban para subsidiar a otros combustibles líquidos, como el diesel, que trataba de subsidiar actividades como el transporte remunerado de personas y de cargas, pero que también beneficiaba a los dueños de carros de lujo, que usaban este combustible.

Obviamente, el alejamiento de los precios de la energía de sus costos de producción no es conveniente, ni en situaciones temporales, porque dichas medidas tienden a hacerse permanentes al crear un sentimiento de seguridad en los consumidores, porque esperan que, en situaciones semejantes, la regulación les brinde un trato similar, lo que los incentiva a seguir y aumentar el consumo de la fuente subsidiada. Por otro lado, estas políticas temporales afectan los precios relativos en la economía e inciden en una estimulación al consumo de las fuentes energéticas, cuando lo correcto es que se racione temporalmente el consumo.

Mantener precios artificialmente bajos de algunos productos energéticos, aunque sean temporales, distorsionan las comparaciones internacionales de los valores unitarios de los productos, especialmente con las economías de libre mercado, que tienden a ajustar los precios de acuerdo con los costos de producción y por lo general, las medidas que se espera benefician a los consumidores de bajos ingresos terminan favoreciendo a consumidores de ingresos altos.

También es notorio el problema del diesel y la gasolina subsidiada a los pescadores, porque los organismos encargados de controlar y fiscalizar estas ayudas, siempre enfrentan porque el destino que se le da a esos productos, no es siempre el deseado, este es el caso, por ejemplo, de combustibles utilizados a veces por actividades como el narcotráfico y otras actuaciones que se generan para aprovecharse de los precios subsidiados.

Por otro lado, el control y la supervisión imponen costos adicionales al Estado y normalmente los mismos son insuficientes, apareciendo situaciones negativas como el soborno a las autoridades encargadas de velar porque se cumplan los objetivos de subsidiar exclusivamente las actividades de producción o consumo que se desea incentivar. Esto significa que la focalización a las actividades a apoyar debe de ser más efectiva, mediante muestreos de los clientes beneficiados.

Es claro que los intentos de subsidiar el diesel en el 2008, tenían buena intención, por los altos precios que exhibía el mercado internacional, pero a su vez enviaba una señal equivocada de seguridad en situaciones semejantes, lo cual contribuiría a que se aumentara el equipamiento respectivo y dicha práctica incrementaría la

dependencia de ese hidrocarburo en el país. Si bien es cierto que la medida que se proponía de subsidiar al diesel era una situación de corto plazo, ese tipo de medida provocó un gran descontento, al pretender que la carga para sostener el subsidio sería gravando a las gasolinas.

Dichosamente en el país se cuenta con instituciones de bien social como el régimen no contributivo de pensiones de la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS) y el Instituto Mixto de Ayuda Social (IMAS), a través de los cuales se pueden canalizar recursos que tuvieran orígenes en el sector energético, con la ventaja de que las ayudas están debidamente focalizadas y que se dirigen a los sectores de población que si requieren de ayudas para mantener el consumo básico.

Esto es, en principio, únicamente pocos productos y sólo una porción de la población debe ser sujeta de subsidios. Estas ayudas deberían responder a la clase económica de los usuarios, por tipo de producto y de acuerdo a la territorialidad, en cuyo caso se podría considerar, por ejemplo, a los consumidores pobres de gas licuado y la electricidad en el sector residencial y los pequeños establecimientos industriales y comerciales.

Por ejemplo, en el caso de la electricidad, que es más fácil de implementar la ayuda, se podría subsidiar a los abonados, que reciben ayudas del IMAS y de grupos de población similares, que actualmente no perciben esos beneficios pero que merecen la asistencia, lo mismo que a los establecimientos pequeños de consumo industrial y general.

Dicho subsidio se podría practicar hasta el consumo de 100 kWh/mes, que probablemente no absorba la demanda total de los clientes de más bajos recursos, pero que sí representan una parte importante del consumo, lo cual se comprueba porque el grupo socioeconómico Popular de la Encuesta Residencial de Consumo Eléctrico (Alvarado y otros, 2006), demanda un poco más de 190 kWh/mes y en el que se ubican además de los abonados de ingresos bajos, una parte de la clase media baja.

Es claro que este subsidio debería localizarse exclusivamente en los abonados de bajos ingresos a través, por ejemplo, de la información de la base de datos que dispone el IMAS, la que podría cruzarse con los datos de las compañías eléctricas, para determinar el impacto en sus finanzas. Como se verá más adelante en el análisis de las tarifas eléctricas, el consumo de los abonados hasta los 100 kilovatios hora es relativamente pequeño, por lo cual los subsidios serían fáciles de obtener del resto de los abonados del sistema eléctrico.

Por supuesto que el incremento de los subsidios a la cifra dicha debería ser exclusivo para los abonados de poco consumo, que requieren de esa asistencia. El resto de los usuarios deberían de seguir pagando lo mismo que la actualidad y un pequeño aporte adicional, para compensar la reducción de los ingresos por ventas de las compañías eléctricas.

Esa tarifa subsidiada podría ser única para todo el sistema eléctrico, para garantizar el trato homólogo a todos los usuarios de más bajos ingresos. Más adelante se dan mayores justificantes para esta iniciativa.

Finalmente, los subsidios a las clases de población de ingresos bajos está a contrapelo con el objetivo de asignación de recursos, pero el principio de redistribución es tan importante para las clases marginadas, que debe haber un equilibrio entre los dos principios, para posibilitar el consumo de bienes y servicios modernas por los estratos de población de menores recursos.

## **2.4 Viabilidad financiera de las empresas**

El uso de la política de precios de la energía como instrumento para atender el financiamiento, supone la necesidad de relacionar el nivel medio de tarifas, con el de costos unitarios de operación y con los fondos requeridos para las inversiones de reposición y expansión que surgen del proceso de planificación, pero el objetivo de financiamiento, puede traer contradicciones con respecto a la asignación de recursos con otros objetivos.

La superación de esa contradicción, puede lograrse mediante la diferenciación de los precios de productor y de usuario a través de un esquema más flexible de financiamiento, que suponga transferencias de fondos dentro del sistema de abastecimiento y subsidios cruzados entre los usuarios de una misma fuente. Existen otras opciones relevantes de financiamiento tales como los impuestos sobre los bienes e ingresos, beneficios o patrimonios, la obtención de préstamos internos y externos, etc.

La producción en cantidad y calidad de las inversiones, suministrada en forma oportuna, y la reposición y la ampliación de la capacidad del sistema de abastecimiento energético, requiere que las empresas públicas y privadas, puedan captar recursos financieros suficientes y a tiempo para sufragar los costos de operación e inversión.

Puesto que el sistema de precios y tarifas de la energía constituyen uno de los instrumentos más importantes, para atender las necesidades de financiamiento de la operación y la inversión, la viabilidad financiera de las empresas energéticas constituye un objetivo primordial a considerar.

Por otro lado, por el tamaño de las empresas, las diversas opciones de financiamiento, ya sean por medio de precios o préstamos, pueden tener consecuencias diferenciales importantes sobre las distintas magnitudes económicas de la producción, importación, distribución del ingreso y estabilidad económica.

Por tal razón, es necesario que se investigue a fondo sus diferentes repercusiones, internas y externas a los sistemas, para que la opción seleccionada esté más acorde con los objetivos nacionales y la viabilidad financiera de las empresas energéticas.

El análisis no debe circunscribirse sólo a saber si los costos serán recuperados dentro del sector, sino que es necesario ir más allá, especialmente en los proyectos públicos de gran envergadura. En estos casos, es necesario determinar los arrastres diferenciales sobre otras variables económicas y sociales.

Lamentablemente, no se cuenta en el país con las herramientas de análisis necesarias que involucren al sector de energía, que permitan capturar todos los efectos cuantificables que un proyecto pueda traer consigo.

En este sentido, sería recomendable que las empresas del sector y otras dependencias como el Banco Central de Costa Rica (BCCR), Ministerio de Planificación y Política Económica (MIDEPLAN), Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), el Ministerio de Hacienda (MH) y la Contraloría General de la República (CGR), entre otras, contraten servicios especializados de las Universidades Públicas del Estado, para crear modelos de Insumo Producto o de Equilibrio General, que son modelos intersectoriales por excelencia, y que, por lo tanto, permiten seguir el impacto en los sectores de las modificaciones inducidas en el sector energía y otros sectores nacionales.

Estos modelos tienen la capacidad de detectar todos los efectos directos e indirectos, tanto nacionales como externos, que tendrían las inversiones del sector sobre variables micro y macroeconómicas como: nivel de precios y tarifas dentro y fuera del sector, el desempleo sectorial y la incidencia sobre la pobreza.

En los trabajos que se mantienen dentro del enfoque marginalista, que toman en cuenta los requerimientos financieros, y que suponen que las inversiones de expansión del sistema de abastecimiento son importantes, los autores proponen basar las tarifas en el costo incremental de largo plazo, esta posición es asumida, entre otros por Munasinghe (1980). Este criterio es un híbrido entre el enfoque de costo marginal y el de costo medio de largo plazo.

De cualquier modo, cualquiera que sea el criterio base para la definición de las tarifas (el costo incremental, el costo promedio u otros), es importante destacar que el objetivo del financiamiento, debe ser conciliado con el referido a la equidad, la asignación óptima de recursos y otros objetivos de la política energética.

Aquí nuevamente es necesario indicar la conveniencia de que el sistema de precios sea eficiente para transmitir las señales de costo, tanto las de corto como las de largo plazo. Las mismas están representadas por las asignaciones de inversiones en los estados y orígenes de fondos de las empresas.

Un ejemplo de estas situaciones de cambios del entorno, se ha presentado con los costos crecientes de la generación eléctrica térmica en el 2008, ya que no se disponía de instrumentos formales de corto plazo, para hacerle frente a estas modificaciones.

Bajo el supuesto de que, al sector eléctrico se le adicionará un mecanismo automático de precios para contemplar las modificaciones de corto plazo, es conveniente que

ARESEP revise, periódicamente, los estados de ganancias y pérdidas y los de origen y aplicación de fondos de las empresas por producto, para evitar que se presenten situaciones de excesos y faltantes de fondos notorios, los cuáles puedan ser considerados en los ajustes unitarios extraordinarios, que aumenten o disminuyan los mismos, para cumplir con el principio de valorar los servicios al costo.

En el caso del sector de hidrocarburos, esta práctica debería ser realizada mensualmente, por las variaciones que se suceden en el corto plazo y en el caso de las compañías eléctricas se recomendaría que la misma sea al final del primer semestre y cuando se realice el estudio ordinario.

## **2.5 Equilibrio dinámico**

La política de precios de la energía, debería ser diseñada de tal forma que pueda convalidar e inducir la asignación de recursos, como ya se ha dicho, tendiente a lograr un equilibrio dinámico, entre los niveles deseados de los requerimientos y su composición por usos, con la estructura deseada de abastecimiento, definidas de acuerdo con los objetivos del proceso de desarrollo económico y social.

Puesto que las inversiones tienden a cristalizar progresivamente, debido a la extensión del período del proceso de maduración, las señales de precios que se transmiten a los diferentes usuarios deben ser, en lo posible, estables en el largo plazo, de modo que guíen adecuadamente las decisiones acerca de la elección de tecnologías y fuentes de energía.

En este sentido, la fijación de los precios de la energía debe de estar en función, no sólo de los costos presentes, sino también de las erogaciones que se esperen en el futuro, dado que la capacidad productiva de los establecimientos energéticos está en función de hoy y de muchos años adelante. Así, las tarifas deben de considerar los requerimientos futuros de la expansión de la capacidad productiva.

Unos casos prácticos en este tema, es que RECOPE estime los estados de origen y aplicación de fondos para cada combustible, eliminando los excedentes y los resultados deficitarios en los mismos, para evitar los subsidios cruzados entre productos no contemplados en leyes y reglamentos y aplicar en mejor medida el principio de servicio al costo.

Lo mismo se puede argumentar para el ICE, calculando dichos estados para los sectores: residencial, general e industrial.

## **2.6 Otros objetivos de la política de precios**

Para una aplicación de la política de precios de la energía, que conlleve beneficios a otros sectores que están ligados con el energético, deben contemplarse otros objetivos, que se relacionan con la promoción de ciertas actividades industriales o del

desarrollo de algunas regiones deprimidas del territorio nacional, la protección al ambiente, las restricciones que surgen en el balance de pagos, la conservación de energía, la intensificación del uso de los recursos energéticos nacionales, la atenuación del proceso inflacionario y otras metas de la política energética nacional.

Estos mecanismos deben ser mancomunados con otras acciones públicas dentro y fuera del sector, ya que el mecanismo de precios no tiene la fuerza suficiente para hacerlas por sí mismo. Las mismas requieren tratamientos en otros sectores y medidas en el ámbito regional.

### **2.6.1 Promoción sectorial y regional**

La promoción del objetivo de la asignación eficiente de los recursos, dentro de la concepción ortodoxa, supone una neutralidad de precios y tarifaria respecto de los distintos tipos de consumidores y producción desde el punto de vista sectorial y territorial. Este supuesto de imparcialidad, se considera en la actualidad no adecuado.

Concretamente en Costa Rica, tenemos dos casos relacionados con lo anteriormente dicho. Con referencia al sector de hidrocarburos, los productos tienen los mismos precios para los usuarios en la misma cadena de distribución, por lo cual los consumidores urbanos subsidian a los de las regiones alejadas en el territorio nacional. El cumplimiento de este objetivo se observa con la existencia de planteles de distribución de RECOPE, actuales y futuros, en diferentes sitios del país e interconectados por un poliducto. Esta iniciativa es posible porque aquélla tiene en operación que le permita llevar el producto a granel a bajo costo.

El otro ejemplo, que tiene características sectoriales y regionales, se da en el sector de electricidad. Así, las empresas industriales que realizan inversiones nuevas iguales o superiores a US\$2,0 millones, en áreas de bajo desarrollo del país, identificadas por MIDEPLAN, pueden disfrutar de las tarifas de media tensión para comprar su electricidad para el desarrollo de sus actividades.

El objetivo de esa política es incrementar el uso de la corriente eléctrica en las regiones deprimidas económica y socialmente, y mejorar su bienestar, a través de la obtención de más y mejores fuentes de empleo y el consumo colateral de fuentes de mejor calidad por los sectores de más bajos ingresos.

Pero la energía no puede resolver las situaciones económicas y sociales por sí misma, descansando el cometido exclusivamente sobre su sistema de precios, dado que sería una pesada carga para los sectores de mayor consumo. En este caso es necesario buscar la solución, recurriendo a otras instituciones públicas para coordinar actividades y enfrentar la situación de una manera integral, aunque el sistema energético no perciba el total agradecimiento por parte del sistema.

Paralelo a brindar precios de la energía más cómodos para las regiones de menor desarrollo, debe de brindárseles otras oportunidades colaterales, para que haya una verdadera percepción de mayor bienestar de la población meta.

En este sentido, la Dirección Sectorial de Energía, debería en mayor grado armonizar sus planes de trabajo, con otras entidades del sector público, especialmente en materia sectorial y regional, para que su presencia en las comunidades sea realmente sentida y contribuya de manera efectiva a mejorar las condiciones de vida de la población. Esto es importante porque la participación energética, en la mayoría de los procesos productivos y sociales es baja.

En este sentido, es importante seguir en mayor grado las pautas trazados por el Plan Nacional de Desarrollo, aumentando la sincronización con distintas actividades de las diferentes instituciones que participan en el mejoramiento de las condiciones socio-económicas de las zonas marginales.

### **2.6.2 Balanza de pagos**

Los precios internos de la energía pueden tener un efecto contradictorio sobre el balance comercial y la generación de divisas. Así, un incremento de los precios de la energía importada tiende a producir un ahorro relativo en función de la demanda de las fuentes, la cual es reducida por la inelasticidad precio de la energía, que termina con aumentos en el valor de las importaciones cuando se incrementan los valores unitarios de las mismas.

Pero por otra parte, el mencionado incremento en los precios internos puede tener un efecto desfavorable vía los costos de producción de las empresas nacionales y exportadoras, usuarias de las fuentes energéticas importadas. Estos últimos efectos pueden ser evitados en la medida de que existan recursos energéticos nacionales que sustituyan a las fuentes importadas y que puedan competir en calidad y precios con las mismas.

Sin embargo, en igualdad de condiciones aquellas actividades energéticas, cuyo saldo en la balanza comercial sea positivo, derivadas de la generación de divisas respecto a la salida de las mismas, manteniendo las otras condiciones iguales, deberían de recibir un mayor apoyo por parte del sector energético, dado que de esta manera se ahorra o genera moneda extranjera, importante para la adquisición de otros bienes y servicios prioritarios para el consumo y producción nacionales.

### **2.6.3 Conservación de energía**

Con relación al objetivo de conservación de energía, entendida como el ahorro de todas las fuentes de energía en los diferentes usos, mediante la aproximación de la energía final consumida a la energía útil, el efecto de la política de precios puede ser

modesto, en la medida que no se vea complementado por otros instrumentos de política energética o económica.

Las exenciones aduaneras sobre el equipo de capital y materias primas y las disminuciones en el impuesto sobre la renta, aunadas a la conservación de energía, son mecanismos muy usados para incentivar la producción y la administración del consumo de ciertas fuentes energéticas.

Por otro lado, más allá de cierto margen, la conservación de energía supone la modificación de las pautas de consumo o la sustitución de equipos usuarios de la energía y, por tanto requieren de inversiones, por parte de los consumidores las que a menudo incluyen equipamiento importado.

En consecuencia, el objetivo de conservación, en esos casos, supone la realización de auditorías que permitan apreciar la magnitud de los beneficios de dichas inversiones y analizar la conveniencia de fomentar el uso de equipos de iluminación eficiente, equipos que usan fuentes renovables de energía (solar, eólica, microhidro, entre otras), en adición a la política de precios, para promover el objetivo de ahorro y conservación de la energía.

Una corrección en los precios relativos, basada en la escasez de los productos energéticos y en la conservación del ambiente, tendría como resultado una mejor señal de costo a los consumidores y obtener de esta manera, una mayor eficiencia en el consumo y en la producción de las fuentes, la cual sería reforzada con otras medidas alternas tanto en el campo de la energía como en otros sectores.

Es importante disponer de recursos económicos para financiar las actividades de ahorro y conservación de energía, promoviendo la formulación y evaluación de proyectos por parte de la DSE, para pasar de las recomendaciones a hacer realidad estas iniciativas.

La Banca de Desarrollo que está por implementarse en el país, constituye una buena opción al inicio, lo cual se convertiría en los primeros pasos, para hacer experiencia, motivar a los usuarios del crédito y a aspirar por líneas de crédito permanentes en el Sistema Bancario Nacional.

#### **2.6.4 Promoción del uso de los recursos nacionales**

Incentivar el uso de los recursos energéticos nacionales, además de disminuir las dificultades en las cuentas externas de la balanza de pagos, puede estar relacionada con los objetivos de promover el desarrollo de técnicas y procesos de producción autóctonos, tendientes a sustituir el uso de los recursos energéticos agotables, por el empleo de recursos renovables y/o disminuir el grado de dependencia externa en materia de abastecimiento.

Sobre el particular, el rol de los precios de la energía es aún más modesto que en el caso de la conservación de energía, ya que aquí se trata de montos de inversión mucho más importantes y de la promoción de actividades relacionadas con el desarrollo de nuevas fuentes, al mismo tiempo que la modificación de equipos de utilización en el consumo.

Sin embargo, cuando se plantea de manera complementaria o coherente con otras medidas de política energética (investigación y desarrollo, política de inversiones, políticas de subsidios sobre equipos y medidas administrativas), la política de precios puede cumplir dos importantes funciones: permitir el aumento de los precios de las fuentes que se pretende sustituir, además de transmitir las señales tendientes a inducir progresivamente esa situación.

Finalmente, este objetivo debe ser complementado con lo sugerido en el apartado anterior, debe de buscarse financiamiento, sin subsidios, para implementar programas y proyectos que hayan sido formulados y evaluados por la DSE o por otras instituciones públicas.

### **III. ASPECTOS SOCIALES DE LA ECONOMÍA COSTARRICENSE**

Un comentario aparte merece la temática sobre la interrelación entre los aspectos económicos y sociales en el país, especialmente antes y después de las reformas económicas de fines de los ochenta y noventas, en el cual se redujo la participación de Estado tanto la producción como en la regulación de actividades.

Este tema tiene por objeto empatar el mejoramiento en el uso de subsidios en la energía entre los sectores sociales de más bajos ingresos, como una forma de buscar opciones que permitan una mejor asignación de los mismos, y de esta manera, lograr en mayor medida el principio de equidad en la política de precios de la energía, acogiéndonos a la solidaridad y a la potencialidad de los costarricenses.

A lo largo de su historia, y en particular a partir de la década de los cuarenta, la política social en Costa Rica ha jugado un papel protagónico en el mejoramiento de la calidad de vida de la población nacional, garantizando tanto niveles relativamente altos en áreas vitales como: la educación, la salud y el saneamiento, la vivienda, el acceso a diversos servicios como el transporte, la energía y las comunicaciones; así como el nivel de empleo y salarios que, en términos regionales, han sido también relativamente altos.

Se puede decir que las crisis, y los procesos de estabilización y ajuste estructural, cuyo costo social experimentaron tantos países de América Latina en la forma masiva de desempleo, caídas dramáticas de ingresos, aumentos significativos en la cantidad y el porcentaje de familias empobrecidas y el recorte drástico del gasto social se dio en forma diferente en nuestro país.

Por otro lado, ha quedado claro que la sostenibilidad del desarrollo descansa en la integración de sus cuatro dimensiones: política, económica, social y ambiental. La implementación de la primera se ha dado a partir de la participación del pueblo en la elección de sus gobernantes en forma democrática.

Ahora bien, mediante la interacción de la segunda dimensión con la tercera, la política económica se convirtió en un aliado fundamental de la política social, centrando en la alta productividad, como la base de una política sostenible de salarios crecientes, o en ocasiones coyunturales, cercanos al crecimiento del costo de la vida, que permitieron reducir la pobreza.

### **3. 1 La equidad e integración social**

El concepto de equidad en un sentido general remite a la igualdad de oportunidades de las personas para el logro de su bienestar, mientras la integración alude a la participación de las personas de ese bienestar, sin exclusiones por motivos de ubicación geográfica, sexo, edad, origen étnico, creencias o condición económica (Programa de Estado de la Nación, 2007).

Desde este punto de vista, interesa contribuir efectivamente a mejorar el acceso y la disminución del peso presupuestario de los estratos más pobres de la población, mediante una mejor repartición y focalización de la canasta de subsidios generadas por la oferta y el consumo de servicios energéticos, pese a que los mismos no tienen un peso grande en los presupuestos de las familias y en las actividades económicas.

Por supuesto, que la energía sólo puede contribuir con una pequeña proporción en esa línea, pero sí es importante desde la perspectiva cualitativa y social, potenciar y efectivizar un mayor consumo de fuentes energéticas de mayor calidad para los grupos de menores ingresos.

Desde el ámbito del consumo de energía interesa analizar la participación en los gastos de los costarricenses, especialmente en los estratos pobres y de pobreza extrema, del gasto energético en el total de ingresos de las familias, tratando de disminuir esa erogación relativa y procurar un acceso gradual de estos grupos de población más desprotegidos a las fuentes más modernas de energía, tomando en consideración la disponibilidad de sus fuentes energéticas, su localización espacial y un grado de participación mayor de dichos grupos.

Para iniciar este análisis y la propuesta de soluciones, se considera la Encuesta de Ingresos y Gastos de 2004 del INEC, que aporta información muy importante en estos temas, enfocados según zona en urbano y rural, como una manera de caracterizar en forma global tanto las percepciones de ingresos como de gastos corrientes de los principales grupos de población del país, en un afán de cuantificar la verdadera participación de la energía en los presupuestos familiares.

### 3.2 Niveles de ingreso de los hogares

A partir de este momento y en lo que concierne al análisis de los ingresos y los gastos del 2004, se avanzará prácticamente al “pie de la letra” con lo consignado en el documento Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares de 2004 del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), dado que su presentación y el desarrollo de los temas se adecúan en su mayor parte a las necesidades de este apartado.

El ingreso del hogar puede ser en dinero o en especie (bienes y servicios) y provenir de diversas fuentes como: del trabajo, ya sea asalariado o independiente; alquiler de activos; transferencias como son las ayudas regulares o las pensiones alimenticias, pensiones por jubilación; valor locativo por uso de la vivienda propia; u otras fuentes esporádicas como juegos de azar y herencias (INEC, Encuesta de ingresos y gastos, 2004).

La Encuesta de Ingresos y Gastos de 2004 del INEC define entre las diferentes opciones posibles, un ingreso corriente de los hogares sin valor locativo (sin tomar en cuenta la renta por habitar vivienda propia), definido por los siguientes rubros: ingreso por trabajo asalariado e independiente, transferencias en dinero (pensiones, becas, ayudas del Estado y otros hogares, otras transferencias), alquileres y rentas de la propiedad y otros ingresos (producción propia e ingresos de otros trabajos anteriores).

Por lo tanto, el ingreso corriente del hogar sin valor locativo: se refiere al ingreso percibido con cierta regularidad en un periodo determinado, por lo cual, no incluye los ingresos momentáneos u ocasionales, ni tampoco como ya se ha dicho la renta por habitar casa propia. En lo sucesivo, ésta será la definición de ingreso que seguirá manejando en adelante.

Antes de continuar se debe justificar por qué usar el ingreso corriente y no el total, de la misma manera que más adelante se emplea para análisis sólo el gasto corriente. La razón es que, normalmente la mayoría de las familias costarricenses de escasos recursos no pasan más allá de estos dos conceptos de ingreso y gasto.

Por ejemplo, la mayoría de esos habitantes no disponen de grandes sumas de ahorro, es más probable que estas personas están más interesadas, en su consumo básico más que en el ahorro, por lo menos se considera que esas cantidades de dinero no son importantes.

Finalmente tanto los ingresos y los gastos no corrientes, están más relacionados entre sí. Se tendría una hipótesis que no se probará en esta investigación, que los ingresos y los gastos no corrientes además de estar relacionados entre sí hasta cierto nivel de ingreso, esa correlación es creciente, dado que los estratos de ingresos superiores han podido superar los niveles de gastos normales y pueden

dedicar más cantidades al ahorro, a la adquisición de acciones, depósitos a plazo o por lo menos están más potencializados para tal cosa.

Por estas razones se estima que es mejor considerar sólo los gastos y los ingresos corrientes de las familias, para tener una mayor homologación en el caso de la percepción de ingresos y pretendiendo que esta definición es la que mejor explica el gasto corriente de las familias del país.

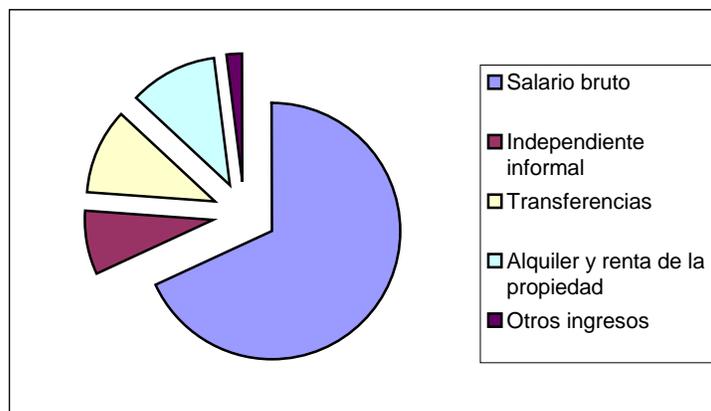
El ingreso corriente mensual monetario y no monetario sin valor locativo que en total recibieron todos los hogares costarricenses fue de ¢405 871 millones en el 2004, siendo el ingreso promedio del hogar de ¢352 140 para el total del país, ¢423 000 colones en la zona urbana y ¢236 083 en la rural. Es decir, la zona urbana obtuvo 1,8 más ingresos que la segunda.

**Cuadro No. 1**  
**Costa Rica: Total de Ingreso Corriente Monetario, No Monetario**  
**y no Locativo de los Hogares y Transferencias**  
**(Millones de Colones y Porcentajes)**  
**2004**

Ingreso total	405 871	100,00
Salario bruto	275 755	67,94
Independiente informal	32 810	8,08
Transferencias	44 371	10,93
Alquiler y renta de la propiedad	44 484	10,96
Otros ingresos	8 451	2,08

Fuente: INEC.

**Gráfico No. 1**  
**Costa Rica: Distribución relativa del ingreso**  
**corriente del hogar no locativo**



Del total del ingreso corriente un 68% proviene del empleo asalariado y 8% del independiente. Del resto del ingreso corriente, el 11% correspondió a los ingresos por alquiler y renta de la propiedad, el 11% producto de transferencias en dinero y otros ingresos representaron el 2%.

El 74,60% del ingreso corriente total lo recibieron los hogares de la zona urbana y el 25,40% los de la zona rural. Por otro lado, el ingreso no monetario, es decir, el valor de los bienes y servicios no monetarios recibidos en pago por trabajo o por producción propia (autoconsumo y autosuministro) tiene mayor importancia en la zona rural donde representa 5,3% del total de ingresos, mientras que para la zona urbana es de 2,2%.

**Cuadro No. 2**  
**Costa Rica: Total de Hogares, Población e Ingreso del Hogar por Zona Ingreso en Colones 2004**

Indicadores	Total País	Zona Urbana	Zona Rural
Hogares (Total y porcentaje)	1 152 588	62,1	37,9
Personas (Total y porcentaje)	4 267 262	60,7	39,3
Ingreso medio mensual, ¢	352 140	423 000	236 083,0
Ingreso per cápita	95 113	116 879	61 503,0
% Ingreso no monetario	3,0	2,2	5,3
Distribución del ingreso (%)	100,0	74,6	25,4
Coefficiente de Gini	0,4567	0,4343	0,4

Fuente: INEC.

El ingreso per cápita del país fue de ¢95 113 en el 2004. El ingreso de la zona urbana per cápita ascendió a ¢116 879, mientras que en la zona rural fue de ¢61 503, es decir el de la zona urbana fue 1,9 veces el de la zona rural. El grado de distribución en la zona urbana y rural es similar, dado que sus respectivos coeficientes de Gini son similares.

### 3.3 Distribución del ingreso

El ingreso per cápita, se ordena de menor a mayor, en grupos de igual tamaño, denominados quintiles. Se nota que al quintil cinco, es decir el del 20% de la población con mayores entradas de dinero en efectivo o en especie, percibió el 52% del ingreso corriente; mientras que el 20% de los hogares de ingresos más bajos apenas le correspondió el 4,6%. Estos indicadores dan una idea clara de la importancia de revertir un poco, de alguna forma, esa situación, mediante una mejor redistribución de dicho ingreso. Esa redistribución debería de considerar también, en menor proporción, a los quintiles tercero y cuarto.

Al comparar el ingreso promedio del quintil cinco ( ¢920 132) con el quintil uno ( ¢80 109), el primero resulta 11 veces más alto que el segundo. En términos del ingreso per cápita la diferencia en la distribución de ingreso es más alta. Para el último quintil dicho indicador es de ¢317 562 y el del primero es de ¢18 267, es decir el quintil quinto tiene 17 veces más ingreso que el del quintil uno.

La desigualdad en la distribución de ingreso, aumenta cuando se considera el ingreso per cápita, debido a que el número de personas que componen los hogares difiere de acuerdo al nivel de ingreso, así por ejemplo, en el quintil cinco el número promedio de personas por hogar fue 2,9 y en el quintil uno 4,3.

En resumen, el 20% de los hogares del quintil cinco con sólo el 16% de la población poseyó el 52,2% del ingreso del país, mientras que el 80% de los hogares, el 84% de la población, obtuvieron el 47,8% restante.

**Cuadro No. 3**  
**Costa Rica: Distribución relativa del ingreso del hogar**  
**por quintil de ingreso per cápita, 2004 Porcentajes**

	Total país	Zona Urbana	Zona Rural
Quintil 5	52,2	50,2	50,6
Quintil 4	20,5	21,4	20,4
Quintil 3	13,7	13,9	14,2
Quintil 2	9,0	9,5	9,9
Quintil 1	4,6	5,0	4,9

Fuente: INEC

El ordenamiento de los hogares por quintil de ingreso corriente permite observar diferencias importantes en las características educativas, tamaño del hogar, número de perceptores, número de ocupados, diferencias en la importancia de las fuentes de ingreso, entre otras, las cuales se observan en el Cuadro No. 4.

1. En cuanto a la educación, los años de escolaridad de las personas en el quintil 1 fue de 5,2 años, mientras que en el quintil cinco ascendió a 12,1.
2. El número de ocupados por hogar del quintil quinto fue 1,6, mientras que el del primero reportó 1,1 personas ocupadas. Por su parte, la tasa de desempleo de los menores ingresos fue de 12,4%, mientras que en el último quintil fue menor e igual a 2,3%.
3. El ingreso promedio del hogar con jefatura masculina en el primer quintil fue doce veces menor que en el quintil cinco, mientras que en caso de la jefatura femenina dicho ingreso promedio del hogar del quintil uno fue 9,2 veces menor que en el último quintil.

4. La principal fuente de ingreso de los hogares lo constituye el trabajo, el cual en todos los quintiles fue mayor al 70%.

5. Para todos los quintiles, a excepción del quinto, las transferencias recibidas en dinero fueron la segunda fuente más importante de ingresos. En el quinto quintil el segundo lugar lo constituyeron los ingresos por alquileres y la renta de la propiedad.

**Cuadro No. 4**  
**Costa Rica: Características e ingreso de los hogares y de la población**  
**por quintil de ingreso per cápita del hogar, 2004**  
**(Colones y porcentajes)**

Indicadores	Total	Quintiles de ingreso				
		1	2	3	4	5
Hogares	1 152 588	230 732	230 421	230 930	230 148	230 357
Población	4 267 262	1 011 839	931 595	872 855	783 517	667 456
Ingreso promedio del hogar	352 140	80 109	158 021	241 024	362 195	920 132
Ingreso per cápita	95 113	18 267	39 085	63 767	106 390	317 562
% del ingreso total no monetario	2,9	5,7	5,1	4,3	3,5	1,8
Escolaridad media 15 años y más	7,8	5,2	6,3	7,1	8,6	12,1
Media de personas por hogar	3,7	4,5	4,0	3,8	3,4	2,9
Media de perceptores por hogar	2,1	2,0	2,0	2,2	2,1	2
Ocupados por hogar	1,5	1,1	1,4	1,7	1,7	1,6
Ingreso jefatura masculina	382 917	85 177	164 139	251 840	380 287	1 023 039
Porcentaje de jefes	73,9	70,4	75,0	74,9	74,9	74,1
Ingreso jefatura femenina	265 165	68 025	139 672	208 809	308 294	625 158
Porcentaje de jefas	26,1	29,5	25,0	25,1	25,1	25,9
Tasa de desempleo, %	6,4	12,4	7,8	6,6	4,6	2,3

Fuente: INEC

Nótese la disparidad existente entre los distintos indicadores de los diferentes quintiles, los cuales sólo contemplan la casi igualdad en el número de familias, muchas de las disparidades mostradas son el resultado de las diferencias de oportunidades que tienen los diferentes grupos de población.

### 3.4 Gasto de los hogares

El gasto corriente se refiere al valor de los bienes y servicios adquiridos en el mercado o recibidos por los hogares para satisfacer las necesidades y deseos de sus miembros.

En su mayoría los ingresos corrientes del hogar se destinan a gastos de consumo y no de consumo, los cuales forman el gasto corriente. También las familias realizan

otros tipos de gastos como la compra de vivienda o terreno, pago de deudas, entre otros que se denominan transacciones financieras y de capital y que no forman parte del gasto corriente pero afectan el patrimonio del hogar. Se definieron en la Encuesta de Ingresos y Gastos 2004, las siguientes categorías de gasto:

1. Gasto total del hogar: contempla el gasto corriente, las transacciones financieras y de capital y el valor locativo de las viviendas.
2. Gasto corriente del hogar sin valor locativo: Está compuesto por el valor de los bienes y servicios adquiridos para la satisfacción de necesidades y por los desembolsos hechos en forma de transferencias al Estado (contribuciones obligatorias al régimen de seguridad social, pago de impuestos, regalos en dinero a otros hogares e instituciones, pago a asociaciones sindicales, colegios profesionales, entre otros).
3. Gasto de consumo: Están relacionados con los bienes y servicios usados para la satisfacción de necesidades (alimentos y bebidas, prendas de vestir y calzado, alquiler de vivienda, agua, electricidad, gas, muebles y artículos para el hogar, salud, transporte, comunicaciones, recreación y cultura, educación, restaurantes y hoteles, bienes y servicios diversos).
4. Los gastos de no consumo comprenden: pago de impuestos, regalos en dinero dado a otros hogares o instituciones, donaciones, pago de cuotas sindicales, colegio de profesionales, pago de pensión voluntaria, seguro voluntario, transferencias (pensiones alimenticias).
5. Los gastos de consumo más los gastos de no consumo conforman los gastos corrientes de los hogares.

Los gastos corrientes sin valor locativo se distribuyen en función de varios factores como son: el tamaño y la composición del hogar, las necesidades y gustos de las personas, las costumbres, la ubicación geográfica y el nivel de ingreso.

### **3.5 Gasto corriente sin valor locativo**

El Cuadro No. 5 presenta un desglose de lo que fueron los principales gastos corrientes de los hogares en el 2004. Se aprecia que el gasto corriente ascendió a ¢343 472; mientras que el gasto en consumo familiar fue de ¢280 528, siendo la alimentación y bebidas y transporte los rubros más importantes, los que ascendieron a ¢61 398 y ¢41 486, respectivamente. Ambos rubros representaron un 31,81 de los gastos totales.

El gasto en electricidad y otras fuentes energéticas para uso familiar se encuentra localizado en esta definición de gasto, concretamente en el rubro de vivienda alquilada y servicios. Este último rubro representa un 9,18% de dicho gasto corriente, por lo cual el destino a la energía es un porcentaje menor a este último.

**Cuadro No. 5**  
**Costa Rica: Gasto corriente de los hogares**  
**sin valor locativo, 2004**  
**(Millones de colones y porcentajes)**

Partida	Gasto total	Porcentaje
Gasto corriente de los hogares	323 472	100,00
Gasto de consumo del hogar	280 528	86,72
Alimentación y bebidas	61 398	18,98
Vestido y calzado	19 346	5,98
Vivienda alquilada y servicios	29 704	9,18
Muebles y accesorios del hogar	25 063	7,75
Salud	13 175	4,07
Transporte	41 486	12,83
Comunicaciones	13 122	4,06
Recreación y cultura	22 084	6,83
Educación	9 966	3,08
Alimentos y bebidas fuera del hogar	24 485	7,57
Bienes y servicios diversos	20 699	6,40
Gastos no de consumo	42 944	13,28
Contribuciones sociales	18 742	5,79
Impuestos	7 100	2,19
Transferencias en dinero	15 060	4,66
Otros gastos no de consumo	2 042	0,63

Fuente: INEC

Concretamente en el rubro de vivienda alquilada y servicio se encuentran las siguientes partidas de gasto: alquiler de la vivienda; electricidad, gas y otros combustibles (instalación de medidor de electricidad, suministro de electricidad, gas de cocina, canfín, carbón y leña); otros servicios relacionados con la vivienda; suministro de agua y alcantarillado y servicios municipales (recolección y tratamiento de basura, alcantarillas y parques municipales), la cual en su totalidad representa un 9,18% del ingreso corriente.

### **3.6 Gasto energético residencial**

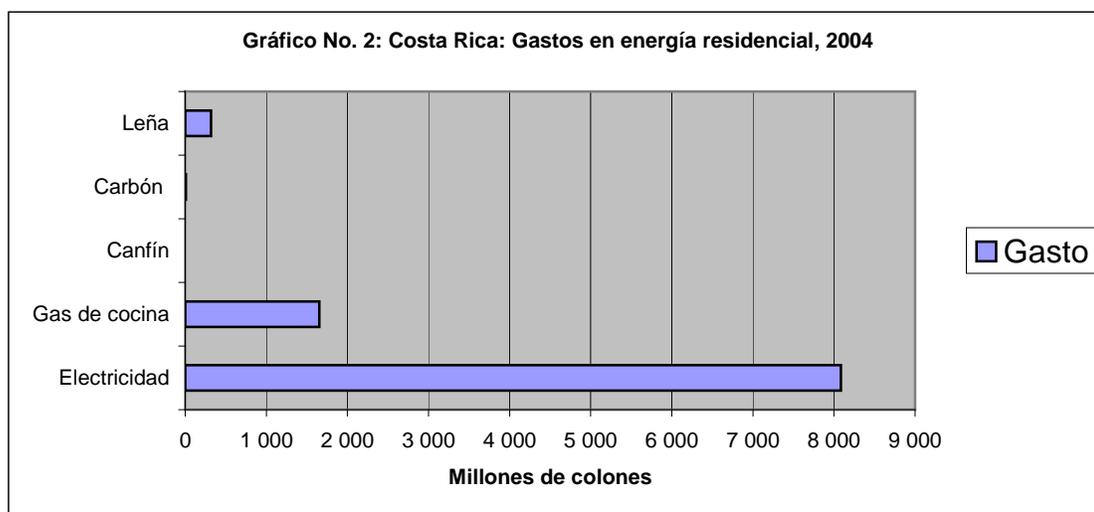
El Cuadro No. 6 muestra las partidas específicas de gastos de energía de las familias costarricenses, de acuerdo a la Encuesta de Ingresos y Gastos del 2004. El total de dicho gasto fue de ₡10 065 y está compuesto por la electricidad, gas de cocina, canfín, carbón y leña. Los montos correspondientes al carbón y al canfín son casi despreciables, representando casi el 0,00% y el 0,06% de los gastos de energía en el sector residencial.

**Cuadro No. 6**  
**Costa Rica: Gastos de energía de las familias 2004 (Millones de colones)**

Rubro	Gasto	Porcentaje
Electricidad	8 086,05	80,34
Gas de cocina	1 652,65	16,42
Canfín	0,20	0,00
Carbón	6,40	0,06
Leña	319,95	3,18
Total	10 065,25	100,00

Fuente: INEC

De dicho cuadro se observa que la mayor fuente energética residencial es la electricidad. El gasto de la misma ascendió a  $\text{C}\$8\,086,05$  en el 2004 y representó poco más de un 80% de los gastos en energía de las viviendas, a pesar de que éstos últimos sólo forman parte de un 2,86% del total de ingreso familiar.



Pero como la representación del gasto en electricidad es tan marcada, esta es la razón fundamental por la que en el análisis de las tarifas eléctricas se le otorga tanta importancia a la misma, a pesar de que su participación en el ingreso es relativamente pequeña.

La proporción del gasto anual de energía en las viviendas costarricenses con relación al promedio del ingreso fue de 2,86% en el 2004. Por supuesto que esta proporción del ingreso decrece conforme se desplaza de los estratos bajos ingresos a niveles más altos, porque los gastos energéticos constituyen en su mayor parte bienes y servicios que corresponden a consumo básico, los cuales

descienden cuando aumenta el ingreso, por lo que constituyen los llamados servicios inferiores.

**Cuadro No.7**  
**Costa Rica: % del gasto en energía**  
**de las familias por quintiles de ingreso,**  
**2004 (Millones de colones y porcentajes)**

	Total	Quintiles de ingresos				
		1	2	3	4	5
Ingreso medio del hogar	352 140	80 109	158 021	241 024	362 195	920 132
Gasto en energía	10 065	1 435	1745	1965	2 175	2745
% gastos en energía	2,86	1,79	1,10	0,82	0,60	0,29

Fuente: INEC

Esta proporción tan baja de la energía respecto al ingreso, inmediatamente se deduce que disminuciones en el gasto de la misma no se traduce en porcentajes significativos del mismo. Además, la única fuente que escapa un poco de esa situación es el consumo de electricidad.

### 3.7 Desigualdad y pobreza

Una de las definiciones de pobreza se obtiene comparando los ingresos de los hogares con el costo de la canasta básica de alimentos, más un monto adicional para cubrir otras necesidades como vivienda, educación y salud, entre otros. A este costo se le llama “línea de pobreza”.

En julio de 2008, el costo mensual de dicha canasta fue de ¢67 046 para la zona urbana. Así, una familia de 4 personas, por ejemplo, 2 adultos y 2 niños, de esta zona, que en conjunto reciben ¢240 000 al mes, tiene un ingreso promedio por persona de ¢60 000 y por lo tanto, es pobre. En extrema pobreza están aquellas familias que ni siquiera les alcanzan los ingresos para adquirir los alimentos básicos.

Expresa el Informe del Estado de la Nación de 2006 que reducir la pobreza y la desigualdad es un asunto crucial para el desarrollo humano, por cuanto ambas situaciones privan a las personas de la posibilidad de desarrollar sus capacidades, al excluirlas de la vida social e impedirles participar en la comunidad y acceder a las libertades fundamentales de acción y de decisión, al mismo tiempo que interfieren en lo que la gente está en condiciones de ser o hacer, al limitar al acceso a las oportunidades.

Entre los años 1988 y 2004 aumentó la desigualdad en la distribución del ingreso laboral, de acuerdo a las encuestas de ingresos y gastos (ENIG). En este sentido, el

primer hallazgo es que los ingresos asociados a los estratos de población más altos fueron los que más aumentaron. Para cada año, la educación ( que explica el 17% de la desigualdad en 1988 y el 19% en 2004), y las horas trabajadas (que explican el 7% de la desigualdad en 1988 y el 19% en 2004), se tornan en los principales factores que actúan como determinantes del aumento observado en la desigualdad. Otro factor importante que se constituye en fuente en la desigualdad de ingresos es el cambio experimentado respecto al sexo del trabajador. Esto debido a que aumentó la proporción de mujeres trabajadoras, quienes ganan menos que los hombres, y además la brecha salarial existente entre ambos, a favor de los últimos, no mostró un cambio significativo entre 1988 y 2004.

Adicionalmente, disminuyó la proporción de los trabajadores con jornadas completas, perjudicando en mayor grado a las mujeres, dado que es más probable, que especialmente las jefas de hogar quienes trabajan en actividades en pequeña escala y probablemente con más informalidad, laboren más jornadas parciales que aquéllos.

### **3.8 Mejoría desigual en el bienestar de los costarricenses**

Entre los años 1984-2004, años en que se practicaron las encuestas de ingresos y gastos (ENIG), se dio una mejora de Pareto en el estándar de vida de todas las personas, cuando se utiliza el gasto como medida de bienestar. Sin embargo, esa mejoría no se distribuyó de la misma forma. En términos relativos ganaron menos las personas y las familias ubicadas en el rango medio de distribución (Zúñiga, 2007).

Este resultado no es sorprendente dado que en los últimos años la clase media y la media baja han visto ajustar en mucho sus tarifas y precios de los bienes que consumen, especialmente los servicios públicos, sin percibir aumentos importantes reales compensatorios en sus ingresos. Esto ha ocurrido principalmente por los ajustes de precios de los servicios y bienes públicos, tales como la electricidad, el agua, las comunicaciones, entre otros, que inciden más en los consumidores de ingresos medios que los bajos.

La desigualdad en el 2004, que es un término relativo, es menor cuando se estima en función del consumo que cuando se calcula por el lado de los ingresos, dado que no se están considerando los niveles de ahorro de los distintos grupos de población, por cuanto se estima que los preceptores de mayores ingresos son los que dedican más cantidades al ahorro.

Además, en dicho año el bienestar de las familias en las zonas rurales era considerablemente menor que los que residían en las zonas urbanas, lo cual viene acotando en términos de territorialidad los focos de población a los cuales debería dárseles prioridad en cuanto a una reasignación de las ayudas por medio de una mayor solidaridad en el consumo de la energía.

Por otro lado, la desigualdad medida por el consumo es mayor entre las familias de la zona urbana que en las de la zona rural. Esta conclusión no se puede sostener con certeza si se utiliza el ingreso como medida de bienestar. En la explicación de esa diferencia destaca la incidencia de los menores niveles de educación en las rurales y en que son grupos con menor ingreso y estándar de vida. Esto tiene importancia especialmente para las barriadas marginales de las zonas urbanas en las cuales puede haber inclusive más pobreza que en las zonas rurales, dado que disponen de menos bienes en especie.

Otro determinante de la pobreza es el tamaño de las familias de bajos ingresos, particularmente en las zonas rurales, las mayores tasas de dependencia se presentan entre los grupos de bajos ingresos, así como la mayor presencia de las jefas de hogar entre los hogares urbanos.

Lo anotado en los párrafos anteriores va generando prioridades entre los distintos estratos y zonas de población. En cierta forma la focalización de los subsidios debería estar en determinados grupos de población en el campo. Además, las comunidades rurales normalmente están desprovistas de una importante atención por parte de servicios públicos y privados que si disfrutan los habitantes de las zonas urbanas, amén de que la diversidad de los mismos es comparativamente menor. Otra prioridad debería estar en las poblaciones menos favorecidas económicamente de las zonas urbanas.

Durante años el Estado costarricense ha desarrollado esfuerzos dispersos para combatir la pobreza al punto que cada gobierno de turno implementa un nuevo plan sin dar continuidad ni seguimiento al anterior. En 1987, aproximadamente una tercera parte de los hogares con ingresos conocidos se encontraban en situación de pobreza mientras que hacia 2006, una quinta parte del total de hogares se encontraba en un nivel de necesidades básicas insatisfechas, según datos que se extraen de la Encuesta de Hogares del INEC.

Mecanismos que contribuyan a una mejora en el nivel y la redistribución de gastos energéticos entre los diferentes grupos de población, podría impulsar la demanda de determinados bienes y servicios, impactando la calidad de vida de la población de bajos ingresos, generando un cambio en los patrones de consumo hacia fuentes energéticas más modernas.

Seguidamente se apunta como que la reducción de la pobreza como tal se estancó desde 1994. En 1987, la pobreza total alcanzaba al 28,4% de la población, sin embargo, al llegar un estimado de un 20% de la población en 1994 se ha mantenido dentro del rango 18,5% - 21,7% a lo largo del período 1995-2006.

Finalmente en el año 2007, alcanzó un porcentaje de 16,7%. Obviamente, como la situación económica del 2008 se ha agravado a nivel nacional, especialmente por el incremento en los precios del petróleo y de los alimentos, es de esperar un repunte de la misma en este último año.

Al corte a julio del 2008, el INEC ha reportado que el porcentaje de familias pobres es de 17,7%, por lo cual el mismo aumentó un 1% con relación al mismo corte al 2007. Dicha institución agrega además, que el cambio es relativamente pequeño de un año al otro, por el beneficio logrado en los dos años anteriores, que requiere un tiempo para desvanecerse, a las ayudas estatales a la población pobre por medio de subsidios del IMAS, las becas de educación, como las del programa Avancemos y las pensiones del régimen no contributivo, las cuales hacen que el 28% de los ingresos del 10% de los hogares más pobres provengan de transferencias estatales.

El otro factor que explica el poco aumento en el porcentaje de población pobre, es que la última medición hecha no contempla el segundo semestre del 2008, período en el cual la situación económica se agravó.

Este probable incremento de la pobreza en el 2008 todavía no cuantificado para todo el período, pone una luz de alerta en la necesidad de crear mecanismos paralelos que permitan una mejor reasignación de las ayudas especialmente a la población pobre.

### **3.9 Desigualdad regional**

Desde el punto de vista territorial “La Pobreza no extrema” es de alrededor del 15,9% a lo largo del período 1988–2007, con un máximo en la región Brunca (23,2%) y el mínimo en la región Central (13,5%). El punto más alto se ubicó en 1991 con 20,2% y el más bajo en 2007 con 13,4%.

El nivel de indigencia (pobreza extrema) rondó por su parte el 6,9% pero con mayores desequilibrios a nivel interno. Por ejemplo, las regiones Brunca y Chorotega alcanzaron niveles no acordes con el nivel de desarrollo humano del país (14,9%), en tanto, la región Central el 4,5%, similar a los países en vías de transición más adelantados. En 1991 a nivel del país el porcentaje de población indigente alcanzó el 11,7% mientras que también en el 2003 bajó a 5,1%. Por lo tanto, la pobreza total en promedio ha ascendido casi a 22,8% (Martínez, 2008 ).

Las diferencias interregionales de la pobreza más bien crecieron entre 1988 y 2000, es decir, que las políticas gubernamentales o el mismo patrón de crecimiento redujeron la pobreza más rápidamente en las zonas urbanas como la región Central.

Por último, se corrobora la aparente concentración de ingresos en las clases más pudientes, por ejemplo, una persona que se ubicaba en el Quintil 5 tenía 13,5 veces más ingreso que uno del Quintil 1 en el 2000, incrementándose a 14,3 veces en 2006. Por regiones, esta relación aumentó en la Central (11,5 a 13,3 veces) y la Chorotega (16,9 a 18,1 veces), mientras se redujo en la Pacífico Central (12,8 a 10,5 veces), Brunca (14,9 a 14,7 veces), Huétar Atlántica (9,9 a 9,2 veces) y finalmente, la Norte (13,9 a 7,5 veces) (Martínez, 2008).

En Encuesta de Consumo Energético Nacional en el Sector Residencial de Costa Rica del año 2006 (Alvarado y otros, p.94), se indica que en las zonas urbanas los hogares destinan un 3,7% de sus ingresos familiares a la compra de electricidad, dicho porcentaje se incrementa a 4,5% en las zonas rurales.

La intención de este apartado es determinar las desigualdades a nivel de país y región, para tratar de contribuir mediante la redirección de los subsidios en el área energética, especialmente en el sector eléctrico, que tiene la ventaja que se distribuye por fuentes fijas y representa el mayor gasto en las familias, en los combustibles fósiles y por medio un mayor impulso y empleo de las fuentes nuevas y renovables de energía.

### 3.10 Estratos de ingreso

La información de ingresos de que se dispone, se encuentra la Encuesta de Consumo Energético Nacional en el Sector Residencial de Costa Rica del año 2006, y en la misma se define un grupo socioeconómico denominado Popular con niveles de ingreso mensual familiar menor a ¢120 000 y que percibieron el 31,8% de los hogares entrevistados, lo que se observa en el Cuadro No. 8.

**Cuadro No.8**  
**Costa Rica: Ingreso familiar mensual Porcentajes**

Ingreso familiar mensual	100,0
Menos de 120 mil colones	31,8
De 120 mil a menos de 240 mil	38,1
De 240 mil a menos de 400 mil	9,6
De 400 mil a menos de 800 mil	8,4
De 800 mil y más	2,4
No respondieron	9,7

Fuente: DSE. Encuesta de Consumo Energético  
Residencial, 2006

Si existiera una proporción equivalente entre el número de familias y su nivel de ingresos se podría decir que, la participación del primer estrato del Cuadro No. 8, incluye a la población en condición de pobreza, dado que la misma era cercana al 17% del total de la población.

El consumo eléctrico mensual del grupo Popular fue de 193,30 kWh/mes en el 2006, por lo tanto esta vendría ser como la cifra máxima que eventualmente podrían consumir los abonados pobres, por lo cual, escoger los estratos de consumo residencial de 0 a 50 y de 51 a 100 kWh, se debe estar cubriendo una parte

sustantiva de la población pobre que consume electricidad, y en donde la incidencia de estos dos bloques sobre sus facturas eléctricas puede ser importante.

En la misma encuesta, se encuentra que el grupo socioeconómico popular destina un 7,1% de sus ingresos familiares a la compra de electricidad, dicho porcentaje se reduce a 4,9% en la clase media y a un 1,9% en las clase media alta y alta.

Más adelante y utilizando otras estadísticas sobre la distribución de la población dicha y de los quintiles de ingreso se espera dar más sustento a la hipótesis de que la gran mayoría de los consumidores de entre 0 y 100 kWh/mes son pobres, la ponderación de este bloque en sus facturas eléctricas no es despreciable. Por esa razón es la insistencia en tratar de hacer menos regresivas las tarifas eléctricas, especialmente en el bloque señalado.

### **3.11 Tarifa social en electricidad**

Este apartado trata la conveniencia de crear una tarifa social única para todo el sistema eléctrico que se aplique a las familias que se clasifican como pobres, y especialmente a las personas que están en la condición de pobreza extrema en todo el país y que gastan parte de sus ingresos en esta fuente de energía. En general, la pobreza abarca, aproximadamente el 18% de la población nacional.

Con ese objetivo en mente, se conversó con la Licda. Yamileth Céspedes, jefa del Área de Planeamiento y Desarrollo Institucional del IMAS, con el objeto de dar los primeros pasos para tratar de proponer una iniciativa en la definición de dicha tarifa social, la cual eventualmente podría cubrir también a los pequeños consumidores de electricidad industrial y general.

El IMAS está aportando ayuda económica a una parte de la población en condición de pobreza. En la actualidad están beneficiando a cerca de 18 836 familias de ese estrato en todo el país, y la misma corresponde a las familias que tienen un puntaje de 1 y 2, que son las que el IMAS considera los grupos de población que merecerían un subsidio eléctrico. La atención a este estrato es parcial porque se considera que en el Sistema de Información de Población Objetivo (SIPO), existen alrededor de 144111 familias al presente en esa condición, las cuales constituyen el 11,6% del total de las familias del país en el 2008.

La Licda. Céspedes expresó que todavía hay familias en las categorías 1 y 2 que faltan por registrarse y que podrían formar parte de esa población que se desea subsidiar con la tarifa eléctrica social, mismas que se caracterizan por tener consumos de electricidad relativamente importantes, porque generalmente el equipo de que disponen no es el más eficiente utilizando ese recurso.

Por otro lado se estima que muchas familias beneficiadas por el IMAS, se encuentran “colgadas” a las redes eléctricas, sin pagar cargos por ese consumo. Sin embargo, dicha institución tiene registros en el Sistema de las familias que disponen de luz

eléctrica y de medidor, por lo cual se podría conocer exactamente quienes están pagando la factura eléctrica y que por lo tanto, podrían acogerse a dicha tarifa social.

El establecimiento de una tarifa social permitiría que las personas que generan las pérdidas negras, por estar conectadas a las redes eléctricas sin pagar por el servicio, estarían más de acuerdo en pagar la tarifa social, por ser más baja y que les permitiría eliminar los altibajos en el voltaje, lo que les ocasiona deterioro en los equipos eléctricos y por ende implica constantes erogaciones en reparación de los mismos.

De acuerdo con lo señalado en el párrafo anterior, es de mucho interés para las compañías eléctricas, dado que éstas no están percibiendo nada por esas pérdidas negras y cualquier recurso adicional que puedan tener es ganancia para las mismas.

De esta manera, si la idea tiene alguna oportunidad de ser llevada a etapas de mayor viabilidad, sería importante pedirle al IMAS que suministre un listado con las familias que usan la electricidad legalmente, recurriendo a la disponibilidad de medidor eléctrico y pensando que se cubriera como beneficiarios a todas las familias del puntaje 1 y 2 que disponen del equipo para medir el consumo de electricidad, dejando la puerta abierta para que las familias de la misma condición socioeconómica que aún no se han registrado en el IMAS, pudiesen llegar a ser beneficiarios de esa tarifa social.

Por lo tanto, los pasos a seguir, si se está de acuerdo con la idea, son solicitarle al IMAS los listados mencionados, estimar el número de familias que faltan de registrarse en todo el país, que podrían ser beneficiadas con dicha tarifa y estimar por empresa eléctrica, cuántos abonados de los mismos le corresponderían a cada una de ellas, y cuál sería el impacto económico correspondiente.

De conformidad con la Encuesta de Consumo de Electricidad de la DSE del año 2006, el consumo promedio mensual de electricidad del grupo socioeconómico Popular fue de 193,30 kWh, pero en ese estrato hay familias en pobreza extrema, pobres y algunos de clase media, por lo tanto, se podría pensar en principio que el nivel de consumo máximo para el subsidio no debería ser superior a los 100 kWh/mes, por supuesto focalizando adecuadamente a las familias de todo el sistema eléctrico a los cuales se les podría brindar la tarifa social subsidiada.

Debe quedar muy claro que al presente, esta propuesta está a nivel de idea y que sería necesario llevar a cabo un estudio formal, que delimite con mayor exactitud la población a beneficiar, cuál podría ser el impacto para cada una de las compañías eléctricas, el monto promedio de subsidio para cada hogar y el impacto en sus ingresos y gastos.

Para implementar esta tarifa social en el sector residencial es preciso hacer lo siguiente:

1. Las empresas eléctricas deben estar de acuerdo en establecer una tarifa única para el sector residencial para las familias pobres del IMAS con puntaje 1 y 2 hasta el consumo de 100 kWh/mes.
2. Las familias pobres de puntaje 1 y 2 del IMAS deben solicitar, por medio de esta institución, el ingreso a la tarifa social.

#### **IV. VENTAS ELECTRICAS**

Este apartado tiene como fin determinar los cambios que se han experimentado en las ventas al por mayor, por parte del ICE a las otras empresas eléctricas entre el período 2005 y 2008. También se contempla un análisis de las tarifas de algunas de las empresas distribuidoras de electricidad.

##### **4.1 Tarifas de ventas en bloque**

En este punto se hará un análisis de las prescripciones de tarifas de ARESEP, considerando las tarifas vigentes a las compras en bloque que realiza el ICE a su unidad ICE Distribución, la CNFL, a JASEC y ESPH. Las tarifas de energía y potencia a estas dos últimas empresas son las que también se cargan a las cooperativas de electrificación rural.

Seguidamente se hace una comparación tarifaria para la energía suministrada en bloque, tanto en potencia como energía, por el ICE a las compañías eléctricas que abarcan los períodos setiembre de 2004 y abril del 2008.

En el Cuadro No. 9 se incluye esa comparación, considerando para esos años, la electricidad distribuida tanto en los períodos de punta, valle y nocturno. Los precios ahí incluidos están en colones del 2004 y 2008; sin embargo, las diferencias en el valor de la moneda, no representa un problema, dado que lo que interesa hacer es confrontar en cuanto son mayores, porcentualmente, las tarifas pagadas por ICE Distribución y la CNFL contra las cargadas a las cooperativas, JASEC y ESPH.

Dado que ahora, como no ocurría en el 2004, existen tarifas diferenciadas para temporada alta y baja, se obtendrá para el 2008, un promedio simple general, que es el que se comparará con las de primer año, tanto en lo que se refiere a potencia como a energía. Este tratamiento es adecuado dado que la extensión de ambas temporadas tiende a ser igual. Por otro lado, lo que interesa es la tendencia general del margen entre las tarifas eléctricas al por mayor, por lo tanto el mecanismo de comparación utilizado es correcto.

En el Cuadro No. 9 se observa que los márgenes tarifarios existentes entre el ICE distribución y la CNFL con respecto a las de las cooperativas de electrificación rural, JASEC y ESPH, se han reducido, en el período de 4 años, en lo que corresponde a la energía.

En términos generales esa reducción a sido positiva porque le genera más ingresos al ICE que es la empresa de distribución eléctrica que tiende a tener las tarifas más altas en el país; sin embargo desde el punto de vista del principio de equidad, hubiera sido mejor mantener una tarifa al por mayor aún menor para las cooperativas, porque las mismas atienden comunidades de bajos ingresos y las distancias entre abonados eléctricos son mayores que en las zonas urbanas, por lo cual los promedios de extensión de líneas eléctricas tienden a ser mayores que el promedio nacional y esto incide sobre sus costos de distribución.

Del mismo modo debería contemplarse tarifas inferiores para la ventas en bloque del ICE al ICE Distribución, que corresponden a las ventas de electricidad dirigidas a los centros de población de menores ingresos. Esto último se podría llevar a cabo, dividiendo las ventas del ICE en dos estratos, los abonados que se ubican en niveles de consumo eléctrico más bajo que el promedio y los que consumen más que el promedio.

Es de esperar que las ventas del primer estrato correspondan a grupos residenciales y unidades de producción de bajos ingresos, especialmente los de las zonas rurales y de las urbanas marginales. En el caso de estas últimas las ventas dichas en bloque a ICE distribución hubieran podido venderse a los precios que se cargaban a las cooperativas de electrificación rural.

Por otro lado, como se proponía en el anterior estudio de la Política de Precios de la Energía 2006, se debieron equiparar las tarifas de JASEC y ESPH, que atienden un porcentaje de población urbana y de mayores ingresos a la de las Cooperativas, con las de la CNFL y el ICE Distribución, dado que aquellas compañías proveen energía eléctrica en porcentajes importantes a centros de población urbanos de ingresos medios y altos.

Sin embargo, ARESEP desestimó la recomendación dicha y optó por el camino de equipar en bastante proporción las tarifas en bloque de todo el sistema eléctrico en lo que corresponde a potencia, en cierta forma castigando a las cooperativas de electrificación y con ello se apartó del principio de equidad propuesto por aquel documento.

Lo actuado por ARESEP es prácticamente irreversible y de esta forma se perdió un mecanismo de redistribución del ingreso entre zonas relativamente de mayores ingresos hacia otras de probablemente menores recursos. Esto obligó que con anterioridad se hayan propuesto los lineamientos de una tarifa social más adecuada, para los estratos de abonados de más bajos ingresos residenciales, y eventualmente para los establecimientos comerciales e industriales de menor consumo de electricidad, mediante tarifas focalizadas a dichos usuarios de electricidad.

En el Cuadro No. 9 se muestra la comparación de tarifas en bloque pagadas, por ICE distribución, la CNFL, JASEC, ESPH y las cooperativas de electrificación rural, al ICE en setiembre de 2004 y abril de 2008.

De dicho cuadro se aprecia la relación que existía entre las tarifas en bloque de ICE Distribución y la CNFL respecto a las cooperativas, las cuales se redujeron en lo que corresponde a los cargos por potencia de 1,08 a 1,01 entre el 2004 y el 2008.

En lo que corresponde a energía los cambios tampoco son consistentes con la recomendación anterior; mientras que en el período de punta la relación dicha pasa de 1,10 a 1,02; en el período valle y nocturno pasa de 1,12 a 1,00 y 1,13 a 1,00, respectivamente.

En resumen, ARESEP ha tenido una política tarifaria que consiste en tratar de igualar los costos unitarios de ICE distribución y la CNFL con los de las cooperativas en perjuicio de estas últimas.

Aparte de considerarse de que los territorios servidos por las cooperativas son de menor ingreso, la distribución interna de electricidad de estas empresas es más onerosa, especialmente porque los abonados de las mismas no están concentrados y por tanto, el cableado eléctrico entre las unidades consumidores es más extenso y más caro relativamente al que experimentan las otras empresas eléctricas.

**Cuadro No. 9**  
**Tarifas de venta en bloque (T-CB) del ICE**  
**a las compañías eléctricas**

Tarifas	Setiembre 2004			Abril 2008 *		
	ICE Distribuc.Y CNCFL	Cooperativas	Relación tarifas	ICE Distribuc.y CNFL	Cooperativas	Relación tarifas
Cargo por potencia Período punta						
Cada kW	2 500,00	2 324,00	1,08	6 339,00	6 275,00	1,01
Período valle:						
Cada kW	1192	1108	1,08	4 789,50	4 741,00	1,01
Período nocturno:						
Cada kW	1192	1108	1,08	2 880,00	2 851,00	1,01
Cargo por energía Período punta:						
Cada kWh	11	10	1,10	28,00	27,50	1,02
Período valle:						
Cada kWh	2,9	2,6	1,12	11,50	11,50	1,00
Período nocturno:						
Cada kWh	2,7	2,4	1,13	6,50	6,50	1,00

\* Promedio de la tarifa alta y baja

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP

## 4.2. Tarifas de distribución eléctrica

En algunas tarifas ARESEP mantiene cobros mínimos fijos para el primer bloque sobre el consumo en kW y kWh/mes, independientemente del consumo efectivo en ese bloque, de tal forma que si se demanda menos del máximo de ese primer estrato de consumo, se le cobra ese monto fijo.

Esto tiene el inconveniente que el cobro promedio por kWh y kW es para el primer bloque, lo que resulta excesivo si se compara con el de los bloques vecinos, y en algunos casos, es mayor que el del resto de los usuarios de mayores demandas de electricidad. A los consumidores de menor demanda de electricidad tal práctica tiene incidencia importante en su factura eléctrica. Por otro lado, este es un tratamiento regresivo, porque se le cobra más por kW y kWh, que a los consumidores que se ubican en los siguientes bloques de consumo.

Por ejemplo en la tarifa T-GE General de La CNFL, para consumos entre 3 001 y 20 000 kWh, en el cargo por demanda, se cobran por los primeros 8 kW o menos la suma de ₡58 848 en temporada alta independientemente de que el usuario consuma menos de 8 kW.

Esto hace que el precio promedio por KW sea mayor a la de sus bloques vecinos y que la tarifa resulte regresiva en ese estrato, porque a los que consumen menos de ese monto se le está cobrando más por KW que lo que pagan los bloques de consumo adyacentes, esos consumidores son de establecimientos más pequeños, a los cuales no tiene sentido imponer cargas adicionales en ese estrato.

Además, normalmente la tarifa promedio por kW y por kWh que define ARESEP entre dicho monto fijo y el consumo máximo del primer bloque, coincide con el precio establecido para los KW y kWh de los consumos a partir de ese primer bloque.

Generalmente esa práctica del monto fijo para el primer bloque se defiende porque se dice que hay costos inherentes fijos como la lectura de medidores, que se distribuyen en poca demanda de energía eléctrica vendida, lo cual es cierto, pero sería un tratamiento más adecuado distribuir esos costos entre toda la tarifa y que a su vez la misma tendría incidencias mínimas sobre el resto de los niveles de consumo.

Por lo tanto, se recomienda que ARESEP elimine los cobros fijos por el consumo menor a ese máximo del primer estrato de consumo, ya se trate de kW o kWh. De todas formas, por ejemplo, en el servicio de ICE distribución así lo tiene establecido y por tanto, lo lógico es que lo haga en el mismo sentido con las otras compañías en las tarifas que todavía subsiste aquella práctica.

### **4.3 Consumo de electricidad**

A partir de este momento y en el tanto se esté en el análisis tarifario, se está consciente de que esta materia en cuanto a definición y estudio de la misma es materia de la ARESEP, sin embargo, es potestad del MINAET hacer análisis y recomendaciones de política tarifaria tanto en lo que corresponde a las tarifas en bloque como a las de distribución.

Seguidamente se analiza el consumo de electricidad de las 4 empresas eléctricas distribuidoras que presentaron la información a tiempo para efectuar el informe de marras. En este caso las empresas eléctricas son: el ICE, la CNFL, ESPH y la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaró Ruíz.

El análisis de tarifas que sigue se basa únicamente en los reportes que hicieron las empresas antes de setiembre del 2008, dado que este trabajo que también incluye el sector de hidrocarburos y las fuentes nuevas de energía debía estar concluido a mediados de diciembre del 2008. Sin embargo, se reitera que el análisis que se hace para las compañías ICE, CNFL, ESPH y Coopealfaró, dan suficientes elementos de juicio para inferir conclusiones y recomendaciones al resto de las empresas eléctricas no analizadas.

### **4.4 Tarifas eléctricas del ICE**

En el caso del ICE la aplicación tarifaria en la distribución se han diseminado en una multiplicidad de tarifas, lo mismo que en la cantidad de estratos que componen las tarifas, lo cual hace difícil y oneroso su estudio, especialmente para ARESEP que debe ajustar las tarifas continuamente.

Esta práctica del ICE, que se sustenta como más recomendable para hacer análisis tarifario, contrasta con los pliegos tarifarios de distribución de ARESEP, que tienen pocas tarifas y bloques de consumo en cada una de ellas. La escisión en muchas tarifas se presta para que haya subsidios cruzados entre las mismas.

El diseño tarifario del ICE debería homologarse más a los estratos de distribución de ARESEP, para relacionarse mayormente con la estructura tarifaria de la segunda institución y de esta forma, no incurrir en la gestación de subsidios cruzados entre tarifas similares.

Además, la revisión de cada tarifa a lo interno se dificulta y las inconveniencias de guardar la coherencia entre las mismas es mayor. Así por ejemplo, el número de tarifas que componen el sector residencial, general e industrial son 2, 9 y 9 tarifas, respectivamente, y algunas de ellas se dividen en cargos por potencia y energía, lo que hace más difícil realizar análisis sobre las mismas.

En total al 2008 había 20 tarifas diferentes, lo que a primera vista parecen demasiadas, si se compara con las comprendidas por los pliegos tarifarios de ARESEP; y eso dificulta el análisis por parte de dicha institución y en algunos casos, como se verá más adelante, no se siguen estrictamente los mandatos establecidos por aquélla.

Lamentablemente el país no cuenta hasta el momento con estadísticas finas, sobre el nivel de ingresos y consumos de electricidad de los hogares y de los establecimientos generales e industriales con compras menores a 195 kWh, como para tratar de establecer precios de la electricidad para los mismos con subsidios para los ingresos bajos, como una forma de aplicar en mayor grado el principio de equidad.

Este principio consiste en tratar de disminuir el peso en los presupuestos de las fuentes energéticas en los hogares, que en promedio, en el caso de la electricidad residencial, representa poco más de un 80% de los gastos en energía del hogar, y darles incentivos para una mayor penetración de esta fuente de mayor calidad en el sector residencial.

A pesar de esa falta de información cruzada entre consumo eléctrico e ingreso en los niveles de poca demanda eléctrica, se tratará al máximo de utilizar lo más posible las estadísticas existentes de uso de la electricidad, que se desprenden de las encuestas que sobre ese tema ha llevado a cabo la Dirección Sectorial de Energía (DSE).

En adelante y por lo que se ha dicho con anterioridad se presupone que, la incidencia sobre la factura eléctrica de los abonados en los bloques de consumo de 0 a 50 y de 50 a 100 kWh/mes, son importantes para la población pobre y para los establecimientos comerciales e industriales pequeños que se ubican entre estos primeros bloques de consumo, tanto en el consumo de energía como de potencia.

Esto es especialmente cierto en el caso del sector residencial en donde el consumo eléctrico del Grupo Popular es de 193 kWh/mes en el 2006 y el mismo abarca cerca de un 28,9% de las familias, porcentaje que está alrededor de 10% por encima del que corresponde a la pobreza en el país.

Es cierto, que en tales bloques de 0 a 50 y de 50 a 100 kWh/mes, podrían estar ubicados abonados que disponen además de su vivienda principal, una en la playa, y que hay trabajadores que pueden tener un apartamento que sólo usan para pasar parte de la tarde y la noche, quizá realizando las comidas fuera, lo mismo que el lavado de ropa, y por consiguiente sus consumos medios de electricidad mensual podrían ser bajos, por lo tanto un subsidio generalizado a todos los abonados de menores consumos sería contraproducente.

Por supuesto que si esas personas fueran de ingreso medio y alto, la intención no es subsidiarles la electricidad, sin embargo, esos casos deben estar concentrados en su mayoría en el área metropolitana, y en general, deben ser pocos abonados

con relación a los dos primeros estratos de consumo y los cuales son atendidos por varias compañías eléctricas, lo que contribuye más a reducirlos como grupo.

Como ya se ha dicho, se trataría mediante las fuentes de información existentes en el país sobre el cruce de los bajos consumos eléctricos con el ingreso de las familias de menores recursos, llegar a conclusiones y recomendaciones válidas, y tratar de detectar lo mejor posible a esos abonados, para disminuir su impacto en sus facturas eléctricas y en sus presupuestos de gastos, y por otro lado, para estimular el consumo de una fuente de calidad como la energía eléctrica en tales estratos de consumo.

En el caso de los pequeños abonados industriales y generales la proporción de agencias pequeñas de grandes establecimientos probablemente sea menor a su participación que en el caso del sector residencial, pero en realidad es necesario definir instrumentos de focalización de subsidios, por lo cual es de esperar que los tratamientos recomendados en los bloques de consumo menores sean más efectivos.

Seguidamente se analizan en forma individual cada tarifa de las 4 compañías eléctricas ya mencionadas. El estudio trata de comprender la congruencia interna de cada tarifa y en menor grado la congruencia entre las distintas tarifas que componen cada sector eléctrico (residencial, general e industrial). Esta última tarea es más difícil por la existencia de subsidios cruzados entre las mismas, sin embargo se intentará hacer algo al respecto.

#### **4.4.1 Tarifas residenciales del ICE**

Están formadas por dos tarifas: la residencial propiamente dicha y la de dependientes de oxígeno.

##### **4.4.1.1 Tarifa residencial 01**

El Cuadro No. 10 contiene la información relacionada con los bloques de consumo de la tarifa residencial 01, a la cual se le han adicionado datos como: consumo de kilovatios por niveles de consumo, ingreso promedio de la tarifa (ingresos totales / el total de kWh/mes comprados), el precio de kWh por bloque y la diferencia entre el precio promedio de la tarifa menos el precio del kilovatio-hora por bloque, para determinar los subsidios y sobrepagos a los niveles individuales por estrato.

Esta última información, muestra las disparidades o similitudes entre los precios medios de las tarifas y el precio por kWh por bloque, en el entendido, que muchas veces no se cumple, que si la tarifa como un todo estuviera bien equilibrada respecto a los ingresos con sus respectivos costos, la misma determinaría la presencia de subsidios o sobrecargas entre los distintos bloques de consumo.

Se asume que cuando la diferencia del precio medio general de la tarifa (ingresos totales por venta de electricidad entre el total de kWh vendidos) y el precio por bloque de consumo eléctrico muestra una cantidad negativa, eso significa que el bloque respectivo está subsidiando a otros, especialmente a los niveles de demanda vecinos.

Por ejemplo, el valor negativo del primer bloque residencial del ICE,  $-27,50/\text{kWh}$  del Cuadro No. 10, indica que esta tarifa es más elevada que su precio promedio general, expresando que la misma coopera en subsidiar los precios de los otros bloques de consumo. En este sentido, es cómo si se dijera que para ese primer estrato no existe una subvención, sino que más bien existe una sobrecarga sobre el mismo, que afecta la incidencia en contra de los consumidores menores.

Esta regresividad de la tarifa, de afectar más relativamente a los usuarios de más bajos ingresos, bajo el supuesto que hay una correlación positiva entre éstos y los consumos de electricidad, lo cual se ha comprobado en muchos países, se desprende del hecho de que todavía hay algunas tarifas que cobran una suma fija por los primeros kW y kWh consumidos, de tal manera que los usuarios que tienen demandas inferiores a ese mínimo pagan un tarifa superior por bloque inicial al resto de los mismos.

Es cierto que, en la atención de los pequeños consumidores de electricidad hay costos fijos, como la lectura de los medidores, que se distribuyen sobre pocas demandas de energía, pero como se trata de costos fijos, los mismos se pueden recuperar al interior de toda la tarifa y no gravando más en forma relativa a los estratos de menores ingresos.

Contrariamente, en los subsiguientes bloques de consumo después del primer nivel, y hasta 300 kWh/mes inclusive, puede decirse que si se comparan los precios de los mismos por kilovatio-hora con el precio medio general de la tarifa, los primeros resultan inferiores a dicho promedio general y es como si hubiera un subsidio hasta dicho bloque, lo cual es impropio porque hay beneficiarios que reciben subsidios inmerecidamente.

Lo contrario ocurre con los niveles de consumo de 301 kWh en adelante, el precio definido por kilovatio-hora es superior al promedio por bloque general, lo cual quiere decir que los mismos están contribuyendo a acrecentar ese promedio general de la tarifa o lo que es lo mismo están subsidiando a los de consumo menor, aunque en una cantidad menor a los del primer bloque.

Bajo esta premisa de que existe un subsidio tarifario, representado por la diferencia positiva entre el ingreso medio general de la tarifa y el precio para cada bloque de consumo, se podría decir que hay cerca de un 75% de abonados que reciben subsidios, lo cual parece impropio dado que sólo cerca de un 20% de la población total del país se ubica en la categoría de pobres y bajo el supuesto que la pobreza tuviera una distribución porcentual similar en los abonados del ICE, como a

su vez será supuesto con el resto de las compañías eléctricas, se puede afirmar que existen subsidios no necesarios en los mismos.

Por otro lado, es de destacar que la tarifa de ese primer bloque residencial, de 0 a 50 kWh, es regresiva dado que la tarifa promedio es la más alta si la comparamos con los bloques vecinos, y en general que casi la mayoría de los bloques. Esto hace que la incidencia sobre la tarifa eléctrica de los menores usuarios de electricidad sea mayor que la experimentada por las familias que consumen mayor electricidad.

Desde el punto de vista del principio de equidad esto es improcedente, dado que las familias de más bajos ingresos, como se dijo en el párrafo anterior, relativamente están contribuyendo con más a los costos de la tarifa.

**Cuadro No. 10**  
**ICE: Sector residencial. Tarifa 01 (kWh,**  
**millones de colones, colones/kWh), 2008**

Bloques	kWh vendidos	Ingresos tarifarios Millones	Precio medio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 a 50 kWh	5 414 537	450	83,11	55,68	-27,43
51 a 100	28 947 390	1 336	46,15	55,68	9,53
101 a 150	73 035 634	3 371	46,16	55,68	9,53
151 a 200	105 552 935	4 871	46,15	55,68	9,53
201 a 250	104 912 608	5 171	49,29	55,68	6,39
251 a 300	79 790 594	4 310	54,02	55,68	1,66
301 a 400	88 123 164	5 235	59,41	55,68	-3,72
401 a 500	39 832 898	2 595	65,15	55,68	-9,47
501 a 600	20 929 042	1 440	68,80	55,68	-13,12
601 a 800	22 175 583	1 601	72,20	55,68	-16,52
801 a 1000	12 659 415	948	74,88	55,68	-19,20
1001 a 1500	16 936 481	1 309	77,29	55,68	-21,61
1501 a 1750	4 951 886	392	79,16	55,68	-23,48
1751 a 2000	3 728 093	296	79,40	55,68	-23,72
2001 a 3000	8 022 406	647	80,65	55,68	-24,97
3001 a 5000	5 087 137	415	81,58	55,68	-25,90
5001 a 10000	3 136 707	259	82,57	55,68	-26,89
10001 a 20000	733 093	61	83,21	55,68	-27,53
21000 a 30000	100 546	8	79,57	55,68	-23,88
31000 a 999999	902 032	71	78,71	55,68	-23,03
Total	624 972 151	34 798	55,68	55,68	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

Además, bajo esta concepción, y en el caso de la tarifa analizada, es de suponerse que los estratos por encima de 100 kWh/mes y hasta 250 kWh deberían recibir un subsidio decreciente, bajo el supuesto de que a mayor consumo eléctrico mayor ingreso. Los subsidios actuales entre 100 y 200 kWh al presente son constantes (¢9,53 kWh); mientras que de 200 a 250 kWh es de ¢6,39.

Presumiendo que el precio del primer bloque se arregla, considerando los ¢9,53 como el subsidio del mismo, los otros subsidios deberían ir decayendo hasta empatar con un subsidio menor a ¢6,39 para el bloque de 200 a 250 kWh.

El excedente de ingreso generado por esa recalificación del precio de los bloques ubicados de 101 kWh en adelante, podría ser asignados para disminuir el costo del primer bloque de consumo, que es actualmente el más caro y que es muy probable afecte o impacte más a los grupos de abonados de más bajos ingresos por su escasa demanda de kWh/mes, y que siguiendo el principio de equidad deberían de recibir un trato mejor tarifariamente.

El número de clientes que consumen 100 y menos kilovatios hora mes fueron 110 482, es decir el 21,65% del total de abonados, porcentaje que se ubica un poco más por encima del correspondiente a la población pobre del país. Por otro lado, el porcentaje de consumo del primer bloque respecto al total de kWh/mes de la tarifa es de sólo 0,87%, por lo cual si en vez de una sobrecarga tarifaria se diera un subsidio a las familias en ese estrato, si estuvieran debidamente focalizadas no representaría una carga pesada para el ICE.

Por otro lado, los consumidores de 50 y menos kWh/mes, representaron sólo el 9,8% de los abonados totales y por lo dicho sobre su porcentaje de consumo respecto al total constituye el grupo que deberían recibir el subsidio más alto dado que es muy probable que ahí se ubiquen los consumidores de menor ingreso o cuya incidencia en la factura eléctrica es apreciable, especialmente si se les ubica adecuadamente.

Su bajo porcentaje de consumo respecto al total es tan reducido que no resultaría oneroso revertirlo, siempre y cuando el subsidio que se establezca debidamente focalizado en los abonados de más bajos ingresos.

Es decir lo que se está proponiendo es que se elimine la sobrecarga para el primer bloque de consumo de 0 a 50 kWh/mes y se mantenga un subsidio hasta los 200 kWh/mes pero hasta ahí, manteniendo la estructura tarifaria actual para el resto de los abonados después de que se hagan las modificaciones sobre toda la tarifa si fuera necesario.

Como ya los abonados de 51 a 200 kWh/mes reciben un subsidio, sólo habría que pasar los de 50 y menos kWh/mes de ser subsidiadores a ser subsidiados, con una ayuda un poco mayor a ¢9,53 por kilovatios hora.

En el caso actual si comparamos la factura eléctrica que pagaría un abonado por 50 kWh/mes contra la que cancelaría otro de 100 kWh/mes, la del primero sería de ¢4 163 y la del segundo con consumo de 100% mayor sería de ¢6 471, es decir este último pagaría ¢2 308 más, lo cual constituye un crecimiento porcentual de gasto de 55,44%. Definitivamente la posición de los consumidores del segundo estrato de consumo es mejor que los del primero. Por esta razón es necesario pasar de subsidiador a subsidiado el primer bloque.

Además, dado que pliego tarifario aprobado por ARESEP al mes de abril de 2008, mantiene un precio fijo por kWh/mes para los primeros 200 kWh/mes, el precio promedio por kWh debería ser constante para todos los usuarios ubicados hasta ese estrato, lo que de hecho cubre el primer estrato de hasta 50 kWh.

Este es un argumento fuerte para recomendar al ICE que reduzca el precio promedio del bloque de 0 a 50 kWh/mes y realice los ajustes necesarios en la tarifa para acomodarse a dicho pliego tarifario. El precio aproximado, promedio de temporada alta y baja, establecido por la Autoridad Reguladora es aproximadamente de ¢46,50 por kWh/mes hasta los 200 kWh/mes.

También se ha encontrado que dicho pliego tarifario indica, que en promedio, entre temporada alta y baja, a partir de 300 kWh en adelante, el precio por kWh debería de ser ¢114,50 y esa cifra no se aproxima, a los niveles de precios respectivos establecidos del ICE para los bloques de mayor consumo.

Esto en parte es porque en el presente informe se trabaja con los precios promedios por kWh entre enero y junio de 2008, pero la diferencia de precio mencionado es muy alta para pensar que se debió a modificaciones de la última fijación tarifaria

Nótese que el kWh/mes más alto es el del bloque 21 000 a 30 000 cuyo precio promedio por kilovatio hora es de ¢87,40. La diferencia porcentual con la fijación más alta de ARESEP es en este caso de 131,01%.

Por supuesto que este último caso, el nivel tarifario no es una falta por parte del ICE, porque es de suponer que ARESEP establece precios por kWh/mes máximos y las empresas eléctricas podrían ofrecer precios menores, siempre y cuando, en el resto de los bloques de consumo se estén respetando sus precios máximos respectivos.

#### **4.4.1.2 Nuevo pliego residencial eliminando subsidios**

Si se eliminaran los subsidios a partir de los bloques que van de 200 kWh/mes en adelante, y si se estableciera un subsidio de ¢12,30, respecto al precio promedio de la tarifa para los bloques de 0 a 200 kWh/mes, manteniendo el resto de los precios por bloque igual; la factura eléctrica pagada por un consumidor con la tarifa corregida cuyo consumo fuera de 250 kWh/mes sería de ¢11 456 (200 x ¢43,38 + 50 x ¢55,60); mientras que en la situación actual es de ¢13 542,50 (50 x (83,11+

46,15+ 46,15 + 46,15 + 49,29); es decir con la tarifa corregida el usuario obtendría un ahorro de ¢2 086,5 (15,4% respecto a la situación actual) por un consumo de 250 kWh/mes. Estos resultados se desprenden de los cuadros Nos. 10 y 11.

Nótese que pese a la casi eliminación del subsidio en el bloque 201 a 250 y de 251 a 300 kWh/mes, la factura eléctrica que pagaría un abonado con un consumo de 250 kWh/ mes es un poco menor a que la que paga actualmente. Por otro lado, se mantiene en la tarifa corregida residencial un precio constante de ¢43,38 en los primeros cuatro bloques, porque ARESEP establece un valor unitario fijo para cada uno de los primeros 200 kWh/mes.

Finalmente, el total facturado por el ICE con la tarifa residencial corregida sería de ¢758 676 más que lo cobrado actualmente, por ende menor a un 1% adicional a lo facturado al presente.

**Cuadro No. 11**  
**ICE: Sector residencial. Tarifa 01 corregida**  
**(kWh, millones de colones,colones/kWh)**  
**Primer semestre de 2008**

Bloques	kWh vendidos	Precio medio bloque/ kWh	Ingresos tarifarios Milones	Precio medio/ kWh	Precio medio - Precio bloque/ kWh
0 a 50 kWh	5 414 537	43,38	235	55,68	12,3
51 A 100	28 947 390	43,38	1.255	55,68	12,3
101 A 150	73 035 634	43,38	3.803	55,68	12,3
151 A 200	105 552 935	43,38	4.578	55,68	12,3
201 A 250	104 912 608	55,60	5.833	55,68	0,08
251 A 300	79 790 594	55,68	4.442	55,68	0
301 A 400	88 123 164	59,41	5.235	55,68	-3,73
401 A 500	39 832 898	65,17	2.595	55,68	-9,48
501 A 600	20 929 042	68,83	1.440	55,68	-13,15
601 A 800	22 175 583	72,20	1.601	55,68	-16,52
801 A 1000	12 659 415	74,93	948	55,68	-19,25
1001 A 1500	16 936 481	77,35	1.309	55,68	-21,67
1501 A 1750	4 951 886	79,33	392	55,68	-23,64
1751 A 2000	3 728 093	79,61	296	55,68	-23,92
2001 A 3000	8 022 406	80,74	647	55,68	-25,06
3001 A 5000	5 087 137	81,59	415	55,68	-25,91
5001 A 10000	3 136 707	82,85	259	55,68	-27,17
10001 A 20000	733 093	84,31	61	55,68	-28,63
21000 A 30000	100 546	87,40	8	55,68	-31,72
31000 A 999999	902 032	79,58	71	55,68	-23,9
Total	624 972 151	55,68	34.799	55,68	0

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

#### 4.4.1.3 Tarifa 41: Dependientes de oxígeno

Se refiere a las tarifas establecidas para una proporción del sector residencial, en cuyo caso algunos miembros familiares dependen de equipos de oxígeno para sobrevivir.

En este caso es muy difícil asumir el supuesto que conforme crece el consumo de kWh/mensual aumente el ingreso correspondiente de cada estrato de demanda, puesto que no se sabe cómo se distribuye ese nivel de consumo entre las familias, ni tampoco se conoce si un caso particular está afectando a una familia de altos o bajos ingresos. Para focalizar más apropiadamente este tipo de tarifas habría que hacer estudios más concretos de cada grupo familiar y tratar de adaptarse a la condición de cada uno.

**Cuadro No. 12**  
**ICE: Dependiente de Oxígeno (Tarifa 41)**  
**(kWh, millones de colones, colones/kWh)**

Bloques	kWh vendidos	Ingresos por tarifas Millones	Precio bloque/ kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 50 kWh	2 006 307	273	136,07	84,12	-51,95
51 A 100	2 387 167	198	82,94	84,12	1,18
101 A 150	3 038 308	253	83,27	84,12	0,85
151 A 200	3 311 450	276	83,35	84,12	0,77
201 A 250	3 422 415	285	83,27	84,12	0,84
251 A 300	3 537 546	295	83,39	84,12	0,73
301 A 400	6 914 467	577	83,45	84,12	0,67
401 A 500	6 643 434	555	83,54	84,12	0,58
501 A 600	6 654 291	556	83,56	84,12	0,56
601 A 800	12 309 494	1 028	83,51	84,12	0,61
801 A 1000	11 340 981	946	83,41	84,12	0,70
1001 A 1500	23 881 919	1 997	83,62	84,12	0,50
1501 A 1750	9 895 223	828	83,68	84,12	0,44
1751 A 2000	8 704 169	727	83,52	84,12	0,60
2001 A 3000	30 123 599	2 508	83,26	84,12	0,86
3001 A 5000	16 470 144	1 372	83,30	84,12	0,82
5001 A 10000	4 471 036	371	82,98	84,12	1,14
10001 A 20000	827 179	67	81,00	84,12	3,12
21000 A 30000	299 025	25	83,61	84,12	0,51
31000 A 999999	232 843	16	68,72	84,12	15,40
Total	156 470 997	13 162	84,12	84,12	0,00

Fuente: Elaboración propia don datos del ICE

Sin embargo, es conveniente recomendar que la tarifa para el primer bloque definido entre 0 y 50 kWh debería ser menor, para disminuir la sobrecarga de ésta, ya que en vez de estar subsidiada, la misma está ayudando a otros bloques de consumo a aminorar su precio general. Por supuesto en este caso la recomendación es más débil, porque como ya se comentó con la información disponible no hay forma de saber a cuáles grupos de ingreso está afectando más este bloque de consumo.

Por otro lado, se esgrime el argumento dado en la tarifa anterior en el sentido que ARESEP establece precios constantes por kWh para el consumo de 0 a 200 kWh, esta es un argumento adicional fuerte para recomendar la reducción del precio promedio de este primer bloque.

No se encontró ninguna razón por la que la tarifa promedio de los dependientes de oxígeno sea mayor a la tarifa residencial. En efecto en el primer caso era de ¢55,68 y el de la segunda es de ¢84,12.

Por otro lado, el sobreprecio establecido para el primer grupo de la dependiente de oxígeno respecto al promedio general de la tarifa es mayor que la vigente para el sector residencial. Por tanto, para el primer caso es de ¢51,98 mientras que en el segundo es de ¢27,50 por kWh/mes.

En general, con las excepciones y recomendaciones, que se le hacen a las tarifas residenciales, el ICE pasa las pruebas satisfactoriamente, las correcciones que deben hacerse son mínimas y fáciles de implementar.

#### **4.4.2 Tarifas generales del ICE:**

El ICE dispone de 11 tarifas generales y en algunas tienen cargos por energía y potencia. Para efecto de los ingresos por tarifas el ICE los determina con base a los kilovatios hora consumidos. Por ese motivo, con la información suplida por esa institución no fue posible analizar dichas tarifas separadas entre los dos rubros.

##### **4.4.2.1 Tarifa general 02 ICE**

Se aprecia que la sobrecarga adicional sobre el precio medio de la tarifa por parte de los consumidores de 50 y menos kWh/mes es de ¢51,98 por kilovatio-hora/mes. Es de esperar que este bloque sea de los establecimientos más pequeños, por lo que sería conveniente reversar esa situación y sobretodo porque el lineamiento de ARESEP es que el kWh/mes sea constante hasta los 3 000.

Se debe señalar que dicho grupo, de 0 a 50 kWh/mes, constituye el 31,20% de los abonados y que apenas consumen el 1,28% de la energía por lo cual no sería oneroso para el ICE pasarlos de subsidiados a cobrar la tarifa fija que establece ARESEP, pensando que tal grupo debe ser el que percibe menores ingresos.

Se aprecia que con excepción del primer bloque, todos los restantes estratos de consumo tienen la categoría de subsidiados, porque el costo promedio del kWh/mes es menor que el precio medio de la tarifa.

Por otro lado, se observa que los sucesivos subsidios que disfrutaban los abonados, a partir del segundo bloque son muy pequeños, inferiores a un colón por kilovatio-hora mensual. La excepción la constituye el bloque de consumo de 30 001 a 999 999 que goza de un subsidio de ¢12,98 por kWh/mes.

La información suministrada en el párrafo anterior indica, que en general, las tarifas por bloque están bien definidas, excepto como se dijo en el primer estrato. Dado que para las ventas de 1 a 3 000 kWh/mes, ARESEP define una tarifa constante, el ICE debe modificar el precio y más concretamente rebajar el costo unitario para el primer estrato de demanda.

**Cuadro No.13**  
**ICE:Tarifa General 02**  
**(kWh, millones de colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de Consumo	kWh vendidos	Ingresos por Tarifas Millones	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 50	2 006 307	273	136,07	84,12	-51,95
51 A 100	2 387 167	198	82,94	84,12	1,18
101 A 150	3 038 308	253	83,27	84,12	0,85
151 A 200	3 311 450	276	83,35	84,12	0,77
201 A 250	3 422 415	285	83,27	84,12	0,84
251 A 300	3 537 546	295	83,39	84,12	0,73
301 A 400	6 914 467	577	83,45	84,12	0,67
401 A 500	6 643 434	555	83,54	84,12	0,58
501 A 600	6 654 291	556	83,56	84,12	0,56
601 A 800	12 309 494	1 028	83,51	84,12	0,61
801 A 1000	11 340 981	946	83,41	84,12	0,70
1001 A 1500	23 881 919	1 997	83,62	84,12	0,50
1501 A 1750	9 895 223	828	83,68	84,12	0,44
1751 A 2000	8 704 169	727	83,52	84,12	0,60
2001 A 3000	30 123 599	2 508	83,26	84,12	0,86
3001 A 5000	16 470 144	1 372	83,30	84,12	0,82
5001 A 10000	4 471 036	371	82,98	84,12	1,14
10001 A 20000	827 179	67	81,00	84,12	3,12
21000 A 30000	299 025	25	83,61	84,12	0,51
300001 A 999999	232 843	16	68,72	84,12	15,40
Total	156 470 997	13 162	84,12	84,12	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

#### 4.4.2.2 Tarifa general 04 ICE

Los argumentos de bajar el precio promedio de electricidad de 0 a 50 kWh/mes son los mismos que los esgrimidos en las tarifas anteriores, aduciendo la percepción de bajos ingresos por los abonados y la prescripción de ARESEP, ya comentada de que a los primeros 3 000 kWh y menos, la tarifa a la que deben pagar cada kWh/mes es constante para todo este bloque.

Explícitamente el pliego tarifario señala.” Para consumos menores o iguales a 3 000 kWh/mes, el kWh en temporada alta debe ser de ¢97 y en temporada baja de ¢80; mientras que como se observa en el Cuadro No. 14, en dicho primer bloque, de 0 a 50 kWh, el precio cargado es de ¢89,95, el que es más alto para los vecinos y en general que los consumidores de niveles más altos.

**Cuadro No.14**  
**ICE: Tarifa general 04: kWh, ingresos, precios por kWh**  
**(kWh, miles de colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de Consumo	kWh vendidos	Ingresos por Tarifas Miles	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 50	200 036	17 994	89,95	45,49	-44,46
51 A 100	392 086	17 041	43,46	45,49	2,03
101 A 150	426 076	18 649	43,77	45,49	1,72
151 A 200	421 157	18 475	43,87	45,49	1,62
201 A 250	402 270	17 639	43,85	45,49	1,64
251 A 300	365 171	16 144	44,21	45,49	1,28
301 A 400	643 128	28 195	43,84	45,49	1,65
401 A 500	583 688	25 631	43,91	45,49	1,58
501 A 600	474 742	21 102	44,45	45,49	1,04
601 A 800	826 501	36 521	44,19	45,49	1,30
801 A 1000	664 724	29 680	44,65	45,49	0,84
1001 A 1500	1 270 725	56 649	44,58	45,49	0,91
1501 A 1750	529 234	23 749	44,87	45,49	0,62
1751 A 2000	462 042	20 859	45,15	45,49	0,34
2001 A 3000	1 092 461	49 343	45,17	45,49	0,32
3001 A 5000	502 260	23 196	46,18	45,49	-0,69
5001 A 10000	121 802	5 731	47,05	45,49	-1,56
Total	9 378 103	426 598	45,49	45,49	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

Si bien no resulta contraproducente por parte del ICE cobrar una tarifa inferior a la señalada por ARESEP, si debe respetar que entre 0 y 3 000 kWh mantenga una tarifa constante, excepto que las mismas sean inferiores a las establecidas por esta última institución.

#### 4.4.2.3 Tarifa general 07 ICE

En general la sobrecarga que pesa sobre los consumidores de 50 y menos kWh/mes es excesiva, cuando bajo las argumentaciones anteriores, ellos deberían de recibir un subsidio de los usuarios del resto de los consumidores de compras superiores a 3 000 y más kWh/mes. El porcentaje de consumidores del primer bloque enunciado representa el 22,6% de los abonados, pero los mismos apenas demandan el 0,17% de la energía total suplida por esta tarifa general 07.

Nótese que el mayor consumidor de este primer bloque estaría pagando una factura de ¢4448,0 (50 kWh x ¢89,96) en la actualidad, por lo tanto si dispusiera de un subsidio en lugar de percibir una carga adicional, la factura sería inferior, sin mayores costos para el ICE, siempre y cuando el subsidio se aplicara exclusivamente a los abonados que consumen hasta 100 kWh/mes, manteniendo la estructura actual para los consumidores que demandan más de 100 y más kWh/mes.

**Cuadro No. 15**  
**ICE: Tarifa general 07: kWh vendidos, ingresos por tarifas**  
**y precios (kWh, miles de colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas Miles	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio-Precio bloque/kWh
0 A 50	5 078	957	188,46	49,20	-139,26
51 A 100	10 430	511	48,99	49,20	0,21
101 A 150	12 635	618	48,91	49,20	0,29
151 A 200	11 701	568	48,54	49,20	0,66
201 A 250	14 492	710	48,99	49,20	0,21
251 A 300	16 557	815	49,22	49,20	-0,02
301 A 400	36 952	1 816	49,14	49,20	0,06
401 A 500	42 162	2 069	49,07	49,20	0,13
501 A 600	57 204	2 841	49,66	49,20	-0,46
601 A 800	102 352	4 996	48,81	49,20	0,39
801 A 1000	139 628	6 893	49,37	49,20	-0,16
1001 A 1500	447 140	21 904	48,99	49,20	0,22
1501 A 1750	234 062	11 455	48,94	49,20	0,26
1751 A 2000	250 856	12 197	48,62	49,20	0,58
2001 A 3000	708 624	34 483	48,66	49,20	0,54
3001 A 5000	589 312	28 932	49,09	49,20	0,11
5001 A 10000	270 423	13 379	49,47	49,20	-0,27
10001 A 20000	125 324	6 142	49,01	49,20	0,19
Total	3 074 932	151 295	49,20	49,20	0,00

Elaboración propia con datos del ICE

A partir del primer estrato todos los abonados que consumen más de 50 kWh/mes reciben subsidios, excepto los que están marcados negativamente para la diferencia entre el costo promedio por kWh/mes y el ingreso promedio de la tarifa. Sin embargo, los subsidios correspondientes son muy pequeños lo mismo que las sobrecargas. Lo contrario se da para el primer bloque que como se dijo soporta una sobreprecio tarifario de ¢139,40 por kWh/mes, la que resulta excesiva y que incide en forma notoria a los demandantes de los primeros bloques de consumo.

Además que el precio promedio pagado para el primer estrato es superior a la tarifa constante que asigna ARESEP a la demanda igual o inferior a 3 000 kWh/mes.

Aquí también se puede argumentar que el precio por kWh/mes para los estratos de ventas hasta 3 000 deben ser constantes y que responde a lo postulado por ARESEP, lo cual no se está cumpliendo en esta tarifa. Sin embargo dado que la tarifa cobrada por el ICE a partir del bloque de consumo 50 y hasta 3 000 kWh/mes es inferior a la tarifa asignada por la Autoridad Reguladora, se piensa que la compañía eléctrica está en su derecho de tener precios diferenciados entre los estratos hasta 3 000 kWh/mes, excepto en el caso del primer nivel de consumo..

#### **4.4.2.4 Tarifa general 22 ICE**

Esta tarifa corresponde a una demanda binómica, se demandan simultáneamente energía (kWh) y potencia (kW). Las recaudaciones tarifarias por bloques acumulan tanto el dinero que se recibe por energía y potencia en los bloques de consumo de definidos por energía. Para calcular el precio promedio por bloque de las tarifas binómicas se usa la siguiente fórmula:

(Ingresos por tarifas de energía por estrato + ingresos por tarifas de potencia por estrato) / Número de kWh por estrato.

Dado lo avanzado del año, no fue posible separar dicha tarifa en sus dos componentes, aparte de que el ICE tiene vedada esta información y debía conseguirse un permiso especial para proveerla.

A pesar de que lo más conveniente para el análisis hubiera sido escindir la tarifa en energía y potencia, se tratará de estudiarla en forma agregada. Este tratamiento será aplicado también en el resto de las tarifas binómicas. Por otro lado, como se desprende del Cuadro No. 14, el ICE ordena los bloques de consumo de estas tarifas según el consumo en kWh.

En estas tarifas hay muchos bloques de consumo con demandas de 3001 a 20 000 kWmes. El subsidio de ¢6,84 kWmes que recibe una empresa del bloque 20 001 a 50 000 kWh, podría ser un diferencial por alto consumo si se le compara con la del segundo bloque de consumo.

Se cuestiona la existencia de una tarifa sólo para dos niveles de demanda, aunque el ICE podría estar previendo la entrada de otras empresas con bloques más diversificados en el futuro. Puede decirse que en general las tarifas establecidas están bien definidas, porque el subsidio recibido por la empresa aislada no es excesivo. A pesar de ser bajo el total de subsidio obtenido por esa empresa, el totalizado del mismo es de ¢172 999, dado que su nivel de consumo es de 27 723 kWh/mes y el subsidio mensual es de 6,84 kWh/mes.

**Cuadro No.16**  
**ICE: Tarifa general 22: kWh, ingresos por tarifas y precios**  
**(kWh, miles de colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de Consumo	kWh vendidos	Ingresos por Tarifas Miles	Precio bloque/ kW	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/ kWh
0 A 3000	0	0	na	49,60	na
3001 A 20000	84 706 469	4 201 237	49,60	49,60	0,00
20001 A 50000	27 723	1 185	42,74	49,60	6,85
50001 A 100000	0	0	na	49,60	na
100001 A 999999	0	0	na	49,60	na
Total	84 734 192	4 202 422	49,60	49,60	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

#### 4.4.2.5 Tarifa general 23 ICE

Esta tarifa también es binómica. Se piensa que en general está bien establecida, porque el rango de consumo efectivo empieza entre 3001 y 20 000 kWh/mes y los niveles de subsidios y sobrecargas entre los abonados son despreciables y pueden ser producto de que es casi imposible fijar una tarifa por bloques cuya diferencia con el precio promedio general sea igual a cero.

**Cuadro No. 17**  
**ICE: Tarifa general 23: kWh, ingresos por tarifas y precios**  
**(kWh, millones de colones, colones/kWh)**  
**Primer Semestre 2008**

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio kWh	Precio medio/kWh	Precio medio- Precio bloque/kWh
0 A 3000		0	na	38,64	na
3001 A 20000	17 735	1	56,39	38,64	-17,75
20001 A 50000	31 532 916	121	3,84	38,64	34,80
50001 A 100000	14 797 074	580	39,20	38,64	-0,56
100001 A 999999	20 941 356	807	38,54	38,64	0,10
Total	67 289 081	2 599	38,62	38,64	0,01

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

#### 4.4.2.6 Tarifa general 52 ICE

Esta tarifa adolece del problema que hemos encontrado en otras anteriormente citadas, porque el primer bloque de consumo, presumiblemente recibido por los usuarios de menor ingreso, está subsidiando a los consumos de niveles superiores, incluso los de alta demanda eléctrica.

**Cuadro No.18**  
**ICE: Tarifa general 52: kWh, ingresos por tarifas y precios**  
**(kWh, miles de colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de Consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas Miles	Precio bloque/ kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/ kWh
0 A 50	23 001	3 438	149,47	76,17	-73,31
51 A 100	59 868	4 545	75,92	76,17	0,25
101 A 150	122 098	9 289	76,08	76,17	0,09
151 A 200	182 160	13 882	76,21	76,17	-0,04
201 A 250	227 627	17 332	76,14	76,17	0,02
251 A 300	288 709	21 959	76,06	76,17	0,11
301 A 400	685 479	52 142	76,07	76,17	0,10
401 A 500	862 831	65 569	75,99	76,17	0,17
501 A 600	930 074	70 793	76,12	76,17	0,05
601 A 800	1 891 870	143 814	76,02	76,17	0,15
801 A 1000	1 784 316	135 808	76,11	76,17	0,05
1001 A 1500	3 789 046	287 934	75,99	76,17	0,17
1501 A 1750	1 522 497	115 627	75,95	76,17	0,22
1751 A 2000	1 067 738	81 323	76,16	76,17	0,00
TOTAL DE TARIFA	13 437 314	1 023 455	76,17	76,17	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

En este caso los mayores consumidores de este primer bloque, 0 a 50 kWh, están pagando como máximo ¢7 475 por mes. La carga adicional que soporta este grupo de abonados es de ¢73,31 por kWh, enfrentando así un sobrepago de ¢3 66,50 si se le compara con el precio medio de la tarifa.

Además, en la práctica el ICE está trasgrediendo los lineamientos definidos por ARESEP, de mantener el precio fijo por kWh/mes para los primeros 3 000 kWh/mes. Sin embargo, con la excepción del precio del primer bloque, como el valor unitario es inferior al que señala ARESEP, el ICE estaría en su derecho a mantener precios no iguales hasta aquella demanda.

**Cuadro No. 19**  
**ICE: Tarifa general 17: Kwh, ingresos por tarifas y KWh,**  
**miles de colones, colones/KWh)**  
**Primer semestre 2008**

Boques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas Miles	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 3000	nd	nd	na	24,74	na
3001 A 20000	4 643 688	114 854	24,73	24,74	0,01
20001 A 50000	0	0		24,74	na
50001 A 100000	0	0		24,74	na
100001 A 999999	135 303	3 382	25,00	24,74	-0,25
TOTAL	4 778 991	118 237	24,74	24,74	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

La tarifa está bien definida porque el precio en los diferentes estratos de consumo se aproxima a lo que corresponde a la tarifa promedio general.

#### **4.4.2.7 Tarifa general 71 ICE**

La tarifa aquí analizada corresponde a una binómica, la que únicamente exhibe dos rangos de consumo y en una de ellas sólo hay una empresa. Los precios de los kWh están bien establecidos. Prácticamente no hay subsidios ni sobrecargas cruzados en los diferentes bloques de consumo.

De nuevo se cuestiona la existencia de una tarifa que sólo contiene dos bloques de consumo, no obstante, el ICE debe recurrir a esta práctica para crear subsidios y sobrecargas entre las diferentes tarifas existentes.

#### **4.4.2.8 Tarifa general 72 ICE**

Esta tarifa también es binómica. En la misma los subsidios cruzados entre bloques son pequeños. Por lo tanto, se puede afirmar que los precios de los diferentes niveles de demanda de electricidad están bien definidos. Como bien se aprecia los subsidios y las sobrecargas entre abonados son despreciables, siendo la más alta en valor absoluto de sólo ¢0,10 por kWh/mes.

**Cuadro No. 20**  
**ICE: Tarifa general 72:kwh, ingresos por tarifas y precios**  
**(kwh, miles de colones, colones/kwh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de Consumo	kWh vendidos	Ingresos por Tarifas Miles	Precio medio bloque/ kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 3000	0	0	na	24,92	na
3001 A 20000	0	0	na	24,92	na
20001 A 50000	3 687 838	91 651	24,85	24,92	0,07
50001 A 100000	3 557 781	88 302	24,82	24,92	0,10
100001 A 999999	21 262 401	530 483	24,95	24,92	-0,03
TOTAL TARIFA	28 508 020	710 438	24,92	24,92	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

Puede notarse que en este caso no existe un sobreprecio entre el tercer y cuarto bloque de consumo. Probablemente no existe ese sobreprecio porque el primero y segundo bloques están vacíos.

#### 4.4.2.9 Tarifa general 80 -2 ICE

Corresponde a media tensión general y es una tarifa binómica. Se piensa que el nivel de sobrecarga que enfrenta el bloque de consumo de 0 a 3000 kW es alto, aunque el precio promedio del bloque es inferior a lo recomendado por ARESEP. La factura máxima pagada por los usuarios más alta de este bloque es de ¢243 081. Como la tarifa del primer bloque está siendo pagada sólo por un cliente, el costo de disminuir o eliminar la carga adicional sería mínimo.

Como se observa la violación es de poca monta unitaria, pero el sobreprecio pagado por la empresa que consume como máximo 3000 kWh se estimaría en cerca de ¢179 430 por mes.

Por otro lado, los precios unitarios del segundo bloque en adelante no muestran subsidios ni sobrecargas grandes, las pequeñas diferencias, son producto del diferencial máximo respecto al promedio general de la tarifa es de sólo ¢0,92 por kWh/mes.

Las tarifas analizadas hasta aquí corresponden a las generales, sin embargo, las observaciones hechas hasta ahora se refieren a la consistencia interna de las mismas, respecto a subsidios y sobrecargas con relación al precio promedio de cada tarifa y según los lineamientos de ARESEP de mantener precios fijos para los primeros 3 000 kWh/mes.

**Cuadro No. 21**  
**ICE: Tarifa general 80 – 2: kwh, ingresos por tarifas y precios**  
**(kwh, miles de colones, colones/kwh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de Consumo	kWh	Ingresos por Tarifas Miles	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 3000 kW	814	nd	na	21,19	na
3001 A 20000	1 780 229	3 609	2,03	21,19	19,16
20001 A 50000	10 742 502	232 347	21,63	21,19	-0,44
50001 A 100000	12 053 924	254 204	21,09	21,19	0,10
100001 A 999999	53 762 884	1 137 276	21,15	21,19	0,04
TOTAL TARIFA	78 340 353	1 659 986	21,19	21,19	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

Por lo tanto, resta analizar la congruencia entre las distintas tarifas de este grupo, separando las de energía y las binómicas para compararlas entre ellas.

Dado que el ICE ha creado suficientes tarifas es seguro que, si no se consideran los aspectos técnicos y del servicio requeridas por las mismas, la intención de aquella institución es para subsidiar y sobrecargar algunas de ellas. En cierta forma ese ha sido la intención del organismo regulador cuando ha establecido en los pliegos tarifarios, una tarifa preferencial.

Recapitulando, la tarifa promedio residencial es de ¢55,68 mientras que la correspondiente a los dependientes de oxígeno es de ¢84,42 por kWh/mes; por lo tanto se nota aquí que existe un subsidio de la segunda tarifa a la primera.

Por otro lado mientras que los usuarios de la tarifa residencial tienen opción de disminuir su consumo de electricidad para reducir su factura eléctrica los clientes dependientes de oxígeno no tienen esa opción por la necesidad obligatoria de la electricidad para sobrevivir. Pareciera que la diferencia entre el precio promedio entre ambas tarifas es alto.

Finalmente, no se encuentra una razón para que la tarifa dependiente de oxígeno financie la residencial, cuando aquélla es similar a la última.

En los casos de las tarifas generales de energía el rango de precios promedios va desde de ¢45,49 en la tarifa 04 hasta ¢84,42; claramente se nota la intención del ICE de subsidiar algunas de éstas y esto se comprueba por el número de tarifas de energía disponibles en la actualidad. Dado que las tarifas 04 y 07 tienen un precio promedio similar, ¢45,40 y ¢49,20; se recomienda que las mismas sean reducidas a una sola tarifa.

Con relación a las tarifas binómicas generales, expresadas en los bloques de consumo en kWh/mes, el rango de variación se ubica entre ¢21,19 y ¢49,6 el precio promedio por tarifa. Pero además existen tres tarifas cuyo precio promedio es casi igual, se refiere a las 71, 72 y 80-2 y esos valores son respectivamente ¢24,74; ¢24,92 y ¢21, 19. A todas luces sería mejor que el ICE tuviera para ellas una tarifa única y así simplificarlas.

En general se está de acuerdo en que los cambios sugeridos son de poca monta por unidad de kWh y KW, excepto para el primer bloque de consumo, pero que al considerar como mínimo el consumo de 3000 kWh en las binómicas, el sobreprecio puede ser sensible por el alto límite de ese estrato, y considerando todas las empresas del bloque la cantidad se magnifica. Queda el sinsabor que para llegar a conclusiones más certeras se precisa la separación, en el caso de las tarifas binómicas, lo correspondiente a kWh y KW.

Por supuesto que las modificaciones tarifarias de energía que se recomiendan en el estrato de 50 y menos kWh y de 0 a menos de 3000 kWh/mes debería aplicarse una tarifa fija aún a los consumos inferiores al máximo de esos bloques, para ser congruente con los lineamientos prescritos por ARESEP, siempre y cuando los precios asignados a dichos estratos no sean inferiores a los prescritos por dicha institución.

Anteriormente se hizo referencia a una propuesta más ambiciosa, la cual consiste en fijar una tarifa única para todas las empresas eléctricas, establecida con base en el precio promedio más bajo de todo el sistema o menor, y que cubriera sólo a los abonados que demandan como máximo 100 kWh/mes, sería una especie de tarifa social, que es de esperar afecte, en forma relativa, en la mayoría de los casos a los clientes de más bajos ingresos, en el entendido que los beneficiarios de la misma estuviesen bien focalizados.

#### **4.4.3 Tarifas industriales del ICE**

En total las mismas comprenden a 9 tarifas, las que a primera vista parecen excesivas para tratar de mantener una mayor homogenización de las mismas y hace menos difíciles las modificaciones y las actualizaciones. Nuevamente, aparecen algunas tarifas binómicas y surgen los problemas de llevar a cabo un análisis a cabalidad en lo que corresponde a los precios por bloque de los kWh y los KW de éstas.

##### **4.4.3.1 Tarifa industrial 03 ICE**

Esta tarifa muestra el mismo problema que aquejó a muchas tarifas generales. La sobrecarga que soporta el bloque de consumo de 0 a 50 es alto ya que es de ¢119,41 por kWh /mes comparado con el precio promedio de esta tarifa.

La factura que pagan los mayores consumidores de este bloque es de 10 228,50 (50 x ¢204,57) por mes. El argumento exhibido es el mismo que se dijo en cuanto a muchas de las tarifas residenciales y generales. Los consumidores de electricidad en este nivel de consumo deben ser pequeños industriales, y la incidencia sobre la factura eléctrica es importante. Así, por ejemplo, la sobrecarga para el consumidor de 50 kWh en relación al precio promedio de la tarifa es de ¢5970,5 (50 x 119,41).

Por otro lado, los niveles de subsidio y sobrecargas, excepto el bloque de consumo de 0 a 50 kWh/mes, son despreciables, a tal punto que la diferencia máxima, en valor absoluto, es de sólo ¢5, 97 en el estrato de 10 001 a 20 000.

**Cuadro No. 22**  
**ICE: Tarifa Industrial 3: kwh vendidos ingresos**  
**por tarifas y precios**  
**(kwh, miles de colones, colones/kwh)**  
**Primer semestre**

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas Miles	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio-Precio bloque/kWh
0 A 50	21 288	4 354	204,53	85,16	-119,37
51 A 100	46 079	4 098	88,93	85,16	-3,77
101 A 150	66 380	5 899	88,87	85,16	-3,70
151 A 200	67 500	6 017	89,14	85,16	-3,98
201 A 250	86 176	7 681	89,13	85,16	-3,97
251 A 300	89 043	7 879	88,49	85,16	-3,32
301 A 400	192 694	17 134	88,92	85,16	-3,76
401 A 500	193 758	17 178	88,66	85,16	-3,49
501 A 600	186 245	16 448	88,31	85,16	-3,15
601 A 800	379 872	33 642	88,56	85,16	-3,40
801 A 1000	399 822	34 984	87,50	85,16	-2,34
1001 A 1500	1 028 768	89 321	86,82	85,16	-1,66
1501 A 1750	496 390	42 720	86,06	85,16	-0,90
1751 A 2000	448 011	38 442	85,81	85,16	-0,64
2001 A 3000	3 724 541	311 452	83,62	85,16	1,54
3001 A 5000	1 369 276	114 907	83,92	85,16	1,24
5001 A 10000	554 907	45 246	81,54	85,16	3,62
10001 A 20000	179 918	14 249	79,20	85,16	5,97
Total	9 530 668	811 659	85,16	85,16	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

#### 4.4.3.2 Tarifa industrial 32 ICE

Esta tarifa es binómica y se mantienen las reservas hacia las de esta condición. El primer bloque experimenta un sobrepeso de ¢31,44 por kWh/mes. Es cierto que los abonados de consumo menor requieren los mismos costos fijos unitarios, que

deben distribuirse en poca demanda, lo que eleva el costo fijo promedio, como es el caso de lectura de medidores, que los de mayor consumo, pero los costos fijos deberían de distribuirse entre todos los abonados de la tarifa.

La facturación, por ejemplo, independientemente del nivel de demanda, debe de tener un costo similar para todos los clientes, la revisión que se hace por los que leen los medidores, verbigracia, incurren en un costo similar que para una empresa grande que para una pequeña, si bien es cierto ese costo se diluye en más kWh vendidos para los mayores demandantes, se trata como se dijo de un costo fijo que debe recuperado promediando para todos los abonados de la tarifa. Pequeños incrementos en tarifas para los abonados mayores tienen poca incidencia en sus gastos, mientras que ese monto puede ser más útil para los abonados de menor consumo e ingreso.

**Cuadro No. 23**  
**ICE: industrial (32): kWh vendidos, ingresos por tarifas y precios**  
**(kWh, millones de colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de Consumo	kWh	Ingresos por Tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 3000	115	,0 093 15	81,00	49,58	-31,42
3001 A 20000	26 803 464	1 329	49,58	49,58	0,00
20001 A 50000	0	0	0,00	49,58	na
50001 A 100000	0	0	0,00	49,58	na
100001 A 999999	0	0	0,00	49,58	na
TOTAL TARIFA	26 803 579	1 329	49,58	49,58	0,00

Fuente:Elaboracion propia con datos del ICE

El sobreprecio, respecto al precio promedio de la tarifa, para el consumidor con máximo consumo en el primer bloque sería de ¢94 200 mensuales (3 000 x ¢31,40) y reiterando que estas sumas son pagadas por los consumidores cuyos niveles de ingreso son menores.

Si no se tomara en cuenta el sobreprecio pagado por el primer estrato de consumo se puede afirmar que la tarifa está bien definida. Se cuestiona la conveniencia de que exista una tarifa sólo con dos niveles de consumo.

#### 4.4.3.3 Tarifa industrial 33 ICE

Esta tarifa corresponde a una binómica. En general como ésta no exhibe subsidios ni sobrecargas apreciables se puede afirmar que está bien diseñada. La pregunta aquí es: ¿no es cierto que en este caso los costos de revisión de los medidores se diluyen menos en los kilovatios hora demandados que el de los mayores

consumidores?, entonces porqué el costo promedio del kWh/mes es el mismo en el primer bloque de consumo efectivo que en los restantes. Es lógico pensar que las tarifas guarden la consistencia entre las mismas. Por lo demás, esta tarifa está mejor diseñada que aquéllas en que los abonados más pequeños se enfrentan con precios medios más elevados que el promedio de la tarifa.

**Cuadro No. 24**  
**ICE: Tarifa industrial 33: kWh vendidos, ingresos por tarifas y precios**  
**(kWh, millones de colones, colones/kWh)**  
**Primer Semestre 2008**

Bloques de consumo	KWh vendidos	Ingresos por tarifas Millones	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 3000 kW	0	0	na	38,09	na
3001 A 20000	0	0	na	38,09	na
20001 A 50000	7 088 050	268	37,81	38,09	0,28
50001 A 100000	4 977 824	191	38,37	38,09	-0,28
100001 A 999999	8 466 799	322	38,03	38,09	0,06
Total	20 532 673	782	38,09	38,09	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

#### 4.4.3.4 Tarifa industrial 50 ICE

Corresponde a alta tensión y es binómica. Los comentarios esgrimidos en la tarifa anterior son procedentes en esta tarifa, por lo cual simplemente exhibiremos los componentes de la tarifa en comentario. Sin embargo, hay que agregar que conviene tener una tarifa sólo para 4 empresas por su alto consumo en relación a los otros clientes industriales. Además se podría pensar en la entrada de nuevos clientes en el futuro. Por el alto consumo de las empresas incluidas en esta tarifa al ICE no le queda otro camino para diferenciarla de las otras.

**Cuadro No. 25**  
**ICE: Tarifa industrial (50): kWh vendidos, ingresos por tarifas**  
**y precios (kWh, millones de colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de Consumo	kWh	Ingresos por tarifas Millones	Precio bloque/kWh	Precio medio	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 3000 kW	nd	nd	na	12,85	na
3001 A 20000	nd	nd	na	12,85	na
20001 A 50000	nd	nd	na	12,85	na
50001 A 100000	nd	nd	na	12,85	na
100001 A 999999	154 572 322	1 986	12,85	12,85	0,01
TOTAL TARIFA	154 572 322	1 986	12,85	12,85	0,01

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

#### 4.4.3.5 Tarifa industrial 53 ICE

Los comentarios sobre ésta son similares a los efectuados a las tarifas generales y algunas industriales, probablemente los establecimientos de pequeñas industrias están pagando los mayores precios por kWh demandados que el resto de los consumidores de mayores niveles de consumo. Concretamente los abonados industriales pequeños pagan ¢128,41 más que el precio promedio de esta tarifa.

La factura eléctrica máxima que pagan los usuarios del bloque 0 a 50 kWh es de ¢7 410,50. Subsiste en la misma el problema que en general aqueja al primer bloque de 01 a 50 kWh/mes y es que por unidad el precio es superior a todos los otros estratos de consumo vecinos y también para el resto de los clientes; incumpliendo los lineamientos de ARESEP, que postula un precio fijo para cada kilovatio hora cuando el consumo es igual o menor a 3 000 kWh/mes.

Nuevamente como el nivel promedio del precio de los estratos de consumo es inferior a la tarifa señalada por ARESEP, el ICE podría mantener tarifas no constantes en los primeros 3 000 kWh/mes

Por otro lado la sobrecarga en la tarifa eléctrica para el que consume como máximo 50 kWh/mes es de ¢3 575, 50 (50 x ¢71,57).

**Cuadro No. 26**  
**ICE: Tarifa industrial 53: kwh vendidos, ingresos por tarifas**  
**y precios (kwh, miles de colones, colones/kwh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas Miles	Precio bloque/kWh	Precio medio	Precio medio-Precio bloque/kWh
0 A 50	50 641	7 505	148,20	76,65	-71,55
51 A 100	114 107	8 685	76,11	76,65	0,53
101 A 150	162 155	12 313	75,93	76,65	0,71
151 A 200	175 689	13 371	76,11	76,65	0,54
201 A 250	192 982	14 633	75,83	76,65	0,82
251 A 300	210 208	16 082	76,51	76,65	0,14
301 A 400	460 667	35 034	76,05	76,65	0,60
401 A 500	446 057	33 850	75,89	76,65	0,76
501 A 600	409 002	31 227	76,35	76,65	0,30
601 A 800	819 207	62 500	76,29	76,65	0,35
801 A 1000	773 601	58 869	76,10	76,65	0,55
1001 A 1500	1 590 139	121 177	76,21	76,65	0,44
1501 A 1750	674 643	51 276	76,00	76,65	0,64
1751 A 2000	568 842	43 010	75,61	76,65	1,04
Total	6 647 940	509 537	76,65	76,65	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

#### 4.4.3.6 Tarifa industrial 73 ICE

Esta tarifa está relativamente bien definida porque la sobrecarga establecida para el primer grupo es aceptable, por supuesto que se desearía que la tarifa máxima en el futuro fuera el precio medio de toda la tarifa. Este bloque menor está representado por una sola empresa.

**Cuadro No. 27**  
**ICE: Tarifa industrial 73: kWh vendidos, ingresos por tarifas**  
**y precios (kWh vendidos, colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de consumo	KWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio	Precio medio- Precio bloque/ kWh
0 A 3000	3 000	61 451	20,48	29,79	9,30
3001 A 20000	943 473	28 131 712	29,82	29,79	-0,03
20001 A 50000	0	0	na	29,79	na
50001 A 100000	0	0	na	29,79	na
100001 A 999999	0	0	na	29,79	na
Total	946 473	28 193 163	29,79	29,79	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

El cuestionamiento en este caso es si debe haber una tarifa para dos bloques de consumo y donde el número de usuarios son apenas 20, habiendo niveles de consumo relativamente bajos como el de 0 a 3000 kWh.

#### 4.4.3.7 Tarifa industrial 74 ICE

Esta tarifa no merece mayor comentario, en general está bien definida, aunque como no hay consumidores al presente en los primeros dos bloques todavía no se detectan sobrecargas en los mismos. Los subsidios y los recargos existentes son de poca importancia.

**Cuadro No. 28**  
**ICE: Industrial (74): kWh vendidos, ingresos por tarifas**  
**y precios (kWh, colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de Consumo	kWh	Ingresos por Tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 3000	0,00	0,00	0,00	24,77	24,77
3001 A 20000	0,00	0,00	0,00	24,77	24,77
20001 A 50000	1 084 944	26 636 737	24,55	24,77	0,22
50001 A 100000	1 144 146	28 315 962	24,75	24,77	0,02
100001 A 999999	1 621 135	40 416 800	24,93	24,77	-0,16
Total	3 850 225	95 369 499	24,77	24,77	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

#### 4.4.3.8 Tarifa industrial 79 ICE

Esta tarifa está cobrando en el primer bloque de 0 a 50 ¢117,07 más por kWh que el precio promedio del total de la misma. Nuevamente la factura máxima cancelada por un cliente en ese primer bloque es ¢8 518,00; mientras que el sobreprecio pagado por ese nivel de consumo es de ¢5 853,50, si se compara con la del precio medio de la tarifa.

Esta tarifa exhibe el mismo problema que el resto de algunas generales e industriales, en el sentido de que el precio promedio del bloque de 0 a 50 kWh es más alto que el resto de los estratos de consumo. Similarmente a los otros casos, no se cumple lo prescrito por ARESEP de que en los primeros 3 000 kWh/mes, el precio promedio por kilovatio-hora debería de ser constante.

**Cuadro No. 29**  
**ICE: Tarifa industrial 79: kWh vendidos, ingresos por**  
**tarifas y precios (kWh, colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 50	5 412	921 996	170,36	53,29	-117,07
51 A 100	10 900	583 300	53,51	53,29	-0,22
101 A 150	16 140	917 698	56,86	53,29	-3,56
151 A 200	22 753	1 261 681	55,45	53,29	-2,16
201 A 250	20 991	1 123 571	53,53	53,29	-0,23
251 A 300	17 003	923 353	54,31	53,29	-1,01
301 A 400	34 006	1 852 280	54,47	53,29	-1,17
401 A 500	39 017	2 157 787	55,30	53,29	-2,01
501 A 600	36 537	2 007 100	54,93	53,29	-1,64
601 A 800	58 613	3 208 819	54,75	53,29	-1,45
801 A 1000	55 514	2 834 871	51,07	53,29	2,23
1001 A 1500	131 498	7 109 982	54,07	53,29	-0,77
1501 A 1750	71 743	4 132 983	57,61	53,29	-4,31
1751 A 2000	91 789	4 941 309	53,83	53,29	-0,54
2001 A 3000	255 280	13 635 501	53,41	53,29	-0,12
3001 A 5000	185 245	9 399 259	50,74	53,29	2,56
5001 A 10000	158 681	8 203 768	51,70	53,29	1,60
10001 A 20000	36 370	1 749 960	48,12	53,29	5,18
21000 A 30000	21 052	1 052 599	50,00	53,29	3,29
31000 A 999999	124 766	6 238 299	50,00	53,29	3,29
Total	1 393 310	74 256 116	53,29	53,29	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

Sin embargo, a excepción del primer bloque de consumo, el resto de los precios medios por niveles de consumo es inferior a lo prescrito por ARESEP en su tarifa general, por lo que el ICE podría obviar el precio constante hasta los 3 000 kWh/mes. A partir del segundo bloque la tarifa está bien definida.

#### 4.3.3.9 Tarifa industrial 80-0 del ICE

Corresponde a media tensión industrial y es binómica. Los comentarios a esta tarifa son idénticos respecto a las incongruencias que se pueden detectar de pasar del primer bloque al resto de los niveles de consumo, las mismas se originan en el monto de la carga adicional del primer bloque respecto al bloque promedio de toda la tarifa.

La factura máxima que pagarían las empresas del primer bloque de 0 a 3 000 kWh es de ¢255 150 y en este caso el sobrepago pagado por los mismos asciende a ¢194 610 si se le compara con el precio medio de la misma. Las anotaciones que se derivan de esta tarifa son similares a los ya mencionados.

**Cuadro No. 30**  
**ICE: Tarifa industrial 80(0): kWh vendidos, ingresos**  
**por tarifas y precios (kWh, miles de colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de Consumo	kWh	Ingresos por Tarifas Miles	Precio bloque/kWh	Precio medio	Precio medio - precio bloque/kWh
0 A 3000	49 469	4 207	85,04	20,17	-64,87
3001 A 20000	4 527 445	90 906	20,08	20,17	0,09
20001 A 50000	12 807 317	257 844	20,13	20,17	0,04
50001 A 100000	21 765 618	450 776	20,71	20,17	-0,54
100001 A 999999	283 054 526	5 695 954	20,12	20,17	0,05
TOTAL TARIFA	322 204 375	6 499 689	20,17	20,17	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE

En cuanto a las tarifas industriales de energía no es conveniente proponer la reubicación de varias de éstas en una sola, porque los precios medios de cada una de ellas es muy diferente. El rango de las mismas va de ¢53,29 a ¢85,19. Es a todas luces claro el deseo del ICE de que unas tarifas subsidien a otras.

En cuanto a las tarifas binómicas industriales los rangos de variación van desde ¢12,85 en la tarifa 50 a ¢49,60 por kWh/mes en el caso de la 32. Se recomienda una reunificación de las tarifas 73 y 74 porque la diferencia entre los promedios es apenas de ¢5,02 por kilovatio-hora/mes.

Aquí concluye el análisis en el interior de cada tarifa del ICE, resta la consideración de las de la congruencia entre tarifas, asunto que es más difícil porque todo depende hacia quien van dirigidas las mismas. Sin embargo, a simple vista pareciera que en la mayoría de los casos las tarifas no se diferencian mucho.

En las tarifas generales de energía, se notan subsidios entre las tarifas. Así, el precio promedio por kWh de la 02 es de ¢84,12, mientras que el de la 04, 07 y 52 es de ¢46,49, ¢49,20 y ¢76,17, en su orden.

Por su parte, en las tarifas generales binómicas también, en apariencia, hay subsidios cruzados, porque los precios promedio por kWh/mes de las tarifas 22, 23, 71, 72 y 80(2) son ¢49,66; ¢38,64; ¢24,70; ¢24,52 y ¢21,19, en su orden.

Por el precio promedio similar de las tarifas 71, 72 y 80(2) sería conveniente reducirlas en una tarifa para simplificar los pliegos tarifarios industriales del ICE.

En lo que corresponde a las tarifas industriales de energía del ICE, la 03 y la 53, podrían reunificarse en una sola puesto que el precio promedio es de ¢85,16 y ¢76,65 por kWh/mes, respectivamente.

Las tarifas binómicas industriales 73, 74 y 80(0) podrían agruparse en una sola, porque el precio promedio de las mismas es similar, siendo de ¢29,79; 24,77 y ¢20,17, en su orden.

## **4.5 Tarifas de CNFL**

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S. A. (CNFL) envió cuatro tarifas: residencial, general, industrial y de alumbrado público, lo que evidencia que hay parsimonia, es decir pocas tarifas, lo cual es positivo. Seguidamente se hará un análisis de la consistencia interna de las mismas tal y como se hizo para el ICE.

### **4.5.1 Tarifa residencial CNFL**

Es una tarifa de energía y se expresan los consumos por bloques de consumo para facilitar el análisis y determinar si hay presencia de subsidios o sobrecargas en los distintos bloques de consumo. El Cuadro No. 31 muestra el detalle de esta tarifa.

Esta tarifa al igual que la mayoría de las del ICE presenta una carga adicional en el precio del primer bloque de consumo de 1 a 50 kWh, sin embargo se nota que la misma no es excesiva. En este caso como en los del ICE se está incumpliendo la instrucción de ARESEP, de que en los primeros consumos de 200 kWh/mes, el precio de cada kWh/mes debería ser constante y el mismo debería acercarse a ¢47,44/kWh/mes.

El comentario a esta tarifa va en el mismo sentido que en el caso de las del ICE, el precio del kWh del primer estrato es más alto que el del resto de los bloques; lo que significa que este estrato de consumo está subsidiando al resto; no obstante, las diferencias entre los distintos bloques, sin contar el primer estrato, es pequeña, dado que la mayor desviación del precio promedio, en valor absoluto es de 9,08 por kWh/mes.

**Cuadro No. 31**  
**CNFL: Tarifa residencial: kWh vendidos, ingresos**  
**por tarifas y precios (kWh, millones de colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas Millones	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
De 1 a 50 kWh	2 641 887	195	73,81	47,44	-26,37
De 51 a 100	14 606 764	587	40,19	47,44	7,26
101 a 150	38 932 622	1 567	40,25	47,44	7,19
De 151 a 200	74 177 041	2 985	40,24	47,44	7,20
De 201 a 250	84 160 404	3 555	42,24	47,44	5,20
De 251 a 300	82 809 932	3 735	45,10	47,44	2,34
De 301 a 400	126 147 484	6 051	47,97	47,44	-0,52
De 401 a 500	75 166 256	3 806	50,63	47,44	-3,19
De 501 a 600	44 638 576	2 335	52,31	47,44	-4,87
De 601 a 800	47 254 525	2 540	53,75	47,44	-6,31
801 a 900	13 554 706	745	54,96	47,44	-7,52
De 901 y más	60 771 345	3 435	56,52	47,44	-9,08
Total	664 861 542	31 543	47,44	47,44	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNFL

Por otro lado, la recomendación de bajar el precio por kWh del primer bloque, es un argumento fuerte, porque como ya se acotó, se opone a los lineamientos de la ARESEP en el sentido que en los primeros 200 kWh/mes debe mantenerse un precio constante, y no pareciera justo que el consumo de electricidad más bajo esté subsidiando a los niveles más altos de demanda

#### 4.5.2 Tarifa general CNFL

Esta tarifa es de energía y está mal diseñada por dos razones principales. La número uno porque, el primer bloque de 01 a 50 kWh está pagando el precio por unidad más caro (¢112, 64), cuando lo justo a cancelar debe ser cercano a ¢61,61; que corresponde al precio medio de la tarifa, lo cual estaría con lo prescrito por ARESEP para consumos iguales o inferiores a 200 kWh/mes.

Esto no se debe a que ARESEP haya fijado un monto fijo para los 3 000 kWh/mes, ya que la misma indica que en los primeros 3 000 kWh/mes, cada una debe ser de ¢77.

La segunda razón obedece a que esta tarifa se excede en subsidios. Así, por ejemplo, los mismos se inician desde el bloque de 51 a 100 kWh/mes y se prolongan, en forma continua hasta el estrato de demanda de 3 001 a 20 000 kWh. En realidad hay exceso de subsidios entre los bloques, que como máximo no deberían de sobrepasar el bloque hasta 250 kWh/mes.

Esa situación hace que se afecten en exceso los subsidios que reciben los consumidores de más altos ingresos, los cuales por el principio de solidaridad deben pagar más, pero no es justo que se esté subsidiando la demanda de electricidad a abonados que no se lo merecen, por cuanto son los que están por encima de 20 000 kWh/mes.

**Cuadro No. 32**  
**CNFL: Tarifa general: kWh vendidos, ingresos por tarifas**  
**y precios (kWh, millones de colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - precio bloque/kWh
De 1 a 50 kWh	1.778.928	200	112,64	61,61	-51,03
De 51 a 100	2.051.016	142	69,41	61,61	-7,8
De 101 a 250	9.958.279	690	69,29	61,61	-7,68
De 251 a 600	28.925.873	1.994	68,97	61,61	-7,36
De 601 a 1000	31.737.214	2.193	69,10	61,61	-7,49
De 1001 a 3000	98.547.185	6.828	69,29	61,61	-7,68
De 3001 a 4000	26.931.576	1.880	69,82	61,61	-8,21
De 4001 a 5000	21.130.067	1.438	68,09	61,61	-6,48
De 5001 a 10000	60.391.540	3.972	65,79	61,61	-4,18
De 10001 a 20000	56.501.361	3.549	62,82	61,61	-1,21
De 20001 a 40000	58.883.347	3.454	58,66	61,61	2,95
De 40001 a 60000	34.136.750	1.911	55,99	61,61	5,62
De 60001 a 80000	32.696.173	1.759	53,82	61,61	7,79
80000 y más	143.257.978	7.376	51,49	61,61	10,12
Total	606.927.287	37.392	61,61	61,61	0

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNFL

La CNFL no aportó información de demanda máxima para la tarifa general, pese a que la misma está estipulada en el pliego tarifario definido por ARESEP. Por razones de tiempo, ya no era posible solicitarla e incluirla en este informe,

#### 4.5.3 Tarifa industrial CNFL

Tampoco fue incorporada la tarifa de máxima demanda para la tarifa industrial por parte de la CNFL. Por tal motivo, sólo la de energía se analiza; por razones de tiempo no se solicitó a dicha compañía.

Igualmente esta tarifa tiene el primer bloque, de 0 a 50 kWh/mes, con sobreprecio y ostenta el monto más alto de la misma. Efectivamente el precio promedio por kWh es de ¢154,44, cuando lo determinado por ARESEP es cercano a 77/kWh/mes, y hasta los primeros 3 000 kWh/mes, el precio promedio debería ser constante e igual a ese valor.

Por otro lado, las sobrecargas en precio de los primeros bloques de consumo no son congruentes con los que corresponden a los estratos de consumo más altos. Así, por ejemplo, los subsidios recibidos de 20 000 kWh en adelante no se justifican, porque se trata de grandes consumos.

**Cuadro No. 33**  
**CNFL: Tarifa Industrial: kWh vendidos, ingresos tarifarios y precios**  
**(kWh, millones de colones, colones/kWh) Primer Semestre 2008**

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
De 1 a 50 kWh	6.046	1	154,44	70,34	-84,1
De 51 a 100	18.733	1	69,95	70,34	0,39
De 101 a 250	110821	77	70,13	70,34	0,22
De 251 a 500	223404	15	70	70,34	0,35
De 501 a 1000	553575	38	69,94	70,34	0,4
De 1001 a 1500	753.774	52	69,84	70,34	0,51
De 1501 a 5000	5938985	444	74,8	70,34	-4,46
De 5001a 10000	6.151.845	456	74,21	70,34	-3,87
De 10001 a 20000	9.224.968	644	69,9	70,34	0,44
De 5001a 20000	15376813	1.101	71,63	70,34	-1,28
De 20001 a 40000	12.509.479	814	65,12	70,34	5,23
de 40001 a 60000	11.076.969	712	64,32	70,34	6,02
De 60001 a 80000	9.062.133	557	61,51	70,34	8,83
80000 y más	283.611.787	15.184	53,54	70,34	16,8
Total	339.242.519	23.863	70,34	70,34	0

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNFL

Para un cliente que está demandando 50 kWh/mes la factura eléctrica a pagar es de  $\text{¢}7\,722$ , la cual soporta una sobrecarga, comparada con el precio promedio de la tarifa, de  $\text{¢}4\,205$ ; es decir dicho sobrepago es un 54,45% del primer monto, lo cual significa que el monto del sobrepago es mayor que si la factura fuera valorada al precio promedio de la tarifa.

#### 4.5.4 Tarifa residencial horaria CNFL

En la actualidad la CNFL ofrece una tarifa residencial horaria que es optativa, en lugar de la residencial tradicional.

La tarifa residencial horario tiene como objetivo lograr una administración eficiente de la energía eléctrica consumida en los hogares.

La misma establece precios diferentes de la energía eléctrica para períodos distintos del día, de acuerdo con los siguientes lapsos de tiempo:

Punta: 10:30 am a 12:30 pm / 5:30 pm a 8:00 pm  
Valle: 6:00 am a 10:30 am / 12:30 pm a 5:30 pm  
Nocturno: 8:00 pm a 6:00 am

El precio del kWh/mes depende del consumo del cliente y del momento que realice la demanda del servicio. La metodología de cálculo para determinar los precios a facturar es la siguiente:

$$a + (b * x) = \text{Coeficiente de consumo}$$

donde:

a = factor de escalamiento fijo  
b = Factor de escalamiento variable  
x = Consumo mensual en kWh

Coeficiente de consumo

Es el valor que se aplicará a cada uno de los precios base, para determinar los precios finales que deben facturarse.

El factor de escalonamiento según consumo del cliente se muestra en el Detalle No. 1

Detalle No. 1  
CNFL: Coeficiente de consumo

Intervalo mensual de consumo (kWh)	B	A
De 0 a 200		0,9056
De 201 a 600	0,0009311	0,7825
Más de 600	6,151E-05	1,2858

Fuente: CNFL

La tarifa se aplica a clientes residenciales servidos en baja tensión y consumos superiores a los 200 kWh por mes.

#### 4.5.4.1 Características del servicio

a) Tensión de servicio: baja tensión, una fase, tres hilos, valor nominal 120-240.

b) Medición: Un único sistema compuesto por un medidor monofásico trifilar con registro multitarifa.

Actualmente los precios mensuales en la CNFL son los siguientes:

Detalle No. 2  
CNFL: Tarifa residencial vs horaria

Tarifa residencial	Tarifa residencial horaria
Primeros 200 kWh a ¢43 / kWh	Período punta a ¢86 / kWh
Siguientes 100 kWh a ¢66 / kWh	Período valle a ¢35 / kWh
- por cada kWh adicional ¢74	- Período nocturno a ¢16 / kWh

Fuente: CNFL

Medidor: Se utiliza un medidor clase de 200 Amperios, 240 voltios, forma 2S. Este posee la capacidad de medir energía eléctrica en tiempo de uso (TOU), con su esquema de Tiempo Horario Residencial (THR).

Dado que las empresas eléctricas operan sin competencia en los territorios servidos por éstas, como los usuarios no disponen de otra alternativa para adquirir la electricidad, es conveniente que la empresa eléctrica que suministra el servicio les brinde más opciones de consumo durante el día y la noche, como la tarifa residencial horaria y de utilizarla apropiadamente, podría reducir su factura eléctrica mensual.

Esta modalidad tiene la ventaja que permite aplanar las curvas de carga de las empresas eléctricas y por ende la del ICE. Por otro lado, permite a los consumidores lograr un ahorro en la tarifa eléctrica.

#### 4.6 Tarifas de ESPH

La ESPH dispone de 8 diferentes tarifas: la residencial, 3 generales, 3 industriales y la de alumbrado público.

##### 4.6.1 Tarifa residencial de ESPH

El Cuadro No. 34 muestra la información de la tarifa residencial. Al 30 de junio del 2008 ésta constó de 49 072 abonados, lo cual se tradujo en una recaudación total por concepto de ingresos tarifarios por ¢ 3 846,7 millones de colones.

Esta tarifa al igual que el resto de las analizadas en las otras compañías, adolece de que al primer bloque de consumo, de 0 a 50 kWh, se le carga una tarifa promedio por kWh/mes que es la más alta, incluso que los abonados de alto consumo.

Esta tarifa de 0 a 50 kWh/mes es regresiva porque probablemente a los consumidores de más bajos ingresos, se le cobra un costo promedio más alto que al resto de los consumidores en la misma.

Por otro lado, se incumple el mandato de ARESEP de que para los primeros 200 kWh/mes, la tarifa debe ser constante, independientemente del consumo que se dé en ese primer estrato. Además, al primer estrato se le cobra un precio promedio mayor que a los de 100 y hasta 200 kWh/mes.

En general, puede decirse que hay subsidios cruzados entre los clientes del nivel de 50 hasta 350 kWh/mes; sin embargo, esos montos por kilovatio-hora son pequeños.

A esta tarifa debería de hacerse la misma corrección que se le hizo a la tarifa residencial del ICE. Esta consiste en eliminar subsidios de 201 kWh/mes en adelante y definir tarifas fijas subvencionadas para los consumos igual o menores a 200 kWh/mes.

**Cuadro No. 34**  
**ESPH: Tarifa residencial: KWh vendidos, ingresos por tarifas y precios (KWh colones, colones/KWh) Primer semestre 2008**

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio -Precio bloque/kWh
De 0 a 50	279 789	19 616 068	70,11	39,93	-30,18
De 51 a 100	1 525 354	54 252 248	35,57	39,93	4,37
De 101 a 200	12 391 302	440 858 702	35,58	39,93	4,35
De 201 a 250	11 169 948	409 987 855	36,70	39,93	3,23
De 251 a 350	23 603 772	918 183 133	38,90	39,93	1,03
De 351 a 500	23 580 837	971 693 808	41,21	39,93	-1,27
De 501 a 700	13 237 799	568 843 711	42,97	39,93	-3,04
De 701 a 900	4 868 641	214 651 325	44,09	39,93	-4,16
De 901 y más	5 953 305	268 254 143	45,06	39,93	-5,13
Total	96 330 958	3 846 724 926	39,93	39,93	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH

#### 4.6.2 Tarifa general 2A de ESPH

Esta tarifa la componen 6 202 clientes, que en total demandan 25,0 millones de kWh/mes, logrando una recaudación de ¢1 503, 5 millones.

Ésta adolece del problema de que el precio promedio cargado al primer bloque es el más elevado que el que se asigna al resto de los niveles de consumo, lo que la convierte en una tarifa regresiva, dado que a los usuarios de menores ingresos

percibidos en la actividad económica, se les cobra una tarifa más alta que al resto de los usuarios.

Por otro lado, se puede decir que existen subsidios mínimos entre los usuarios de esta tarifa, por lo que la recomendación es en el sentido de que se reduzca el precio promedio al primer bloque, y de esta forma cumplir con el mandato de la Autoridad Reguladora de que en los primeros 200 kWh/mes el precio promedio debe ser constante.

No puede argumentarse que el problema se origina en la prescripción de ARESEP, en el sentido que se cobre un monto fijo para el primer estrato de consumo, dado que desde el inicio se cobra un cargo constante distinto por kWh/mes para los diferentes bloques, por lo que la trasgresión no se origina en una disposición de aquella entidad.

**Cuadro No. 35**  
**ESPH: Tarifa General 2A: kWh vendidos, ingresos por tarifas**  
**y precios (kWh, colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre de 2008**

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
De a 50 kWh	117 573	15 368 007	130,71	60,13	-70,58
De 51 a 100	274 278	16 364 347	59,66	60,13	0,47
De 101a 200	745 149	44 465 481	59,67	60,13	0,46
De 201 a 250	388 582	23 185 203	59,67	60,13	0,47
De 251 a 350	844 634	50 424 227	59,70	60,13	0,43
De 351 a 500	1 175 180	70 081 348	59,63	60,13	0,50
De 501 a 700	1 562 057	93 240 986	59,69	60,13	0,44
De 701a 800	875 060	52 228 046	59,69	60,13	0,45
801 a 900	860 383	51 446 324	59,79	60,13	0,34
De 701 a 900	1 735 443	103 674 371	59,74	60,13	0,39
De 901 y más	16 425 584	983 063 931	59,85	60,13	0,28
Total	25 003 923	1 503 542 271	60,13	60,13	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH

Esta tarifa tiene muchos subsidios, los que se pueden apreciar desde el bloque de consumo de 51 a 100 hasta 801 a 900, mismos que por su magnitud son despreciables. Por otro lado el bloque 901 y más exhibe una pequeña subpreciaación, pero como son tantos los kWh vendidos en el mismo, la sumatoria total de la misma es elevada.

#### 4.6.3 Tarifa general 2B de ESPH

En este caso en el bloque de 0 a 50 kWh no existe información sobre los kWh vendidos por lo que no se puede decir si el mismo tiene sobrecargas respecto a los otros niveles de consumo.

Por otro lado, esta tarifa si exhibe sobrepagos altos y las contribuciones a los subsidios de los estratos se dan hasta el estrato de 900 kWh/mes.

**Cuadro No. 36**  
**ESPH: Tarifa general 2B: kWh vendidos, ingresos por tarifas**  
**y precios (kWh colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre de 2008**

Bloques de consumo	Clientes	kWh vendidos	Ingresos por ventas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 A 50 kWh		0	1 027936	na	34,43	na
51 a 100	2	152	197 999,00	1302,63	34,43	-1268,19
121 - 150	1	122	99 000,00	811,48	34,43	-777,04
201 - 220	1	207	98 999,00	478,26	34,43	-443,83
351 - 400	1	368	99 000,00	269,02	34,43	-234,59
501 - 550	1	543	99 000,00	182,32	34,43	-147,89
601 - 700	1	688	117 968,18	171,47	34,43	-137,03
801 - 900	1	879	117 967,59	134,21	34,43	-99,78
901 y más	230	9 407 063	322 134 743	34,24	34,43	0,19
Total	238,00	9 410 022,00	322 964 676,50	34,32	34,43	0,11

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH

#### 4.6.4 Tarifa industrial 3A de ESPH

Esta tarifa la componen 127 clientes, el consumo total es de 866 kWh/mes y se genera una recaudación total de ¢51,6 millones.

Además, presenta el problema que el primer bloque enfrenta un alto precio promedio por kWh/mes. El sobrecargo respecto al precio medio de la tarifa es de ¢98,51.

Dado que el primer bloque de consumo exhibe un precio promedio por kWh demasiado alto, este estrato es regresivo, dado que el precio promedio que pagan los usuarios de menor consumo es más alto que los de mayor demanda.

En general puede afirmarse, que con la excepción del primer nivel de consumo, los sobrepagos y las sobrecargas en el resto son de poca importancia. En valor absoluto las mismas no pasan de 0,26 por kWh/mes.

Aquí más que las recaudaciones generadas por la eliminación de subsidios, lo que se pretende es mantener el principio general de que deben recibir subvenciones sólo los consumidores con bajas demandas, porque se presume que son los establecimientos más pequeños, sin embargo, son los que reciben sobrecargas.

Cuadro No. 37  
**ESPH: Tarifa industrial 3A: kWh vendidos, ingresos por tarifas y precios (kWh, colones, colones/kWh) Primer semestre 2008**

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio-Precio bloque/kwh
De 0 a 50 kWh	1 359	214 925	158,15	59,64	-98,51
De 51 a 100	1 497	88 502	59,12	59,64	0,52
De 101 a 200	9 404	561 652	59,72	59,64	-0,08
De 201 a 250	4 011	237 415	59,19	59,64	0,45
De 251 a 350	6 803	407 542	59,91	59,64	-0,26
De 351 a 500	23 857	1 426 034	59,77	59,64	-0,13
De 501 a 700	40 874	2 441 371	59,73	59,64	-0,09
De 701 a 900	42 409	2 521 844	59,46	59,64	0,18
De 901 y más	735 473	43 732 155	59,46	59,64	0,18
Total	865 687	51 631 439	59,64	59,64	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH

#### 4.6.5 Tarifa industrial 3B de ESPH

Esta tarifa consta de sólo 79 abonados. Los kilovatios-hora vendidos son 3 473,0 miles que generan una recaudación por concepto de ingresos de ¢122,1 millones.

Exhibe sobrecargas muy fuertes para los pocos usuarios hasta el estrato de consumo de 701 a 800 kWh/mes; pero como es general, la mayor se ubica en el primer estrato. Dichas sobrecostos son tan altos que deberían reducirse considerablemente.

El único bloque que está subsidiado es el de 901 y más kWh/mes, que es donde se sitúa la mayor cantidad de usuarios.

Aunque son muchos los consumidores que subsidian al mayor bloque de consumo, conviene rebajar los sobrecargos con relación al precio promedio de la tarifa, especialmente al bloque menor que ostenta una sobretasa muy alta.

**Cuadro No. 38**  
**ESPH: Tarifa industrial 3B: kWh vendidos, ingresos por tarifas, precios (kWh, colones, colones/kWh)**  
**Primer semestre 2008**

Boques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - precio bloque/kWh
De 0 a 50 kWh	27	1 107 970	41035,93	35,16	-41000,78
De 51 a 75	183,00	315 968,18	1726,60	35,16	-1691,44
De 76 a 100	82,00	99 000,42	1207,32	35,16	-1172,17
De 121 a 150	288	198 001	687,50	35,16	-652,35
De 151 a 200	362	198 000	546,96	35,16	-511,80
De 201 a 220	206,00	98 999,90	480,58	35,16	-445,42
De 221 a 250	463	198 000	427,65	35,16	-392,49
De 311 a 350	964	297 001	308,09	35,16	-272,94
401 - 450	444,00	99 000,07	222,97	35,16	-187,82
De 451 a 500	980	198 001	202,04	35,16	-166,88
De 601 a 700	1 913	334 936	175,08	35,16	-139,93
701 - 800	702,00	99 000,00	141,03	35,16	-105,87
De 901 y más	3 467 280	118 888 146	34,29	35,16	0,87
Total	3 473 894	122 132 024	35,16	35,16	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH

#### 4.6.6 Tarifa industrial 3C de ESPH

Esta tarifa consta de un solo bloque de consumo de 500 y más kWh/mes, por lo tanto no existen subsidios entre los niveles de demanda y tampoco aparece una sobrecarga.

Detalle No. 3

ESPH: Tarifa industrial 3C: kWh vendidos, ingresos por tarifas y precios  
(kWh, colones, colones/kWh)

Primer semestre 2008

Bloques de consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - precio/kwh
500 y más	40 654 652	1 009 775 670	24,84	24,84	0,00

Elaboración propia con datos de ESPH

#### 4.6.7 Tarifa de Alumbrado público de ESPH

El alumbrado público de ESPH se presenta segregado de acuerdo a sus sectores de consumo: general, industrial y residencial. Se aprecia que los que aportan más ingresos por tarifas son el residencial y el general.

**Cuadro No. 39**  
**ESPH: Tarifa alumbrado público (kWh, ingresos por tarifas, colones y precios)**  
**Primer semestre 2008**

Sector	KWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio kWh
General	41 779 001	64 567 265	1,55
Industrial	45 322 638	27 408 006	0,60
Residencial	96 882 979	157 540 117	1,63
Total	183 984 618	249 515 388	1,36

Elaboración propia con datos de ESPH

#### 4.7 Tarifas de la Cooperativa Alfaro Ruíz

La Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz, envió 4 tarifas: la residencial, las industriales de energía y demanda máxima, la general y el alumbrado público. Por esta razón se aprecia que hay parsimonia en el número de ellas.

##### 4.7.1 Tarifa residencial de Alfaro Ruíz

Coopealfaro cuenta sólo con 4 450 abonados en su tarifa residencial. Es la empresa más pequeña del sistema eléctrico, su tarifa residencial como se aprecia en el Cuadro No. 40 es muy sencilla a tal punto que su último bloque de consumo es de 1 000 kWh/mes y más.

**Cuadro No. 40**  
**Alfaro Ruíz: tarifa residencial: kWh, ingresos por tarifas y precios (kWh, colones, colones/kWh)**

Nivel de Consumo	kWh	Ingresos por tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 - 30 kWh	20 304	3 200 911	157,65	49,43	-108,22
31 - 50	32 936	1 487 624	45,17	49,43	4,26
51 - 100	236 368	10 693 256	45,24	49,43	4,19
101- 200	1 416 183	64 139 917	45,29	49,43	4,14
201- 250	976 421	46 068 701	47,18	49,43	2,25
251 - 400	1 630 467	83 229 559	51,05	49,43	-1,61
401 - 500	373 838	20 379 909	54,52	49,43	-5,08
501 - 600	145 416	8 121 436	55,85	49,43	-6,42
601- 700	62 981	3 609 561	57,31	49,43	-7,88
701 - 1000	78 040	4 497 697	57,63	49,43	-8,2
1001 y más	38 122	2 276 549	59,72	49,43	-10,29
Total	5 011 076	247 705 120	49,43	49,43	0

Fuente: Elaboración propia con datos de Coopealfaro

Se aprecia en dicha tarifa el mismo problema que el encontrado en las otras compañías analizadas. El primer bloque de consumo, de 0 -30 kWh, tiene un precio de ¢157, 65 por kWh/mes, lo cual arroja un sobreprecio de 108, 22 por kWh/mes.

Para un abonado que consuma 30 kWh/mes su factura eléctrica sería de ¢4 729,50 (30 x ¢157,65); soportando una sobrecarga de ¢3 246,60 (30 x 108,22) respecto a la tarifa promedio, lo cual significa que el sobreprecio es de un 68,65% respecto al primer monto, por tanto resulta excesivo.

La prescripción de ARESEP en los pliegos tarifarios es que por los primeros 200 kWh, el precio de cada uno de ellos debe ser ¢52,00, lo que casi se cumple desde el nivel de consumo de 31 hasta 250 kWh/mes. Es más, se puede observar que la Cooperativa está cobrando una tarifa un poco menor que la promedio para esos bloques.

#### 4.7.2 Tarifa general Alfaro Ruíz

Esta tarifa muestra la misma inconsistencia encontrada en las tarifas anteriores del ICE y de la misma Cooperativa, la CNFL y ESPH. Efectivamente, el estrato de consumo de 0 a 30 kWh muestra un precio promedio de ¢328,64 por unidad. Es decir, en ese bloque se observa una carga adicional sobre el precio promedio de la tarifa de ¢259,95 por kWh/mes.

**Cuadro 41**  
**Alfaro Ruíz: tarifa general: kWh, ingresos por tarifas y precios**  
**(kWh, colones, colones/kWh)**

Nivel de Consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio- Precio bloque/kWh
0 - 30 kWh	9 312	3 060 299	328,64	68,69	-259,95
31 - 50	12 181	832 080	68,31	68,69	0,38
51 - 450	445 499	30 039 211	67,43	68,69	1,26
451 y más	1 269 262	85 324 297	67,22	68,69	1,46
Total	1 736 254	119 255 887	68,69	68,69	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos de Coopealfaro

Ese hecho se origina en la misma Cooperativa, puesto que ARESEP asigna un monto fijo para cada kWh/mes para los primeros 3 000. Esta tarifa en el primer estrato es regresiva, porque está soportando un mayor precio que los bloques de consumo más altos.

Por otro lado, se observa que el precio que cobra la Cooperativa como promedio es un 49,2% más elevado que el establecido por la Autoridad Reguladora, cuya tarifa por kWh para quienes consumen 3 000 o menos kWh/mes es de ¢46,00 por unidad.

Para un consumidor de 30 kWh/mes la factura eléctrica sería de ¢9 859,20 (30 x ¢328,64), mientras que el sobreprecio pagado por el primer bloque es de ¢7,798,20, la cual representa un 79,10% más alto que el primer monto.

En este caso, la Cooperativa debería hacer una modificación sustantiva por cuanto el precio del kWh/mes del primer bloque es excesivo, si se compara con el precio medio.

#### 4.7.3 Tarifa industrial Alfaro Ruíz

Esta tarifa coincide con lo comentado en la general de esta Cooperativa. Los niveles de consumo son muy bajos, para los bloques de consumo definidos por ARESEP.

Según el pliego tarifario de abril de los corrientes definido para esta Cooperativa por ARESEP, para los primeros 3 000 kWh/mes, el monto fijo que se debe pagar es de ¢138 000, lo cual para quien demanda hasta aquél nivel el promedio por unidad es de ¢46,00.

La excitativa para la Autoridad Reguladora es que defina un pliego para esta Cooperativa más acorde con los niveles de consumo de sus clientes, calcule un precio promedio por kilovatio hora constante y que tenga congruencia con el precio medio de la tarifa actual cobrada por la empresa eléctrica.

En este caso para un consumidor de 30 kWh/mes, el pago de su factura eléctrica ascendería a ¢11 928,60. El sobreprecio que soportaría el cliente de dicha empresa sería de ¢9 889,20 que representa un 82,90%, respecto al primer monto. A todas luces esa sobrecarga es excesiva.

**Cuadro No. 42**  
**Alfaro Ruíz: Tarifa industrial: KWh vendidos,**  
**ingresos por tarifas y precios**  
**(kWh, colones, colones/kWh)**

Nivel de Consumo	kWh vendidos	Ingresos por tarifas	Precio bloque/kWh	Precio medio/kWh	Precio medio - Precio bloque/kWh
0 - 30 kWh	2 953	1 174 180	397,62	67,98	-329,64
31 - 50	4 188	243 633	58,17	67,98	9,81
51 - 450	379 914	25 562 478	67,28	67,98	0,70
451 - 3000	1 260 730	85 048 043	67,46	67,98	0,52
3001 y más	50 345	3 415 277	67,84	67,98	0,15
Total	1 698 130	115 443 611	67,98	67,98	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos de Coopealfaro

#### 4.7.4 Alumbrado público Alfaro Ruíz

El Detalle No. 4 muestra la situación del alumbrado público en Coopealfaro Ruíz. El consumo es de 380 422 kilovatios-hora, generando un ingreso en el primer semestre del 2008 de ¢10 537, 8 miles, lo cual da un precio promedio por kWh/mes de ¢27,70.

Detalle No. 4  
Alfaro Ruíz: Tarifa alumbrado público  
(kWh, colones y colones/kWh)  
Primer semestre 2008

kWh	Ingresos por tarifas	Precio Medio por bloque
380 422	10 537 897	27,70

Fuente: Coopealfaro

## V. SECTOR DE COMBUSTIBLES

El sector de combustibles está comprendido por la empresa estatal denominada Refinadora Costarricense de Petróleo, S. A (RECOPE), que importa, refina y expende derivados de petróleo al por mayor, y por el servicio privado de transporte y distribución al por menor de combustibles.

### 5.1 Principio al costo por producto

Está establecido que en la valoración de los combustibles internos debe seguirse el principio de servicio al costo, incluyendo un margen para contemplar las inversiones necesarias para el crecimiento de la actividad. Se postula que dicho principio se está aplicando cuando los excedentes y las situaciones deficitarias de los estados de orígenes y aplicación de fondos de cada producto son cero.

Con el objeto de cumplir a cabalidad con este principio, debe de implementarse otro lineamiento y es que, al final de cada mes RECOPE calcule los estados de origen y aplicación de fondos para cada producto, y los presente a ARESEP. En el caso de haber excedentes, la última entidad aparte de los otros ajustes que se contemplen, en la siguiente fijación de precios ordinaria o extraordinaria, rebajar los precios de los productos superavitarios o aumentar los de los combustibles deficitarios. Se reitera que estas modificaciones de los valores unitarios deberán ser implementadas en la siguiente revisión de precios, ordinaria y/o extraordinaria.

Esta última práctica es muy importante, ya que además de cumplir estrictamente con el principio de servicio al costo, posibilitaría hacer esos ajustes en forma más expedita, sabiendo exactamente que cotización de cada combustible debe ser modificado, lo que hace que se eliminen los excedentes positivos y negativos de los estados de origen y

aplicación de fondos, evitando además que se generen subsidios y sobrecargas cruzadas, a menos que las mismas se establezcan intencionalmente.

Ambos mecanismos, la reducción de los plazos, para el cálculo del precio promedio internacional de los combustibles, a una semana y el ajuste adicional semanal a los precios de los productos, y los ajustes mensuales basados en los estados de origen y aplicación de fondos de cada producto, hará que los precios internos sigan, en mayor medida, las variaciones de los valores unitarios de los hidrocarburos en el mercado internacional, lo que se traducirá en que, tanto RECOPE como ARESEP reciban menos críticas por parte del público.

### **5.1.1 Estados financieros por producto**

El análisis se inicia con las estructuras de precios plantel RECOPE de los combustibles, durante el primer y segundo trimestre acumulado del 2008 (estado de ganancias y pérdidas y origen y aplicación de fondos para cada producto).

Se utilizan cifras acumuladas por trimestre y semestre para tratar de eliminar hechos coyunturales mensuales, a pesar de que el estado de la economía del 2008 ha sido atípico, por la crisis mundial presente, que ha afectado en menor grado al país, puesto que tanto el consumo de derivados del petróleo se ha contraído si se le compara con el período 2005-2007.

También se hace un “cuasi” origen y aplicación de fondos para cada producto. El término cuasi se usa porque es un aproximado, por el hecho que algunas partidas del mismo son rubros contables que no son necesariamente efectivo y por otro lado, no se incluye la utilidad neta después de impuestos de la renta que fueron cancelados al Ministerio de Hacienda, porque RECOPE debe cobrar los productos al costo incluyendo las inversiones necesarias para el desarrollo de la actividad. Los elementos que no son efectivo corresponden a las partidas correspondientes del estado de ganancias y pérdidas de cada producto.

Por lo tanto, la intención de esos cuasi estados de origen y aplicación de fondos por combustible, es para calcular aproximadamente la presencia o no de excedentes o faltantes en los mismos, que requieran modificaciones de los precios para dejar el saldo en cero a nivel de cada derivado del petróleo y así cumplir con el principio de valorar los productos al costo.

Como se aprecia más adelante, se pretende que el principio de servicio al costo, incluyendo las inversiones a probadas por ARESEP debe de cumplirse a nivel de cada producto comercializado por RECOPE.

Como se ha dicho tampoco se excluye de la utilidad por producto en ese estado de los importes pagados por RECOPE, correspondientes al impuesto sobre la renta porque la Sala Constitucional ha dado una resolución de que dicha práctica es improcedente, con el objeto de mantener el principio de servicio al coste de los hidrocarburos.

Tanto los estados de ganancias y pérdidas y los cuasi estados de origen y aplicación de fondos, tienen como base los papeles de trabajo y los cuadros elaborados por el MSc. Alvaro González del Departamento de Estudios Económicos y Financieros de RECOPE.

A los mismos se le hicieron algunos ajustes y modificaciones, para excluir entre otras cosas el impuesto de la renta, que fue pagado por RECOPE, y que fue considerado en los mismos en los balances de ganancias y pérdidas de cada producto por A. González.

La información se analiza considerando los dos primeros trimestres del año 2008, con el objeto de tomar en cuenta la situación financiera que ha experimentado RECOPE, durante esos períodos, que fue de continuas alzas en los precios del petróleo y sus derivados, tratando de identificar procedimientos y prácticas que permitan a ésta, mejorar su desempeño tanto en situaciones normales como coyunturales.

En ese sentido se compara la composición de los precios de los hidrocarburos expedidos por RECOPE, los estados financieros acumulados del primer trimestre y semestre del 2008 y la evolución en los precios del crudo en ese lapso de tiempo.

#### **5.1.1.1 Estados de ganancias y pérdidas por combustible**

El Cuadro No. 43 muestra el estado de pérdidas y ganancias acumulado de enero-marzo de 2008 de las gasolinas, diesel, jet a-1, bunker y GLP, y se aprecia que las ventas de diesel y gasolinas son los principales combustibles de venta en los períodos de análisis.

En efecto, ellas suman 807,8 millones de un total de todos los productos de 1 088,8 millones de litros en el período enero-marzo del 2008. Eso significa que aquellos tres productos representaron el 74,2% del total de productos vendidos por la Empresa en ese período.

También se deduce de dicho cuadro, que los productos ahí incluidos ostentan ventas por servicios mínimos, por lo cual los ingresos brutos individualmente, están explicados, en su mayor proporción, por el precio de venta de los mismos.

El costo de ventas es el rubro más importante de los gastos, oscilando entre 0,84% para el bunker y 99,2% en el caso de la gasolina súper, de los precios de los productos. Estos porcentajes en su mayor parte lo explican la importación de los derivados y del petróleo.

Las siguientes erogaciones más importantes respecto al precio de los combustibles son los gastos gerenciales, que contempla todas las unidades administrativas y operativas que están adscritas a los mismos.

Los gastos gerenciales varían desde ¢4,40 en el asfalto hasta ¢91,90 por litro en la gasolina súper, los cuales representan el 2,29% y 2,34% de sus respectivos valores unitarios de venta. El subtotal de erogaciones antes de otros gastos y los rubros financieros van desde ¢183,05 en el bunker hasta ¢371,62 por litro en la gasolina súper, representando un 94,5% y 86,8% de los precios por litro, respectivamente.

El producto neto antes de los ingresos y gastos financieros se ubica entre 5,3% en la gasolina súper y -0,73% en el caso del asfalto, respecto al precio de venta por litro. Nótese que en este último hidrocarburo ya se obtienen pérdidas a este nivel.

Los costos financieros por litro son ínfimos variando desde ¢0,13 en el asfalto hasta ¢0,27 por litro en las gasolinas. De la misma forma los otros gastos y los productos por litro son pequeños.

Por otro lado, las transferencias representados por el canon a ARESEP, al Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) y a la Organización Latinoamericana de Energía OLADE, todos juntos por producto no sobrepasan a ¢1,76 por litro, cuya cifra se refiere a la gasolina súper.

**Cuadro No. 43**  
**RECOPE: Estado de Pérdidas y Ganancias por Producto**  
**Acumulado enero-marzo de 2008**

Concepto	Gasolina Regular	Gasolina súper	Diesel	Jet A-1	Bunker	Asfalto	GLP
Litros vendidos (Millones)	198,73	106,65	502,45	88,53	66,84	20,58	65,62
Precio de venta	386,38	393,19	334,76	314,04	210,92	188,17	227,21
Más venta servicios	0,05	0,05	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03
Ingreso bruto	386,43	393,25	334,81	314,09	210,95	188,19	227,24
Menos: Costo ventas unitario	356,48	361,51	311,17	299,79	177,62	184,43	209,22
Gastos gerenciales	9,03	9,19	7,82	7,34	4,93	4,40	5,31
Gastos por depreciación	0,91	0,92	0,79	0,74	0,50	0,44	0,53
Subtotal gastos	366,42	371,62	319,78	307,87	183,05	189,27	215,06
Otros ingresos	0,38	0,39	0,33	0,31	0,21	0,18	0,22
Otros gastos	0,99	1,01	0,86	0,81	0,54	0,48	0,58
Ingreso neto	19,40	21,00	14,50	5,72	27,56	-1,37	11,82
Gastos financieros	0,27	0,27	0,23	0,22	0,15	0,13	0,16
Productos financieros	0,85	0,86	0,73	0,69	0,46	0,41	0,50
Aportes(1)	1,73	1,76	1,50	1,41	0,95	0,84	1,02
Utilidad (Pérd.) neta antes imp. renta ene-mar 2008	18,25	19,83	13,50	4,78	26,94	-1,93	11,14
Rentab. antes imp. renta ene-mar 2008(%)	4,72	5,04	4,03	1,52	12,77	-1,03	4,90
Rentab. antes imp. renta 2003 (%)	16,27	26,16	-13,76	-46,00	-46,00	-11,00	-14,00

(1)=Transferencias Sector Público, Canon ARESEP, MINAET y OLADE

Fuente: Elaboración propia con datos del Departamento de Estudios Económicos y Financieros, RECOPE

Las cifras anteriores arrojan una utilidad neta por litro de: ¢18,25; ¢19,83; ¢13,50; ¢4,78; ¢26,24; -1,93 y 11,14 en la gasolina regular, la súper, diesel, jet, bunker, asfalto

y GLP por litro, respectivamente. Se observa que las mayores rentabilidades se dan en el bunker y la gasolina súper; mientras que el asfalto experimenta una pérdida por litro de -¢1,93.

Por otro lado, las rentabilidades más altas respecto al precio, se presentan en el caso del bunker, y en la gasolina súper y regular, con porcentajes de 26,94%; 19,83% y 18,25%, en su orden. En el resto de los productos: diesel, jet, asfalto y GLP las mismas son de: 13,76%, 4,78%; -1,93% y 11,14%, respectivamente, en el período acumulado enero-marzo del 2008.

Nótese que de los productos enumerados sólo hay uno de ellos que muestran una pérdida neta y que corresponde al asfalto, ésta es muy pequeña y corresponde a ¢1,93 por litro.

Es importante comparar la rentabilidad a partir de la utilidad neta de los productos del período acumulado enero a marzo del 2008, con las rentabilidades del año completo 2003, para determinar si las mismas han mejorado o empeorado del primer período al segundo y si están en concordancia con la situación financiera de RECOPE.

En este particular, en las gasolinas, regular y súper, la rentabilidad neta ha caído considerablemente, pero más tratándose de la gasolina súper, si se le compara con la observada en el año 2003.

Así, por ejemplo, la rentabilidad de la gasolina regular desciende de 16,27% a 4,72% y la súper cae desde 26,16% a 5,04%, en el primer semestre del 2008.

Esta situación es congruente, por los retrasos que ha habido en actualizar los precios internos de los combustibles, con relación a los internacionales, explicado por utilizar el promedio mensual de los mismos y por las revisiones de precios mensuales por parte de ARESEP, lo que se tradujo en un período de dos meses, para ajustar los valores unitarios de cada hidrocarburo durante la mayor parte del 2008.

Por otro lado, en el diesel, jet, bunker, asfalto y GLP ha ocurrido lo contrario, sus rentabilidades en el primer trimestre del 2008 antes del impuesto sobre la renta han superado en mucho las del 2003, ya que las mismas pasaron de porcentajes negativos a positivos. Así, las rentabilidades han pasado de -13,76% a 4,03%; de -46% a 1,52%; de -46% a 12,77%; de -11% a -1,03% y de -14% a 4,9, respectivamente.

En términos generales RECOPE mejoró mucho sus rentabilidades en los dos períodos comparados, especialmente de aquellos productos que eran muy deficitarios, con la excepción de las gasolinas, y en forma especial en el caso de la gasolina súper.

Probablemente las rentabilidades de los productos del primer semestre comparadas con la del segundo de 2008, disminuirán, como se verá más adelante, por continuar las rachas alcistas de los precios internacionales y por la lentitud, derivada de la

aplicación de la fórmula automática, en ajustar los precios internos de los combustibles.

En el Cuadro No. 44 se muestran los estados de ganancias y pérdidas acumulados enero-marzo de 2008 del resto de los productos expendidos por RECOPE. El costo de ventas, que es el rubro más elevado, y el que tiene que reducir o mantener constante para mejorar la eficiencia productiva y la competitividad en el Istmo Centroamericano, varía desde ¢135,85 en la emulsión asfáltica hasta ¢560,05 por litro en el av-gas.

La siguiente partida de costos importante son los gastos gerenciales que en el kerosene, emulsión asfáltica, av-gas, gasóleo, nafta e IFO-380 son de ¢8,46; ¢3,17; ¢10,41; ¢6,03; ¢6,41 y ¢4,75 por litro, en su orden.

Se nota que las utilidades netas del kerosene, emulsión asfáltica, av-gas, gasóleo, nafta e IFO-380 son de: -¢3,15; -¢0,16; -¢128,24; ¢20,46; -¢13,9 y ¢23,99 por litro, en su orden. Es decir, la mayoría de los combustibles del Cuadro No.44 son deficitarios para la Empresa, desde el punto de vista de ingresos menos costos.

Por las utilidades netas indicadas, con la excepción del gasóleo y el IFO-380, las rentabilidades de enero-marzo acumuladas del resto de los productos son negativas, en dicho cuadro, siendo, respectivamente de: -0,95% en el kerosene, - 0,11% en la emulsión asfáltica, -28,80% en el av-gas, 7,94% en el gasóleo, -5,07% en la nafta y 11,81% en el IFO-380.

Observando las utilidades netas de los productos se nota que hay subsidios cruzados, especialmente en lo que se refiere al av-gas y la nafta. Los que cooperan más en ese particular son las gasolineras, el diesel, el bunker, el GLP, el gasóleo y la nafta.

Sin embargo, posteriormente y en detalle se hablará de subsidios cruzados entre los combustibles, cuando se determinen los estados de origen y aplicación de fondos, ya que sus precios deben de cubrir los costos y las inversiones necesarias para el crecimiento de la actividad.

Comparando las rentabilidades del período enero marzo del 2008 con las del año 2003, se aprecia que con la excepción del av-gas y el IFO-380, el resto de los productos han mejorado. Es notoria la rentabilidad negativa del av-gas que pasó de -14% a -28,80% del primer período al segundo.

En el resto de los productos, las rentabilidades son las siguientes: kerosene, emulsión asfáltica, gasóleo, nafta e IFO-380 pasaron de -52% a -0,95; -10% a -0,11%; -14% a -28,8%; -18% a 7,94%; -24% a -5,07% y 17,1% a 11,81%, en su orden.

**Cuadro No. 44**  
**RECOPE: Estado de Pérdidas y Ganancias por Producto Acumulado**  
**enero marzo de 2008 Colones por litro**

Concepto	Kerosene	Emulsión Asfáltica	Av-gas	Gasóleo	Nafta	IFO 380
Litros vendidos (Millones)	1,08	2,86	0,89	2,51	0,10	31,92
Precio de venta	362,18	135,79	445,22	257,84	274,24	203,11
Más: Venta de servicios	0,05	0,02	0,06	0,04	0,04	0,03
Ingreso bruto	362,23	135,81	445,28	257,87	274,28	203,14
Menos: Costo ventas unitario	354,69	131,85	560,05	229,60	279,87	173,00
Gastos gerenciales	8,46	3,17	10,41	6,03	6,41	4,75
Gastos por depreciación	0,85	0,32	1,05	0,61	0,64	0,48
Subtotal gastos	364,01	135,35	571,50	236,23	286,93	178,22
Otros ingresos	0,36	0,13	0,44	0,25	0,27	0,20
Otros gastos	0,93	0,35	1,15	0,66	0,71	0,52
Ingreso neto antes de rubros financieros	-2,36	0,25	-126,92	21,23	-13,08	24,59
Gastos financieros	0,25	0,09	0,31	0,18	0,19	0,14
Productos financieros	0,79	0,30	0,98	0,57	0,60	0,45
Aportes(1)	1,63	0,61	1,99	1,16	1,23	0,91
Utilidad (pérd.) neta ene-mar antes imp. renta 2008	-3,45	-0,16	-128,24	20,46	-13,90	23,99
Rentab. ene-mar antes imp.renta 2008 (%)	-0,95	-0,11	-28,80	7,94	-5,07	11,81
Rentabilidad antes imp. renta 2003 (%)	-52,00	-10,00	-14,00	-18,00	-24,00	17,10

(1)=Transferencias: Canon ARESEP, MINAET y OLADE

Fuente: Elaboración propia con datos del Departamento de Estudios Económicos y Financieros, RECOPE

De los anteriores porcentajes se observa la extraordinaria recuperación en el caso del kerosene y un poco menos en el gasóleo y la nafta.

Calculando la utilidad neta ponderada para todos los hidrocarburos en el período acumulado enero-marzo del 2008, el resultado es de 14,35%.

El Cuadro No. 45 muestra el estado de ganancias acumulado de enero a junio del 2008 para los productos de mayor venta por parte de RECOPE. En dicho estado se observa que los precios de la gasolina regular, súper, diesel, jet, bunker, asfalto y GLP tuvieron aumentos porcentuales entre el primer y segundo semestre de: 39,14%; 40,56%, 58,99%; 41,67%; 38,46%, 38,20% y 34,66%, respectivamente. Estos altos porcentajes de cambio experimentados entre el primer y segundo trimestre de ese año, se deben al incremento en el costo de venta de los hidrocarburos, que tiene como origen las variaciones importantes en los precios del petróleo y sus derivados.

Nuevamente la segunda partida de costos importante lo constituyen los gastos gerenciales, los que varían de ¢5,56 en el caso del asfalto a ¢11,81 por litro en la gasolina súper.

El resto de los gastos, excepto los aportes que varían desde ¢0,66 en el asfalto a ¢1,40 en la gasolina súper, son inferiores a un colón por litro. Lo mismo se puede decir de los valores absolutos de los productos y los gastos financieros.

Finalmente, las utilidades netas antes de impuestos de la gasolina regular, súper, diesel, jet, bunker, asfalto y GLP son de: ¢11,70; ¢15,91; -¢7,05; ¢5,54; ¢14,24; -¢7,05 y ¢2,63 por litro. Nótese que dichas utilidades netas del acumulado a junio, disminuyó con respecto a su similar del primer semestre del 2008.

Esto por supuesto que concuerda con la situación financiera global de la Empresa, por las continuas rachas de incremento de los precios del petróleo y la lentitud del ajuste de los precios internos, como respuesta a la revisión, en promedio, de los mismos cada dos meses.

**Cuadro No.45**  
**RECOPE: Estado de Ganancias y Pérdidas por Producto**  
**Acumulado de enero a junio de 2008 Colones por litro**

Concepto	Gasolina regular	Gasolina super	Diesel	Jet A-1	Bunker	Asfalto	GLP
Litros vendidos (Millones)	294,76	158,25	712,14	130,00	96,55	28,21	97,61
Precio venta	537,61	552,67	499,28	444,90	292,04	260,06	305,97
Más: Venta servicios	0,08	0,08	0,07	0,07	0,04	0,04	0,05
Ingreso bruto	537,70	552,76	499,36	444,96	292,08	260,10	306,02
Menos: Costo ventas unitario	512,26	522,73	493,66	439,14	270,38	260,51	295,57
Gastos gerenciales	11,49	11,81	10,67	9,51	6,24	5,56	6,54
Gastos por depreciación	1,20	1,23	1,12	0,99	0,65	0,58	0,68
Subtotal gastos	524,95	535,77	505,44	449,65	277,27	266,65	302,79
Otros ingresos	0,58	0,60	0,54	0,48	0,32	0,28	0,33
Otros gastos	0,93	0,96	0,86	0,77	0,51	0,45	0,53
Ingreso neto antes de rubros financieros	12,40	16,63	-6,40	-4,97	14,62	-6,71	3,03
Productos financieros	0,97	0,99	0,90	0,80	0,53	0,47	0,55
Gastos financieros	0,31	0,31	0,28	0,25	0,17	0,15	0,17
Aportes(1)	1,36	1,40	1,26	1,12	0,74	0,66	0,77
Utilidad(Pérdida) neta antes imp.renta ene-jun 2008	11,70	15,91	-7,05	-5,54	14,24	-7,05	2,63
Rentab. antes imp. renta ene-jun 2008 (%)	3,39	3,59	2,70	1,07	9,22	-0,74	3,64
Rentab. antes imp. renta ene-mar 2008 (%)	4,72	5,04	4,03	1,52	12,77	-1,03	4,90
Rentab. antes imp. renta 2003 (%)	16,27	26,16	-13,76	-46,00	-46,00	-11,00	-14,00

(1)=Transferencias:Canon ARESEP, MINAET y OLADE

Fuente: Elaboración propia con datos del Departamento de Estudios Económicos y Financieros, RECOPE.

Por lo anteriormente dicho, las rentabilidades de los hidrocarburos señalados caen durante el segundo con respecto al primer trimestre de 2008. Sin embargo, al comparar el primer período con el 2003, los resultados no son en el mismo sentido. Así, por ejemplo, se mejoraron las rentabilidades a junio de los siguientes hidrocarburos: diesel, jet fuel, bunker, asfalto y GLP; las mismas son de: 2,70%; 1,07%; 9,22%, -0,74 y 3,64, en su orden.

Nótese que de los combustibles de mayor venta, por parte de RECOPE, sólo el asfalto es el que muestra una rentabilidad negativa a junio del 2008. Las rentabilidades que experimentaron las mayores bajas fueron las gasolinas, el diesel y el bunker; y en menor grado también ocurrió en el GLP.

Seguidamente el Cuadro No. 46 contiene el estado de ganancias y pérdidas de enero a junio del 2008 para el resto de los productos vendidos por RECOPE. Al igual que los hidrocarburos de mayor venta; el kerosene, la emulsión asfáltica, av-gas, gasóleo, nafta e IFO-380, experimentaron grandes porcentajes alcistas en los precios entre el primero y segundo trimestre. Los incrementos porcentuales, en su orden fueron: 30,70%; 48,14%; 41,04%; 49,27%; 67,56% y 43,11%, explicados, en su mayoría, por la misma razón que aquéllos, es decir, por los aumentos positivos en el costo de ventas.

Se nota la existencia de subsidios cruzados entre los productos en el período acumulado enero-junio del 2008. Los principales combustibles subsidiados son: el diesel, el jet, el asfalto, el kerosene, la emulsión asfáltica y el av-gas. Los hidrocarburos, que contribuyen más a esos subsidios son: las gasolinas, el bunker, la nafta y el IFO-380.

Más propiamente se estarán calculando subsidios cuando se confeccionen los estados de origen y aplicación de fondos para cada combustible, dado que los mismos deben de recuperar los costos, al igual que las inversiones necesarias para el desarrollo de la actividad.

Por supuesto que, el mayor gasto por producto corresponde al costo de ventas por litro. Dicho rubro correspondió en los casos de: kerosene, emulsión asfáltica, av-gas, gasóleo, nafta e IFO-380 a: ¢467,44; ¢213,55; ¢733,47; ¢379,36; ¢403,33 y ¢248,11 por litro, en su orden.

El segundo rubro importante en los costos lo constituyen los gastos gerenciales, los que varían desde \$4,30 en la emulsión asfáltica hasta ¢13,42 por litro en el av-gas. Las otras partidas de gastos son inferiores a ¢1,45 por litro vendido. Algo similar se puede decir respecto a los productos financieros.

Se observa que todos los productos arrojan pérdidas antes del impuesto de la renta, excepto en los casos de la nafta y el IFO-380. Esas pérdidas son mayores que las del período enero-marzo del 2008; mientras que los dos hidrocarburos anteriores mejoraron las utilidades netas entre marzo y junio de ese año.

Las pérdidas durante el primer semestre del 2008 fueron para el kerosene, emulsión asfáltica, av-gas y gasóleo de: -¢6,11; -¢17,49; -¢121,50 y -¢4,25 por litro, en su orden.

**Cuadro No. 46**  
**RECOPE: Estado de Pérdidas y ganancias por Producto**  
**Acumulado de enero a junio de 2008 Colones por litro**

Concepto	Kerosene	Emulsión asfáltica	Av-gas	Gasóleo	Nafta	IFO 380
Litros vendidos (Millones)	1,62	3,89	1,32	3,83	10,17	45,62
Precio venta	473,36	201,16	627,92	384,87	459,52	291,96
Más venta servicios	0,07	0,03	0,09	0,06	0,07	0,04
Ingreso bruto	473,43	201,19	628,02	384,93	459,59	292,00
Menos: Costo de ventas unitario	467,44	213,55	733,47	379,36	403,33	248,11
Gastos gerenciales	10,12	4,30	13,42	8,22	9,82	6,24
Gastos por depreciación	1,06	0,45	1,40	0,86	1,03	0,65
Subtotal gastos	478,62	218,29	748,29	388,44	414,18	255,00
Otros gastos	0,82	0,35	1,09	0,67	0,80	0,51
Otros ingresos	0,51	0,22	0,68	0,42	0,50	0,32
Ingreso neto antes rubros financieros	-5,50	-17,23	-120,69	-3,76	45,11	36,82
Productos financieros	0,85	0,36	1,13	0,69	0,83	0,53
Gastos financieros	0,27	0,11	0,36	0,22	0,26	0,17
Aportes(1)	1,20	0,51	1,59	0,97	1,16	0,74
Utilidad (Perd.) neta ene-junio antes imp. renta 2008	-6,11	-17,49	-121,50	-4,26	44,52	36,44
Rentabilidad antes imp. renta ene-junio 2008 (%)	-1,29	-8,69	-19,35	-1,11	9,69	12,48
Rentabilidad antes imp. renta enero - marzo de 2008 (%)	-0,95	-0,11	-28,80	7,94	-5,07	11,81
Rentabilidad antes imp. renta 2003	-52,00	-10,00	-14,00	-18,00	-24,00	17,10

(1) Transferencias: Canon ARESEP, MINAT y OLADE

Fuente: Elaboración propia con datos del Departamento de Estudios Económicos y Financieros. RECOPE

Es preocupante los saldos negativos que se obtienen en el av-gas y la emulsión asfáltica por lo cual es de esperar encontrar excedentes negativos en sus correspondientes estados de orígenes y aplicación de fondos.

Por el contrario tanto la nafta como el IFO-380 arrojan utilidades netas positivas y las mismas son de: ¢44,52 y ¢36,44 por litro, por lo que puede afirmarse que las mismas son elevadas en el período de referencia.

Por lo dicho, entre el acumulado del primer y segundo trimestre hay mejoras en la rentabilidad de los siguientes productos: av-gas cambiando de -28,80% a -19,35%, la nafta de -5,07% a 9,69% y el IFO-380 de 11,81% a 12,48%.

Al comparar la situación financiera, rentabilidad, de cada producto entre 2003 y el acumulado de junio del 2008, se observa que cuatro productos mejoraron su posición: el kerosene que pasa de -52% a -1,29%; la emulsión asfáltica de -10% a -8,69%; el gasóleo de -18% a -1,11% y la nafta de -24% a 9,69%. Obsérvese el progreso sensible que se obtiene en los casos del kerosene, el gasóleo y la nafta.

En contraposición, tanto el av-gas como el IFO-380 descienden su rentabilidad en el período referenciado. El movimiento de los mismos es de -14% a -19,35% y de 17,10% a 12,48%, en su orden; sin embargo, los descensos porcentuales no son tan sensibles. Por estas razones, se puede generalizar que la posición de rentabilidad del primero al segundo trimestre del 2008 fue negativa.

Por supuesto que si se representaran los meses en forma individual en el período abril – junio del 2008, en lugar de los estados de ganancias y pérdidas acumulados de enero a junio de los corrientes, la mayoría de las bajas mensuales serían más pronunciadas, porque relativamente el primer semestre muestra más rentabilidades menores que las del primer trimestre del 2008.

Nótese que en ningún caso se ha mostrado el impuesto de la renta, a pesar de que RECOPE lo pagó en los diferentes períodos referenciados, porque según un pronunciamiento de la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, en el voto 6252-97 del 2 de octubre de 1992, se indicó que en el caso de los servicios regulados por ARESEP, no debe cobrarse dicho tributo, ya que las tarifas se establecen al costo y sólo debe contemplarse un rédito para la expansión de las actividades.

Calculando la utilidad neta ponderada para todos los productos en el período acumulado enero-junio de 2008, se tiene que la misma es de 2,26%. Llama la atención el descenso en la misma dado que de enero a marzo había sido de 14,35%.

#### **5.1.1.2 Estados de origen y aplicación de fondos por combustible**

Los estados de origen y aplicación de fondos por combustible son de gran utilidad, porque a partir de los mismos se puede calcular en forma exacta si existen subsidios o sobrecargas cruzadas entre los hidrocarburos.

En primer lugar, es preciso reiterar que dichos estados son aproximados y resumidos, porque cada una de sus partidas hasta la utilidad neta no es propiamente efectivo, ya que corresponden al el estado de ganancias y pérdidas de cada producto.

Además, dichos estados de origen y aplicación de pérdidas de cada producto, no contienen el saldo de caja del período anterior, porque en lo que se está más interesado es en saber si los orígenes acumulados de enero-a junio del 2008, al menos se balancean con las aplicaciones del período.

El Cuadro No. 47 muestra esos orígenes y aplicación de fondos por producto para los combustibles de mayor venta, los que son parciales y resumidos, por las observaciones ya dichas, para el período acumulado enero-junio del 2008.

Se observa que el saldo de los orígenes de fondos de los mismos, con la excepción de las gasolinas y el bunker, son deficitarios en el período acumulado enero-junio del 2008.

Además, la condición deficitaria del diesel, el jet y el asfalto es notoria. Efectivamente los faltantes respectivos son de: -¢12,38; -¢10,65 y -¢10,77 por litro, en su orden. Si bien la situación de estos hidrocarburos es preocupante, lo es especialmente para el diesel que es el de más venta interna en el país.

**Cuadro No. 47**  
**RECOPE: Estado de origen y aplicación de fondos resumido por producto**  
**acumulado de enero a junio 2008 colones por litro**

Concepto	Gasolinas		Diesel	Jet A-1	Bunker	Asfalto	GLP
	Regular	Super					
Util. (Perd.) neta antes imp. renta	11,70	15,91	-7,05	-5,54	14,24	-7,05	2,63
Depreciación	1,20	1,23	1,12	0,99	0,65	0,58	0,68
Inversiones	-5,11	-3,88	-4,00	-3,92	-2,23	-3,03	-2,49
Servicio de la deuda (Amortizac)	-2,63	-2,71	-2,45	-2,18	-1,43	-1,27	-1,50
Excedente (Déficit)	5,16	10,55	-12,38	-10,65	11,23	-10,77	0,68

(1)Transferencias: Canon ARESEP, Ministerio de Ambiente y OLADE

Fuente: Elaboración propia con datos del Departamento de Estudios Económicos y Financieros. RECOPE

Por otro lado, hay dos formas alternativas de cumplir con el principio de servicio al costo. La primera es desde un punto de vista global, considerando que el excedente y/o faltante del estado de orígenes y aplicación de fondos, para RECOPE debe de ser igual a cero, independientemente de lo que suceda con el faltante y excedente de cada producto.

Lo que se requiere es que el total de los excedentes individuales, antes del impuesto sobre la renta, compensen la suma de los productos deficitarios. Una ventaja de considerar el principio al coste en forma global, para todos los productos, es que RECOPE podría contar con más grados de libertad para fijar los precios individuales, en donde se presentarían excedentes y posiciones deficitarias para algunos, y de esta manera, mejorar su competitividad en el Istmo Centroamericano, con relación a las gasolinas y el diesel, recargando los valores unitarios del resto de los hidrocarburos.

Sin embargo, dado que las gasolinas y el diesel representan un porcentaje de las ventas muy elevado, cercano al 75%, no parece que haya mucha posibilidad de reducir los precios de aquéllos, compensándolos con los de los hidrocarburos menores.

La otra alternativa es que el principio al coste, se cumpla a nivel de cada hidrocarburo individual. Este es el procedimiento que se ha escogido en este informe. Hay una razón importante para ello y es mantener, en su mayor grado posible los precios de "cuasi" eficiencia, los que no son del todo eficientes dado que los mismos soportan tributos y otras transferencias al sector público y a organismos internacionales.

Por otro lado, se desea que los precios de los hidrocarburos representen adecuadamente los costos relativos, con el objeto de que los mismos, sean más congruentes con los del exterior.

La otra ventaja de mantener los valores unitarios de los productos al costo, es que en forma permanente se estaría, de una forma sencilla, persiguiendo la eficiencia en la producción y el consumo de cada combustible y, lo que es más importante, eliminar la posibilidad de que se generen subsidios entre los mismos, para cumplir de esta forma con el mandato de la Sala Constitucional de eliminar los excedentes y las posiciones deficitarias en los productos.

En el Cuadro No. 47 se observa que los estados de origen y aplicación de fondos están compuestos por las siguientes partidas de entradas: la utilidad neta por producto y la depreciación; mientras que las salidas de los mismos están representadas por las inversiones necesarias y el servicio de la deuda. La depreciación oscila desde ¢0,58 en el asfalto hasta ¢1,23 por litro en la gasolina súper .

Por otro lado, las inversiones necesarias para el crecimiento de la actividad ascienden en la gasolina regular, súper, diesel, jet, bunker, asfalto y GLP a: ¢5,11; ¢3,88; ¢4,00; ¢3,92; ¢2,23; ¢3,03 y ¢2,49 por litro, en su orden.

Las amortizaciones por hidrocarburos, manteniendo el orden anterior, son de: ¢2,63; ¢2,71; ¢2,45; ¢2,18; ¢1,43; ¢1,27 y ¢1, 50 por litro, respectivamente.

Dado que la definición de los precios de los hidrocarburos, se han definido por producto, incluyendo las inversiones necesarias para el desarrollo de la actividad, si estas últimas incluidas en el Cuadro No. 49 son realmente las requeridas; eso significa que ARESEP debería de bajar el precio de la gasolina regular en ¢5,16, la gasolina súper en ¢10,55 y el bunker en ¢11,23 por litro, a partir de junio del 2008, los que representan los excedentes por producto, igualmente considerar, además los movimientos de la fórmula automática.

Estas reducciones de precios en las gasolinas serían convenientes para incrementar la competitividad de las mismas en el Istmo Centroamericano. Lo contrario sucedería con el diesel por su posición deficitaria.

Por el contrario, la Autoridad Reguladora debió aumentar los precios por litro, en ¢12,38; ¢10,65; y ¢10,77; del diesel, jet, y asfalto, respectivamente, que son los saldos negativos del estado de origen y aplicación de fondos para esos combustibles, más las modificaciones que señalen las respectivas fórmulas de precios.

Lo más preocupante de los saldos arrojados por el estado en comentario, es que el producto de mayor venta nacional en el período, enero-junio del 2008, que corresponde al diesel es deficitario en una cantidad apreciable. Lo mismo se puede decir en el caso del jet A-1.

Seguidamente se hace el ejercicio para el resto de los productos. Así en el Cuadro No.48 e aprecian los estados de origen y aplicación de fondos resumidos y acumulados para enero-junio del 2008, para el kerosene, emulsión asfáltica, av-gas, gasóleo, nafta e IFO-380.

**Cuadro No. 48**  
**RECOPE: Estado de origen y aplicación de fondos resumido**  
**por producto, acumulado de enero a junio 2008 colones por litro**

	Kerosene	Emulsión Asfáltica	Av-gas	Gasóleo	Nafta	IFO-380
Util. (Perd.) neta antes imp. renta	-6,11	-17,49	-121,50	-4,25	44,52	36,44
Depreciación	1,06	0,45	1,40	0,86	1,03	0,65
Inversiones	-3,88	-1,80	-3,91	-3,83	-2,24	-2,25
Servicio de la deuda (Amortizac)	-2,32	-0,99	-3,08	-1,88	-2,25	-1,43
Excedente (Déficit)	-11,25	-19,83	-127,09	-9,10	41,06	33,41

(1)Transferencias: Canon ARESEP, Ministerio de Ambiente y OLADE

Fuente: Elaboración propia con datos del Departamento de Estudios Económicos y Financieros. RECOPE

Los resultados anteriores indican que para igualar los orígenes con las aplicaciones de fondos, sería necesario aumentar los precios del keroseno, emulsión asfáltica, av-gas y gasóleo.

En estos casos la elevación de los precios es más sencilla, porque los precios de estos productos no se acostumbran comparar por falta de información en el Istmo Centroamericano. Es más al presente y por el mismo motivo en Centroamérica y Panamá, no se sabe si RECOPE tiene precios más altos o más bajos que los otros países.

En apartados posteriores se comparan los precios de las gasolinas y el diesel en esos países, los que mes a mes son reportados por los homólogos del área.

Se aprecia la situación deficitaria excesiva en el av-gas y en menor magnitud en los casos del kerosene, la emulsión asfáltica y el gasóleo. Por el contrario tanto la nafta y el IFO-380 muestran resultados positivos en el estado comentado.

## **5.2 Precios promedios mensuales del petróleo**

En el Cuadro No. 49 se muestran los precios del petróleo y las tasas de crecimiento, como una forma de demostrar que, en los períodos de alzas permanentes, la situación particular, en términos de los estados de ganancias y pérdidas, de los productos vendidos por RECOPE se deterioran. Esto fue demostrado también en los estados de origen y aplicación de fondos respectivos.

Lo que falta es mostrar que, en el período analizado, los precios del crudo fueron crecientes y a tasas de variación muy fuertes, para explicar los cambios en la rentabilidad entre el primer y segundo trimestre de 2008.

El Cuadro No. 49 presenta los valores unitarios del petróleo de referencia West Texas Intermediate (WTI), entre enero y junio de los corrientes. Se observa que el crecimiento de los precios del petróleo WTI, ascendentes en todo el período anotado, comenzaron a acelerarse, en forma importante, a partir del mes de marzo del 2008, lo que coincide con las disminuciones de excedentes en los estados de ganancias y pérdidas y de origen y aplicación de fondos acumulados a junio de los principales productos de RECOPE.

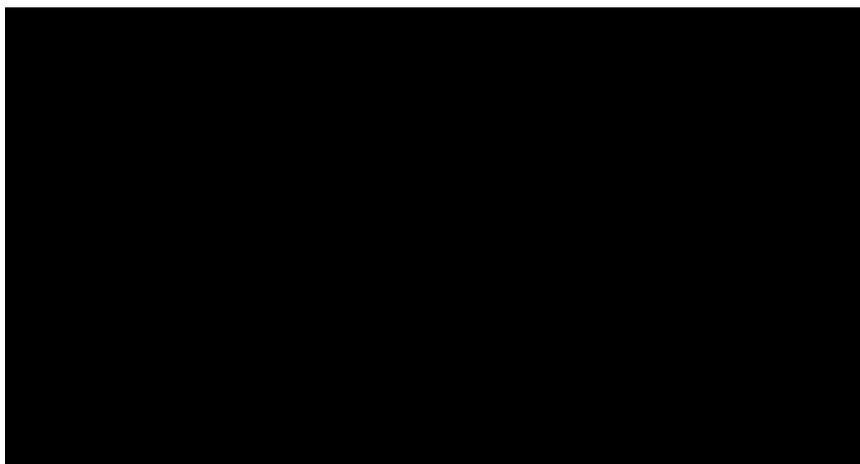
**Cuadro No. 49  
Precios y tasa de crecimiento WTI  
Dólares y porcentajes, 2008**

Mes	Precios WTI	Tasa Crecim.
Enero	92,98	1,77
Febrero	95,51	2,72
Marzo	105,46	10,41
Abril	112,64	6,81
Mayo	125,38	11,32
Junio	133,93	6,82

Fuente: DSE

Este resultado tiene que ver con la lentitud, y el rezago del promedio de los precios internacionales, en la aplicación de la fórmula automática de ajustes extraordinarios de precios, lo que será abordado en el siguiente apartado.

**Gráfico No. 3  
Precios mensuales del petróleo WTI . I Semestre 2008**



Fuente: DSE

El Cuadro No. 50 es revelador, pues presenta cómo mientras que los precios del petróleo WTI descendían continuamente en los meses julio-noviembre del 2008; los precios por litro de los principales productos de venta de RECOPE, las gasolinas y el diesel, estaban creciendo en el período julio-setiembre del mismo año. Esto es consecuencia de que la señal de revertir los precios de esos productos con relación al petróleo WTI llegó hasta 2 meses después.

**Cuadro No. 50**  
**Costa Rica: Precios del petróleo WTI y de las**  
**gasolinas y diesel nacionales**

Mes	WTI *	Gasolina regular **	Gasolina súper **	Diesel **
Jul-08	133,30	678,84	690,84	681,06
Ago-08	116,58	715,27	726,63	721,50
Set-08	103,62	722,45	736,29	726,87
Oct-08	76,60	713,20	727,60	680,40
Nov-08	63,76	670,55	691,52	614,29

\* Dólares por barril

\*\* Colones por litro

Fuente: Elaboración propia con datos de la DSE.

El Cuadro No. 51 es aún más revelador que el anterior, dado que el mismo indica que durante cinco meses, desde julio a noviembre del 2008, el precio por barril del petróleo WTI mantuvo tasas de crecimiento negativas y muy pronunciadas, mientras que los precios de las gasolinas y el diesel nacionales reflejaban tasas crecientes en los tres primeros meses, reversando la tendencia a partir de octubre de ese año. Esto significa que fue necesario que pasaran cuatro meses para poner en correspondencia sus precios internos con el del petróleo.

**Cuadro No. 51**  
**Costa Rica: Tasas de crecimiento del petróleo WTI**  
**y de las gasolinas y diesel nacionales**

Mes	WTI	Gasolina regular	Gasolina súper	Diesel
Jul-08	-0,47	9,49	9,36	11,64
Ago-08	-12,54	5,37	5,18	5,94
Set-08	-11,12	1,00	1,33	0,74
Oct-08	-26,08	-1,28	-1,18	-6,39
Nov-08	-16,76	-5,98	-4,96	-9,72

Fuente: DSE

Pero la información anterior es todavía más elocuente porque la velocidad en las tasas de decrecimiento en los precios del WTI, es mucho mayor al experimentado por los precios de las gasolinas y el diesel. Nótese que las tasas negativas de crecimiento del WTI son mayores, en valor absoluto, a partir de octubre. En noviembre la tasa de crecimiento del petróleo es de -16,76%; mientras que en el país, la más alta, en valor absoluto, es la del diesel, que es de -9,72%.

Esa disparidad entre los precios internos de los principales hidrocarburos respecto al precio internacional del WTI, definitivamente responde a la aplicación de la fórmula automática de precios extraordinaria, la que se queda corta para reflejar el comportamiento de la tendencia y la intensidad en la variación de los precios internacionales del petróleo en el período analizado.

Por supuesto, que el consumidor al percatarse de lo sucedido, responde argumentando negativamente, expresando que las políticas esgrimidas por ARESEP y RECOPE, no son justas, porque las variaciones en los combustibles internos son incompatibles, con lo que sucede en el mercado internacional.

### **5.3 La fórmula automática de precios y su aplicación**

Después de la Guerra del Golfo en 1991, el país diseñó y puso en práctica la fórmula de ajuste automático de precios de los combustibles, con el objeto de indexar los precios de venta en el mercado nacional, con los precios internacionales respectivos y el tipo de cambio nacional, con el objeto de transmitir rápidamente a lo interno lo que ocurría en el mercado externo de los hidrocarburos, para evitar situaciones ruinosas a las empresas y para salvaguardar los derechos de los consumidores, cuando aquéllos estaban a la baja.

ARESEP dispone de dos mecanismos de ajuste de los precios. El primero denominado ajuste ordinario de precios, el que se aplica por lo general una vez al año, y que toma en cuenta todos los elementos de costo, incluyendo las inversiones necesarias para el desarrollo de la actividad.

El segundo es el ajuste extraordinario de los valores unitarios de los combustibles, el cual se utiliza cuando se requiere un ajuste rápido y por lo tanto, no toma en cuenta todos los elementos de costos e inversiones, considerando exclusivamente los precios internacionales de los productos desfasados y el tipo de cambio.

Este último procedimiento se aplica cuando hay cambios en el entorno económico por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplen las condiciones de los modelos automáticos de ajuste (Procuraduría General de la República, oficio OJ-103-2001 del 24 de julio del 2001).

Ambos métodos presuponen que los precios de los combustibles se definen de acuerdo con el principio de valoración al costo. Esto incluye los costos propiamente dichos lo

mismo que las inversiones requeridas por cada producto, en el caso de los ajustes ordinarios.

Con anterioridad ARESEP diseñó y empleó una fórmula global que servía para actualizar, a todos los productos simultáneamente; es decir mediante la misma se determinaba un porcentaje general de aumento o disminución que era aplicado a todos los combustibles por igual.

Posteriormente, dicha institución estableció una fórmula particular para definir el precio de cada producto con base en las cotizaciones de los hidrocarburos en la Costa del Golfo, contenidos en el Platt's Oilgram Price Report, o en otros mercados internacionales en el caso de que se diesen situaciones anormales en ese lugar, y las modificaciones en el tipo de cambio nacional.

### **5.3.1 Operación de la fórmula automática de precios**

Como se ha señalado anteriormente, la fórmula automática extraordinaria para cada producto tomaba dos parámetros para actualizar los precios: la variación promedio del precio internacional por hidrocarburo, que se obtenía en los últimos 30 días naturales anteriores al día de la nueva definición del precio, actualmente el plazo es de 15 días, y los movimientos en el tipo de cambio entre la última fijación del precio y del momento en que se vuelve hacer el ajuste.

Debido a cómo se definía el primer parámetro, tomando en consideración los últimos 30 días naturales anteriores al ajuste, los precios de los combustibles calculados por la fórmula automática habían enfrentado problemas para convertirse en una señal adecuada de precios para el mercado interno, especialmente cuando existen rachas prolongadas de aumento o disminución de precios.

Esta situación se reforzaba por el hecho que la Autoridad Reguladora revisaba, y actualmente lo hace, los valores unitarios de los hidrocarburos cada mes y por lo tanto, en la práctica los precios de los mismos se ajustaban cada 45 días. Obviamente, ese período de tiempo es demasiado prolongado para pretender que haya armonía entre las cotizaciones internas y externas.

Así, por ejemplo, como se describió con anterioridad, en algunas ocasiones, mientras que los precios de los hidrocarburos habían estado bajando en la Costa del Golfo, en nuestro país los valores unitarios de los mismos subían y viceversa.

Este hecho trajo como consecuencia que el público se molestara dado que, a través de la prensa y de otros medios de comunicación colectiva, se enteraba de lo que ocurría en el mercado internacional. El mayor descontento por supuesto se produce cuando en dicho mercado interno los precios están al alza y en los mercados referenciales están a la baja.

RECOPE y ARESEP han hecho innumerables esfuerzos para comunicarle al público que esas situaciones se debían a la operación de la fórmula automática de precios, pero en general el público no atiende a esa razón, y como respuesta sobrevinieron muchas críticas a ambas instituciones. Los clientes sólo ven las distorsiones que se dan en el mercado nacional y el internacional y especialmente cuando las cotizaciones están a la baja.

El otro problema que suscita la forma automática, es que afecta directamente a las finanzas de RECOPE, puesto que cuando se dan rachas de incremento del precio del petróleo y sus derivados, dicha fórmula no tiene la suficiente agilidad para transmitir de una forma eficiente los cambios de precios externos.

Este hecho hace que la rentabilidad derivada por RECOPE de cada combustible descienda, y además se produzcan reducciones efectivas de caja en dicha institución, lo que le obliga a recurrir a financiamiento de corto plazo, para atender sus requerimientos de importación de combustibles y los costos internos, lo que conlleva elevados costos financieros. Esto a su vez, repercute incrementando más los precios internos de los combustibles.

Obviamente, el uso del precio promedio de los 30 días naturales en el pasado, y al hecho de que ARESEP revisa en forma mensual los precios de los combustibles, la fórmula automática, no podía capturar a cabalidad los movimientos internacionales de precios del petróleo y los productos finales, especialmente cuando se dan sucesiones de precios hacia arriba o hacia abajo. Puede decirse que como máximo dicha fórmula tenía un atraso hasta de 45 días para considerar los cambios.

Lo contrario ocurre cuando los precios de los combustibles internacionales están en racha a la baja, el promedio de los últimos treinta días, actualmente de 15 días, pueden estar “jalando” hacia arriba las cotizaciones de tal manera que frenan el descenso de los precios internos.

RECOPE es muy consciente de estas dos situaciones y ha tratado al máximo, para que se acorte el plazo de un mes en el que ARESEP, revisa los precios internos de los combustibles, pero eso había sido infructuoso, a pesar que en el pasado había recurrido a plazos de 15 días y menores.

Sin embargo, durante el mes de noviembre de 2008, en Audiencia Pública, se aprobó reducir a 15 días hacia atrás el plazo para calcular el precio promedio de los precios internacionales, considerados en la fórmula automática. Esta nueva disposición conlleva a que el atraso en la actualización, respecto al mercado externo sea de aproximadamente un mes.

Por otro lado, los inventarios finales de los productos principales de venta de RECOPE, considerando un promedio diario de ventas, entre agosto del 2007 y junio del 2008 (ver Solera, julio 2008), duraron 32 días para la gasolina súper, 12 para la regular, 24 en el diesel, 12 en el GLP y 25 en el jet fuel. Por lo anterior, se dio la situación de que se agotaron las existencias, y fueron requeridos inventarios adicionales, sin que se

presentaran variaciones en los precios regulados. Esto demuestra que por la lentitud de la fórmula extraordinaria de precios, se dejó de aplicar el principio de valoración al costo de los combustibles.

Una forma más convincente de representar la inconveniencia de la prolongación excesiva de tiempo, en la revisión de los precios por parte de ARESEP, es considerar la frecuencia de los embarques mensuales de importación de los productos.

El número de embarques de importación en el 2007 en el diesel, jet fuel, y GLP fueron de 3,17; 2,7 y 3,0 mensuales, respectivamente. Esto significa que se hicieron compras de combustibles a precios nuevos del exterior, mientras que no hubo revisión de los precios internos de los mismos, porque la aplicación de la fórmula automática lo hacía con un atraso de casi dos meses.

### **5.3.2 La nueva fórmula de los combustibles**

En La Gaceta No. 227 del 24 de noviembre de 2008, se incluye el nuevo modelo extraordinario y ordinario para actualizar los precios de los combustibles, aprobado por ARESEP.

La nueva fórmula de ajuste automático es la siguiente:

$$NPPCi = (Prji * TCR) * (1 + Kj) + Di + Si$$

Donde:

j = 1, 2, 3 ...n indica el número de ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa del estudio ordinario de precios.

i = 1, 2, 3.....n indica el combustible en mención

NPPCi = Nuevo precio de venta en plantel de distribución de RECOPE, en colones, por litro, del combustible i, sin impuesto único.

PRji = Precio FOB promedio simple de referencia en Costa del Golfo, USA. Calculado con base en los precios internacionales de los 15 días anteriores a la fecha de corte de realización del estudio. Si el precio de este mercado es influenciado por factores anómalos, se puede utilizar las cotizaciones de otros mercados de los Estados Unidos de Norteamérica.

TCR = Tipo de cambio (colones/US\$) de venta al Sector Público no Bancario del BCCR en la fecha de corte del estudio extraordinario de precios.

Kj = Margen porcentual de operación, representa el costo de internalizar el producto desde el puerto de embarque hasta los planteles de RECOPE, el que es igual a la

diferencia porcentual entre el precio plantel y el precio internacional del combustible FOB. No incluye la actividad de refinación.

$D_i$  = Monto en colones por litro para ajustar temporalmente las cotizaciones, ocasionadas por el diferencial de precio entre el de referencia internacional ( $P_{rji}$ ) y el internacional en el momento que RECOPE realiza la importación de combustibles.

Esto se hace para ajustar el precio en cada combustible. Si RECOPE ahorra al comprar respecto al precio internacional de referencia, esa ganancia se devuelve al público, si es al contrario se incrementa el precio del combustible.

$S_i$  = Subsidio o recarga a cada combustible. Si hay subsidio se disminuye el precio del hidrocarburo, pero si hay sobrecarga sobre un producto para subsidiar a otro, se incrementa el precio.

Esta nueva fórmula aplica para los hidrocarburos de consumo interno, mientras que existen fórmulas especiales para los productos exportados.

Así, en el caso de los productos vendidos en los puertos o en el aeropuerto se define una fórmula que toma el precio promedio simple de referencia en US\$ por barril en colones, definido anteriormente, y se incrementa o se resta por una desviación estándar del producto en base en 300 observaciones de los precios internacionales de referencia, para fijar los límites de variación de las cotizaciones. Definido ese precio básico se multiplica por el tipo de cambio para colonizar dicho producto y luego se suma la  $K$ , la  $D$  y la  $S$ , ya definidos.

¿Cuáles son los nuevos elementos que se le introducen a las fórmulas de precios extraordinarias?. La respuesta es: los nuevos parámetros son el  $D_i$  y el  $S_i$ , ya definidos con anterioridad. Ciertamente la nueva fórmula responde más a lo que sucede con los costos corrientes y a las diferencias en las cotizaciones efectivamente pagados por RECOPE sobre los productos, y a los subsidios y sobrecargas que recaen en cada hidrocarburo.

### **5.3.3 Ajustes requeridos a la fórmula automática**

En otros países, particularmente en donde existen mercados libres, los precios de los combustibles pueden cambiar en forma más frecuente, inclusive a diario, por lo tanto las cotizaciones unitarias responden en mejor forma a los costos de aprovisionamiento de los productos y a los costos de los inventarios de los mismos.

Esa práctica tiene la ventaja que rápidamente se trasladan los movimientos de los precios al consumidor, ya sean hacia arriba o hacia abajo, y que se disminuyan los ajustes particulares, en el caso de que se presentes rachas en los mismos.

Otra ventaja adicional es que en todo momento, los precios relativos de los productos, definidos como el cociente en el precio de un combustible en función de otro base, que

deben ser los que guíen el comportamiento de los consumidores y productores, induzcan a tomar medidas correctas en el uso de los combustibles, con el objeto de mantener en todo momento la eficiencia en la producción y consumo de éstos.

La presencia de mercados libres, o cercanos a esa práctica, ha hecho que el principio de estabilidad de precios a corto plazo se haya relajado. Por el contrario, ese fundamento en el país está actualmente sobredimensionado, ya que como se ha dicho, el período de revisión de los precios de los combustibles podía llegar a ser hasta poco más de un mes actualmente, al considerar el precio promedio internacional con 15 días de atraso y los períodos de 15 días naturales, que transcurren en el trámite administrativo en ARESEP y la publicación de la resolución en La Gaceta.

En la mayoría de los países del Istmo Centroamericano, incluyendo a Honduras que tiene el mercado regulado, los precios de los hidrocarburos se revisaban cada semana. De esta manera la señal de los precios internacionales era transmitida más rápido, que en el caso de Costa Rica.

En la actualidad ARESEP, mediante una Audiencia Pública, modificó el modelo de ajuste extraordinario de precios, de tal manera que ahora el promedio de los precios internacionales, se calcula tomando en cuenta los últimos quince días hacia atrás al momento de la actualización de los valores unitarios, por lo que el atraso al momento en la actualización de éstos es aproximadamente de un mes, dado que el trámite administrativo y publicación de los precios es de poco más de quince días.

### **5.3.4 Medidas adicionales de la fórmula automática de precios**

Para reducir el desfase entre los precios internos de los combustibles y los internacionales, es necesario disminuir aún más el plazo para calcular el promedio de estos últimos, ya que por aspectos administrativos y de publicación de los valores unitarios actualmente no es posible acortar más el tiempo asignado a los mismos.

Así, se recomienda, que el promedio de los precios internacionales de los productos sea calculado con base en una semana de atraso y que las revisiones de precios por parte de ARESEP sean cada quince días, lo cual viene a ser el período promedio que dura el trámite administrativo y de publicación de las nuevas cotizaciones internas. Esto conduciría que el atraso resultante entre las cotizaciones internas y externas se reduzca a 3 semanas.

Por lo pronto, para implementar este nuevo procedimiento en la aplicación de la fórmula automática, para hacer las actualizaciones de las cotizaciones más expeditas, es necesario que:

1. MINAET haga una solicitud formal a la Sala Cuarta para que elimine la disposición de convocar a Audiencia Pública, cada vez que ARESEP practique una revisión extraordinaria de los precios internos de los combustibles.

## 2. Convocar a Audiencia Pública para que se apruebe el nuevo modelos de fijación de precios extraordinarios

La convocatoria a Audiencia Pública, cada vez que se va aplicar un reajuste de precios extraordinario es innecesaria porque el procedimiento, la definición de parámetros y la forma de operarlos en la fórmula de precios extraordinaria, han sido aprobados en Audiencia pública, por lo cual si se aceptara la dispensa de esa convocatoria se acortaría el período de tiempo de desfase entre los precios internos y los internacionales, disminuyendo así la incongruencia entre los mismos y por lo tanto las quejas de los consumidores.

Nótese que el nuevo atraso para que ARESEP modifique los precios es de tres semanas, que si se compara con el plazo de una semana que es el que emplean los países del Istmo Centroamericano que operan el mercado libre, el nuevo plazo es aún muy amplio para realizar el ajuste nacional entre los precios internos y los externos; sin embargo, éste es difícil de reducir por el tiempo que requieren los trámites administrativos y de publicación de los nuevos precios en La Gaceta.

### **5.3.5 Cambios requeridos al proceso de la fórmula**

El proceso administrativo de la fórmula de precios debe ser sustancialmente acortado para que el rezago entre los precios internacionales y la definición de las nuevas cotizaciones internas de los productos sea menor.

Se entiende que el proceso administrativo de la fórmula empieza a partir de la resolución de la Junta Directiva de ARESEP, hasta que el acuerdo es enviado a la Imprenta Nacional para la publicación en La Gaceta.

Se reitera que lo que sí debería ser aprobado en Audiencia Pública es el modelo, los parámetros a utilizar y la forma de combinarlos, para efectuar el reajuste de los precios internos tanto ordinarios como extraordinarios.

Se insiste además que la regulación de precios de los hidrocarburos no debe ser un impedimento para que la fórmula de precios opere con eficacia. En este sentido debe de haber otras modificaciones en el procedimiento actual que tenga como fin ese objetivo.

Lo que se propone para la Audiencia también aplica a la Junta Directiva de ARESEP, una vez que el modelo de la fórmula automática pasa por la Audiencia Pública dicha resolución debe pasar a la Junta Directiva de ARESEP que debe ratificarla, pero a partir de ese momento, el proceso debe convertirse en un proceso administrativo, que debe ser aplicado cada vez que haya una modificación de precios internos de los combustibles, dado que el modelo ha sido ratificado por la Junta Directiva de ARESEP. Dicho proceso administrativo debe aplicarse con un tiempo máximo de una semana.

Por otro lado, el proceso administrativo debe empezar su ejecución desde el momento que se publican los precios de los combustibles en La Gaceta. Es decir, una vez que

ocurre esto último, el mismo día el nuevo proceso administrativo para modificación de los valores unitarios debe iniciarse, calculando el precio promedio internacional, considerando el promedio de los últimos siete días, de ahí en adelante se debe aplicar el resto del proceso administrativo, sin pasar por Junta Directiva de ARESEP y enviar los nuevos precios de los combustibles, cuando procede para que sean publicados por la Imprenta Nacional.

Por lo tanto, de estar de acuerdo la Sala Constitucional con esa modificación, sería necesario convocar a Audiencia Pública para que validara el nuevo modelo, determine y apruebe la manipulación de los parámetros, y apruebe los nuevos plazos para el cálculo del promedio de los precios internacionales y el de la revisión por parte de ARESEP. Posteriormente el modelo y su aplicación es ratificado por la Junta Directiva de ARESEP.

De la misma manera debería ser objeto de aprobación por medio de Audiencia Pública, las fijaciones de precios ordinarias, porque en éstas se toman en cuenta todos los elementos de costos e inversiones de RECOPE y porque se contemplan algunas decisiones que afectan las actualizaciones extraordinarias, tal es el caso, por ejemplo, de los costos de internalización de los productos desde el puerto de embarque internacional hasta los planteles de RECOPE.

Adicionalmente, la fijación extraordinaria de precios de los combustibles debería ser de oficio por parte de ARESEP, para eliminar el trámite de confección, recepción y revisión de oficios. Una vez publicados los precios en el Diario Oficial La Gaceta, a RECOPE y a los consumidores mayoristas y minoristas le quedaría la instancia de apelar dichos precios.

El recurso de apelación debería ser resuelto por la Junta Directiva de ARESEP y a partir de ese momento, si el recurso se aprueba debe iniciarse el proceso administrativo de aplicación de la fórmula y los precios de los hidrocarburos se modificarían en el próximo ajuste ordinario o extraordinario.

Esta última práctica tendría la ventaja de que los ajustes adicionales en los precios extraordinarios, explicados por las rachas de aumentos o disminuciones en los precios internacionales de los combustibles, se aplicarían cada doce días naturales y el desfase entre los precios internos y externos sería de alrededor de 16 días naturales, incluyendo los cinco días para la publicación de las nuevas cotizaciones en La Gaceta.

De esta forma no se acumularían tanto las revisiones pendientes originadas en esas rachas, como sucedió recientemente (ver Solera y otros, 2008). Por otro lado, se evitarían ajustes extraordinarios muy fuertes, cuando se presentan dichas rachas.

El menor tiempo en la aplicación de la fórmula automática haría que se eviten, en menor grado, las circunstancias de que los precios de los combustibles internos estén subiendo cuando los internacionales están bajando y viceversa, además habría una mejor definición de los precios relativos de los combustibles.

## **VI: COMPETITIVIDAD EN EL ISTMO CENTROAMERICANO**

La competitividad de Costa Rica en el Istmo Centroamericano en los precios de los combustibles es fundamental. Esto es especialmente cierto por la cercanía geográfica de los países y porque continuamente, los medios de comunicación colectiva, están informando a la población sobre las cotizaciones vigentes de los principales combustibles de consumo interno de la región.

Otra ventaja es que en forma permanente la competencia del área representa un acicate, para mantener bajos los valores unitarios de los productos, especialmente porque la mayoría de los países realizan sus actualizaciones en forma semanal.

Además, es deseable una posición ventajosa en el precio de los combustibles, porque conlleva a una mejor competencia en la producción de los bienes y servicios, tanto en los nacionales como los que se dedican a la exportación.

Seguidamente, se compara la competitividad de los precios de los combustibles nacionales, con respecto a los de los otros países del Istmo Centroamericano. El análisis se practica en dos vertientes: el primero desde el punto de vista de los precios al consumidor final y el segundo, con relación a los precios sin impuestos, los que coinciden con los precios plantel.

### **6.1 Precios al consumidor final**

Las confrontaciones de precios sólo se hacen con los productos de más venta en el área, dado que no se dispone de información de los otros combustibles. En lo sucesivo se presentan valores unitarios al consumidor final para las gasolinas y el diesel, los cuales representan cerca del 73,50% de las ventas totales de RECOPE.

Es importante destacar desde el inicio que, los precios del resto de los países Centroamericanos y Panamá se refieren a los vigentes en la capital de cada país. Esto significa que si se tomaran los precios nacionales, los mismos serían un poco más elevados, porque ellos son afectados por costos de transporte unitarios, que se generan al trasladarlos fuera de los planteles a los distintos centros consumidores.

Se señala que, los aumentos en los precios nacionales de los otros países serían pequeños porque una parte importante de las ventas ocurren en las capitales y lugares cercanos de dichos países, y además lo que se está considerado es sólo un margen, el diferencial entre los costos de transporte al resto de las zonas respecto al de las capitales de los países.

Por otro lado es importante señalar que los precios vigentes en la Ciudad de Guatemala son al 1 de junio del 2008, y en un período de precios alcistas en el mercado internacional, dichas cotizaciones serían más altas al 30 de junio del 2008, que las reportadas por dicho país al inicio.

El Cuadro No. 52 muestra los precios al consumidor final reportados por los países al 30 de junio de los corrientes, con las excepciones indicadas, para las gasolinas y el diesel.

**Cuadro No. 52**  
**Istmo Centroamericano: Precios al consumidor**  
**por país al 30 junio 2008 (Dólares por litro)**

País	Gasolinas		Diesel
	Súper	Regular	
Costa Rica	1,25	1,23	1,19
El Salvador	1,29	1,24	1,33
Honduras	1,22	1,03	1,19
Nicaragua	1,35	1,32	1,35
Panamá	1,16	1,12	1,18
Guatemala	1,21	1,18	1,20

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

En el caso de la gasolina súper, Costa Rica ocupó el cuarto lugar entre los países con menor precio de este producto. Además de ello, se nota que las diferencias entre los precios nacionales y los de Honduras y Guatemala son mínimas y eso puede, estar explicado en razón de que no se consideran los precios fuera de las respectivas capitales.

Por las razones indicadas en el párrafo anterior, se puede afirmar que los precios nacionales de la gasolina súper han sido competitivos en el Istmo Centroamericano a junio del 2008. Por otro lado, cabe señalar que los precios de las gasolinas y del diesel en Costa Rica, fueron subvaluados en ese mes, porque RECOPE estaba pidiendo un incremento de ¢24 por litro, para subsanar los ingresos dejados de percibir en el período agosto 2007 a junio del 2008.

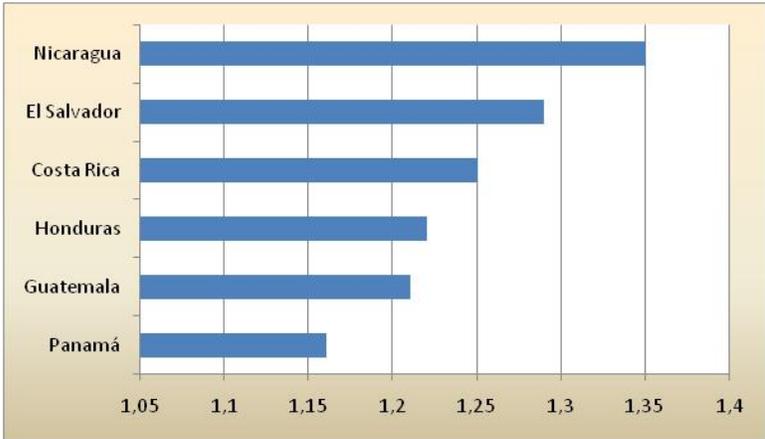
Sin embargo, dado que ese período comprende 9 meses, si el precio se hubiera ajustado cada mes en forma igual para dichos productos, despreciando las estacionalidades en las ventas del producto, se podría aproximar que el incremento mensual hubiera sido de sólo ¢2,66 mensual por litro, que se convertiría en menos de un centavo de dólar. Eso significa que, la incidencia de ese ajuste sería mínima.

En los casos de la gasolina regular y el diesel el país se ubicó en el cuarto y segundo lugar al 30 de junio de los corrientes. En términos generales, se aprecia que la gasolina regular fue menos competitiva que la súper; mientras que en el caso del diesel la diferencia entre el precio panameño y el costarricense es mínima (US\$0,01) y podría ser más que superada, si se considerara el diferencial de costos de transportes a las zonas fuera de Ciudad Panamá.

Puede decirse que a dicha fecha, la competitividad del país de los principales combustibles, a precios del consumidor, en el Istmo Centroamericano se mejoró bastante en los últimos tiempos, dado que a marzo de 2007, el país exhibió los precios más altos en las gasolinas y el segundo lugar en las cotizaciones más bajas del diesel en toda el área; mientras que a junio del 2008, exhibe el cuarto lugar en las primeras y mantiene el mismo segundo en el caso del diesel.

En vista de lo comentado en los apartados anteriores, es conveniente decir que durante la fecha en análisis, la situación de los precios internacionales del petróleo y sus derivados era de rachas alcistas. Por esa razón, los ajustes a los precios internos de los productos costarricenses fueron lentos, lo que explica en una proporción muy alta, la ganancia competitiva en los valores unitarios respecto al resto de los países del área.

**Gráfico No. 4**  
**Istmo Centroamericano: Precios al consumidor de la gasolina súper por país. Junio 2008 (US\$ / litro)**



Fuente: Cuadro No. 52

**6.2 Precios sin impuestos**

Los precios sin impuestos corresponden a los precios plantel y son de importancia porque se acercan a los precios de eficiencia de los combustibles. Se dice que se acercan y no son los de eficiencia, porque aparte de eliminar los tributos que gravan directamente cada combustible, subsisten otros impuestos indirectos y transferencias sobre las materias primas y otros productos intermedios que afectan a los mismos.

El Cuadro No. 53 muestra los valores unitarios sin impuestos para las gasolinas y el diesel en el istmo Centroamericano al 30 de junio del 2008. Se observa que Costa Rica ocupa el segundo lugar en cuanto a precios más bajos para los tres productos de mayor venta en los países; únicamente superado por las cotizaciones unitarias por

Guatemala. Por otro lado, las diferencias que exhibe el país con relación a aquella nación respecto a la gasolina súper son mínimas.

**Cuadro No. 53**  
**Istmo Centroamericano: Precios plantel sin impuestos de las gasolinas y el diesel según país. Junio 2008 (Dólares por litro)**

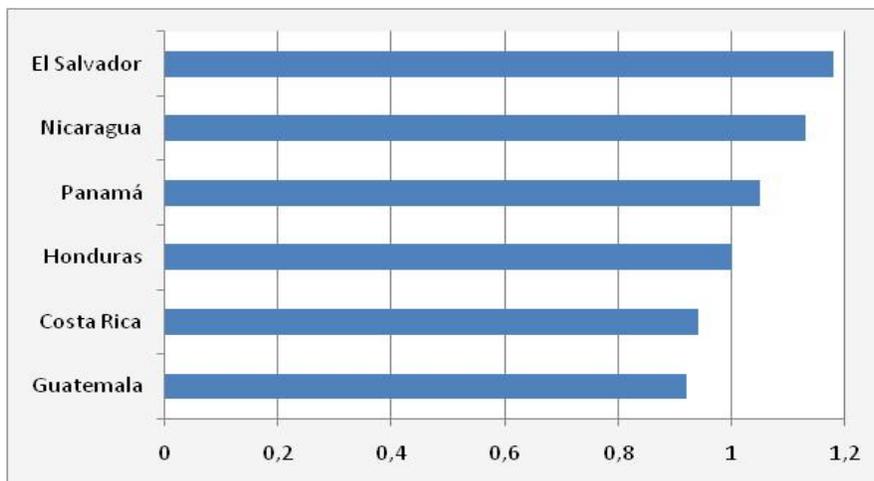
País	Gasolinas		Diesel
	Súper	Regular	
Costa Rica	0,86	0,85	0,94
El Salvador	1,05	1,02	1,18
Honduras	0,87	0,87	1,00
Nicaragua	1,01	0,97	1,13
Panamá	0,94	0,93	1,05
Guatemala	0,83	0,74	0,92

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

Las cifras anteriores indican que Costa Rica mejoró su competitividad en precios en el Istmo Centroamericano en los combustibles de mayor venta en el Istmo Centroamericano, respecto a las gasolinas, comparada con la posición, que mostró el país, en marzo del 2007.

En cuanto al diesel se sigue obteniendo el segundo lugar de precios más bajos en el Istmo Centroamericano. La diferencia con la situación a marzo del 2007, es que actualmente Costa Rica es superada en precio por Guatemala; mientras que en la fecha anterior el país que tenía la cotización más baja en la región era Panamá.

**Gráfico No. 5**  
**Istmo Centroamericano: Precios diesel sin impuestos según país, Junio 2008 (US\$ / litro)**



En conclusión, tanto a nivel de precios al consumidor final como a precios plantel, en los productos de mayor venta en el Istmo Centroamericano, Costa Rica ha mejorado su posición competitiva en forma sustantiva si se le compara con los precios vigentes de las gasolinas y el diesel a marzo del 2007.

Como ya se indicó una de las razones más importantes, sin menoscabar la potencialidad del país, para lograr esa mejor competitividad se debió a que, por esa época, los precios de los combustibles internacionales estaban en ascenso, y la fórmula de precios costarricense no pudo registrar a tiempo esos movimientos.

En efecto, en una comparación más reciente, entre el 2 de octubre y el 8 de noviembre, cuando los precios de los hidrocarburos estaban a la baja, Costa Rica mantuvo los precios de las gasolinas y el diesel más altos del Istmo Centroamericano. Esto se observa en el Cuadro No. 54.

**Cuadro No. 54**  
**Istmo Centroamericano: Precios al**  
**consumidor de las gasolinas y diesel**  
**por país. Nov. 8, 2008 (US\$ / litro)**

País	Gasolinas		Diesel
	Súper	Regular	
Costa Rica	4,63	4,59	4,11
El Salvador	3,07	2,88	3,10
Guatemala	3,57	3,44	3,44
Honduras	3,38	3,18	3,25
Nicaragua	3,54	3,37	3,21

Fuente: Comisión Cooperación Hidrocarburos  
de América Central (CCHAC)

La pérdida de competitividad de Costa Rica, del 30 de junio al 8 de noviembre de 2008, se debe a que en ese período, los precios de los productos en el mercado internacional estaban en baja y la fórmula automática de precios nacional, no fue eficiente en transmitir las rebajas de precios.

Se reitera que este hecho se debió a que Costa Rica tenía un atraso de casi 50 días para actualizar los combustibles, mientras que el resto de los países centroamericanos y Panamá, los revisan semanalmente.

Lo anterior es una justificación más para tratar de disminuir el desfase existente en el país entre los precios internos y los internacionales, la diferencia en ese aspecto con el Istmo hace que las comparaciones de los valores unitarios tiendan a ser irreales, porque se confrontan situaciones que no son homogéneas en el tiempo.

## VII. SITUACIÓN FINANCIERA DEL ICE

Comprende el análisis de informaciones periodísticas sobre la situación financiera del ICE y la propuesta de creación de una fórmula automática para esa institución.

### 7.1 Análisis de las noticias

El análisis que sigue sobre la situación financiera se aparta de los análisis anteriores porque es casi sin cifras. El mismo está fundamentado en las noticias que se tiene en los periódicos y aspectos que son de conocimiento general.

- Periódico La Nación: 25 de agosto de 2008

El ICE se queda sin dinero para comprar combustible.

“Ante la insuficiencia de plantas que generan luz con la fuerza del agua o del vapor, la entidad incrementó el uso de turbinas de diesel para garantizar el suministro eléctrico. De lo contrario el país habría sufrido apagones como los del año pasado.

El ICE aduce que le faltan ¢50 000 millones para pagar enorme gasto en diesel requeridos para generar electricidad este año. Un estudio interno de la institución alega que “la situación es insostenible y pone en riesgo el suministro de electricidad”.

El ICE debió pedir dinero prestado para poder pagar los gastos normales de su sector eléctrico entre junio y agosto. Para ello obtuvo una línea de crédito de \$60 millones, alrededor de ¢33 360 millones”.

Los combustibles ya devoran el 36% del presupuesto del sector eléctrico del ICE, aunque sólo generan el 14 % de la energía”.

El ICE alega que el dinero obtenido mediante el cobro de las tarifas actuales no es suficiente, por lo cual pidió una alza tarifaria del 15% que regiría de octubre de 2008 a mayo de 2009.

La respuesta de ARESEP a la petición de una nueva alza en las tarifas de electricidad, ya se le había concedido una entre 11% y un 72% de acuerdo con el nivel de consumo en el mes de abril de 2008, es en el sentido que el ICE debía endeudarse para afrontar los gastos adicionales en los combustibles para generación, a lo cual esta institución contestó diciendo que no le está permitido por la Ley de Administración Financiera cubrir gastos corrientes con déficit.

La respuesta del ICE es correcta porque no es una práctica sana financiar gastos corrientes con endeudamiento. Definitivamente lo que aquí cabía era un alza temporal de las tarifas, mientras la situación de altos precios en el diesel y bunker se mantenían en medio nacional.

La propuesta de ARESEP a todas luces no era pertinente, lo que en la jerga popular se denominaría: “tirar la bola para adelante” y eso afectaría los niveles de tarifas en el futuro, máxime que a esa fecha, todavía no se tenía certeza que iba a pasar con los precios del petróleo.

➤ Periódico La Nación: 12 de setiembre de 2008

ICE amenaza con apagones si el precio de la luz no sube 15%.

“El Instituto Costarricense de Electricidad aseguró que el país podría sufrir apagones en el 2009 si la ARESEP no aprueba un nuevo incremento hasta del 15% en las tarifas de electricidad. El último había sido en el mes de abril de 2008. El aumento propuesto era temporal e incluía los meses de octubre de 2008 y hasta mayo de 2009

El ICE pidió el ajuste tarifario al alegar que le faltaban  $\text{¢}50\,000$  millones para pagar los combustibles requeridos para generar luz ese año y que el presupuesto para la compra de combustible se agotó en siete meses”.

➤ Periódico La Nación: 23 de setiembre de 2008

ICE pretende alza promedio del 46% en las tarifas de la luz.

Ahora, la institución pidió ese 46% más a partir del 1 de enero del 2009, el cual incluye el 15% de lo reclamado con la solicitud anterior.

El principal alegato de la nueva solicitud tarifaria es un enorme incremento en las compras de combustibles para el año 2009. El ICE estimó que el gasto en combustibles pasaría de  $\text{¢}105\,000$  millones a  $\text{¢}176\,000$  del 2008 al 2009, tanto por el precio como por la cantidad de diesel requerido.

La entidad también alega la necesidad de cubrir la inflación y la devaluación, además que no tiene recursos para invertir.

➤ Periódico La Nación: 14 de octubre de 2008

ARESEP denuncia presión del ICE para aumentar la luz.

“El Regulador General, Fernando Herrero, acusó al ICE de ejercer presiones públicas en su contra para que se apruebe un incremento del 46%, en promedio, sobre las tarifas eléctricas.

La protesta surgió luego de que el ICE publicara cinco campos pagados y realizara una conferencia de prensa para exigir el aumento inmediato de sus tarifas con el argumento de que el país puede sufrir apagones eléctricos.

El Regulador alegó que las prácticas mencionadas son especialmente inapropiadas para la vida democrática y la calidad de la regulación cuando las ejerce un proveedor que ostenta una condición de monopolio.

Pedro Quirós, Presidente Ejecutivo del ICE, contestó que no dudamos que tanto su persona (Fernando Herrero) como su equipo técnico, harán su máximo esfuerzo para garantizarle al país el suministro de energía eléctrica mediante la asignación oportuna de recursos”.

➤ Periódico La Nación: 22 de octubre de 2008

Regulador reitera que el ICE debe endeudarse.

Nuevamente ARESEP aduce que el ICE debe endeudarse, porque los ajustes tarifarios propuesto por el ICE, representan un golpe muy fuerte para el sector consumidor. Para ello la primera institución indica que para financiar los gastos, la segunda institución debería acudir a préstamos e incorporar los costos a las tarifas gradualmente.

El ICE alegó tener un hueco financiero de  $\$50\,000$  millones por atrasos en el ajuste tarifario, el alquiler de las plantas térmicas y las compras de hidrocarburos a los precios en el mercado internacional. Por este motivo dicha institución solicitó un aumento tarifario que sería del 11% en lo que resta del 2008 y de un 15% sobre la temporada alta del próximo año.

Con dichos recursos se cubrirían los gastos por  $\$50\,000$  millones, ocasionados por la generación térmica y que de no obtenerse, el ICE se le imposibilitaría hacerle frente a la demanda y habría apagones el próximo año.

ARESEP respondió nuevamente que el ICE debía endeudarse porque era su responsabilidad y del país, no haber hecho a tiempo las inversiones en fuentes renovables de energía. Además indica la primera institución que lo que se propone es una solución temporal y que consiste en financiar materias primas y combustibles como lo hace RECOPE.

Si bien el Regulador General tiene razón en que los aumentos tarifarios propuestos tienen gran incidencia sobre la población consumidora, lo cierto es que carece de sentido crear una situación deficitaria para el ICE, porque eso va en contra del principio de viabilidad financiera de la empresa.

Por otro lado, como se desconocía cuánto tiempo iba a transcurrir para que los precios del petróleo estuvieran elevados, era peligroso recuperar esos costos adicionales hacia

el futuro, porque muchas veces esos costos rezagados son irrecuperables y redundan en atrasos en las inversiones, lo que viene a agravar los problemas más adelante.

En este sentido al consultársele al exregulador general Lic. Leonel Fonseca sobre el particular expresó que “era una estupidez pedirle al ICE financiar la compra de combustible con crédito externo. Es como si uno fuera al banco a pedir prestado para comerse la hamburguesa del día”.

- Periódico La República: 22 de octubre de 2008

ICE programa nuevos apagones.

“La entidad estatal solicita una aprobación de aumentos que suman 52% más en la tarifas de luz. Al menos un corte de energía eléctrica diario haría el ICE a partir de la próxima estación seca, en caso de que no se apruebe el alza en las tarifas eléctricas.

El primer aumento de un 15% sería para paliar el gasto adicional en la compra de combustibles para producir electricidad, el otro, del 37%, por el alza del 27% en los costos de operación en el 2009, justificó el ICE.

El programa de racionamiento es el plan B, sin embargo queremos estar preparados en la eventualidad de que no se aprueben las tarifas, dijo Pablo Quirós, Presidente Ejecutivo del ICE”.

- Periódico La Nación: 22 octubre de 2008

ICE prepara horario de apagones para el verano.

“Así lo confirmó ayer Pedro Pablo Quirós, Presidente Ejecutivo del ICE, quien dijo que la entidad está decidida a racionar la energía si la ARESEP no sube las tarifas de luz en un 46%.

El ICE alega que no tiene suficiente dinero para comprar diesel, el cual necesita para producir electricidad porque carece de suficientes plantas que trabajen con agua, viento o vapor.

El ICE sostiene que le faltan  $\text{€}50\,000$  millones para financiar el diesel del 2008, y para el otro, estima que ese gasto ascenderá a los  $\text{€}176\,000$  millones. Por eso la institución solicitó incrementar las tarifas en un 46% en promedio”.

- Periódico La República y La Nación: 7 de noviembre de 2008

Tarifa eléctrica subirá un 9,4% por alto consumo de combustibles.

La Autoridad Reguladora informó que ese aumento es temporal y regirá entre el mes de noviembre de 2008 y diciembre de 2009. El ICE había solicitado que la nueva alza fuese de hasta un 15% y que se aplicara durante ocho meses. Pero la Autoridad Reguladora decidió bajar el porcentaje a un 9,4% y extender el ajuste por un período de 13 meses.

Se prevén tarifas altas para los próximos años. Ya no hay electricidad barata: la energía es un bien que nos cuesta mucho, advirtió el regulador Herrero.

LA ARESEP también subió en un 15% el precio de la energía eléctrica que el ICE vende a las demás distribuidoras de electricidad. Eso provocará alzas para los usuarios de empresas como la CNFL, JASEC, ESPH y las cooperativas de electrificación rural.

Según la ARESEP el ajuste aprobado tiene como objetivo compensar al ICE por un faltante de  $\text{¢}50\,000$  millones, el cual fue provocado por un exceso de gasto en combustibles para producir electricidad en el 2008.

Este es el segundo aumento del 2008. En abril de este año entró a regir un primer ajuste que osciló entre el 11% y el 72%, de acuerdo con el nivel de consumo.

Pedro Pablo Quirós, Presidente Ejecutivo del ICE, advirtió que el ajuste aprobado no aleja el peligro de apagones para el próximo año, argumentando que este aumento compensa el desajuste de 2008, pero para el 2009 se requiere una alza adicional del 35% en promedio.

De lo anterior se infiere que ARESEP en parte le da la razón al ICE al aprobar nuevas tarifas para proveer los  $\text{¢}50\,000$  mil colones por efecto de las alzas del ICE, extendiendo el plazo a poco más de trece meses, esto hace que el préstamo que efectúa el ICE a sus clientes, se prolongue en el tiempo con respecto al período que proponía esta última solución.

Evidentemente esta situación de caja del ICE se ha provocado por no contar con una fórmula de actualización de las tarifas, que considere los cambios en el entorno o se dejen de calcular los estados de origen y aplicación de fondos para generar los recursos necesarios para la operación del ICE. Uno u otro mecanismo debería ser aplicado al terminar el mes de junio, para aprovechar que el verano ha pasado y que es un período en que los gastos del ICE se incrementan especialmente por la generación eléctrica con combustibles.

➤ Periódico la República: 10 de diciembre de 2008

ICE reduce pretensión tarifaria en electricidad.

En esta noticia se indica que los funcionarios del ICE consideran que el aumento del 37% adicional para aplicar en el 2009, además de los aumentos temporales, podría ser

menor dado que los precios de los combustibles para la generación eléctrica han descendido considerablemente.

Ese aumento se propuso porque se estimaba un costo incremental de producción del ICE en un 27%, lo que se reducirá, dado lo que ocurre con los precios del petróleo y sus derivados.

➤ Periódico La Nación: 13 de diciembre de 2008

Regulador frena plan de ajustar plan de ajustar luz dos veces al año.

“El regulador general, Fernando Herrero, congeló un proyecto tarifario que habría permitido variar el precio de la electricidad dos veces al año para compensar al ICE sus compras de diesel.

El plan fue impulsado por la misma Autoridad Reguladora con el fin de reconocer al ICE, lo más pronto posible, el costo de su producción eléctrica con los derivados del petróleo.

Para reconocer el consumo de diesel, la ARESEP había propuesto un ajuste para la época seca (de enero a mayo) y otro para la época lluviosa (de julio a diciembre).

En la época seca, cuando hay menos agua en los ríos, la producción de electricidad con derivados es mucho mayor, por lo cual la generación térmica influye en forma apreciable sobre los costos del ICE.

Según la propuesta original de la ARESEP, los ajustes por temporadas enviarían una señal de precio adecuada a los consumidores, en relación con el costo de la electricidad según la época del año.

Es posible que el gasto real en este rubro ( el combustible) sobrepase las estimaciones hechas, y en consecuencia, se afecten las finanzas del ICE, dice un documento de la Autoridad Reguladora.

El plan añade que si el gasto real en combustibles era diferente al esperado al final de cada temporada, la diferencia se cobraría en el período siguiente. Esta propuesta fue elaborada y discutida en el año 2007, el ICE solicitó públicamente al regulador general que la pusiera en vigencia, sin embargo, Herrero sólo informó que el plan no había sido aprobado”.

Sin lugar a dudas, la puesta en práctica de las revisiones de tarifas dos veces al año es lo adecuado para el ICE para incorporar los cambios en el entorno. La misma podría sustentarse a través de una fórmula automática o evaluando los estados de origen y aplicación de fondos después que termina el período de estación seca y posteriormente efectuar otra evaluación de costos al finalizar el año.

Esta última práctica tendría la ventaja de que las variaciones en los costos de producción del ICE serían rápidamente transmitidos a los consumidores y se estaría cumpliendo a cabalidad el principio del servicio al costo, que es el componente importante para la viabilidad financiera de la institución, evitando situaciones ruinosas para la empresa, debidos a los costos del combustible y a otros factores como la inflación y la devaluación de la moneda. Finalmente, se eliminarían los ajustes fuertes en las revisiones ordinarias de tarifas.

Hay una coyuntura evidente y es que ICE ha atravesado en el 2008 año una situación financiera difícil, originada en los altos precios de los combustibles empleados en la generación eléctrica, la inflación y la devaluación de la moneda. Continuamente esta empresa, como ya se ha señalado, a través de su Presidente Ejecutivo y funcionarios de alto rango, han salido a la prensa diciendo que las tarifas no son adecuadas para hacer frente a los costos de producción de la empresa y que necesitaban de reajustes de las mismas hacia arriba.

Definitivamente, los escenarios anteriores de altos precios del petróleo y sus derivados, provocaron que los costos de generación térmica se incrementaran considerablemente, especialmente cuando el ICE se presentaba retrasos en la entrada de proyectos hidroeléctricos, que son de costos por unidad producida de kWh y KW más baratos. Ese incremento de costos adicionales en los combustibles para la generación, como ya se ha visto, rondó los ¢50 000 millones en el 2008.

Por lo tanto, la situación financiera del ICE en el pasado cercano ha sido difícil porque el modelo que se le ha aplicado al mismo ya no es funcional, las condiciones del entorno habían cambiado fuertemente, y posiblemente lo harán en el futuro, especialmente por lo que se ha mencionado de los altos precios que tuvieron el petróleo y sus derivados. Por otro lado, la creciente inflación y en parte la devaluación de la moneda tuvieron que haber afectado notoriamente.

Es importante destacar en este punto que los ajustes en las tarifas tienen que ser oportunos para evitarle problemas financieros a las empresas y tratar de que dichas compensaciones lleguen a ser muy fuertes en los ajustes ordinarios. Si la ARESEP hubiese aceptado desde un inicio reajustar las tarifas, los incrementos porcentuales habrían sido menores y consecuentemente, evitado todas las acciones administrativas y periodísticas que esa gestión causó.

Por otro lado, la caída en las ventas del ICE en este año ha sido otro factor que les ha desfavorecido. Esto ha sido producto en parte por los continuos aumentos que ha habido sobre las tarifas eléctricas, por las medidas de uso racional de energía y por la desaceleración de la economía en el 2008.

Todos estos factores han incidido de una manera importante sobre las finanzas de la empresa. Esto es cierto por las continuas salidas a la prensa de funcionarios del ICE, aduciendo que las tarifas no son suficientes para hacerle frente a los gastos del año.

Prueba de ello es que recientemente la ARESEP le ha concedido un aumento tarifario al ICE tanto en sus propios abonados como a las ventas mayoristas a las otras empresas eléctricas, a pesar que los precios del petróleo han descendido más de tres veces, tomando en consideración el precio de \$147 por barril que experimento en julio de 2008.

Lo anterior es un hecho fehaciente, pues los factores de costo incidirán en forma menor las finanzas del ICE en el 2009, ya que se espera que la presión de los precios del petróleo se reduzca al igual que la inflación.

Es notorio por tanto, que la situación financiera del ICE respecto al 2007 se deterioró, lo cual contrasta con la de las otras empresa eléctricas, que se han mostrado conformes con el estado que exhibieron en el 2008. Definitivamente, que fue el ICE quien soportó el peso de la situación pasada.

## **7.2 Fórmula de precios automática para el ICE**

Es indiscutible, hoy más que nunca, la urgencia de que el ICE disponga de una fórmula de precios automática para hacerle frente a las situaciones de cambio en el entorno, que sea aplicada como mínimo al final de semestre de cada año y de esta forma evitar el “estira y encoge” entre esta institución y la ARESEP, en cuanto a la necesidad de modificar las tarifas eléctricas.

En cierta forma, se puede decir que RECOPE dispone de más oxígeno financiero que el ICE, dado que el mecanismo de la fórmula automática de precios le permite absorber las variaciones en el precio del petróleo y de los productos finales, aunque como se ha visto, en algunos momentos esto tampoco ha sido suficiente. Se cree que ahora es el momento de hacer lo mismo con esta institución.

En el caso de negársele al ICE la posibilidad de disponer del mecanismo de variación automática de las tarifas, para eliminar esa insuficiencia, es necesario que ésta recurra a otra medida para ajustar su situación financiera.

Esa alternativa financiera consiste en que la ARESEP revise los estados de origen y aplicación de fondos por sectores: residencial, general, industrial y de alumbrado público, para eliminar los posibles excedentes y/o resultados deficitarios. De esta forma, se obtendría otra ventaja que consiste en una mejor forma de aplicar el principio al costo.

Estos cálculos y ajustes de tarifas correspondientes a partir de los estados de orígenes y aplicación de fondos deberían de hacerse con el resto de las compañías eléctricas, dado que si se le permite al ICE reajustar las tarifas en forma más frecuente, éstas deberían tener mecanismos de resarcir los nuevos precios de las tarifas de compra de electricidad en bloque.

## VIII. FUENTES NUEVAS Y RENOVABLES DE ENERGÍA

Una política de precios energética, aunada con otros incentivos como: exenciones tributarias, la existencia de una unidad promotora de proyectos y disponibilidad de créditos oportunos, entre otros, contribuirían a fomentar, en mayor grado, la producción, y el uso de las fuentes nuevas y renovables de energía, en pequeña escala, y posibilitaría la explotación de las ventajas comparativas que tiene el país en recursos naturales, lograr un ambiente más sano y amigable con la naturaleza, mejorando las condiciones socioeconómicas a nivel nacional y regional.

Por otro lado, el desarrollo de fuentes autóctonas, es importante porque reduciría la dependencia energética externa del país, y coadyuvaría en la creación de empleos en las zonas rurales, disminuyendo la migración de la población rural hacia las ciudades, mejoraría la distribución del ingreso nacional y regional y la competitividad nacional e internacional de las actividades económicas y sociales, lográndose un desarrollo con mayor sostenibilidad.

Más concretamente, las fuentes de energía renovables se convierten en un elemento dinamizador del sector energético, económico y social por las siguientes razones:

1. Promueven un desarrollo económico y social sostenible, ya que las mismas contribuyen a la reducción de los gases de efecto invernadero y al calentamiento de la tierra, a la lucha contra el cambio climático y a promover el desarrollo regional, empleando recursos naturales abundantes y de primera calidad en el país.
2. Contribuyen a aumentar la seguridad del abastecimiento energético nacional por medio del uso de fuentes autóctonas y abundantes, y por la disminución de la dependencia de fuentes foráneas.
3. Proporcionan la generación de energía barata y de calidad que brinda una sólida base a la industria nacional, lo que le permite competir con éxito tanto en el mercado interno como el internacional, dadas las ventajas comparativas del país.
4. Permiten la creación de empleo y desarrollo regionales, dada la desconcentración de estas fuentes en el territorio nacional, generando ingresos en las regiones aisladas, mejorando la distribución del ingreso a nivel nacional y regional y permitiendo mayores oportunidades en el medio rural.
5. Contribuyen a crear un ambiente propicio para la formulación, evaluación y administración de proyectos de pequeña escala, lo que requeriría de una unidad promotora de proyecto, para hacerse cargo de estas actividades.

Se definen como fuentes energéticas renovables, en el caso de la electricidad, las siguientes: el recurso de la naturaleza, como las fuerzas del agua, sol, viento y calor de la tierra o material biomásico (Proyecto Ley de Electricidad, 2008).

Dado que las tecnologías no contaminantes son una de las claves de la futura prosperidad económica social y coadyuvantes al cambio climático, es importante recurrir a medidas e incentivos económicos, como tarifas adecuadas, y/o a instrumentos fiscales que gozan otros proyectos de energía en la actualidad, que permitan el desarrollo, en igualdad de condiciones, con las fuentes de energía tradicionales, para impulsar el desarrollo de las fuentes alternas de energía.

Para lograr una mayor participación de las fuentes nuevas y renovables en la oferta de energía total del país, se requiere entre otras acciones las siguientes:

1. Definir un precio competitivo de largo plazo a la electricidad entregada por los nuevos generadores a las empresas distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional. Esta decisión tendría la ventaja de que los posibles oferentes contarían con un precio seguro, lo cual les permite comprometerse en el futuro con iniciativas de financiamiento y de producción con márgenes de riesgo bien delimitados.
2. Disponer de una agencia promotora de proyectos, que estimule la generación y evaluación de inversiones nuevas previamente antes de que sean enviados a gestionar recursos financieros en el medio nacional e internacional, lo mismo que recomendar la concesión de incentivos y exenciones tributarias a los cuales tendrían derecho.

De igual modo tal agencia tendría las atribuciones de dar un seguimiento permanente a aquellas actividades más importantes resultantes de los fondos necesarios para llevar a la realización de los proyectos.

3. Promover y definir actividades productivas que presenten demandas crediticias a la Banca de Desarrollo y posteriormente en los bancos estatales y privados del Sistema Bancario Nacional, para financiar los proyectos de generación de electricidad, con base en fuentes nuevas y renovables de energía.

## **8.1 Creación de la tarifa eléctrica de largo plazo**

Las iniciativas señaladas en los puntos anteriores deben darse en ese mismo orden. Lo primero que debe hacerse es que ARESEP defina la tarifa de largo plazo de venta de electricidad a las empresas del Sistema Eléctrico Nacional, indicando los puntos de recepción de la energía por parte de aquéllas, los requisitos de calidad y de oportunidad de la misma y de otros requerimientos necesarios de oferta para efectuar la venta.

ARESEP tiene experiencia en la aplicación de tarifas a largo plazo para los generadores de electricidad privados, basadas en las leyes 7200 y 7508, las cuales valoran la energía vendida según el costo evitado del ICE. Esta experiencia debe ser canalizada a la creación de la tarifa de largo plazo.

Para ello puede emplearse el costo marginal promedio de largo plazo de generación, por medio del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo de Generación (CILP), estando el sistema eléctrico nacional en equilibrio de largo plazo como lo hace el ICE en sus proyectos de generación. Este valor indica el costo medio que a largo plazo representa atender un incremento unitario de la demanda de electricidad (ICE, Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2008-2021, Setiembre del 2007).

El CILP, considerando precios de mercado de diciembre del 2006, resultó ser de US\$0,0768/kWh, al tomar el período 2011-2025 como referencia. Este período lo tomó el ICE para superar los años afectados por el atraso de Garabito, y por la conveniencia de definir la tarifa cuando el sector eléctrico a largo plazo está en equilibrio.

Si se revisara esta tarifa anualmente sería un buen instrumento para definir el precio de venta de la electricidad por parte de las fuentes renovables que entregarían la energía a las empresas eléctricas.

## **8.2 Unidad promotora de proyectos**

La unidad promotora de proyectos de fuentes nuevas y renovables de energía, operaría al principio como un área operativa y de planeamiento virtual, ubicada en la Dirección Sectorial de Energía (DSE), en el área de planificación, ya que esta actividad corresponde a planeamiento de corto y mediano plazo.

Al inicio se debería asignar, de ser posible una plaza nueva para un funcionario que tenga experiencia en la formulación y evaluación de proyectos, tiempo parcial de medio tiempo de un ingeniero industrial y de un economista de su planta, para que se encarguen de elaborar los lineamientos y los procedimientos para promover, evaluar y dar seguimiento tanto financiera como socialmente a los proyectos eléctricos de las fuentes nuevas y renovables de energía, en pequeña escala, que competirían en una posterior etapa, de acuerdo con su rentabilidad privada y social, por el financiamiento de los mismos.

Una vez que se hayan definido los procedimientos de promoción, evaluación y seguimiento de los proyectos, se debe definir la unidad promotora y una comisión por los servicios suministrados por dicha unidad, la cual se cancelaría con recursos propios del gestionante de crédito o cargados a la futura operación crediticia, una vez que se haya aprobado por institución financiera el préstamo.

La unidad de promoción de proyectos de la DSE debería mantener una coordinación estrecha con las oficinas de planificación y entidades promotoras de proyectos de las empresas eléctricas y otras oficinas del sector público y privado.

Los funcionarios de la unidad de promoción de proyectos y las de las empresas eléctricas, deberían recibir un entrenamiento, mínimo de 4 meses a tiempo completo, en la formulación, evaluación y seguimiento privada y social de proyectos eléctricos,

por parte de unidades foráneas y nacionales que tengan experiencia en esa materia. En dicho entrenamiento debería de incluirse una materia relacionada con riesgos de las actividades. La DSE debería gestionar ante MIDEPLAN la organización y la financiación de ese evento, contando en todo momento con la asistencia de la Dirección Sectorial de Energía.

### **8.3 Etapas de la formulación y evaluación de proyectos**

La formulación y evaluación de proyectos busca recopilar, crear y analizar en forma sistemática un conjunto de antecedentes económicos y técnicos, que permitan juzgar cualitativa y cuantitativamente las ventajas y las desventajas de asignar recursos a una determinada iniciativa (Sapag, N. y Sapag, R., 1989). Como mínimo tales iniciativas deben contemplar las siguientes etapas:

#### **8.3.1 Estudio técnico del proyecto**

En el análisis de la viabilidad financiera de un proyecto, el estudio técnico tiene por objeto proveer información para cuantificar el monto de las inversiones y los costos de operación pertinentes a esta actividad.

Técnicamente pueden existir diversos procesos productivos opcionales, cuya jerarquización puede diferir de lo que pudiera realizar en función de su grado de perfección financiera. Normalmente se estima que deben aplicarse los procedimientos y tecnologías más modernos, solución que puede ser óptima técnicamente, pero no serlo financieramente.

Uno de los resultados de este estudio es definir la función de producción, que optimice la utilización de los recursos disponibles en la producción o servicio del proyecto. De aquí se podrá obtener la información de las necesidades de capital, mano de obra y recursos materiales, tanto para la puesta en marcha como para la posterior operación del proyecto.

La descripción del proyecto productivo hará posible, además, conocer las materias primas y los restantes insumos que demandará el proceso. El proceso productivo se elige a través de un análisis tanto técnico como económico de las opciones existentes.

Además del personal de la unidad promotora de proyectos podrían participar otros profesionales como ingenieros eléctricos, químicos, estadísticos y abogados, porque si bien la formulación y evaluación de proyectos es multidisciplinaria, es en esta etapa donde es más urgente el empleo de diferentes disciplinas, por ser esta actividad una de las más difíciles del proceso.

### **8.3.2 Estudio de mercado**

El estudio de mercado es más que el análisis y determinación de la oferta y la demanda o precios del proyecto. Muchos costos de operación pueden preverse simulando la situación futura y especificando las políticas y procedimientos que se utilizarán para la estrategia comercial.

El mismo análisis puede realizarse para explicar la política de redistribución del producto final. La cantidad y los canales de distribución que se seleccionan afectarán el calendario de desembolsos del proyecto. La importancia de este factor se manifiesta al considerar su efecto sobre la relación oferta-demanda del proyecto. Basta agregar un canal adicional a la distribución para que el precio se incremente en el margen que recibe ese canal.

En el estudio de mercado es fundamental calcular las elasticidades producto ingreso de la oferta y la demanda del producto específico. Con estas estimaciones se deben contestar preguntas tales como cuánto aumentarían las ventas si bajara el precio en un 1%?. Cuánto se incrementarían las ventas si la disponibilidad de ingresos subiera un 1%.

Metodológicamente, tres son los objetivos que se deben estudiar:

- a) El consumidor y las demandas del mercado y del proyecto, actuales y proyectadas.
- b) La competencia y las ofertas del mercado y del proyecto, actuales y proyectadas.
- c) Comercialización del producto del proyecto.

### **8.3.3 Estudio financiero**

La última etapa del análisis de factibilidad económica de un proyecto requerida como mínimo es el estudio financiero. Los objetivos de esta fase son ordenar y sistematizar la información de carácter monetario que proporcionan las etapas anteriores, elaborar los cuadros analíticos y antecedentes adicionales para la evaluación del proyecto y evaluar los antecedentes anteriores para determinar su rentabilidad.

## **8.4 Líneas de crédito para los proyectos**

La actividad crediticia para los proyectos debe iniciarse solicitando recursos a la Banca de Desarrollo, a la Alianza de Energía y Ambiente con Centroamérica y otros organismos internacionales. La primera entidad, que está en trámite de operación se espera que cuente con fondos de garantías, lo cual es muy adecuado para la inversión de fuentes renovables.

Conforme aumente la experticia de la DSE tanto en la formulación y evaluación de proyectos y en la operatividad crediticia con esta banca y otros organismos nacionales e internacionales, se pueden solicitar líneas de crédito tanto nuevas en los bancos del Estado, así como en la banca privada del Sistema Bancario Nacional.

La gestión crediticia ante la Banca de Desarrollo o del resto del Sistema Bancario Nacional se haría después de que la unidad de promoción de proyectos recomendara la factibilidad de los mismos (formulación y evaluación de los proyectos).

## **8.5 Proyectos pequeños de electricidad**

Comprendería la formulación, evaluación y el seguimiento de la puesta en marcha de proyectos eléctricos que pueden vender la electricidad directamente a clientes finales y/o a la red eléctrica, siempre y cuando la capacidad no exceda los 20 MW.

Es decir, estos proyectos podrían ser útiles para brindar servicios de electricidad a las localidades aisladas y venderían en forma excedentaria a la red eléctrica. Estas iniciativas de generación de electricidad podrían incluir a los ingenios, a fincas dedicadas a la producción agropecuaria, y mediante otras actividades en donde se pueden gestar y definir proyectos de biomasa, traducido a pequeños proyectos hidroeléctricos, fotovoltaicos y eólicos.

El valor de la electricidad tiende a variar con respecto al tiempo, y como tal los proyectos pequeños podrían contribuir a satisfacer parte de la demanda nacional, mientras que los emprendimientos grandes se orientarían a ahorrar electricidad potencial por medio de embalses para ser usados en el verano, cuando la electricidad es más cara.

## **IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **9.1 Conclusiones**

1. El gasto energético en el sector residencial costarricense respecto al ingreso es muy bajo, dado que la proporción de este gasto anual con relación al promedio del ingreso fue de 2,86% en el 2004. El rubro más importante del mismo lo constituyó la electricidad que representó 80,34% del gasto total energético. Aquella pequeña proporción del gasto de la energía en el ingreso de los consumidores hace que, difícilmente reduciendo tarifas y precios a los mismos se tengan reducciones sustantivas en los gastos presupuestarios de las familias.

Desde el punto de vista social, la participación de la pobreza, el alto porcentaje de desigualdad de recursos económicos y el bajo porcentaje de la energía en el ingreso corrientes hacen muy difícil que se puedan eliminar las primeras disparidades, recurriendo a subsidios para aliviar la situación de las clases más necesitadas del país e influir en forma sensible las disparidades en los ingresos.

Para revertir en forma apreciable la condición social de las familias pobres sería preciso que la energía actuara mancomunada con las actividades de los otros sectores económicos y con la incursión de impuestos que puedan ser canalizados a las familias con más bajos recursos.

Esta circunstancia hace que los subsidios en electricidad tengan poca relevancia como un factor que sirve para mejorar la condición económica y social de las familias. Pese a ello, son tantos los abonados residenciales, generales e industriales que es efectivo crear sobrepagos en las tarifas a estos abonados para crear un fondo que permita subsidiar a las poblaciones que aún no disponen del servicio de electricidad, porque serían muchos abonados ayudando a un poco de pobladores nacionales, dada la alta cobertura eléctrica y al bajo consumo eléctrico de esos pobladores.

2. La relación de las tarifas en bloque entre la CNFL y el ICE distribución con respecto a las cooperativas de electrificación rural, JASEC y ESPH, cayó de 1,08 a 1,01 en todos los períodos de suministro de la demanda máxima, entre setiembre de 2004 y abril de 2008. Lo mismo ocurrió en la energía en el período de punta y fuera de punta al descender de 1,10 a 1,02.

3. En algunas tarifas ARESEP mantiene cobros mínimos fijos para el primer bloque sobre el consumo en kW y kWh/mes, independiente del consumo efectivo en ese bloque, de tal forma que si la demanda es menos del máximo se le cobra ese monto fijo. Eso tiene el inconveniente que el cobro del primer estrato de consumo resulte excesivo si se compara con el de los bloques vecinos, y en algunos casos el ingreso medio de ese bloque es mayor que el del resto de los usuarios.

Si bien en el caso del ICE esta práctica se ha eliminado se mantiene en las tarifas de las otras empresas analizadas: CNFL, ESPH y Coopealfaro. Esta modalidad hace que la tarifa de este primer bloque de consumo resulte regresiva, porque es de esperar que los abonados residenciales, generales e industriales que perciben menos ingresos en sus explotaciones son los que relativamente estén pagando más por la energía.

4. A pesar de que ARESEP define sólo 4 tarifas para distribución al ICE, las que mantiene esta última institución son alrededor de 20, lo cual parece un número excesivo, sobretodo porque algunas de ellas tienen pocos estratos de consumo y otras se pueden reunificar en una sola, puesto que los ingresos medios por tarifa son similares.

5. Si se eliminaran los subsidios de 250 hasta 300 kWh/mes en adelante, respecto a la tarifa promedio del sector residencial, en el caso del ICE lo que pagarían los consumidores hasta 250 y 300 kWh/mes, sería menor a la actual factura eléctrica. Por otro lado el pliego tarifario propuesto por ARESEP para la misma mantiene una tarifa constante hasta los 200 kWh/mes, lo que no se cumple en aquella institución. Esto mismo se observó en el resto de las tarifas de las otras empresas analizadas.

6. Con la excepción de la tarifa industrial de la CNFL, los sobrecargos respecto al precio promedio de la tarifa son de poca importancia. Algo similar se puede decir de los subsidios, por lo tanto, excepto en los primeros bloques, las tarifas están bien definidas.

Por lo tanto, en todos los casos, al primer bloque de consumo se le cobra una sobrecarga excesiva ya que a la tarifa residencial no se cobra el mismo precio para los primeros 200 kWh.

Esto también ocurre en las tarifas generales e industriales porque ARESEP impone un monto fijo para los primeros kWh y kW consumidos por mes en el primer bloque de consumo, independientemente del consumo efectivo, excepto en el caso del ICE.

7. En general, el primer bloque de consumo tanto en el caso de máxima demanda y energía, representan un porcentaje pequeño del consumo total de la tarifa. Por ejemplo, en el sector residencial del ICE, es de 0,87%; por lo cual eliminar las sobrecargas en el precio de ese primer bloque, no constituye una medida onerosa para las empresas eléctricas.

8. Se puede afirmar que la tarifa dependiente de oxígeno residencial del ICE subsidia a la residencial propiamente dicha, porque el precio promedio de la primera tarifa es de ¢84,12; mientras que la segunda es de ¢55,50. Sin embargo, no se encuentran razones para que exista este subsidio entre ambas tarifas.

9. Las tarifas generales de energía del ICE, la 04 y 07, tienen precios promedios similares. En efecto, el de la primera es de ¢45,40 y la segunda de ¢49,50 por kWh/mes. Por lo tanto sería conveniente reducirlas en una tarifa, para hacer los pliegos tarifarios del ICE más simples.

10. Lo mismo se puede decir de las tarifas binómicas generales del ICE, en donde el promedio de las tarifas 71 y 72 tienen precios promedios de ¢24,74 y ¢24,92 kWh/mes, respectivamente; lo conveniente sería reducir esas dos tarifas a una sola.

11. En el caso de las tarifas industriales de energía del ICE la 03 y la 53 tienen precios promedios similares: ¢85,16 y ¢76,65; por lo cual ambas podrían fundirse en una.

12. Finalmente, las tarifas binómicas del sector industrial de máxima demanda del ICE 73 y 74 que tienen precios promedios similares: ¢29,79 y ¢24,77, en su orden, podrían refundirse en una sola, para simplificar los pliegos tarifarios industriales del ICE.

13. Se justifica que la tarifa de alta tensión industrial (50), se mantenga como tarifas individuales, mientras que el resto de éstas deberían definirse acordes con los pliegos tarifarios establecidos para el ICE por ARESEP. Esto haría que el pliego tarifario del ICE tuviera menos tarifas que las que tiene actualmente.

14. Definitivamente el proceso resolutorio y administrativo para la modificación extraordinaria de los precios de los hidrocarburos es muy prolongado, por lo que es necesario, en los casos que no se requiera aprobación del modelo, emplear sólo el proceso administrativo de los mismos, con el objeto de reducir el desfase actual entre las cotizaciones internacionales de los combustibles y la de los internos.

15. Los estados de ganancias y pérdidas acumulados de enero-marzo del 2008 arrojan posiciones superavitarias para los siguientes productos: gasolina regular (¢18,25); gasolina súper (¢19,83); diesel (¢13,50); jet (¢4,78); bunker (¢26,94); GLP(¢11,14) gasóleo (¢20,46; e IFO-380 (¢23,99) por litro.

Por el contrario los otros combustibles arrojan los siguientes resultados: asfalto (-¢1,50); kerosene (-¢3,45); emulsión asfáltica (-¢0,16); av-gas (-¢128,24) y nafta (-¢13,50) por litro en ese período. El caso del av-gas, que si bien fue de poca venta, su déficit fue considerable de -¢128, 24 por litro, el que debería ser eliminado.

16. Los estados de ganancias y pérdidas acumulados de enero-junio de 2008 arrojan resultados positivos para los siguientes hidrocarburos: gasolina regular (¢11,70); gasolina súper (¢15,94); bunker (¢14,24); GLP (¢2,63); nafta (¢44,52) e IFO-380 (¢36,42) por litro.

Por el contrario los otros combustibles arrojaron los siguientes resultados: diesel (-¢7,05); jet (-¢5,54); asfalto (-¢7,05); kerosene (-¢6,11); emulsión asfáltica (-¢17,49); av-gas (-¢121,50) y gasóleo (-¢4,26) por litro, los que son deficitarios. Esto indica que los precios de dichos hidrocarburos debieron ser elevados para eliminar los saldos negativos

17. Los estados de origen y aplicación de fondos acumulados de enero-junio de 2008, que son los que permiten saber si se está cumpliendo el servicio al costo, son superavitarios en los casos de: gasolina regular (¢5,16); gasolina súper (¢10,55); bunker (¢11,23); GLP (¢0,68); nafta (¢41,06) e IFO-380 (¢33,41) por litro.

Por el contrario el diesel (-¢12,38); jet (-¢10,65); asfalto (-¢10,77); kerosene (-¢11,25); av-gas (-¢127.09); gasóleo (-¢9.10) y emulsión asfáltica (-¢19,83) por litro, son deficitarios. Esto significa que en tales productos no se cumplió el principio de producción al costo.

18. El 8 de noviembre de 2008 Costa Rica mantuvo los precios de las gasolinas y el diesel más altos en el Istmo Centroamericano, producto en parte porque la fórmula automática de precios no fue lo suficiente eficaz en bajar los valores unitarios internos de los combustibles, con relación a los precios internacionales.

## 9.2 Recomendaciones

### 9.2.1 Recomendaciones a la ARESEP

1. Eliminar los montos fijos cobrados en el primer bloques tanto de energía como de potencia; independientemente de la cantidad demandada en ese estrato, dado que eso hace que la tarifa promedio de ese bloque sea regresiva.

2. Controlar que las empresas eléctricas mantengan un precio fijo hasta los 200 kWh mes en las tarifas residenciales, especialmente cuando los precios promedios por kWh sean mayores a los señalados por ARESEP. En todos los casos analizados esto no se está cumpliendo.

3 Hacer las gestiones necesarias para obviar las Audiencias Públicas y las resoluciones de la Junta Directiva de ARESEP en los casos normales de fijación de los precios extraordinarios de los combustibles. De esta forma se reduciría el período de revisión de los mismos de un mes a cerca de 15 días naturales; mientras que el desfase entre los precios internos y los internacionales se reduciría aproximadamente en entre 17 y 22 días.

La Audiencia Pública y la Junta Directiva deberían circunscribirse a aprobar el modelo, los parámetros y su operatividad, requeridos para realizar los ajustes extraordinarios con la fórmula automática. De ahí en adelante las sucesivas modificaciones de las cotizaciones internas de los hidrocarburos deberían hacerse únicamente mediante proceso administrativo por parte de ARESEP, iniciándose por acciones emanadas por el regulador general o el Director de Energía, en caso de ausencias del primero.

4. Reducir el período para el cálculo del promedio internacional de los combustibles a una semana, lo mismo que el trámite administrativo, que iría desde que el regulador general o el Director de Energía inicien el trámite para las nuevas fijaciones de las cotizaciones internas de los combustibles.

5. Calcular el precio promedio semanal de los precios internacionales de los hidrocarburos desde el mismo día en que los nuevos precios de los combustibles son publicados en el Diario Oficial La Gaceta y a partir de este momento iniciar el trámite administrativo para ajustar los precios del siguiente proceso.

6. Implementar los nuevos precios, producto de la fórmula automática de oficio, quedándole a RECOPE y a los otros interesados la posibilidad de apelar la decisión administrativa, la que en caso de resolverse el recurso favorablemente por la Junta Directiva de ARESEP sus implicaciones entrarían a regir en el siguiente proceso extraordinario con la fórmula automática o por el reajuste ordinario de precios.

7. En el caso de los hidrocarburos hacer que el principio de servicio al costo se cumpla a nivel de cada producto. Para lograr esto, ARESEP debería solicitar a

RECOPE, que le proporcione mensualmente los estados de origen y aplicación de fondos para cada combustible y modificar sus precios en la siguiente revisión extraordinaria, para eliminar los excedentes y los resultados negativos.

8. Definir una fórmula automática de actualización de las tarifas eléctricas para el ICE que se aplicaría al término de la estación seca, es decir al final del mes de junio de cada año. De esta forma, la ARESEP haría dos ajustes en el año: uno ordinario al final de año y otro extraordinario al final del mes de junio de cada año.

La alternativa que estaría más de acuerdo con el principio de servicio al costo podría ser que al final de cada mes de junio, ARESEP evaluara los estados de origen y aplicación de fondos del ICE y del resto de la empresa eléctrica, en los sectores residencial, general, industrial y alumbrado público y eliminara los excedentes y/o los saldos negativos en esos estados.

9. Estudiar e implementar una tarifa social única subsidiada para todo el sistema eléctrico en el sector residencial para los pobres del IMAS con puntaje 1 y 2 para niveles de consumo hasta 100 kWh/mes.

### **9.2.2 Recomendaciones al ICE**

1. Ajustarse más al pliego tarifario definido por ARESEP, para reducir el número de tarifas eléctricas que tiene en uso y eliminar de esta forma una parte importante de los subsidios que se generan entre tarifas.

2. Homologar el precio medio de la tarifa residencial con la tarifa dependiente de oxígeno, dado que no se encuentran razones válidas para que exista una sobrecarga adicional en la segunda.

3. Aplicar lo prescrito por ARESEP de mantener un precio por kWh constante en los primeros 200 kWh/mes de la tarifa residencial. En la actualidad se tiene un precio para el primer bloque, de 0 a 50 kWh/mes, más alta que para los niveles de consumo definidos entre de 51 y hasta 200 kWh/mes.

4. Disminuir el precio promedio del primer bloque de consumo del resto de las tarifas para acabar con la regresividad en ese primer bloque, puesto que normalmente lo que paga dicho estrato de consumo es superior a lo que pagan los estratos de consumo vecinos. En algunos casos, el precio unitario es superior al que pagan los consumidores de alta demanda. Esto debe hacerse tanto en el consumo de energía como en potencia.

5. Gestionar ante la ARESEP para que se defina una fórmula automática para actualizar las tarifas. Este procedimiento debería ser aplicado al final del mes de junio de cada año. En su defecto proponerle a aquella institución que revise los estados de origen y aplicación de fuentes cada mes de junio en los sectores: residencial, general, industrial y alumbrado público, con el objeto de no permitir que

el ICE y las otras empresas eléctricas incurran en faltantes de fondos y para aplicar de una forma más eficiente el principio de servicio al costo.

6. Estar de acuerdo en la implementación de una tarifa social única subsidiada para todo el sistema eléctrico para las familias pobres del IMAS con puntaje 1 y 2 para un consumo hasta 100 kWh/mes.

### **9.2.3 Recomendaciones a la CNFL**

1. Establecer un precio fijo en la tarifa residencial para consumos hasta 200 kWh/mes, tal y como lo prescribe ARESEP, siempre y cuando el precio promedio de los bloques hasta aquel nivel de consumo sea mayor a lo especificado por dicha institución.

3. Gestionar ante ARESEP para que se eliminen los montos fijos para el primer bloque de consumo tanto en energía como potencia, independientemente del nivel de demanda en ese estrato de consumo, para disminuir el precio promedio por kWh/mes de ese primer bloque. Esto ya se ha hecho en el caso del ICE.

4. Estar de acuerdo en la implementación de una tarifa social única subsidiada para todo el sistema eléctrico para las familias pobres del IMAS con puntaje 1 y 2 para un consumo hasta 100 kWh/mes.

### **9.2.4 Recomendaciones a ESPH**

1 Establecer un precio fijo en la tarifa residencial para consumos hasta 200 kWh/mes, tal y como lo prescribe ARESEP, siempre y cuando el precio promedio por bloque hasta ese nivel de consumo sea superior a lo prescrito por dicha institución.

2. Gestionar ante ARESEP para que se eliminen los montos fijos a cobrar para el primer bloque de consumo, independientemente del nivel de demanda en ese estrato tanto en energía como en potencia, para disminuir el precio promedio por kWh/mes y kW de esos primeros bloques. Esto ya ARESP ya lo hizo para el ICE.

3. Estar de acuerdo en la implementación de una tarifa social única subsidiada para todo el sistema eléctrico para las familias pobres del IMAS con puntaje 1 y 2 para un consumo hasta 100 kWh/mes.

### **9.2.5 Recomendaciones a Coopealfaro**

1. Establecer un precio fijo en la tarifa residencial para consumos hasta 200 kWh/mes, tal y como lo prescribe ARESEP.

2. Gestionar ante ARESEP para que se eliminen los montos fijos a cobrar para el primer bloque de consumo tanto en energía como en potencia, independientemente del nivel de demanda en ese estrato, para disminuir el precio promedio del kWh/mes y del kW de ese primer bloque. Esto ya se ha hecho en el caso del ICE.

3. Estar de acuerdo en la implementación de una tarifa social única subsidiada para todo el sistema eléctrico para las familias pobres del IMAS con puntaje 1 y 2 para un consumo eléctrico hasta 100 kWh/mes

### **9.2.6 Recomendaciones al resto de las empresas eléctricas**

1. Establecer un precio fijo en la tarifa residencial para consumos hasta 200 kWh/mes, tal y como lo prescribe ARESEP.

2. Gestionar ante ARESEP para que se eliminen los montos fijos a cobrar para el primer bloque de consumo tanto en energía como en potencia, independientemente del nivel de demanda en ese estrato, para disminuir el precio promedio del kWh/mes y del kW de ese primer bloque. Esto ya se ha hecho en el caso del ICE.

3. Estar de acuerdo en la implementación de una tarifa social única subsidiada para todo el sistema eléctrico para las familias pobres del IMAS con puntaje 1 y 2 para un consumo eléctrico hasta 100 kWh/mes

### **9.2.7 Recomendaciones a RECOPE**

1. Promover que el principio de servicio al costo se cumpla para cada hidrocarburo en particular. Esto se lograría si se calcularan los estados de orígenes y aplicación de fondos por combustible para cada mes y se eliminaran los excedentes positivos y/o negativos por parte de ARESEP. Esto además tiene importancia porque se evita que existan subsidios cruzados entre los productos, con la excepción de los prescritos por leyes o reglamentos.

Para ello debería gestionarse ante ARESEP para que eliminen en las fijaciones de precios extraordinarias y ordinarias los precios de los productos los resultados superavitarios y/o deficitarios mensuales en los estados de origen y aplicación de fondos de cada hidrocarburo.

2. Disminuir el costo de lo vendido para lograr la competencia en el Istmo Centroamericano de los productos mayoritarios de venta interna: gasolinas y diesel.

3. Gestionar ante ARESEP para que haya un mayor aceleramiento en la aplicación de la fórmula automática de precios, para reducir el rezago que existe entre los precios internacionales de los combustibles y los de consumo interno, eliminando las Audiencias públicas, excepto cuando haya que cambiar el modelo, los parámetros y su manipulación, y las resoluciones de la Junta Directiva de ARESEP y convertir

los ajustes extraordinarios de los precios de los hidrocarburos en un proceso administrativo.

4. Promover que el cálculo de los precios de los combustibles, ahora quincenales, se lleven a cabo semanalmente, para disminuir el rezago entre dichos precios y los de los productos internos. Esto además es importante para aumentar la competitividad en el Istmo Centroamericano, especialmente cuando se dan rachas hacia abajo de los productos externos.

### **9.2.8 Recomendaciones a la DSE**

1. Llevar el pulso para que las recomendaciones sean aplicadas, o en su defecto que las instituciones involucradas den las razones del caso para no aplicar las prácticas objetadas.

2. Redactar una nota que firme el Ministro del MINAET y se dirija a la Sala Constitucional para eliminar la Audiencia Pública en las fijaciones extraordinarias de los precios de los hidrocarburos; manteniendo la misma para la aprobación del modelo, la definición de los parámetros a considerar así como la manipulación de éstos, utilizado para la actualización de dichos valores unitarios por medio de la fórmula automática. Se sobreentiende que las Audiencias se mantendrían en el caso de las fijaciones ordinarias.

Lo anterior es con el objeto de que ARESEP pueda revisar los precios de los combustibles cada 7 días naturales y de esta forma lograr que los precios internos de los mismos estén en mayor concordancia con los valores unitarios internacionales.

Esto haría que los rezagos en la actualización de las cotizaciones internas fueran entre 17 y 22 días, si el período administrativo de ARESEP se redujera a una semana. De esta forma los consumidores reducirían las críticas al modelo actual y lo lento de la aplicación de la fórmula automática, que afectan la imagen de RECOPE y ARESEP y probablemente se lograría una mayor competitividad en precios en el Istmo Centroamericano.

3. Llevar estadísticas de los precios de los combustibles con y sin impuestos en el Istmo Centroamericano por parte del Área de Información de la DSE. Si los países no reportan las cotizaciones, solicitarlos a la Dirección de Servicio, que mensualmente las recibe.

4. Coordinar con el IMAS, ARESEP y las empresas eléctricas las acciones tendientes a definir e implementar una tarifa social única subsidiada para todo el sistema para las familias pobres del IMAS con puntajes 1 y 2 para un consumo hasta 100 kWh/mes.

## X. BIBLIOGRAFÍA

1. Bathia, R. "Energy pricing in the developing countries: Roles of pricing in investment and consumer choices". Londres. 1985.
2. Alvarado, F., F. Ramírez y E. Carazo. "Encuesta de consumo energético nacional en el sector residencial de Costa Rica, 2006" Dirección Sectorial de Energía.
3. González, A. "Papeles de trabajo. Estudios Económicos y Financieros". RECOPE. 2008.
4. Instituto Nacional de Estadística y Censos. "Encuesta de ingresos y gastos", 2004.
5. Leiva, C. "La política de Precios de la Energía". Dirección Sectorial de Energía, Agosto del 2006.
6. Martínez, F. "Diagnóstico V Plan de Energía 2008-2021", Dirección Sectorial de Energía, 2008
7. Munasinghe, M. "An integrated framework for energy pricing in developing countries". The Energy Journal, vol. 1, No. 3, 1980.
8. Otoya, M. "Evaluación del impacto económico, social y ambiental del subsidio eléctrico para el sector residencial del ICE en Costa Rica". Universidad Nacional. Tesis de Maestría, junio de 2004.
9. Programa estado de la nación, "Informe del Estado de la Nación", Costa Rica, 2007
10. Sapag, N. y Sapag, R. "Preparación y Evaluación de Proyectos". Universidad de Chile. McGraw-Hill, 1989.
11. Solera, L. y otros. "Solicitud de fijación extraordinaria de precios por variaciones en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor". RECOPE. Julio 2008.
12. Pistonesi, H. "Política de precios de la energía: Aspectos descriptivos y prescriptivos". Desarrollo y Energía, vol. 1, no. 1, 1990.
13. Zúñiga. "Bienestar de las familias a través del consumo y la comparación con otras medidas", 2007.

## **Lista de Publicaciones de la DSE**

## Lista de Publicaciones de la DSE

Número	Nombre de la Publicación
1	Uso de la energía y alternativas energéticas para la industria y agroindustria de Costa Rica
2	Auditorías energéticas para la industria
7	Evaluación del componente energético en los costos de los diferentes productos de consumo interno y externo
8	El contexto económico
9	Evaluación de las ventas de hidrocarburos en Costa Rica 1978-1982
10	Metodología para la proyección del consumo
12	Informe sobre el precio de venta de alcohol
13	Términos de referencia: estudio, consumo y precios de energía
14	Informe sobre la situación actual de fondos generados por el financiamiento petrolero
15	Algunas consideraciones sobre la variación de precios de hidrocarburos
18	Interconexión Eléctrica Regional
21	El sector industrial y su consumo energético
22	Lineamientos para la elaboración de informes técnicos
23	Costa Rica: Antecedentes y perspectivas de uso del alcohol para fines carburantes
24	Final project report for preliminary industrial energy audit project
25	Estudio sobre consumo y precios de energía
26	Sistema de información de energía de Costa Rica
28	Tablas de conversión, equivalencias y otros datos útiles del sector energía
29	Los precios de la energía y la política energética coyuntural
30	Elementos sobre la experiencia con alcohol carburante en Costa Rica
31	Qué significa planificación energética (no está en el Centro)
32	Encuesta residencial de consumo energético
33	Modelo de programación lineal para optimizar la producción-importación de productos refinados en Costa Rica
34	Proyecto electrificación de transporte en Costa Rica (no está en el Centro)
35	Propuesta de esquema para un modelo energético de Costa Rica
36	Creación en informes laborales DSE
38	Plan anual operativo del subsector energía 1985
39	Estudio sobre costo combustible en horas pico
40	Base metodológica control presupuesto (no está en el Centro)
41	Relevamiento de proyectos
42	Consumo de leña en el sector industrial
43	Informe de labores 1983
44	Consideraciones sobre el proyecto hidroeléctrico Birris-Ampliación de 16 MW
45	Términos de referencia para la utilización de alcohol como mezcla con gasolina en Costa Rica
46	Oferta de demanda de energía durante el período 1980-1984. Balance de energía resumido
47	Utilización de los recursos bioenergéticos para la sustitución de combustibles fósiles en el sector industrial de C. R.
48	Informe de labores 1984
49	Anuario estadístico 1983
50	VII Modelo Integrado de Planificación Energética. Manual del usuario PNE./1986-2005
51	Encuesta de Consumo Energético Sector Transporte
52	Plan Anual Operativo Sector Energía 1986
53	Encuesta de consumo energético sector pecuario
54	Consumo de combustible en vehículos de uso particular
55	Análisis de las relaciones mostradas entre el PIB y los consumos de energía comercial para los años 1981-1984
56	Impacto de un cambio en los precios internos de hidrocarburos en la economía costarricense

57	Plan Anual Operativo 1985 IV Control de gestión
58	Manual de enerplan
59	Plan nacional de Energía I Diagnóstico 1986-2005 (Situación energética de C. R. 1965-1984)
60	Inventario de proyectos de energía 1986
61	Inventario de evaluación de biodigestores construidos en C. R.
62	Potencial de producción de biogás a partir de desechos agropecuarios en C. R.
63	Encuesta de Consumo Energético. Sector Agrícola
64	Potencial bioenergético de Costa Rica
65	Balance Energético 1984
66	Encuesta sobre Consumo Energético en el Sector Comercio y Servicios Privados en C. R.
67	Encuesta de Consumo Energético en el Sector Industrial. 1983
68	Plan Nacional de Energía. Resumen Ejecutivo
69	I Seminario Nacional de Biomasa
70	Estudio técnico de alcohol carburante
71	Informe preliminar del sistema de información
72	Plan Anual Operativo. Sector Energía. Control de Gestión 1986
73	Modelo para determinación de los escenarios económicos
74	Diagnóstico de energía solar
75	Seminario de precios y tarifas energéticas 3 al 7 de agosto 1987
76	VII Modelo integrado de planificación energética. Manual del sistema.
77	Plan Nacional de Energía II Escenarios proyección económica y demanda energética asociada
78	Plan Anual Operativo sector energía. Control de gestión I semestre 1987
79	Informe preliminar "Proyección de energía eléctrica"
80	Diagnóstico sobre energía eólica
81	Determinantes de demanda de energía en Costa Rica
82	Aprovechamiento del bagazo de caña para cogeneración de electricidad
83	Plan Nacional de Energía. Inversiones y financiamiento (análisis histórico)
84	Memoria Estadística del Sector Energía
85	Serie Histórica de Balances de Energía 1980-1987
86	Inventario de proyectos en energía 1989
87	Plan Anual Operativo 1989
88	Informe de seguimiento de auditoría energética (no está en el Centro)
89	Control de gestión 1988
90	El sector energía de Costa Rica en cifras 1965-(1988/89)
91	Diagnóstico de las necesidades de información
92	Costa Rica: Diagnóstico de publicaciones y encuestas periódicas en institucines del país
93	Estudio de factibilidad de la sustitución de la energía eléctrica por gas licuado
94	Encuesta de opinión sobre Consumo Energético en el Sector Residencial Urbano
95	Comportamiento del sistema eléctrico nacional durante 1989
96	Modelo integrado de planificación energética (Manual del usuario) PNE 1990-2010
97	Plan Anual Operativo 1990 y Control de Gestión 1989
98	Estudio sobre el consumo energético en vehículos de uso particular y en camiones de 2 y 3 ejes 1989
99	Mantenimiento motor a gasolina
100	Manual de mantenimiento motor a diesel
101	Comportamiento del Sistema eléctrico nacional durante el 1 semestre de 1990
102	Encuesta de surtidores en las estaciones de servicio en C. R.
103	Encuesta sobre el consumo energético en el sector construcción, minas y canteras
104	Balance nacional de energía en Costa Rica 1989
104	(Anexo) Resumen del Balance Nacional de Energía de C. R. 1989
105	Composición de la demanda de energía de costa Rica
106	Mecanismos para la obtención periódica de información
107	Composición de la demanda de la energía eléctrica en Costa Rica
108	Un marco macroeconómico de análisis de la política energética de C. R.
109	Caracterización y consumo de energía del sector transporte en C. R.

- 110 Propuesta de normativa para la determinación de características energéticas de refrigeradores y cocinas eléctricas para uso doméstico
- 111 Análisis preliminar costo, beneficio del mejoramiento de la eficiencia energética de los equipos de alto consumo y los procesos industriales
- 112 Metodología de análisis de costos de operación de vehículos para C. R.
- 113 Análisis comparativo, motores gasolina vs. diesel desde el punto de vista energético
- 114 Acciones tomadas para atender efectos de la crisis del Golfo Pérsico
- 115 El proceso de importación "Trámites y operaciones desde la compra-venta hasta la inscripción uso y consumo en el país
- 116 Ciclo típico para ciudad de San José
- 117 Bases para la estimación de la demanda de Energía. Plan Nacional de Energía 1990/2010
- 118 Comportamiento del sistema eléctrico nacional durante el período 88/90
- 119 Resultados de los Proyectos de Auditorías Energéticas Industriales 1984-1990
- 120 Plan Anual Operativo 1991 y Control de Gestión 1990
- 121 Estudio del uso y manejo de los combustibles hidrocarburos en las instituciones públicas de Costa Rica
- 122 Guía para el mantenimiento y uso de presión adecuada en las llantas
- 123 Nuevas tendencias a la fabricación de vehículos
- 124 Diagnóstico del comportamiento de Jet-Fuel Gas Licuado y Asfaltos
- 125 Balance Nacional de Energía de Costa Rica 1990
- 126 Memoria Estadística del Sector Energía en Costa Rica
- 127 Estudio sobre el Consumo de Biomasa en la Industria de la Región Central
- 128 Inventario de Proyectos Sector Transporte
- 129 Pruebas de Consumo de Combustible
- 130 Análisis Estadístico de las variables que influyen en el Consumo de Combustible.
- 131 Metodología para el análisis integral de vehículos para Costa Rica.
- 132 Informe Final Programa Uso Racional de la Energía Sector Transporte
- 133 Comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional durante el período 1988-1991
- 134 Análisis Demanda Energética en la Década de los 80
- 135 Balance Nacional de Energía 1991. Serie Histórica de Balances 1965-1991
- 136 Elasticidades de la Demanda de Energía
- 137 Tecnología empleada en el uso de la Leña como fuente de Energía en las Industrias de la Región Central de Costa Rica
- 138 Métodos de Medición de las características energéticas: Cocinas y Hornos Eléctricos para uso Doméstico y Refrigeradores y Congeladores Eléctricos de Uso Doméstico
- 139 Eficiencia Energética Tecnología y Medio Ambiente
- 140 Encuesta de Consumo Energético en el Sector Industrial Costarricense
- 141 Estudio de Factibilidad de la Sustitución de la Energía Eléctrica por Gas Licuado
- 142 Estimación de la Demanda de Corto Plazo Sector Hidrocarburos (También consignada como la 137)
- 143 Planes Anuales Operativos del Sector Energía, 1991-1992
- 144 Balance Energético Nacional 1992
- 145 El Sector Energético de América Latina y el Caribe: 15 años de evolución.
- 146 Memoria de Cálculo, Balance Energético Nacional 1992
- 147 Comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional (Período 1987-1992)
- 148 Programa Nacional de Conservación de Energía. Resumen Ejecutivo
- 149 Análisis de algunas variables relativas al sector de hidrocarburos I Semestre 1992 I Semestre 1993
- 150 Diagnóstico Nacional para la Eliminación de la Gasolina con Plomo
- 151 Comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional (Período 1987-1993)
- 152 Balance energético Nacional 1993
- 153 Evaluación del Plan Nacional de Energía 1990-2010
- 154 Métodos de Medición de la Eficiencia Energética de Calderas de Vapor hasta 29 000 kw
- 155 Diagnóstico Sector Energía 1970-1993
- 156 Auditorías energéticas en establecimiento de consumo de energía. Desarrollo y contenido del dictamen energético
- 157 Modelo Integrado de Planificación Energética. Memoria de Cálculo. (1995-2015).

158	Encuesta de consumo de energía en el sector residencial costarricense
159	Renta hidroeléctrica y generación privada
160	Planes Anuales Operativos del Sector Energía 1992-1993
161	Demanda Residencial de Energía 1995
162	Memoria estadística del sector energía de Costa Rica
163	Balance energético nacional 1994
164	Documentos existentes en el Centro de Información Energía y Ambiente : bibliografía
165	Características básicas del automóvil y su correcta operación y el medio ambiente
166	Guía práctica y el uso eficiente de la energía
167	Los precios sombra de la energía en Costa Rica
168	Encuesta de consumo de energía en el sector transporte Ago.-Nov. 1996
169	Encuesta de ventas de combustibles en estaciones de servicio Ago.-Nov. 1996
170	Memoria de Cálculo Balance Nacional de Energía 1995
171	Sin asignar
172	Memoria de Cálculo Balance Energético Nacional 1996
173	Memoria Estadística del Sector Energía de Costa Rica 1996
174	Encuesta de Consumo de Energía en el Sector Comercio y Servicios Privados
175	Balance Energético Nacional 1996
176	Catálogo : Documentos del Centro de Información Energía y Ambiente; suplemento No.1
177	Balance Energético Nacional 1998-1999
178	Memoria Estadística del Sector Energía de Costa Rica 1999-2000
179	Indicadores de gestión en cuatro empresas del sector energía 1995-1999
180	SIEN Sistema de Información Energético Nacional: manual del usuario
181	Balance Energético Nacional 2000
182	Encuesta de Consumo de Energía en el Sector Residencial año 2001
183	Memoria Estadística del Sector Energía de Costa Rica 2000-2001
184	Encuesta de Consumo Energético Nacional en el Sector Industrial año: 2001-2002
185	Situación del gas licuado de petróleo en Costa Rica
186	Proyecto de sustitución de electricidad por gas licuado de petróleo en el sector residencial
187	Uso del Gas Licuado de Petróleo en el Transporte Vehicular
188	Diagnóstico sobre el consumo residencial de gas licuado de petróleo
189	Encuesta de Consumo Energético Nacional en el Sector Comercio y Servicios Privados año: 2002
190	Pronósticos de demanda eléctrica por empresa y sector: corto y largo plazos (no se publicó)
191	Encuesta de Consumo Energético Nacional en el Sector Transporte : año 2004
192	Consumo de GLP y su perspectiva en la Unión Aduanera
193	Manual para la Gestión Energética y los Programas de Uso Eficiente de la Energía para la Industria 2004
194	Manual para la administración de flotas vehiculares enfocado en el ahorro energético
195	Propuesta metodológica de los marcos muestrales para mejorar la estimación de la oferta y consumo de biomasa en Costa Rica año 2004
196	Balance Energético Nacional 2004 (Mar. 2006)
197	Política de Precios de la Energía, (Ago. 2006)
198	Encuesta de Consumo Energético Nacional en el Sector Residencial de Costa Rica año 2006 (Jun. 2007)
199	Encuesta de Consumo Energético Nacional en el Sector Público de Costa Rica año 2004 (Dic. 2005)
200	Encuesta de Oferta y Consumo Energético Nacional a partir de la Biomasa en Costa Rica año 2006 (Dic. 2007)
201	Balance Energético Nacional 2006 (Feb. 2008)
202	Análisis y aplicación de la política de precios de la energía (Mar. 2009)
203	Las elasticidades de la energía comercial en Costa Rica (Mar. 2009)
204	Balance Energético Nacional 2007 (Abr. 2009).