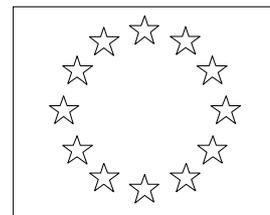




ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

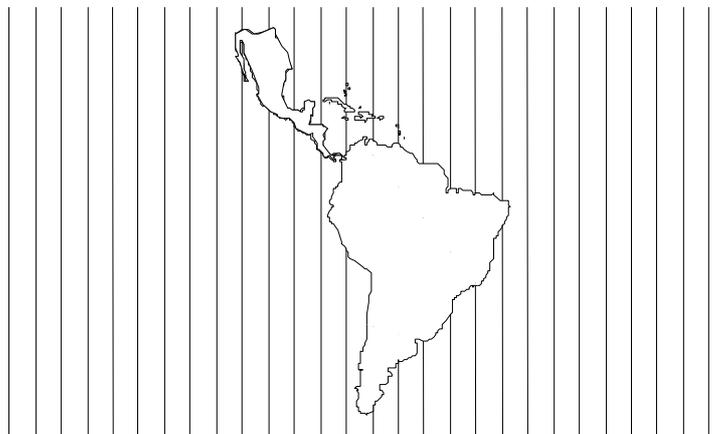


COMISION EUROPEA

**PROYECTO CE/OLADE ALR/B7-311/96/001**

**"MANEJO DE LA DEMANDA Y USO EFICIENTE  
DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO"  
(PIER Fase III)**

## **INFORME FINAL**



**SODETEG - COWI - NORCONSULT**

**Diciembre de 2000**

## INTRODUCCIÓN

El Proyecto de Cooperación PIER Fase III: “Manejo de la Demanda y Uso Eficiente de la Energía Eléctrica en el Istmo Centroamericano” financiado por la Comisión Europea se ejecutó entre Marzo de 1997 y Diciembre de 2000; bajo la asistencia técnica de OLADE y del consorcio consultor SODETEG-COWI-NORCONSULT, se desarrollo en las empresas eléctricas de 3 países centroamericanos:

- La empresa privada de distribución EEGSA en la Ciudad de Guatemala;
- La división regional de la empresa pública ENEE, encargada de la generación, transmisión y distribución de electricidad en el área de San Pedro Sula, en Honduras;
- La empresa privada de distribución eléctrica UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en la Ciudad de Panamá, misma que comparte con la empresa Elektra Noreste el suministro eléctrico de la capital y sus áreas aledañas.

Cabe mencionar que al inicio del Proyecto PIER Fase III, estas 3 empresas no existían en su forma actual. Las contrapartes locales eran empresas públicas integradas verticalmente, y fueron desincorporadas en forma paulatina en dos de los 3 países estudiados (Guatemala y Panamá), en el transcurso de los últimos años. Si bien el Programa de Cooperación sufrió atrasos por más de un año, debido al cambio de interlocutores locales, también el proceso de introducción de la iniciativa privada en el sector eléctrico despertó un nuevo interés por las siguientes razones:

- En primer lugar, la actualización de las tarifas eléctricas, antes rezagadas, indujo a los principales usuarios industriales y comerciales a empezar a considerar al Manejo de la Demanda y Uso Eficiente de la Energía Eléctrica (MD&UEEE) dentro de la jerarquía de sus prioridades corporativas. Es así como se multiplicaron reuniones de información con gremios profesionales, Talleres y Seminarios, a partir de 1999, con una asistencia total de más de 300 ejecutivos y técnicos, para dar a conocer los alcances del Programa PIER III;
- En segundo lugar, después de un primer tiempo de incertidumbre, las empresas eléctricas contrapartes participaron en forma más activa en los estudios de caracterización de su curva de carga, puesto que lo vieron como un medio apropiado para mejorar sus técnicas de mercadeo y conocimiento de la demanda de su clientela;
- En tercer lugar, se observó un acercamiento gradual entre los expertos consultores y los encargados de los entes reguladores. Esto se debió a que los procesos de privatización en curso se fundamentaron sobre múltiples experiencias internacionales desde Estados Unidos (apertura del mercado de la generación, diseño de mercados de contratos de futuros), Inglaterra (modelos de despacho económico) y Escandinavia (proyectos de “gestión distribuida”) hasta España (proyectos de pequeña cogeneración), Chile y Argentina (funcionamiento de mercados *spot*, métodos para la resolución de controversias comerciales). Estos procesos no están exentos de altibajos y lagunas, por lo que los entes reguladores solicitaron cada vez más, opiniones de los expertos consultores sobre la evolución de la nueva regulación eléctrica en los países de la Unión Europea;

- Finalmente, el nuevo ambiente de apertura de mercados también obligó a los consultores a un esfuerzo de reflexión sobre las soluciones técnicas, financieras y organizativas más adecuadas para promover las medidas de MD&UEEE. Es así como se llevó a cabo un análisis detallado de los éxitos y fracasos de los esquemas de financiamiento por terceros y otros mecanismos de mercado, surgidos en los 15 últimos años en los países industrializados.

De tal forma que se puede afirmar que el Proyecto de Cooperación PIER Fase III termina sobre una propuesta sustentada y sólida para la promoción de Programas Pilotos de MD&UEEE en cada uno de los 3 países analizados.

Como principales productos del Programa de Cooperación, se pueden mencionar:

- La organización de 2 Seminarios - Taller y varias reuniones con gremios profesionales para dar a conocer los alcances del Programa y la experiencia europea en materia de “desregulación” del sector eléctrico y promoción del MD&UEEE en este contexto;
- La constitución de un acervo de información técnica y económica que permitió a OLADE perfeccionar sus métodos de previsión de la Oferta y Demanda Eléctrica;
- La realización de estudios de campo (encuestas a usuarios, campañas de medición y auditorías energéticas) que permitieron asentar sobre bases realistas las propuestas de medidas de MD&UEEE en los 3 países estudiados;
- La capacitación de grupos de técnicos en el seno de cada empresa contraparte, cuyo nivel de formación les permitirá proseguir con estudios de clientela y caracterización de su curva de carga, en los años venideros;
- Un análisis pormenorizado de las barreras existentes y de los mecanismos más adaptados para resolver algunas barreras financieras que impiden un desarrollo detonador de las políticas de MD&UEEE en los 3 países estudiados.

El presente Informe Final se estructura de la siguiente manera:

- Capítulo 1: Importancia del Manejo de la Demanda y del Uso Eficiente de la Energía Eléctrica (MD&UEEE)  
Inicia con la presentación de la situación energética y una evaluación del potencial de ahorro de energía eléctrica en América Latina. Asimismo, se indica la experiencia internacional más relevante en términos de MD&UEEE.
- Capítulo 2: Análisis de la Oferta y Demanda de Energía Eléctrica  
Inicia con una presentación del sector eléctrico en los 3 países estudiados (Guatemala, Honduras y Panamá). Prosigue con un análisis del alcance de los programas de “desregulación” y reestructuración del sector en cada uno de los 3 países estudiados. Finalmente, se indican para cada país proyecciones de la oferta y demanda de electricidad en los próximos 10 años, con base en previsiones oficiales y estimaciones propias de OLADE.

- Capítulo 3: Caracterización de la Carga Eléctrica  
Se presentan los principales resultados de los estudios de caracterización de la carga (encuestas a usuarios, campañas de medición en la red de distribución) llevados a cabo desde 1999, en el marco del Proyecto PIER Fase III. Para cada país, se indica la contribución de los usos finales principales en el consumo de electricidad de cada sector, así como su participación en la demanda del sistema eléctrico. Asimismo, se caracteriza la contribución de cada sector y uso principal en la formación de los picos de demanda.
- Capítulo 4: Identificación y Evaluación de Medidas de MD&UEEE  
Con base en los resultados obtenidos en la Fase II del Programa PIER en Costa Rica, El Salvador y Nicaragua, se presenta una metodología de selección de las medidas de MD&UEEE más relevantes en cada sector de consumo. Enseguida, se analizan los esquemas de organización y financiamiento más idóneos para la integración de Programas Pilotos sectoriales, tomando en consideración la nueva situación del sector eléctrico en cada país. Finalmente, se indican en forma comparativa los posibles impactos de dichos Programas, en un horizonte de 10 años, y se señalan las posibles barreras y dificultades que habrá de vencerse para lograr su adecuada implantación.
- Capítulo 5: Programas Nacionales de MD&UEEE  
Estos Programas provienen de la integración de los diferentes Programas Pilotos sectoriales, en el nivel nacional. En esta parte del Informe Final, se ofrece una metodología de evaluación global, analizando los costos/beneficios de cada Programa Nacional desde el punto de vista de los usuarios finales, las compañías eléctricas y la sociedad en conjunto. Asimismo, se presentan comparaciones entre los resultados obtenidos en los 3 países estudiados, y comentarios finales sobre las oportunidades de MD&UEEE, en cada uno de ellos.
- Capítulo 6: Aspectos Institucionales para la Implantación de Programas de MD&UEEE  
Después de analizar los alcances y limitaciones del proceso de reestructuración del sector eléctrico en cada uno de los países estudiados, se hace hincapié en la organización institucional y el marco legal y regulatorio vigentes, como soporte para proponer la creación de un organismo consultivo regional que funja como ente coordinador de las políticas de Manejo de la Demanda y Uso Eficiente de la Energía en los 6 países centroamericanos. Asimismo, se presentan las principales funciones de este nuevo organismo, mismo que podría operar en forma descentralizada, con la asistencia técnica de OLADE.

## CONTENIDO

<b>1.</b>	<b>IMPORTANCIA DEL MANEJO DE LA DEMANDA Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (MD &amp; UEEE)</b>	<b>1</b>
1.1	Situación del sector eléctrico de América Latina y el Caribe (AL & C)	1
1.2	Preocupaciones ambientales	4
1.3	El papel de los organismos regionales e internacionales	5
1.4	La opción manejo de la demanda y del uso eficiente de la energía eléctrica (MD&UEEE)	6
<b>2.</b>	<b>ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	<b>12</b>
	<b><i>Guatemala</i></b>	
2.1	Generalidades	12
2.2	Entorno Sectorial	12
2.3	Area del Estudio	12
2.4	Características del sistema eléctrico	13
2.5	Análisis y balance de la demanda/oferta de energía y potencia	14
2.6	Aspectos legales y reglamentarios	21
	<b><i>Honduras</i></b>	
2.7	Generalidades	24
2.8	Entorno Sectorial	24
2.9	Area del Estudio	24
2.10	Características del sistema eléctrico	
2.11	Análisis y balance de la demanda/oferta de energía y potencia	27
2.12	Aspectos institucionales y reglamentarios	32
	<b><i>Panamá</i></b>	
2.13	Generalidades	35
2.14	Entorno Sectorial	35
2.15	Area del Estudio	35
2.16	Características del sistema eléctrico	36
2.17	Análisis y balance de la demanda/oferta de energía y potencia	37
2.18	Aspectos institucionales y reglamentarios	43
<b>3.</b>	<b>CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA</b>	<b>47</b>
3.1	Metodología	47
	<b><i>Ciudad de Guatemala, Guatemala</i></b>	
3.2	Información de la facturación	49
3.3	Sector residencial	49
3.4	Sector No Residencial	54
3.5	Sectores comercial e industrial	56
3.6	Resumen de resultados	58
	<b><i>San Pedro Sula, Honduras</i></b>	
3.7	Información de la facturación	59
3.8	Sector residencial	59
3.9	Sector No Residencial	64
3.10	Sectores comercial e industrial	66
3.11	Resumen de resultados	68
	<b><i>Ciudad de Panamá, Panamá</i></b>	
3.12	Información de la facturación	69
3.13	Sector Residencial	70
3.14	Sector No Residencial	74
3.15	Sectores comercial e industrial	76

3.16	Resumen de resultados	77
<b>4.</b>	<b>IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE MEDIDAS DE MD&amp;UEEE</b>	<b>79</b>
4.1	Participación de cada sector en el consumo de energía y en la demanda	78
	<i>Guatemala</i>	78
	<b>Honduras</b>	79
	<b>Panamá</b>	80
4.2	Criterios de selección y metodología de evaluación de las medidas de MD&UEEE	82
4.3	Descripción de las medidas de MD&UEEE	94
4.4	Análisis de esquemas financieros	101
4.5	Conclusiones	118
<b>5.</b>	<b>PROGRAMAS NACIONALES DE MD&amp;UEEE</b>	<b>122</b>
5.1	Introducción	122
5.2	Metodología de evaluación costo/beneficio	123
5.3	Balance Global de cada Programa Nacional	127
5.4	Comparaciones de los resultados por país	139
5.5	Conclusiones	144
<b>6.</b>	<b>ASPECTOS INSTITUCIONALES PARA LA IMPLANTACIÓN DE PROGRAMAS DE MD&amp;UEEE</b>	<b>145</b>
6.1	Barreras actuales para la implantación de Programas de MD&UEEE	145
6.2	Oportunidades y reducción de riesgos	147
6.3	Marco institucional y regulatorio actual	150
6.4	Comisión para la coordinación de la eficiencia energética en América Central	153

## 1. IMPORTANCIA DEL MANEJO DE LA DEMANDA Y DEL USO EFICIENTE DE LA ENERGIA ELECTRICA (MD&UEEE)

### 1.1 Situación del sector eléctrico de América Latina y el Caribe (AL&C)

Las dificultades para resolver las necesidades financieras del sector, los problemas administrativos observados en el pasado y la pesada carga que representó el sector en el presupuesto estatal de los países de América Latina, obligaron a emprender reformas estructurales que hoy se consolidan en toda la Región. Aún cuando dichas reformas no han sido uniformes en todos los países de América Latina y el Caribe, en general han sido significativas en al menos uno de los subsectores energéticos en los distintos países. Las privatizaciones han traído niveles sin precedentes de inversión extranjera a la región. [1.1]<sup>1</sup>.

#### *Crecimiento de la demanda sin un uso eficiente de la energía eléctrica*

El sector eléctrico de América Latina y el Caribe (AL&C) ha mantenido un crecimiento de la oferta y demanda de electricidad; aún cuando, entre 1997 y 1998 se observó un aumento de la generación de electricidad en la región del orden del 5.1%, ligeramente mayor a la tasa anual promedio de la década, 4.6%, entre 1998 y 1999 la tasa se reduce al 3.9%, reflejando los problemas económicos que ha soportado la región.

**Cuadro 1.1**  
Evolución de algunos indicadores

INDICADORES	UNIDADES	AÑOS			TASA ANUAL (%)	
		1980	1990	1999	1980/1990	1990/1999
➤ Capacidad instalada total	GW	92.5	161.5	213.9	5.7	3.2
➤ Potencial hidro/Potencial total	%	52.7	58.5	56.9		
➤ Producción de energía eléctrica	TWh	357.4	598.9	912.7	5.3	4.8
➤ Producción hidro/Producción total	%	63.8	74.2	66.3		
➤ Consumo de electricidad	TWh	297.8	488.6	733.5	5.1	4.6
Residencial + Comercial + Servicios	%	42.8	44.3	47.7		
Industrial	%	51.6	50.8	46.5		
Transporte	%	0.6	0.6	0.5		
Construcción + Agropecuario + otros	%	5.0	4.3	5.3		
➤ Consumo per cápita	kWh/Hab.	852	1145	1477	3.0	2.9
➤ Intensidad energética	kWh/1000 US\$	310	459	532	4.0	1.7
➤ Población	10 <sup>^</sup> 6 Hab.	349.4	426.7	496.7	2.0	1.7
➤ Producto interno bruto	10 <sup>^</sup> 9US\$ 1980	959.4	1063.4	1378.8	1.0	2.9

Este crecimiento se observó en forma generalizada en todos los países de la región y responde al aumento en la demanda de electricidad y a la ampliación de la cobertura del servicio. Del total de la generación eléctrica el 66% fue de origen hidroeléctrico, manteniendo de esta forma la estructura observada en lo que va de la década.

La capacidad instalada para generación se incrementó en la región, para disponer a finales de 1999 una capacidad total de 214 GW (Ver cuadro 1.1), de los cuales el 57% corresponde a

<sup>1</sup> Corresponde a las referencias bibliográficas listadas al final de cada capítulo.

centrales hidroeléctricas [1.2].

*El crecimiento de la demanda de energía eléctrica podría ser visto como un indicador positivo de desarrollo; pero, en el caso del sector eléctrico de la región, el alto consumo de energía registrado en las dos últimas décadas tiene un componente importante debido al uso ineficiente de la energía.*

En la Región los niveles de eficiencia en el uso de energía eléctrica son bajos debido al empleo de equipos con altos consumos específicos en los sectores residencial, comercial y servicios; a la obsolescencia del parque industrial; y a los malos hábitos de los consumidores en el empleo de la energía. Existe por lo tanto un importante potencial de ahorro que, de acuerdo a estimaciones de OLADE, podría estar entre el 8 y 10 % del consumo de energía eléctrica, aprovechando programas de bajo costo de implantación en el corto y mediano plazo.

Asimismo, los valores de las pérdidas eléctricas de transmisión y distribución en AL&C han alcanzado niveles alarmantes, 17% en promedio, llegando en algunos casos a valores cercanos al 30% de la generación. Esta situación tiene su origen principalmente en la baja inversión en el área de distribución en relación con la generación y la transmisión y, en deficiencias en la organización y administración de las empresas eléctricas.

Las políticas de los países de AL&C para introducir reformas a la estructura del sector han permitido eliminar una de las más importantes barreras a la incorporación de la eficiencia energética que ha estado presente durante los últimos años: los bajos precios de la electricidad que incluían un gran componente de subsidios. Sin embargo, resulta claro que los precios reales de la electricidad son necesarios pero no resultan suficientes para incentivar a los clientes a incorporar equipos eficientes. Hace falta un elemento catalizador y el desarrollo del ambiente adecuado para alcanzar una mayor eficiencia energética en los países de la Región. Además de la evaluación pormenorizada de un Programa de Manejo de la Demanda y Uso Eficiente de la Energía Eléctrica (MD&UEEE) en tres países del Istmo Centroamericano (Guatemala, Honduras y Panamá), en este informe se presenta una propuesta tendiente a compensar las nuevas barreras que con las reformas se han hecho presentes en el subsector eléctrico de AL&C.

#### *Previsiones de la demanda y oferta*

Las previsiones de la demanda de electricidad agregada para los 26 países miembros de OLADE [1.3] indican que ésta alcanzará una tasa de crecimiento anual del 4.4% en el período 2000-2010. Dicha tasa es menor a la experimentada por la región en el período 1990-1999 (4.6%). Tales previsiones suponen una tasa anual de crecimiento del PIB para la Región de 4.3% para el mismo período y considera las tendencias de sustitución y penetración de fuentes presentadas en el pasado. Los resultados obtenidos muestran una disminución de las intensidades energéticas y un incremento de los consumos per cápita. En estas condiciones, el consumo total de energía (incluyendo todas las fuentes energéticas) alcanzará una tasa de crecimiento anual del 5.0% en el período, y la electricidad continuará aumentando su participación en el consumo final total (Ver Cuadro 1.2).

Cuadro 1.2  
Escenario sin conservación de energía

*Socio - economía y demanda*

	UNIDADES	AÑOS		
		1990	2000	2010
➤ Población	<b>10<sup>6</sup> Hab.</b>	426.7	517.9	599.1
Tasa de crecimiento	% p.a.		2.0	1.5
➤ Producto interno bruto	<b>10<sup>9</sup> US\$90</b>	1063.4	1597.5	2430.6
Tasa de crecimiento	% p.a.		4.2	4.3
➤ Demanda total de energía	<b>10<sup>6</sup> BEP</b>	2511.7	4180.8	6790.7
Tasa de crecimiento	% p.a.		5.2	5.0
➤ Consumo de electricidad	<b>10<sup>6</sup> BEP</b>	302.7	465.6	713.0
Tasa de crecimiento	% p.a.		4.4	4.4
Residencial + Comercial + Servicios	TWh	216.5	362.4	587.6
	%	44.3	48.2	51.1
Industrial	TWh	248.2	345.4	527.5
	%	50.8	46.0	45.8
Transporte	TWh	2.9	3.2	3.5
	%	0.6	0.4	0.3
Construcción + Agropecuario + otros	TWh	21.0	40.5	32.2
	%	4.3	5.4	2.8
<i>Total</i>	TWh	488.6	751.5	1150.8

Sin considerar la aplicación de políticas de conservación de energía, la capacidad eléctrica que se tendría que adicionar en el período 1999-2010 para satisfacer el incremento de la demanda alcanzaría los 106 GW, de los cuales aproximadamente el 47% corresponderán a centrales hidroeléctricas.

Los requerimientos de inversión en el sector eléctrico para la década 2000-2010, considerando los patrones y tendencias de consumo actuales, alcanzarían los US\$26,000 millones anuales, monto que incluye las obras de generación, transmisión y distribución. El 84% de dicha inversión estaría concentrada en seis países de la Región: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Venezuela.

*Participación de la eficiencia energética en el sector*

La incorporación de una estrategia orientada a dar énfasis a la eficiencia energética conduciría a la disminución de los impactos ambientales debidos a la reducción de la necesidad de agregar nuevos equipamientos y a la menor utilización de combustibles en las plantas en operación y en las que entrarán en servicio; logrando al mismo tiempo, un desplazamiento de inversiones por los ahorros de energía y sustitución energética.

La reducción del monto de inversiones en el nivel regional por conservación de energía en el orden de US\$6,700 millones anuales, y se sustenta en acciones de disminución de las pérdidas de energía, así como el ahorro y sustitución de energía (Ver Cuadro 1.3).

Cuadro 1.3  
**IMPACTO DE LAS MEDIDAS DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
 (Ahorros de energía y desplazamiento de potencia – Periodo 2000-2010)

MEDIDAS	IMPACTOS		COSTO ANUAL US\$ MILLONES
	GWh/AÑO	MW	
➤ Disminución de pérdidas técnicas	<b>26,300</b>	<b>7,000</b>	2,100 (1)
➤ Ahorro de energía	92,000	18,000	3,700 (2)
➤ Sustitución de energía		3,000	
<b>TOTAL</b>		28,000	
Inversión desplazada (US\$ Millones) (3)		67,200	

NOTAS: (1) Costo para disminuir pérdidas (US\$ 300/kW)  
 (2) Costo de ahorro de energía (US\$ 0,04/kWh)  
 (3) Costo de nuevos equipamientos (US\$ 2400/kW)

Por el lado de las pérdidas de energía eléctrica, su reducción también puede dar lugar a ahorros considerables. Si se lograra disminuir en 1.5% las pérdidas técnicas estimadas al año 2010, esto significaría una menor generación anual de 26,300 GWh y una menor capacidad del orden de los

7,000 MW. El costo anual de inversión que demandaría esta reducción sería del orden de los US\$2,100 millones (US\$300/kW), es decir un monto mucho menor al requerido para ampliar una capacidad de generación equivalente. Además, dicha reducción conllevará a una disminución en el costo de operación de las redes de transporte y distribución.

Si para el año 2010 se alcanzará un nivel de ahorro del orden del 8% en el consumo final de energía eléctrica, para dicho año representaría una disminución en el consumo del orden de 92,000 GWh y en los requerimientos de capacidad instalada de 18,000 MW, para lograrlo se necesitaría una inversión anual del orden de US\$3,700 millones (US\$0.04/kWh). Para alcanzar este nivel de ahorro de energía, será necesario un conjunto de políticas y acciones en el campo del manejo de la demanda y uso eficiente de la energía eléctrica (MD&UEEE). Con esa base, la demanda se podría modular con medidas técnicas y económicas, y el consumo se podría reducir con la incorporación de tecnologías y prácticas de uso final de mayor eficiencia, sin alterar la calidad del servicio.

Además, la aplicación de políticas de sustitución energética permitiría una reducción en el consumo de energía eléctrica por la penetración de otros energéticos tales como el gas natural, gas licuado y energía solar. Se estima que esto podría significar una disminución en los requerimientos de capacidad instalada del orden de los 3,000 MW en el año 2010.

## 1.2 Preocupaciones ambientales

En los últimos años, el mundo ha comenzado a vivir las consecuencias del cambio climático; es así como los gobernantes y los sectores productivos de todas las naciones, así como la banca multilateral y otros agentes internacionales, han comprendido que el "efecto invernadero"<sup>2</sup> es

<sup>2</sup>Calentamiento de la atmósfera global por la emisión de CO<sub>2</sub>, metano y otros gases.

una realidad. La variable ambiental se convierte en factor determinante para el desarrollo del sector eléctrico y una oportunidad para el desarrollo de la eficiencia energética, si se adoptan los mecanismos relacionados con el control de la contaminación que pueden ser favorables para financiar medidas y programas de eficiencia.

La comunidad, en el sentido más amplio posible, está consciente de los problemas originados por el deterioro del ambiente y está dispuesta a apoyar los esfuerzos orientados a cambiar la situación actual. Sin embargo, necesita orientación e información. La información sobre las acciones de eficiencia que la comunidad puede adoptar, es un derecho del público que nadie lo puede negar, pero que necesita ser debidamente canalizado.

### *Energía y contaminación en AL&C*

En AL&C, la mayor parte de los problemas ambientales se originan más en las características de subdesarrollo y pobreza de las sociedades del área que en la explotación y el consumo de los recursos energéticos naturales. Sin embargo, la responsabilidad del sistema energético y de la Región en el efecto invernadero se prevé que irá creciendo sustancialmente en el futuro cercano.

Actualmente los países industrializados emiten más del 70% de las emisiones de dióxido de carbono, principal causa del calentamiento global de la atmósfera, y más del 90% de las de cloro-fluoro-carbonos, destructores de la capa de ozono. AL&C sólo produce el 5% de las emisiones globales de dióxido de carbono. La producción y el uso de la energía en la región sólo son responsables de la cuarta parte de la emisión de gases de efecto invernadero. El resto se debe a otros factores, esencialmente la producción de gas metano (actividades agropecuarias) y la deforestación causada por las particularidades propias del estilo de desarrollo vigente.

Si bien los enormes esfuerzos realizados en la Región (tales como los proyectos hidroeléctricos en la mayoría de los países de AL&C y el programa del alcohol carburante en el Brasil) pueden haber producido efectos ambientales locales negativos, el balance global final es favorable, debido a la reducción de la emisión de contaminantes resultante. Sin embargo, la demanda de energía crece más rápidamente en los países en desarrollo, aumentando la responsabilidad del sector energético en la emisión global de contaminantes.

### **1.3 El papel de los organismos regionales e internacionales**

Los organismos internacionales deben jugar un papel de gran importancia para apoyar a los países de la región para el desarrollo de la eficiencia energética, sostenida bajo las nuevas condiciones que presenta el sector energético después de su reforma. La participación de los organismos internacionales se justifica plenamente ya que la estrategia para promover la eficiencia energética, en la mayoría de los casos, aún no forma parte de la reforma energética.

Las acciones de los organismos internacionales deberían enmarcarse en la creación de condiciones para desarrollar un mercado sostenible de eficiencia energética en los países, definiendo la participación de los diferentes agentes, es decir los entes reguladores, suministradores de servicios, empresas distribuidoras de equipos y tecnologías, centros de enseñanza y de investigación, gremios empresariales, entidades de financiamiento y los propios clientes.

La acción de los organismos internacionales debe orientarse a lograr que la eficiencia energética se integre en la política energética de los países y a realizar una propuesta de ordenamiento institucional que sustente la eficiencia energética, a través de la creación del ambiente adecuado para su desarrollo, la formación de una masa crítica de profesionales dentro de los diferentes agentes que permita dar seguimiento a la evolución de la eficiencia energética. Así mismo, deberían apoyar las iniciativas para el etiquetado del consumo de los equipos, con el propósito de fomentar la transferencia de tecnologías con mayor eficiencia energética.

#### **1.4 La opción manejo de la demanda y del uso eficiente de la energía eléctrica (MD&UEEE)**

En estos días nadie cuestiona la importancia que el MD&UEEE tiene en un desarrollo sustentable, particularmente para el sector eléctrico en AL&C. La participación de la eficiencia energética aparece como uno de los medios más eficaces, desde el punto de vista técnico, social y económico, para contribuir a todos los ejes de la sustentabilidad, económico, de equidad y ambiental.

A partir del incremento de los precios de la energía ocasionado por la crisis del petróleo de los años 70, la tasa de crecimiento de la demanda de energía se redujo considerablemente gracias a la mejora de la eficiencia en iluminación, refrigeradores, automóviles, aislamiento de los edificios, particularmente en los países industrializados. La misma reducción del crecimiento de la demanda se presentó como una de las causas para la reducción posterior de los precios del petróleo que, poco a poco ha originado un menor interés en el desarrollo de la eficiencia energética. Sin embargo, queda claro que la mejor respuesta a las preocupaciones ambientales mundiales se encuentra en los programas de MD&UEEE.

Por otro lado, se debe anotar que está tomando cada vez mayor fuerza en el mundo la “generación distribuida”, cuya definición no está universalmente acordada; sin embargo, se puede considerar como una nueva aproximación para el abastecimiento de energía eléctrica basada en centrales generadoras de pequeño y mediano tamaño que se conectan a nivel del sistema de distribución [1.4]. Dado que, en este caso, las fuentes de energía se encuentran más cerca de las cargas originadas por los mercados finales, resultan menores pérdidas y costos de transporte.

Las tecnologías empleadas son muy variadas y comprenden fuentes renovables, tradicionales y nuevas aplicaciones que, con los desarrollos tecnológicos actuales, representan mejoras en la eficiencia de utilización de la energía primaria empleada, como son el caso de las micro-turbinas de gas y las celdas de combustibles para el suministro de energía en conjuntos de edificios.

Asociado a dichos desarrollos tecnológicos, existe un impulso adicional para la eficiencia de la utilización de la energía correspondiente, por el interés económico que representa el mejorar la rentabilidad del conjunto haciendo acopio de equipos *in situ* con mejores rendimientos.

##### *La eficiencia energética en el sector eléctrico*

La eficiencia energética en su acepción más amplia comprende las mejoras del lado de la oferta (SSM - Supply-Side Management) así como de la demanda (DSM - Demand-Side

Management). En el caso que nos ocupa, estamos preocupados particularmente en el correspondiente al lado de la demanda, por ser aquel que requiere una labor más de detalle, pues depende de la decisión de cientos de miles de usuarios y no de unos pocos empresarios como es el caso del otro componente, es decir la eficiencia en la oferta. La conservación de energía, que es un componente principal de las políticas de manejo desde el lado de la demanda, se ha venido aplicando desde hace varios años en Europa, América del Norte, Japón, Escandinavia, y varios países en desarrollo. En la década de los 80s, las políticas aplicadas sufrieron transformaciones importantes, conceptuales, principalmente en el sector eléctrico de los Estados Unidos y Canadá. Con un enfoque más competitivo, donde eran preponderantes los acuerdos entre los diferentes protagonistas (los clientes, las empresas eléctricas y los proveedores de bienes y servicios), buscando así compartir los beneficios resultantes. Dentro de ese enfoque se creó un inmenso mercado de nuevos productos y servicios, con inéditas oportunidades de financiamiento para el sector privado.

Con las reformas a la estructura del sector eléctrico, aún dichos conceptos ahorros compartidos y financiamiento por terceros han quedado cortos. Algunas de las empresas distribuidoras privatizadas, siendo las que más cerca están del cliente, en las condiciones en que se conciben las tarifas actualmente, no tienen interés de impulsar actividades de eficiencia energética, ya que su percepción es que el negocio que manejan se deteriora por la reducción del consumo de energía.

Naturalmente que aquella es una visión de corto plazo; por el contrario el asunto debe verse con una visión de largo plazo que busque retener a los clientes y controlar los futuros costos de expansión de la red, asegurando de esta forma su competitividad y permanencia en el mercado, lo que redundará también en beneficio y sostenibilidad de las empresas de generación eléctrica.

### *Programas de eficiencia en un sector eléctrico competitivo*

A continuación se presenta con carácter informativo algunos ejemplos de programas de MD&UEEE para el sector eléctrico, en países donde se encuentran en proceso o ya vigentes reformas estructurales [1.5]:

#### *En la región:*

- En Brasil, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), ente regulador del sector eléctrico, estableció que las empresas distribuidoras tienen la obligación de invertir el 1% de sus ingresos en actividades de eficiencia energética de uso final, investigación y desarrollo y mejoramiento de la eficiencia en la oferta. El Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica (PROCEL), creado en 1985, trabaja como ente asesor, catalizador y agencia ejecutora de los temas de eficiencia energética. También tiene a su cargo, la revisión de los proyectos de eficiencia energética que son sometidos a consideración de ANEEL para utilizar los fondos provenientes del 1% de los ingresos anuales de las empresas.
- En el caso de Perú, la legislación vigente no considera mecanismos específicos aparte de las tarifas eléctricas para impulsar las actividades de eficiencia energética. Durante 1996,

el gobierno implementó a través del Programa de Ahorro de Energía un programa agresivo y exitoso para promover el uso de lámparas fluorescentes compactas dirigidas a evitar un déficit de potencia en el más importante sistema eléctrico del país. Por otro lado, desde 1985 opera el Centro de Conservación de Energía y del Ambiente (CENERGIA), que es una agencia dedicada a la eficiencia energética y el medio ambiente y por muchos años ha operado utilizando donaciones bilaterales y multilaterales. Su trabajo ha contribuido a que se hagan explícitos algunos elementos del mercado de eficiencia energética. Actualmente, CENERGIA busca su sostenibilidad en el marco de las nuevas condiciones del sector.

- En México, donde sólo se ha admitido la participación del sector privado en la generación eléctrica, las actividades de uso eficiente de energía han tenido un importante desarrollo por parte del Gobierno y de la empresa estatal Comisión Federal de Electricidad (CFE), conllevando a la creación de la Comisión Nacional de Ahorro de Energía (CONAE) y del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), mismo que se financia con fondos bilaterales o multilaterales y con un porcentaje asignado de la facturación de la CFE.
- En Costa Rica, donde impera un sistema mixto público-privado de generación y distribución eléctrica, la creación de un Programa de Eficiencia Energética (CENERGIA) dentro de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (la principal distribuidora del país) ha permitido fomentar la educación para niños, orientada hacia el uso eficiente de la energía y la protección del medio ambiente, además de procurar el desarrollo de fuentes descentralizadas de generación eléctrica (minihidráulica, eólica y energía solar) y sustentar un apreciable mercado para las lámparas fluorescentes, en el área de distribución metropolitana de San José.

#### *En países industrializados:*

- En el Reino Unido, cuyo mercado energético fue liberalizado desde hace más de dos décadas, los programas de eficiencia energética han tenido espacio adecuado, con base en la aplicación de medidas de política energética, a pesar que el mercado por sí mismo no ofrece fuertes incentivos para invertir en medidas de eficiencia energética, pues sólo se implantan las medidas que tienen rápidos retornos de inversión. En el país aplican varios programas financiados por el gobierno y administrados a través de la Energy Saving Trust (EST), organización independiente fundada por el gobierno y empresas privadas, misma que recibe una importante subvención del gobierno para estimular el mercado de servicios energéticos (ESCO's) y realizar programas de eficiencia energética.
- En Noruega y en otros países escandinavos, las regulaciones del mercado actual imponen que las empresas de distribución desarrollen esfuerzos en programas de administración de la demanda.
- En California la nueva Ley AB 1890 Public Utilities: Restructuring, en la parte correspondiente a las actividades en eficiencia y conservación de energía y manejo de la demanda (Artículo 7. Fondos para Investigación, Ambiente y Bajos Ingresos), establece: la Comisión de las Empresas de Servicios Públicos requiere de cada corporación eléctrica, tanto privada como pública, la identificación de un componente separado en la tarifa orientado a recaudar fondos para los siguientes programas: Actividades “cost-effective” en

eficiencia y conservación de energía; Investigación y desarrollo de interés público; y, Desarrollo y operación de tecnologías de energías renovables. El mismo artículo establece los montos que cada una de las empresas eléctricas debe recaudar anualmente para cada uno de los programas; correspondiendo los mayores montos a los programas de eficiencia energética.

- En Oregon, en 1999 se debatió una propuesta de ley en la que se impone una tasa de 3% en beneficio público para programas de conservación de energía y para programas en clientes de bajos ingresos. Los clientes residenciales recibirían un portafolio de opciones, incluyendo precios basados en el mercado, precios regulados y precios verdes, mientras los comercios y las industrias operarían en un mercado de libre competencia.

### *Tecnologías disponibles de MD&UEEE*

Existe un vasto número de tecnologías que se pueden aplicar en el marco del MD&UEEE. Entre las diversas tecnologías disponibles, las de mayor impacto en los mercados de países industrializados son las innovaciones en motores eléctricos, iluminación, refrigeración y aire acondicionado.

Los motores eléctricos usan más de la mitad de la energía eléctrica consumida a escala mundial. En los Estados Unidos [1.6] el uso de motores en los sectores residencial, comercial e industrial representa respectivamente el 37%, 43% y 74% del uso total de energía eléctrica en dichos sectores. Los motores industriales son intensivos en el uso de energía: cada año un motor típico usa electricidad cuyo costo equivale a 10-20 veces el costo de adquisición de dicho equipo.

La atención actual se concentra sobre todo en los motores de alta eficiencia y en los sistemas de control de velocidad (adjustable speed drives - ASD). Si bien las dos son tecnologías críticas al definir una estrategia de conservación en los sistemas de fuerza motriz, ya que contribuirían con cerca del 50% del potencial total de ahorro energético asociado a motores en los Estados Unidos, otras medidas que también merecen especial atención han sido el dimensionamiento adecuado de los motores, mejores prácticas de reparación, controles mejorados adicionales a los ASD, la sincronización electrónica (incluyendo el balance de las fases, la corrección del voltaje y del factor de potencia, y la reducción de pérdidas de distribución en las fábricas), mejoras en los diseños mecánicos (incluyendo tamaño y selección óptima de los sistemas de transmisión mecánicos, cadenas, bandas y cojinetes) y mejores prácticas de mantenimiento y monitoreo.

Los ASD disponibles en el mercado encuentran su mayor aplicación cuando reemplazan sistemas de flujos variables logrados con base al uso de válvulas, al suprimirlas y sustituirlas por el control de velocidad de los motores del impulsor del fluido. En dichos casos pueden aumentar la eficiencia entre un 10% y un 40%, siendo el 20% la reducción de una aplicación típica.

Respecto a la iluminación, existen en el mercado diversas lámparas de alta eficiencia para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales. Un ejemplo es el bombillo fluorescente compacto que permite una reducción entre el 75 y 80% en el consumo de energía eléctrica. Sin embargo, su alto costo inicial vuelve económica su aplicación desde el punto de vista del cliente sólo cuando se los emplea por lo menos 3 horas diarias, lo que limita su uso residencial en la sustitución de algunos focos (2 a 4 por hogares).

En el sector comercial la iluminación eficiente es un elemento clave para el ahorro de energía,

en especial dada la interacción entre iluminación y acondicionamiento de aire; cerca del 50% de la energía consumida por los sistemas de aire acondicionado en los edificios comerciales debe extraer el calor interior generado por sistemas de iluminación ineficientes. Además, los amplios horarios de utilización en oficinas, centros hoteleros, plazas comerciales y centros de diversión favorecen una sustitución integral del sistema de iluminación (sobre todo por tubos fluorescentes).

Las refrigeradoras constituyen otra oportunidad importante para disminuir el consumo de energía eléctrica. El consumo promedio de una refrigeradora típica en los Estados Unidos bajó 40% en la década anterior. Se prevé mayores reducciones en el consumo promedio del mismo tipo de equipo.

Lista de referencias

- [1.1] OLADE, Interconexiones Energéticas e Integración Regional en América Latina y El Caribe, OLADE, Junio 1999.
- [1.2] OLADE, Sistema de Información Económica Energética (SIEE), Junio 2000.
- [1.3] OLADE. Estudios de Prospectiva Energética.
- [1.4] Ackermann, Thomas, “Distributed Power Generation in a Deregulated Market Environment”, Royal Institute of Technology, Working Paper, First Draft, June 1999.
- [1.5] Aguinaga, Jorge, "Políticas y Mecanismos para el Desarrollo de la Eficiencia Energética Considerando las Nuevas Condiciones del Sector". Paper preparado para OLADE, Quito 1999.
- [1.6] OLADE/CE, Fases I y II, "Proyecto Manejo de la Demanda y Uso Racional de la Energía Eléctrica en el Istmo Centroamericano". San José, Costa Rica; Managua, Nicaragua; San Salvador, El Salvador; 1993, 1996.

## 2. ANALISIS DE LA DEMANDA Y OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA

### GUATEMALA



#### 2.1 Generalidades

Guatemala tiene una superficie de 108,900 km<sup>2</sup> y una población en 1999 cercana a los 11.9 millones de habitantes. La tasa anual de crecimiento demográfico prevista para el período 2000-2010 es del 2.2%. El Producto Interno Bruto (PIB) ha crecido al 4% promedio anual en el período 1990-1999 y el PIB per cápita en 1999 alcanzó los 927 US\$ a precios de 1990.

#### 2.2 Entorno sectorial

La capacidad instalada total en el país alcanzó en 1999, 1359 MW, 38% de la cual es hidroeléctrica. El 47% de la producción total neta de energía eléctrica en 1999 fue de origen hidroeléctrico. Se estima que para el período 2000-2010, la tasa anual promedio de crecimiento de la producción neta de energía eléctrica será del 4.6% (Ver Cuadro 2.1).

El 49% de la población tiene servicio eléctrico. El consumo anual per cápita de energía eléctrica en 1999 llegó a 436 kWh.

#### 2.3 Area del estudio

Este informe abarca fundamentalmente al área metropolitana de la ciudad de Guatemala la cual incluye la capital propiamente dicha y las poblaciones urbanas aledañas. Sin embargo, la información disponible a la fecha ha obligado a considerar inicialmente el área de concesión

de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA), formada por los departamentos de Guatemala (que incluye el área metropolitana de la capital), Escuintla y Sacatepequez. Se estima que el área metropolitana de la ciudad de Guatemala requiere el 84% de la potencia y 86% de la energía suministradas por la EEGSA.

El área de estudio tiene una superficie de 6,208 km<sup>2</sup>. El 27% de la población nacional habita en esta área.

## **2.4 Características del sistema eléctrico**

### *a. Centrales de Generación Existentes*

La electricidad se genera principalmente en centrales hidráulicas y térmicas del sistema nacional. La capacidad de generación disponible del sistema nacional en 1999 es de 1,359 MW (Ver Cuadro 2.1), de los cuales 83 MW corresponden a EEGSA; la capacidad instalada hidráulica representa el 38% de la capacidad instalada total.

La central hidroeléctrica de Chixoy es importante puesto que aporta el 22% de la capacidad disponible del sistema nacional. En 1999 esta central produjo el 39% de la generación neta del sistema nacional. Existen otras dos centrales hidráulicas de importancia para el sistema: Aguacapa (90MW) y Jurun Marianla (60MW).

### *b. Líneas de transmisión*

El sistema nacional de transmisión se extiende de norte a sur del país. Una línea de 230kV, de doble circuito y 126 km conecta la central Chixoy con la Ciudad de Guatemala. Esta línea continúa hasta la central Aguacapa, 99 km al sur de la capital. La longitud total de las líneas de 230 kV es de 337 km.

La interconexión con El Salvador es de circuito simple y parte de una subestación de 230 kV cercana a la capital.

El sistema se complementa con 45 km de líneas de 138 kV y con 138 km de 69 kV. Además EEGSA dispone de 500 km de líneas para subtransmisión.

### *c. Líneas de subtransmisión*

El área de la capital está rodeada por un anillo de 69 kV a doble circuito, que opera normalmente abierto y alimenta 23 subestaciones de distribución. Estas poseen, en su mayoría, transformadores de 10 a 14 MVA y 69/13.8 kV, con regulación automática de voltaje.

Además, existen otras 20 subestaciones que alimentan industrias individuales directamente desde la red de 69 kV, con transformadores de capacidades inferiores a 5 MVA.

### *d. Características de la distribución*

El sistema de distribución de EEGSA es predominantemente aéreo. En algunos sectores de la capital la distribución es subterránea, siendo su longitud despreciable frente a la red primaria aérea. EEGSA opera 72 alimentadores primarios radiales a 13.8 kV con una longitud total de

3,019 km; 57 de estos primarios corresponden a la Ciudad de Guatemala y su extensión es de 1,771 km.

Los circuitos troncales primarios tienen conductores 336 kCM y 477 kCM ACSR. Los ramales monofásicos y trifásicos utilizan conductores 2 AWG. Los circuitos secundarios utilizan normalmente conductores 1/0 y 2 AWG desnudos.

Los transformadores de distribución 13,800/240-120 V son monofásicos y en su mayoría del tipo autoprotegido (CSP), su capacidad total es de 844 MVA.

*e. Operación del sistema de distribución de la capital*

EEGSA posee un sistema SCADA para el control, la supervisión y la adquisición remota de datos de su sistema de distribución. El sistema posee equipo de lectura y comunicación en cada subestación. Los datos registrados son: corrientes, potencias activa y reactiva, voltaje y factor de potencia en cada uno de los circuitos de distribución.

## **2.5 Análisis y balance de la demanda/oferta de energía y potencia**

*a. Demanda Global*

En 1999 el consumo de energía del país alcanzó 3,783 GWh con una demanda máxima de 944 MW (Ver Cuadro 2.1.). Se estima un crecimiento anual promedio del consumo de energía para el período 2000-2010 del 5%, con una demanda máxima de 1,485 MW al final del período.

En 2000, en el área total atendida por EEGSA se consumió 67% de la energía suministrada por el sistema nacional (77% incluyendo las pérdidas). En la última década, la participación del área servida por EEGSA en el consumo nacional de energía eléctrica se redujo del 72% al 67%, lo cual indica un crecimiento más rápido de la demanda en el resto del país.

En términos de demanda de potencia, la participación de EEGSA en el total nacional se establece entre el 46% y el 50% de la demanda nacional, con una demanda máxima de 454 MW en 2000 (Ver Cuadro 2.2.). Además, su participación en la demanda punta ha tendido a crecer marginalmente en los últimos años, y esta tendencia probablemente se mantendrá en el futuro próximo.

Las exportaciones a El Salvador son marginales y en los últimos años han ido disminuyendo.

Cuadro 2.1  
Evolución del consumo eléctrico, 1990-1999, sistema nacional

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
BALANCE DE ENERGÍA										
1. PRODUCCIÓN NETA (GWh)	2318	2430	2767	3031	3154	3413	3696	4132	4456	5183
2. CONSUMO TOTAL (GWh)	1978	2090	2359	2560	2758	2947	3067	3257	3478	3783
RESIDENCIAL	641	677	764	830	894	955	994	1055	1127	1207
COMERCIAL	681	719	813	881	949	1015	1055	1122	1198	1238
INDUSTRIAL	646	683	770	836	901	962	1002	1064	1136	1319
OTROS	10	11	12	13	14	15	16	16	17	19
3. PÉRDIDAS (GWh)	340	340	408	471	396	466	629	875	978	1400
BALANCE DE POTENCIA										
4. POTENCIA INSTALADA (MW)	860	830	978	954	942	974	974	974	1359	1359
HIDRÁULICA	492	492	492	493	493	508	508	508	520	520
TÉRMICA	368	338	486	461	449	466	466	466	839	839
5. MÁXIMA DEMANDA (MW)	452	495	538	579	624	718	733	802	877	944
NÚMERO DE USUARIOS (MILES)										
RESIDENCIAL	646	681	724	803	828	922	980	1076	1155	1243
COMERCIAL	540	574	608	677	700	779	818	905	971	1046
INDUSTRIAL	95	96	105	113	116	130	148	156	168	181
OTROS	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
	8	8	8	9	9	10	10	11	12	12

*b. Demanda por sectores*

El Cuadro 2.2 a continuación detalla la demanda de potencia (punta y fuera de punta) en el área de distribución de EEGSA, así como su reparto por sectores y usos, según los estudios de caracterización de la carga, llevados a cabo en el año 2000. Destaca la importancia de los sectores comercial y residencial (resp. 42% y 39% de la demanda) y la participación relativamente marginal del sector industrial (19%). Esta estructura de la demanda por sectores es bastante diferente a la observada en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), y se debe a la concentración de población y actividades comerciales en el área metropolitana de la ciudad de Guatemala.

**Cuadro 2.2.**  
Demanda de Potencia de EEGSA (en MW) – Año 2000

	<b>Usuarios (Miles)</b>	<b>Demanda Punta</b>	<b>Demanda Fuera Punta</b>	<b>Demanda Promedio</b>
<b>RESIDENCIAL</b>	<b>489.0</b>	<b>202</b>	<b>117</b>	<b>128</b>
Reparto Demanda Sectorial		28%	72%	
% Demanda Total		44%	36%	<b>39%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		85	26	33
Refrigeración		77	44	48
Aire Acondicionado		18	23	23
Otros		22	24	24
<b>COMERCIAL</b>	<b>107.3</b>	<b>212</b>	<b>131</b>	<b>138</b>
Reparto Demanda Sectorial		15%	85%	
% Demanda Total		47%	40%	<b>42%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		33	18	20
Refrigeración		35	29	30
Aire Acondicionado		63	39	40
Fuerza Motriz		29	18	19
Otros		53	27	29
<b>INDUSTRIAL</b>	<b>2.3</b>	<b>40</b>	<b>80</b>	<b>64</b>
Reparto Demanda Sectorial		17%	83%	
% Demanda Total		9%	24%	<b>19%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		2	2	2
Refrigeración		2	3	3
Aire Acondicionado		1	2	2
Fuerza Motriz		34	71	56
Otros		1	2	2
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>598.6</b>	<b>454</b>	<b>328</b>	<b>330</b>
Demanda Mínima				175
% EEGSA en el Total Nacional		46%	50%	47%

Notas: El sector Comercial incluye el Alumbrado Público Horario Punta: 18-21 h

En el nivel del SNI, los tres sectores tienen una participación casi similar en la demanda de potencia: industrial (35%), comercial (33%) y residencial (32%). Lo que se refleja en el consumo final de energía eléctrica, que presenta una estructura por sectores prácticamente idéntica a la de la demanda de potencia.

c. *Hipótesis adoptadas para la proyección de la demanda*

- ❖ A partir del 2000, se plantea una tasa de crecimiento sostenida del PIB del 4.5% anual.
- ❖ Población: Aumenta a una tasa de crecimiento del 2.2% en el período de análisis, Esto implica que pasaría de 11.5 en 1998 a un poco más de 18 millones de habitantes en el 2020.
- ❖ Precios: los precios de los derivados del petróleo evolucionan en relación directa a la evolución de precios del crudo internacional. El precio del diesel oil en el período histórico ha disminuido un poco, sin embargo se adopta la hipótesis de que este precio también se incrementa siguiendo la evolución del precio del crudo internacional.
- ❖ Electricidad, se ha asumido que el precio de la electricidad al 2020 se incrementará un 20% con relación al precio de 1998, expresado en dólares constantes.

Demanda del sector residencial y comercial

- ❖ Electricidad: el PIB per cápita se incrementa en el período analizado al ritmo del 2.3% anual. Para analizar el comportamiento del consumo eléctrico de ambos sectores se considera una elasticidad al PIB de 0.8, es decir un crecimiento anual del 3.6% y un crecimiento del consumo eléctrico per cápita del orden del 1.8% anual. Ambas proyecciones corresponden a la evolución histórica observada en los últimos 10 años. Significan una elasticidad del consumo al precio de -0.98, en el periodo 2000-2010, acorde con las regresiones efectuadas en el periodo histórico anterior.

Demanda del sector industrial

- ❖ Electricidad: la elasticidad histórica del consumo al PIB se establece en 1.1, y se adoptó para la proyección, lo que implica una elasticidad precio de -0.7. Estos valores dan cuenta del crecimiento mayor del consumo eléctrico en la industria con relación al crecimiento del VAI en el período analizado.
- ❖ Otros energéticos: el petróleo crudo, los otros productos primarios y el kerosene tienen consumos reducidos y se proyectan con una participación constante en el consumo total (elasticidad implícita al PIB industrial de 1.0).
- ❖ No se considera el ingreso del gas natural en el sector industrial, por las incertidumbres existentes sobre la fecha de puesta en operación del gasoducto proyectado desde la frontera de México. El aumento drástico del precio del gas natural en América del Norte en los dos últimos años (desde 2.40 hasta más de 8.00 US\$ por millón de BTU) podría postergar la construcción de este gasoducto por varios años, debido a la falta de competencia del gas natural frente al fuel oil.

Demanda de los sectores Construcción - Agropecuario- Servicios

- ❖ El consumo de electricidad se modela en función de la elasticidad ingreso y precio. Estos valores provenientes de los tests históricos son 0.031 y -0.16 respectivamente.

## Oferta el sector eléctrico

- ❖ Autoproducción: Es pequeña comparada con la demanda total y se supone que aumenta anualmente mediante una elasticidad inicial de 0.2 y una final de 0.1.
- ❖ Sistemas aislados: se asume una fracción pequeña del 1% respecto de la demanda total descontando la autoproducción, misma que no variará durante la previsión.
- ❖ Pérdidas y consumo propio: Las pérdidas calculadas del sector son elevadas debido principalmente a ciertas deficiencias técnicas y administrativas; se plantea que al 2020 se reducirán al 12%.
- ❖ Factor de carga: En la actualidad tiene un valor de 58.2%, de acuerdo a datos del país este aumentaría a cerca del 60%, gracias a la mayor participación del sector industrial en el consumo, en el 2020.
- ❖ Comercio exterior: No se ha considerado la interconexión eléctrica con México debido a que el plan de expansión del país no lo menciona. Sin embargo de acuerdo a datos del SIEPAC existe la posibilidad de una interconexión con una capacidad de 200 MW entre México y Guatemala.
- ❖ Equipamiento: el plan de expansión de la capacidad eléctrica proporcionado por el país consta de nuevas obras hidráulicas, geotérmicas, turbinas de vapor y ciclo combinado. (Fuente: Programa Indicativo del Sector Eléctrico de Guatemala 1998-2004). A partir del año 2004, se estima que nuevas centrales térmicas podrían ser requeridas con base en la demanda de energía y potencia proyectadas.
- ❖ Insumos de energía primaria y consumo de combustibles: el suministro de energía hidráulica y geotérmica aumentará de acuerdo al plan de expansión del país. El fuel oil y el diesel oil seguirán repartiéndose el insumo de las centrales térmicas a vapor. Se espera la sustitución del fuel oil por conversión de centrales al uso del gas natural, pero la programación inicial del año 2002 podría atrasarse, ya que depende de la puesta en operación oportuna del gasoducto centroamericano.

### *d. Proyecciones de la demanda al año 2010*

En el nivel del SNI, se dispone de una proyección de la demanda máxima de potencia y del consumo eléctrico por sectores (Ver Cuadro 2.3.). Se prevé que la participación del sector industrial también se reducirá (hasta el 30%), mientras que el sector comercial (incluido el alumbrado público) muestra la mayor dinámica y aumenta su participación hasta el 36% del consumo final de electricidad.

Así mismo, la estructura por sectores de la demanda del área de distribución de EEGSA seguirá mostrando importantes diferencias con la del SNI, sobretodo respecto de la participación del sector industrial en el consumo total.

**Cuadro 2.3**  
**Proyección del consumo eléctrico, 2000-2010, sistema nacional**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>BALANCE DE ENERGÍA</b>											
1. PRODUCCIÓN NETA (GWh)	5421	5671	5932	6205	6490	6788	7101	7427	7769	8126	8500
2. CONSUMO TOTAL (GWh)	3970	4168	4377	4596	4828	5071	5327	5597	5881	6180	6495
RESIDENCIAL	1277	1350	1428	1511	1598	1690	1787	1891	2000	2115	2237
COMERCIAL	1309	1385	1465	1549	1639	1733	1833	1939	2051	2169	2295
INDUSTRIAL	1366	1416	1467	1519	1574	1631	1690	1750	1813	1879	1946
OTROS	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
3. PÉRDIDAS (GWh)	1452	1503	1555	1608	1662	1717	1773	1830	1888	1946	2005
<b>BALANCE DE POTENCIA</b>											
4. POTENCIA INSTALADA (MW)	1359	1483	1563	1623	1746	1746	1806	1866	1926	1986	2046
HIDRÁULICA	520	694	694	754	891	891	951	1001	1071	1131	1191
TÉRMICA	839	789	869	869	855	855	855	865	855	855	855
5. MÁXIMA DEMANDA (MW)	984	1025	1068	1113	1160	1209	1260	1312	1368	1425	1485
<b>NÚMERO DE USUARIOS (MILES)</b>											
RESIDENCIAL	1106	1170	1238	1309	1384	1464	1549	1638	1733	1833	1938
COMERCIAL	191	202	214	226	239	253	268	283	300	317	335
INDUSTRIAL	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5
OTROS	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12

El Cuadro 2.4. a continuación indica la demanda de potencia proyectada para EEGSA, en el año 2010. La participación de la empresa en el SNI podría aumentar hasta el 57% de la demanda nacional (605 MW), esto es un crecimiento mayor que el promedio nacional.

El incremento de la demanda de EEGSA sería así del 83%, con una tasa de crecimiento promedio anual del 6.2%; y la demanda máxima del área metropolitana podría alcanzar 830 MW (en comparación con 454 MW en el año 2000). Estas figuras corresponden a un escenario de referencia, sin implantación de políticas de MD & UEEE.

**Cuadro 2.4.**  
Demanda de Potencia de EEGSA (en MW) – Año 2010

	<b>Usuarios (Miles)</b>	<b>Demanda Punta</b>	<b>Demanda Fuera Punta</b>	<b>Demanda Promedio</b>
<b>RESIDENCIAL</b>	<b>857.0</b>	<b>385</b>	<b>222</b>	<b>242</b>
Reparto Demanda Sectorial		29.5%	70.5%	
% Demanda Total		46%	39%	<b>40%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		162	49	63
Refrigeración		146	84	91
Aire Acondicionado		35	43	44
Otros		42	46	45
<b>COMERCIAL</b>	<b>188.0</b>	<b>390</b>	<b>245</b>	<b>263</b>
Reparto Demanda Sectorial		15%	85%	
% Demanda Total		47%	43%	<b>43%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		60	34	38
Refrigeración		64	55	58
Aire Acondicionado		115	72	76
Fuerza Motriz		53	33	36
Otros		98	50	55
<b>INDUSTRIAL</b>	<b>3.0</b>	<b>55</b>	<b>108</b>	<b>100</b>
Reparto Demanda Sectorial		13%	87%	
% Demanda Total		7%	19%	<b>17%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		3	3	3
Refrigeración		2	4	5
Aire Acondicionado		2	3	3
Fuerza Motriz		47	96	87
Otros		1	3	3
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>1048.0</b>	<b>830</b>	<b>575</b>	<b>605</b>
Demanda Mínima				322
% EEGSA en el Total Nacional		56%	58%	57%

Notas: El sector Comercial incluye el Alumbrado Público Horario Punta: 18-21 h

La composición por sectores variaría ligeramente, con una reducción de la participación del sector industrial (17%) y un aumento relativo de los sectores residencial y comercial (resp. 40% y 43%), de conformidad con la evolución histórica de la estructura de la demanda. En cuanto a la estructura por tipos de usos, se asumió la hipótesis de una evolución *ceteris paribus*, esto es que la demanda por usos alcanzaría los niveles mostrados en el Cuadro 2.3, con base en la misma estructura por usos que la observada en los estudios de caracterización de la carga, llevados a cabo en el año 2000.

## 2.6 Aspectos legales y reglamentarios

### a. Organización del sector

El proceso de privatización inició en 1995 con la apertura de la generación eléctrica al sector privado. Se completó a finales de 1997 con la separación del INDE en tres empresas: generación, transporte, distribución. El INDE sigue operando las plantas hidroeléctricas y la red de transmisión.

En cuanto a la generación térmica, la totalidad de las plantas están operadas por empresas privadas, mientras que la empresa distribuidora de la zona metropolitana (EEGSA) fue vendida en el primer semestre de 1998 a la empresa española Iberdrola. Parte de la distribución fuera del área metropolitana fue vendida a la empresa española Unión Fenosa. Además, el Estado conserva funciones de regulación, en particular del nivel y estructura de las tarifas eléctricas, por medio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

La empresa EEGSA constituyó su propia comercializadora (COMEGSA), cuya función es la de atender en prioridad a los clientes mayores. En el nivel corporativo, la asesoría técnica a estos clientes, en particular para manejar sus picos de demanda y ahorrar electricidad, tiene la más alta prioridad. Además, el nuevo reglamento del sector marca que el factor de potencia de los usuarios finales debe pasar del nivel actual del 0.90 al 0.92 en el año 2000 y alcanzar el 0.95 en el periodo 2001-2002. Lo que crea un incentivo mayor para que COMEGSA asesore a sus principales clientes para evaluar sus inversiones de control de la potencia reactiva.

La nueva regulación del sector también impone pérdidas técnicas de distribución de máximo 12% y contempla reducirlas al 9% en 3 años. Lo que obliga a EEGSA a emprender importantes inversiones en transformadores y bancos de condensadores, al mismo tiempo que pretende reducir las pérdidas no técnicas por medio de la instalación de medidores electrónicos protegidos y de una mayor supervisión en las zonas de distribución.

Como consecuencia, se puede señalar que en Guatemala existe un ambiente relativamente favorable al MD&UEEE en la empresa contraparte del Programa PIER III.

### b. Entidades públicas

La supervisión del sector eléctrico está a cargo de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (CNEE). La nueva regulación adoptada, derivada del “modelo” inglés, establece el mercado eléctrico como un **Mercado de Costo de Despacho**, es decir:

- Las plantas entran a generar por orden creciente de costos de generación más transmisión;
- El costo de transmisión se establece en función de la localización de las plantas de generación (sólo pagan costos de transmisión aquellas plantas alejadas de los mercados de consumo);
- Las tarifas eléctricas son reguladas y tienen una estructura horaria y binomia (cobro por demanda y energía). Se revisan cada 3 meses para los generadores, y cada 6 meses para

los distribuidores;

- La distribución también está regulada y opera bajo un régimen de rendimientos garantizados. Pero la Ley también establece valores tope decrecientes para las pérdidas admitidas con el propósito de obligar a invertir en reducción de pérdidas.
- El desarrollo del mercado mayorista está avanzado y abarca transacciones que ya rebasan los 120-150 MW en el mercado al contado (casi el 20% de la demanda nacional). Asimismo, los grandes usuarios ya constituyeron su propia agrupación para intervenir en el mercado mayorista, a partir del año 2000. Finalmente, la apertura de la generación eléctrica es más antigua, por lo que impera una mayor competencia entre un mayor número de actores.

Sin embargo, no se observa una reducción de las tarifas eléctricas. Hasta el momento, las tarifas eléctricas han subido en más del 50% en términos reales en los últimos 3 años, y existe cierta preocupación de la CNEE al respecto.

Una revisión detallada del nuevo marco regulatorio muestra que algunos aspectos de la nueva regulación eléctrica favorecen el UREE, pero que existe también cierta incertidumbre sobre la evolución del sector eléctrico:

- Los fuertes incrementos de tarifas propician la búsqueda de una mayor eficiencia por parte de los usuarios mayores, ya que los costos de la electricidad han aumentado drásticamente y llegan a representar hasta el 12% del costo de operación, en ciertos casos;
- La nueva regulación también favorece una competencia abierta, por lo que las distribuidoras están elaborando estrategias comerciales que incluyen explícitamente el ahorro de electricidad. Además, Guatemala es el país del Istmo Centroamericano donde se han mostrado más activas las ESCOs para promover una gestión eficiente de la electricidad, aunque esta promoción todavía ha generado pocas inversiones;
- Sin embargo, el mercado no regulado (contratos en el mercado *spot*) muestra una evolución inquietante, desde hace 2 años. Es así como los cargos por demanda, usualmente de 25 US\$/MW-mes en los contratos regulados con las distribuidoras, han bajado alrededor de 5 US\$/MW-mes en el mercado mayorista. Mientras que los cobros por energía se elevaron desde 3 centavos de US\$/kWh, en el mercado regulado, hasta 6 centavos US\$/kWh en el mercado *spot*. Como consecuencia, el costo promedio de generación se sitúa alrededor de 9-10 centavos por kWh, cuando la CNEE preveía que no rebasaría los 8 centavos. Además de encarecer el costo de la electricidad, esta evolución deja entrever dificultades en la recuperación de las inversiones futuras;
- Es así como, en el sistema eléctrico nacional, se observa una importante sobrecapacidad. La capacidad total instalada ya rebasa los 1,350 MW (en comparación con una demanda máxima de 950 MW) y sigue aumentando al ritmo de 7-8% anual (incrementos de 60 MW por año), mientras que la demanda crece a un menor ritmo (incrementos promedio de 40 a 50 MW por año). De no reducirse, la sobrecapacidad actual podría inducir un incremento del Costo Marginal de Mediano Plazo hasta 12 centavos de US\$/kWh y, entonces, obligar a nuevas alzas de las tarifas eléctricas, de por sí ya bastante elevadas;

- Finalmente, el complicado escenario económico actual (fuerte devaluación cambiaria, tendencias recesivas, incertidumbre política) tiende a reducir el ritmo de inversión privada. Mientras que la orientación cortoplazista del mercado eléctrico favorece la generación térmica y lleva a una drástica reducción de la participación de la hidroelectricidad (actualmente entre 45% y 47% del mercado de generación, contra más del 60% hace algunos años).

Por estas razones, la CNEE opina que se requieren reformas a la Ley Eléctrica para favorecer una planeación de largo plazo. Incluso, examina la posibilidad de establecer una compensación por costos ambientales (al igual que en Panamá) lo cual permitiría la construcción de plantas hidroeléctricas y daría mayor seguridad al sistema eléctrico nacional, actualmente muy dependiente de la evolución de las cotizaciones internacionales de los hidrocarburos importados. Además, la revalorización del importante potencial hidroeléctrico existente permitiría inducir una baja en el Costo Marginal de generación, del cual la CNEE opina que debe reducirse imperativamente, en forma significativa, para asegurar el éxito del proceso de privatización.

Por último, considera que una mayor planeación a largo plazo, aunque indicativa, daría mayor consistencia a las políticas de MD&UEEE, mismas que no están explícitamente contempladas en la Ley actual, puesto que el afán actual por ahorrar electricidad sólo corresponde a un movimiento coyuntural de protección de los usuarios contra las fuertes alzas recientes en las tarifas.

*c. Actores privados del sector*

En las entrevistas con varios grandes consumidores, se pudo apreciar que las alzas de tarifas les llaman la atención y han contribuido a elevar la necesidad del ahorro de electricidad en la jerarquía de sus prioridades empresariales. Asimismo, algunos usuarios han refrendado su acuerdo de iniciar inversiones de UEEE, a raíz de un diagnóstico energético propuesto por EEGSA, en el marco del Programa PIER III.

## HONDURAS



### 2.7 Generalidades

Honduras tiene una superficie de 112,492 km<sup>2</sup> y una población en 1999 de cerca de 6.3 millones de habitantes. La tasa anual de crecimiento demográfico prevista para el período 2000–2010 es de 2.8%. El Producto Interno Bruto (PIB) ha crecido al 3% promedio anual en el período 1990-1999 y el PIB per cápita en 1999 alcanzó los 698 US\$ a precios de 1990.

### 2.8 Entorno Sectorial

La capacidad instalada total en el país alcanzó en 1999, 858 MW (Ver Cuadro 2.5), 45% de la cual es hidroeléctrica. El 62% de la producción total de energía eléctrica fue de origen hidráulico. Se estima que para el período 2000-2010, la tasa anual promedio de crecimiento de la producción neta de energía eléctrica será del 4.2%.

El 52% de la población tiene servicio eléctrico. El consumo anual per cápita de energía eléctrica en 1999 llegó a 542 kWh.

### 2.9 Area del Estudio

Tegucigalpa es la ciudad más grande del país, pero el área de mayor actividad económica y donde se concentra una parte sustantiva de la demanda de energía eléctrica es la Región Norte y su principal ciudad San Pedro Sula, llamada la capital industrial de Honduras. Por ello se concentraron en esta ciudad los análisis previstos en el marco del presente proyecto PIER III.

#### *Area de San Pedro de Sula*

Al contrario de los demás países centroamericanos, en Honduras la mayor actividad económica y demanda eléctrica no están ubicadas en la capital sino en la Región Norte, que

constituye el principal polo industrial y comercial del país.

La ciudad de San Pedro Sula, cabecera departamental y principal centro comercial e industrial del área de la Costa Norte, debe su preponderancia económica a la proximidad de la costa atlántica y a las plantaciones bananeras que constituyen la primera fuente de exportaciones de Honduras.

En las cercanías de Puerto Cortés, en el Atlántico, se localiza la refinería y las principales plantas térmicas del país. Además, en un perímetro de 60 km alrededor de San Pedro Sula se encuentran industrias metal mecánicas, alimenticias, textiles, tabacaleras, así como fábricas de papel, cemento y asbesto y, algunas maquiladoras.

El área urbana de San Pedro Sula tiene una población cercana a 1,000,000 habitantes y ocupa una superficie de 10,000 km<sup>2</sup>, lo que equivale respectivamente al 12% de la población y al 8.9% de la superficie de Honduras.

## **2.10 Características del sistema eléctrico**

### *a. Centrales de Generación*

En Honduras, la mayor parte de la energía eléctrica es producida en las plantas hidroeléctricas de la ENEE. En cambio, las plantas térmicas diesel, sobretodo instaladas en las proximidades de la costa atlántica, sirven para cubrir la demanda en caso de indisponibilidad temporal de unidades hidroeléctricas y en horarios pico.

Siendo Honduras el país de la región con gran disponibilidad de potencia y capacidad de almacenamiento hidroeléctrico, en años anteriores la ENEE gracias a esta situación privilegiada, vendió energía hidroeléctrica sobrante a los países vecinos.

Cabe señalar que la potencia instalada en la planta hidroeléctrica de Francisco Morazán, con 4 unidades de 75 MW cada una, representa el 34% de la capacidad instalada total del sistema nacional. En consecuencia, la seguridad de abastecimiento puede deteriorarse sensiblemente en caso de fallas o indisponibilidades en esta central, como ha ocurrido aún con la salida de servicio de uno de sus grupos.

### *b. Líneas de Transmisión*

El sistema nacional de transmisión de Honduras se sustenta en líneas de 230 kV, que es también el voltaje de interconexión con Nicaragua. El enlace principal de este sistema es la línea de doble circuito de 200 km entre la principal central del país, Francisco Morazán, y la subestación Suyapa, en las proximidades de Tegucigalpa. Dos líneas de simple circuito, de 55 y 60 km, conectan la central Francisco Morazán con la subestación Progreso, al norte del país, en la ciudad del mismo nombre. Una línea de simple circuito de 88 km continúa hacia el sur de la capital hasta la subestación Pavana, desde donde parte la interconexión con Nicaragua. Esta permite el intercambio con Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Se encuentra pendiente la construcción de la línea de interconexión de 230 kV con El Salvador, planeada a partir de la subestación Pavana.

El área metropolitana de Tegucigalpa está alimentada desde la subestación 230/69/13.8 kV

Suyapa, situada al occidente del área urbana, donde además se encuentra el centro de despacho del sistema nacional. Esta subestación abastece el sistema de distribución urbano de la ENEE a través de 4 subestaciones de 138 y 69 kV ubicadas alrededor de la capital.

La subestación principal de Suyapa, con dos autotransformadores de 230/138 kV y 50 MVA cada uno, alimenta a la subestación Santa Fe a través de una línea de 138 kV. Por su parte, estas dos subestaciones alimentan a tres subestaciones de 69/13.8 kV de 25 MVA cada una, formando 3 mallas normalmente cerradas. Además salen de la subestación Santa Fe una línea de 138 kV y otra de 69 kV hacia las regiones rurales circundantes.

*c. Líneas de subtransmisión, San Pedro Sula*

El sistema de subtransmisión que abastece la ciudad de San Pedro Sula tiene características semejantes al de la capital. El punto de alimentación en 230 kV es la subestación Progreso de 230/138/69 kV, con dos autotransformadores de 230/138 kV y 150 MVA cada uno, de donde sale una línea de 138 kV de doble circuito que abastece San Pedro Sula y sus alrededores, así como 3 líneas de 138 y 69 kV hacia otros destinos.

En las afueras de San Pedro Sula, la línea de doble circuito antes mencionada se conecta a un anillo de 138 kV en el que se insertan las subestaciones distribuidoras de Bermejo, Circunvalación, La Puerta y Bella Vista. Estas por su parte abastecen las redes de 13.8 kV del área urbana y suburbana. Además, la subestación Bermejo, equipada con un autotransformador de 138/69 kV, está interconectada en 138 y 69 kV con las redes y plantas de la costa atlántica, y abastece la subestación de la fábrica de cementos Bijao.

Los transformadores de alta y media tensión instaladas en las subestaciones de la ENEE están todos equipados con regulación bajo carga.

*d. Características del Sistema de Distribución*

El sistema de distribución de Tegucigalpa y sus afueras es 100% aéreo. Los 18 alimentadores de la red primaria para la zona urbana están diseñados para un voltaje de 13.8 kV. La red troncal tiene 193 km y la red lateral monofásica y trifásica 522 km. La zona suburbana, semirural está diseñada para un voltaje de 34.5 kV, tiene 3 alimentadores y una longitud total de 172 km.

Para extensiones, rehabilitaciones y remodelaciones de la red primaria, se usa el calibre 266.8 MCM ( $135.16 \text{ mm}^2$ ) en ACSR. Sin embargo, en los barrios céntricos y otras áreas de alta concentración de carga existen numerosos circuitos antiguos con calibres inferiores, con las consecuentes sobrecargas, caídas de voltaje y altas pérdidas. Esta situación se ha mejorado con la realización del Proyecto Siete Ciudades, con el cual se ha reconstruido la red de distribución de las siete ciudades más grandes en el país, con cableado de mayor calibre y mejores estructuras. Para el suministro residencial, el tipo de conexión de la red secundaria es monofásica de 120/240 V a tres hilos. Para el suministro industrial y comercial se utiliza el sistema delta a cuatro hilos con 240 V entre fases, o el sistema estrella a cuatro hilos y 120/208 V.

Las redes de distribución urbana de San Pedro Sula y sus alrededores, con voltaje primario de 13.8 kV, tienen características similares al sistema de la ciudad capital.

*e. Operación del Sistema de Distribución*

Al contrario de los equipos de subestaciones de 69 kV y voltajes más altos, no existen sistemas de control a distancia para los sistemas de distribución primaria a 34.5 y 13.8 kV. Por lo menos una parte de las subestaciones están controladas desde el centro de despacho de Suyapa, sin personal de turno.

En cada uno de los alimentadores de distribución primaria se miden la energía y los kvarh, así como el voltaje y la corriente, y se registran las curvas de demanda.

La compensación de reactivos en las redes de media tensión se efectúa mediante capacitores instalados en las subestaciones y a lo largo de las líneas de distribución primaria, cuya conexión y desconexión se controla por dispositivos electrónicos. Sin embargo, puesto que una parte de dichos controles está fuera de servicio, los capacitores comandados por estos están conectados permanentemente.

## **2.11. Análisis y balance de la demanda/oferta de energía y potencia**

*a. Demanda global*

En 1999 el consumo de energía del país alcanzó los 2,742 GWh con una demanda máxima de 661 MW (Ver Cuadro 2.5.). Se estima un crecimiento anual promedio del consumo de energía para el período 2000-2010 del 4.0%, con una demanda máxima de 1,017 MW al final del período.

En 2000, en el área total atendida por ENEE en San Pedro Sula se consumió el 54% de la energía suministrada por el sistema nacional (pérdidas incluidas), de los cuales la ciudad de San Pedro Sula representó poco más del 60% del total. En la última década, la participación del área urbana de San Pedro Sula en el consumo nacional de energía aumentó, lo cual indica un crecimiento más rápido de la demanda que en el resto del país. En términos de demanda de potencia, la participación únicamente de la ciudad de San Pedro Sula en el total nacional se establece entre el 22% y el 24% de la demanda nacional, con una demanda máxima de 147 MW en 2000 (Ver Cuadro 2.6.). Además, su participación en la demanda punta ha tendido a crecer en los últimos años, y esta tendencia probablemente se mantendrá en el futuro próximo.

**Cuadro 2.5.**  
**Evolución del consumo eléctrico, 1990-1999, sistema nacional**

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
<b>BALANCE DE ENERGÍA</b>										
1. PRODUCCIÓN NETA (GWh)	2274	2306	2315	2482	2243	2798	2985	3127	3541	3413
2. CONSUMO TOTAL (GWh)	1489	1566	1680	1803	1649	1954	2197	2472	2725	2742
RESIDENCIAL	464	487	511	536	562	586	638	695	757	823
COMERCIAL	310	330	352	375	400	430	469	512	559	610
INDUSTRIAL	555	584	626	672	615	728	819	922	1016	1021
OTROS	160	165	191	220	73	210	271	343	393	288
3. PÉRDIDAS (GWh)	785	740	635	679	594	844	788	655	816	671
<b>BALANCE DE POTENCIA</b>										
4. POTENCIA INSTALADA (MW)	562	551	550	559	574	760	736	736	768	858
HIDRÁULICA	433	433	433	433	434	434	434	434	434	388
TÉRMICA	129	118	117	126	140	326	302	302	334	470
5. MÁXIMA DEMANDA (MW)	351	377	433	447	453	504	534	595	632	661
<b>NÚMERO DE USUARIOS (MILES)</b>										
RESIDENCIAL	314	334	375	395	426	454	484	522	561	604
COMERCIAL	286	305	342	360	388	413	439	474	510	548
INDUSTRIAL	23	24	27	29	32	35	39	41	44	48
OTROS	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	4	4	4	4	4	5	5	5	6	6

*b. Demanda por sectores*

El Cuadro 2.6 a continuación detalla la demanda de potencia (punta y fuera de punta) en el área de distribución de la ciudad de San Pedro Sula, así como su reparto por sectores y usos, según los estudios de caracterización de la carga, llevados a cabo en el año 2000. Destaca la importancia del sector industrial (53% de la demanda) frente a los sectores comercial y residencial (resp. 17% y 30% de la demanda). Esta estructura de la demanda por sectores es bastante diferente a la observada en el sistema nacional, y se debe a la concentración de las principales plantas industriales del país en el área urbana de San Pedro Sula.

En el nivel nacional, los sectores de mayor demanda de potencia son el industrial (36%) y el comercial (33%), mientras que el sector residencial sólo representa el 31% restante, debido a una tasa de electrificación todavía reducida. Sin embargo, la estructura del consumo final de electricidad registra un peso relativo mayor del sector industrial (38%).

**Cuadro 2.6.**  
Demanda de Potencia de ENEE-San Pedro Sula (en MW) – Año 2000

	<b>Usuarios (Miles)</b>	<b>Demanda Punta</b>	<b>Demanda Fuera Punta</b>	<b>Demanda Promedio</b>
<b>RESIDENCIAL</b>	<b>74.5</b>	<b>37</b>	<b>33</b>	<b>34</b>
Reparto Demanda Sectorial		44%	56%	
% Demanda Total		25%	32%	<b>30%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		4	10	8
Refrigeración		20	16	17
Aire Acondicionado		5	3	4
Otros		8	4	5
<b>COMERCIAL</b>	<b>13.3</b>	<b>45</b>	<b>11</b>	<b>20</b>
Reparto Demanda Sectorial		63%	37%	
% Demanda Total		31%	11%	<b>17%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		20	5	9
Refrigeración		5	2	3
Aire Acondicionado		6	1	3
Fuerza Motriz		5	1	2
Otros		9	1	3
<b>INDUSTRIAL</b>	<b>0.8</b>	<b>65</b>	<b>58</b>	<b>61</b>
Reparto Demanda Sectorial		54%	46%	
% Demanda Total		44%	57%	<b>53%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		19	21	20
Refrigeración		2	3	2
Aire Acondicionado		1	1	1
Fuerza Motriz		43	31	36
Otros		1	2	2
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>88.6</b>	<b>147</b>	<b>102</b>	<b>115</b>
Demanda Mínima				69
% ENEE-SPS en el Total Nacional		22%	24%	23%

Notas: El sector Comercial incluye el Alumbrado Público Horario Punta: 9-16 h

*c. Hipótesis adoptadas para la proyección de la demanda*

- ❖ Se espera que el crecimiento del PIB sea del orden del 2.5% hasta el año 2001, y a partir del 2002 se plantea una tasa de crecimiento más sostenida del 3.8% anual, una vez colmados los estragos provocados por el huracán Mitch.
- ❖ Población: Aumenta a una tasa de crecimiento del 2.8% en el período de análisis. Esto

implica que pasaría de 6.3 en 1999 a un poco más de 11 millones de habitantes en el 2020.

- ❖ Electricidad, se ha asumido que el precio de la electricidad al 2000 se incrementará un 25% con relación al precio de 1998, expresado en términos constantes, como reflejo de un ajuste paulatino en las tarifas eléctricas.

#### Demanda del sector residencial y comercial

- ❖ Electricidad: aunque el PIB per cápita se incremente lentamente (1% anual), la existencia de una importante demanda comprimida y la elevación de la tasa de electrificación significan una elasticidad al PIB de 1.7 (tendencia histórica), con lo que la demanda sectorial podría crecer alrededor del 6.3% anual. Esto significa también Una elasticidad precio de  $-0.13$ , obtenido por regresiones a partir de series históricas.

#### Demanda del sector industrial

- ❖ Electricidad: La elasticidad histórica al PIB industrial (1.3) se adopta para la proyección y se considera también una elasticidad histórica precio de  $-1.0$ . Estos valores dan cuenta del crecimiento mayor del consumo eléctrico de la industria con relación al crecimiento del VAI en el período analizado.

#### Demanda del sector Construcción- Agropecuario-Servicios

- ❖ El consumo de electricidad se modela en función de la elasticidad ingreso y precio. Estos valores provenientes de los tests históricos son de 0.7 y  $-0.4$  respectivamente.

#### Oferta del sector eléctrico

- ❖ Autoproducción: no existen datos de autoprodutores industriales ni agrícolas.
- ❖ Sistema aislado: se asume una fracción pequeña de 1% respecto de la demanda total, proporción que se mantiene constante durante la previsión.
- ❖ Pérdidas y consumo propio: las pérdidas calculadas del sector son elevadas (24%) y se deben principalmente a ciertas deficiencias técnicas y administrativas; se asume que al 2020 se reducirán al 15%.
- ❖ El factor de carga: en la actualidad tiene un valor 64%, de acuerdo a datos del país este aumentaría a cerca del 67% en el 2020.
- ❖ Equipamiento: el plan de expansión de la capacidad eléctrica proporcionado por el país, cubre la demanda futura hasta el año 2015, con base en plantas hidroeléctricas (excepto para cubrir la demanda punta). Asimismo, se prevé en el equipamiento la conversión de grupos térmicos a fuel oil para consumir gas natural, a partir del 2004, pero se desconoce el estado de avance de los proyectos de gasoductos de interconexión con Guatemala y/o Nicaragua (en caso de construirse un gasoducto centroamericano desde Panamá).

#### *d. Proyecciones de la demanda al año 2010*

En el nivel nacional, se dispone de una proyección de la demanda máxima de potencia y del consumo eléctrico por sectores (Ver Cuadro 2.7.). Se prevé que la participación del sector industrial en el consumo final de electricidad se reducirá (hasta el 32%), mientras que el sector comercial (35%, incluido el alumbrado público y bombeo) muestra una mayor dinámica que el sector residencial (33%). Así mismo, la estructura por sectores de la demanda del área de distribución de San Pedro Sula seguirá mostrando importantes diferencias con la del sistema nacional, sobretodo respecto de la participación del sector industrial en el consumo total.

**Cuadro 2.7.**  
Proyección del consumo eléctrico, 2000-2010, sistema nacional

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>BALANCE DE ENERGÍA</b>											
1. PRODUCCIÓN NETA (GWh)	3506	3608	3715	3824	3938	4133	4338	4555	4783	5023	5276
2. CONSUMO TOTAL (GWh)	2902	2996	3093	3193	3297	3470	3652	3845	4048	4264	4491
RESIDENCIAL	878	917	957	999	1043	1088	1156	1227	1303	1384	1467
COMERCIAL	663	691	719	749	780	855	914	979	1047	1119	1200
INDUSTRIAL	1061	1084	1108	1132	1157	1202	1250	1299	1350	1404	1459
OTROS	300	304	309	313	317	325	332	340	348	357	365
3. PÉRDIDAS (GWh)	604	612	622	631	641	663	686	710	735	759	785
<b>BALANCE DE POTENCIA</b>											
4. POTENCIA INSTALADA (MW)	926	926	926	1196	1196	1196	1389	1389	1483	1483	1483
HIDRÁULICA	387	387	387	657	657	657	850	850	850	850	850
TÉRMICA	539	539	539	539	539	539	539	539	633	633	633
5. MÁXIMA DEMANDA (MW)	687	714	743	773	804	836	869	904	940	978	1017
<b>NÚMERO DE USUARIOS (MILES)</b>											
RESIDENCIAL	649	690	734	780	830	882	938	998	1061	1128	1200
COMERCIAL	589	625	664	705	748	794	843	895	951	1009	1072
INDUSTRIAL	52	57	61	66	72	78	84	91	98	106	115
OTROS	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11	11

El Cuadro 2.8. a continuación indica la demanda de potencia proyectada para la ciudad de San Pedro Sula, en el año 2010. Su participación en el sistema nacional podría aumentar hasta el 27% de la demanda total (208 MW), esto es un crecimiento mayor que el promedio nacional.

El incremento de la demanda del área de San Pedro Sula sería así del 80%, con una tasa de crecimiento promedio anual del 6.0%; y la demanda máxima del área urbana podría alcanzar 267 MW (en comparación con 147 MW en el año 2000). Estas figuras corresponden a un escenario de referencia, sin implantación de ninguna política a favor del MD & UEEE.

La composición por sectores cambiaría en forma marginal, con una reducción de la participación del sector industrial (50%) y un aumento relativo de los sectores residencial y comercial (resp. 31% y 19%). Como en el caso anterior de Guatemala, se indica también en el Cuadro 2.7. la evolución de la demanda por usos en cada sector, en el caso de una variación *ceteris paribus*.

**Cuadro 2.8.**  
Demanda de Potencia de ENEE-San Pedro Sula (en MW) – Año 2010

	<b>Usuarios (Miles)</b>	<b>Demanda Punta</b>	<b>Demanda Fuera Punta</b>	<b>Demanda Promedio</b>
<b>RESIDENCIAL</b>	<b>135.5</b>	<b>71</b>	<b>62</b>	<b>65</b>
Reparto Demanda Sectorial		46%	54%	
% Demanda Total		27%	34%	<b>31%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		8	19	16
Refrigeración		38	30	33
Aire Acondicionado		9	6	7
Otros		16	8	10
<b>COMERCIAL</b>	<b>29.5</b>	<b>86</b>	<b>21</b>	<b>39</b>
Reparto Demanda Sectorial		66%	34%	
% Demanda Total		32%	11%	<b>19%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		39	10	18
Refrigeración		9	4	6
Aire Acondicionado		11	3	5
Fuerza Motriz		10	3	4
Otros		16	2	5
<b>INDUSTRIAL</b>	<b>1.2</b>	<b>110</b>	<b>102</b>	<b>104</b>
Reparto Demanda Sectorial		50%	50%	
% Demanda Total		41%	55%	<b>50%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		32	37	34
Refrigeración		3	5	4
Aire Acondicionado		1	2	2
Fuerza Motriz		72	55	62
Otros		2	4	3
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>166.2</b>	<b>267</b>	<b>185</b>	<b>208</b>
Demanda Mínima				125
% ENEE-SPS en el Total Nacional		26%	28%	27%

Notas: El sector Comercial incluye el Alumbrado Público Horario Punta: 9-16 h

## 2.12. Aspectos Institucionales y reglamentarios

### a. Marco Legal

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) fue creada como ente autónomo en 1957, encargada de la producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en todo el país. Inicialmente, el área de influencia de la ENEE, sucesora de la

antigua Compañía Agua y Luz, se limitaba a la ciudad de Tegucigalpa y sus afueras, mientras que varias empresas privadas tenían concesiones en el resto del territorio nacional. Entre ellas, ciertas compañías bananeras y otras industrias del norte del país que producían energía eléctrica para su propio consumo, vendían los excedentes y administraban las redes hacia las poblaciones vecinas. En las siguientes décadas, la ENEE extendió progresivamente su ámbito de operación a la totalidad del territorio nacional, mediante la compra de los equipos y concesiones al sector privado.

*b. Instituciones públicas*

La supervisión del sector eléctrico está a cargo de la Comisión Nacional de Energía, cuyos estatutos están en curso de reforma. No se conocen todavía los detalles de la nueva regulación prevista. Pero, el “modelo institucional” perseguido sería cercano al adoptado en otros países centroamericanos, quizás con una mayor participación del sector público, puesto que la ENEE conservaría la operación de las plantas existentes y el despacho en la red de transmisión.

En cuanto a la tarifación, no existe la posibilidad de establecer tarifas horarias, aunque fue una recomendación que llegó hasta una propuesta de Ley, en el marco del Proyecto ENEE/CE: GAUREE. Por lo tanto, en la práctica, el desarrollo de una política de Manejo de la Demanda podría verse frenado. Igualmente, la tarifación binomia actual (cobros por demanda y energía) requiere un serio reajuste de su nivel y estructura para los consumidores mayores. En efecto, la potencia contratada sólo se cobra hasta 2,500 kW. Por lo que los usuarios mayores reciben un fuerte incentivo por rebasar este nivel, sin tener que pagar el cargo correspondiente. Lo que induce a una ausencia de control de la demanda efectiva y una imposibilidad para la ENEE de recuperar las inversiones en expansión de capacidad (líneas de distribución y subestaciones, principalmente).

Finalmente, aunque existan recomendaciones al respecto, no hay todavía ninguna definición legal sobre el control del factor de potencia por parte de los usuarios. Actualmente la ENEE penaliza el factor de potencia por debajo del 90%; este cobro es en función de cuán alejado es el factor de potencia real con el exigido. Tampoco, existe una definición precisa de cómo se considerarán las pérdidas de transmisión y distribución (actualmente superior al 20%) en la tarifación eléctrica. La única certeza es que la privatización de la distribución en puerta se hará según un esquema de rendimientos garantizados, es decir que se garantizará una recuperación mínima de las inversiones previstas (margen fijo de rentabilidad), como ya ocurrió en otros países centroamericanos.

Por lo tanto, se puede afirmar que la promoción del MD&UEEE está prácticamente en sus inicios en Honduras. Aunque el proceso de privatización podría acelerar la modernización del sector y abrir ciertas oportunidades en manos de agentes privados. Sin embargo, también la experiencia previa de los demás países centroamericanos es una ventaja para Honduras. Puesto que existe la clara consciencia de que se debe seguir aprovechando el importante potencial hidroeléctrico, cuando la hidroelectricidad ha sido relegada a segundo lugar en otros países.

Si se logra concretar esta política, en concordancia con el proceso de privatización previsto, se abriría la perspectiva de un mejor control de la evolución de las futuras tarifas eléctricas, puesto que el desarrollo de la hidroelectricidad favorece una contención del Costo Marginal

de Largo Plazo.

*c. Actores privados del sector*

De las reuniones realizadas en el marco del Proyecto, aparece que existe poca disposición de las instituciones financieras para destinar fondos para empresas medianas, por lo que pocos usuarios demuestran interés en las acciones de eficiencia energética.

Sin embargo, el Proyecto GAUREE antes mencionado puso de relieve la factibilidad de varios proyectos de cogeneración con base en motores funcionando con fuel oil, en el área de San Pedro Sula. Asimismo, la expansión de parques industriales bajo franquicia fiscal (llamados ZIP) que acogen plantas maquiladoras, principalmente en las ramas de textiles, papel y cartón, envasadoras y plásticos, podría propiciar una “gestión en común” de los insumos eléctricos en cada parque industrial, mediante la contratación de empresas de servicios especializadas, como lo demostraron las auditorías energéticas llevadas a cabo en la ZIP Bufalo.

Pero, el principal obstáculo es de orden tarifario, puesto que el sistema actual de cargos por potencia no incita a una gestión racional de la energía eléctrica y ofrece pocos atractivos para una empresa de servicios integrales.

## PANAMA



### 2.13 Generalidades

Panamá tiene una superficie de 75,517 km<sup>2</sup> y una población en 1999 cercana a los 2.8 millones de habitantes. La tasa anual de crecimiento demográfico prevista para el período 2000-2010 es de 1.6%. El Producto Interno Bruto (PIB) ha crecido al 4.5% promedio anual en el período 1990-1999 y el PIB per cápita en 1999 alcanzó los 2,829 US\$ a precios de 1990.

### 2.14 Entorno Sectorial

La capacidad total instalada en el país alcanzó en 1999, 1,206 MW, 56% de la cual es hidroeléctrica. El 76% de la producción total neta de energía eléctrica en 1999 fue de origen hidroeléctrico. Se estima que para el período 2000-2010, la tasa anual promedio de crecimiento de la producción neta de energía será del 4.5%.

El 68% de la población tiene servicio eléctrico. El consumo anual per cápita de energía eléctrica en 1999 alcanzó los 1,656 kWh.

### 2.15 Area del Estudio

Este informe se centra fundamentalmente en el área metropolitana de la ciudad de Panamá, delimitada al sur por el Océano Pacífico, al norte por la provincia de Colón, al oeste por la Zona del Canal y al este por la población de Chepo.

El área de estudio alberga 1,600,000 habitantes y tiene una superficie de 467 km<sup>2</sup>. El 88% de la misma corresponde a las afueras de la ciudad con baja densidad de carga. La superficie restante alberga a la capital propiamente dicha con densidades de carga medias y altas.

Las actividades principales en el área metropolitana son de carácter comercial y gubernamental.

La principal central hidráulica es Fortuna con 300 MW, ubicada al extremo occidental del

país. La segunda central hidráulica más importante es Bayano, cercana a la capital. Tiene una potencia instalada de 150 MW y participa actualmente con el 12% de la generación eléctrica.

## **2.16. Características del sistema eléctrico**

### *a. Líneas de transmisión*

El sistema de transmisión de Panamá cuenta con 514 km de líneas de doble circuito de 230 kV. Existe además una línea de interconexión con Costa Rica, de simple circuito a 230 kV, que se extiende desde la Subestación Mata de Nance, hasta la S/E Progreso. De allí, va a la S/E Río Claro (Costa Rica), con una longitud total de 64 km.

El sistema de transmisión es longitudinal, con 70% de la carga concentrada en la capital, distante 400 km del complejo hidroeléctrico Fortuna-Estrella-Los Valles con 390 MW (32% de la potencia disponible a nivel nacional). Esta configuración presenta problemas para la transferencia de reactivos e inestabilidad bajo condiciones de alta carga.

El sistema de transmisión también cuenta con líneas de 115 kV en estructuras de acero, que incorporan la Central 9 de Enero (Bahía Las Minas), a la S/E Mata de Nance. También se tiene sistemas de 115 kV en las provincias centrales, las cuales alimentan las principales subestaciones 115/34.5 kV de esta área que son Santiago, La Arena y Pocrí.

El control, la supervisión y la adquisición de datos del sistema de transmisión se realiza en un centro de control de energía computarizado, que opera desde 1984.

### *b. Líneas de subtransmisión*

El sistema de subtransmisión a 115 kV cubre áreas en donde se concentran las cargas importantes, con 156 km de líneas de doble circuito y 129 km de simple circuito.

Los transformadores de las subestaciones de subtransmisión tienen una capacidad instalada total de 1,010 MVA.

El área metropolitana de la capital se enlaza al sistema de transmisión mediante una subestación 230/110 kV de 700 MVA, de la cual salen seis alimentaciones a las subestaciones de distribución.

### *c. Características de la distribución*

El sistema de distribución primaria del área metropolitana de la capital es de 7.62/13.2 kV en estrella con neutro a tierra. El voltaje de secundario monofásico es de 120/240V y 240 V trifásico en delta a cuatro hilos.

El sistema es radial y consta de 61 circuitos primarios a 13.2 kV. Una pequeña parte de la red es subterránea con derivaciones de cable aislado que alimentan transformadores de distribución tipo plataforma.

El área metropolitana de Panamá cuenta con unos 11 mil transformadores de distribución

monofásicos, en su mayoría de tipo autoprotegido (CSP).

Los circuitos troncales primarios tienen conductores 477 MCM AAC, mientras que en los ramales monofásicos y trifásicos tienen conductores 1/0 aluminio. Los circuitos secundarios utilizan normalmente conductores 1/0 y 2 AWG desnudos.

La compensación de reactivos, para el área metropolitana, se realiza mediante bancos de capacitores ubicados en las subestaciones de distribución. La conexión de los bancos de capacitores se realiza en forma automática a medida que el sistema requiera de la compensación reactiva. Existen también bancos de capacitores en los circuitos de distribución montados en los postes del sistema de distribución primaria. Estos bancos se controlan por sensores que registran los perfiles de voltajes y corrientes en los circuitos de distribución.

## **2.17 Análisis y balance de la demanda/oferta de energía y potencia**

### *a. Demanda Global*

En 1999 el consumo de energía del país alcanzó los 3,683 GWh con una demanda máxima de 753 MW (Ver Cuadro 2.9.). Se estima un crecimiento anual promedio del consumo de energía eléctrica para el período 2000-2010 del 4.8%, con una demanda máxima de 1,161 MW al final del período. El factor de carga del sistema nacional fue en 1999 del 55.8%.

En 2000, el área metropolitana de la ciudad de Panamá representó el 65% de la energía suministrada por el sistema nacional, y el área de distribución de la compañía UNION FENOSA EDEMET-EDECHI (contraparte local del Proyecto PIER III) representó poco más de la mitad de este total. En la última década, la participación del área de la ciudad de Panamá en el consumo nacional de energía eléctrica permaneció estable, lo cual indica un crecimiento relativamente equilibrado de la demanda entre regiones del país.

En términos de demanda de potencia, la participación de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI se establece en 27% de la demanda nacional, con una demanda máxima de 212 MW en 2000 (Ver Cuadro 2.10.). Además, su participación en la demanda punta ha tendido a crecer marginalmente en los últimos años, y esta tendencia probablemente se mantendrá en el futuro próximo.

**Cuadro 2.9**  
**Evolución del consumo eléctrico, 1990-1999, sistema nacional**

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
<b>BALANCE DE ENERGÍA</b>										
1. PRODUCCIÓN NETA (GWh)	2709	2889	3002	3217	3422	3599	3823	4215	4355	4637
2. CONSUMO TOTAL (GWh)	2061	2261	2371	2580	2595	2827	2890	3132	3492	3683
RESIDENCIAL	627	675	716	750	754	821	839	837	1005	1042
COMERCIAL	1045	1111	1180	1290	1298	1414	1446	1730	1900	2016
INDUSTRIAL	328	419	451	529	532	580	593	472	488	524
OTROS	61	56	24	11	11	12	12	93	99	101
3. PÉRDIDAS (GWh)	648	628	631	637	827	772	933	1083	863	954
<b>BALANCE DE POTENCIA</b>										
4. POTENCIA INSTALADA (MW)	952	952	958	987	985	985	987	1037	1094	1206
HIDRÁULICA	551	551	551	551	551	551	551	551	551	614
TÉRMICA	401	401	407	436	434	434	436	486	543	592
5. MÁXIMA DEMANDA (MW)	464	489	518	541	592	619	640	707	726	753
<b>NÚMERO DE USUARIOS (MILES)</b>										
RESIDENCIAL	285	299	306	315	329	343	356	371	386	400
COMERCIAL	31	33	35	37	39	42	44	46	49	51
INDUSTRIAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
OTROS	6	6	7	7	7	7	8	8	8	8

*b. Demanda por Sectores*

El Cuadro 2.10 a continuación detalla la demanda de potencia (punta y fuera de punta) en el área de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en la Ciudad de Panamá, así como su reparto por sectores y usos, según los estudios de caracterización de la carga, llevados a cabo en el año 1999. Destaca la importancia del sector comercial (62% de la demanda) frente a los sectores residencial e industrial (resp. 29% y 9% de la demanda). Esta estructura de la demanda por sectores es bastante diferente a la observada en el sistema nacional, y se debe a la concentración de las principales actividades comerciales del país en el área urbana de Panamá.

En el nivel nacional, los sectores de mayor demanda de potencia son el comercial (58%) y el residencial (28%), mientras que el sector industrial sólo representa el 14% restante.

En términos de consumo final de electricidad, la estructura de la demanda nacional por sectores es relativamente similar a la de la demanda de potencia, con una participación del 55% del sector comercial (incluido alumbrado público y bombeo) y del 29% del sector residencial.

**Cuadro 2.10.**  
Demanda de Potencia de EDEMET (en Mw) – Año 2000

	<b>Usuarios (Miles)</b>	<b>Demanda Punta</b>	<b>Demanda Fuera Punta</b>	<b>Demanda Promedio</b>
<b>RESIDENCIAL</b>	<b>146.4</b>	<b>79</b>	<b>48</b>	<b>54</b>
Reparto Demanda Sectorial		58%	42%	
% Demanda Total		37%	27%	<b>29%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		2	2	2
Refrigeración		11	5	6
Aire Acondicionado		56	35	39
Otros		9	6	6
<b>COMERCIAL</b>	<b>15.3</b>	<b>117</b>	<b>113</b>	<b>115</b>
Reparto Demanda Sectorial		57%	43%	
% Demanda Total		55%	63%	<b>62%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		6	5	5
Refrigeración		1	1	1
Aire Acondicionado		61	60	60
Fuerza Motriz		28	27	28
Otros		21	20	21
<b>INDUSTRIAL</b>	<b>0.2</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>17</b>
Reparto Demanda Sectorial		62%	38%	
% Demanda Total		8%	10%	<b>9%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		1	1	1
Refrigeración		0	0	0
Aire Acondicionado		2	2	2
Fuerza Motriz		13	15	14
Otros		0	0	0
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>161.9</b>	<b>212</b>	<b>179</b>	<b>186</b>
Demanda Mínima				170
% EDEMET en el Total Nacional		27%	27%	27%

Notas: El sector Comercial incluye el Alumbrado Público Horarios Punta: 9-16h y 19-22 h

c. *Hipótesis adoptadas para la proyección de la demanda*

- ❖ Población: aumenta a una tasa de crecimiento del 1.3% en el periodo de análisis. Se pasa de 2.6 en 1996 a poco más de 3.6 millones de habitantes en el 2020.
- ❖ A partir del 2000 se plantea una tasa de crecimiento sostenida del PIB del 4.4% anual.

### *Demanda del sector residencial y comercial*

- ❖ Precios: Se hace la hipótesis que el precio real de la electricidad aumentará en un 20% al 2020, para eliminar totalmente los subsidios en los precios de la electricidad y sostener la rentabilidad de las empresas eléctricas privadas. El gas licuado es actualmente más barato que el kerosene, y este último se incrementa al ritmo del crudo internacional. Se pronostica que el precio real del gas licuado se incrementará en el 63%, de manera que en el 2020 el precio relativo de ambos energéticos sea unitario.
- ❖ Electricidad: La información histórica permite calcular elasticidades al PIB y al precio con alta consistencia (coeficiente de correlación  $r=0.96$ ). Por esta razón, se conservaron los valores históricos obtenidos (resp. 0.40 y  $-0.13$ ) para las proyecciones hasta el año 2010. De esta forma, la demanda eléctrica de ambos sectores aumentaría al ritmo anual moderado del 2.2%, estimación congruente con la tasa de electrificación y los niveles de consumo ya relativamente altos, comparados con los estándares de los demás países centroamericanos.

### *Demanda del sector industrial*

- ❖ Precios: Entre 1996 y 2020 la electricidad, el diesel y el fuel-oil aumentarán al mismo ritmo del crudo internacional, o sea 20%. Los precios actuales se encuentran en niveles muy adecuados respecto de los costos de oportunidad.
- ❖ Electricidad: La intensidad energética se toma moderadamente decreciente en la previsión, en contraposición al ascenso relativo observado en el período histórico. Se admite así cierta tendencia a la saturación y eficiencia de equipamiento del sector industrial.

### *Oferta del sector eléctrico*

- ❖ Autoproducción: Es pequeña comparada con la demanda total y se supone constante en la previsión. El factor de carga de la autoproducción se asume constante y se fija en 45%.
- ❖ Sistema aislado: Se supone una proporción constante de 1% respecto de la demanda total, descontando la autoproducción.
- ❖ Pérdidas y consumo propio: Las pérdidas registradas en 1998 del orden del 22% se deben no sólo a deficiencias técnicas en la red sino a fallas y deficiencias en el sistema de facturación. Se espera se reduzcan en el 2020 al 15%.
- ❖ Factor de carga: En 1998 se registra un valor del 63%; para la proyección se toma el valor de 68%.
- ❖ Equipamiento: El esquema suministrado por el país consta de una capacidad instalada de 998 Mw (nominal), sin embargo en la previsión se han tomado los valores correspondientes a la capacidad instalada efectiva, tomando en consideración los proyectos comprometidos a futuro y el retiro de plantas hasta el año 2015, previéndose que para el 2020 se requerirá cubrirse la demanda con generación térmica de ciclo combinado, que operarán a gas natural a partir del 2004, al igual que las plantas de vapor

por construirse.

- ❖ Insumos de energía primaria y consumo de combustibles: La energía hidráulica variará de acuerdo con el plan de expansión del país; el diesel y fuel oil compartirán el suministro de las centrales turbo vapor y turbo gas a futuro, mientras que para las centrales a ciclo combinado que funcionan con diesel marino, se prevé que se conviertan al gas natural a partir del 2004.

*d. Proyecciones de la demanda al año 2010*

En el nivel nacional, se dispone de una proyección de la demanda máxima de potencia y del consumo eléctrico por sectores (Ver Cuadro 2.11.). Se prevé que la participación del sector comercial (incluido el alumbrado público y el bombeo) en el consumo final de electricidad seguirá aumentando (hasta el 58%), mientras que el sector residencial reducirá su participación hasta el 23%.

En cuanto al sector industrial, el desarrollo de la industria agroalimentaria (carnes congeladas, alimentos preparados...) y de maquiladoras de textiles debería inducir una ligera alza de la participación del sector industrial (17%).

Así mismo, la estructura por sectores de la demanda del área de distribución de Panamá seguirá mostrando diferencias menores con la del sistema nacional, sobretodo respecto de la participación del sector comercial en el consumo total.

Cuadro 2.11  
Proyección del consumo eléctrico, 2000-2010, sistema nacional

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
BALANCE DE ENERGÍA											
1. PRODUCCIÓN NETA (GWh)	4308	4472	4676	4896	5127	5369	5623	5890	6141	6405	6682
2. CONSUMO TOTAL (GWh)	3858	4041,97	4234	4436	4647	4868	5100	5343	5597	5863	6143
RESIDENCIAL	989	1024,03	1060	1096,97	1135	1177	1220	1266	1313	1361	1412
COMERCIAL	2182	2299	2420	2544	2673	2805	2944	3088	3239	3397	3562
INDUSTRIAL	588	620	655	696	740	787	837	890	946	1006	1070
OTROS	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
3. PÉRDIDAS (GWh)	450	430	442	460	480	501	523	547	544	542	539
BALANCE DE POTENCIA											
4. POTENCIA INSTALADA (MW)	1186	1186	1270	1305	1355	1455	1482	1572	1682	1732	1842
HIDRÁULICA	542	542	626	660	660	660	687	777	927	927	927
TÉRMICA	644	644	644	645	695	795	795	795	755	805	915
5. MÁXIMA DEMANDA (MW)	775	802	836	872	910	950	991	1034	1075	1117	1161
NÚMERO DE USUARIOS (MILES)											
RESIDENCIAL	474	486	499	512	526	540	554	569	584	599	615
COMERCIAL	410	420	431	441	452	463	475	486	498	511	523
INDUSTRIAL	53	55	57	60	62	64	67	69	72	74	77
OTROS	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
	9	9	9	10	10	10	11	11	12	12	12

El Cuadro 2.12. a continuación indica la demanda de potencia proyectada para el área de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en la ciudad de Panamá, en el año 2010. Su participación en el sistema nacional podría aumentar hasta el 30% de la demanda total (304 MW), esto es un crecimiento mayor que el promedio nacional.

El incremento de la demanda del área de la ciudad de Panamá sería así del 63%, con una tasa de crecimiento promedio anual del 5.0%; y la demanda máxima del área urbana podría alcanzar 344 MW (en comparación con 212 MW en el año 2000). Estas figuras corresponden a un escenario de referencia, sin implantación de ninguna política a favor del MD & UEEE.

La composición por sectores cambiaría en forma marginal, con un aumento de la participación del sector comercial (64%) y un declive relativo del sector residencial (27%). Como en los casos anteriores, se indica también en el Cuadro 2.12. la evolución de la demanda por usos en cada sector, en el caso de una variación *ceteris paribus*.

**Cuadro 2.12.**  
Demanda de Potencia de EDEMET (en Mw) – Año 2010

	<b>Usuarios (Miles)</b>	<b>Demanda Punta</b>	<b>Demanda Fuera Punta</b>	<b>Demanda Promedio</b>
<b>RESIDENCIAL</b>	<b>190.1</b>	<b>109</b>	<b>64</b>	<b>81</b>
Reparto Demanda Sectorial		54%	46%	
% Demanda Total		32%	24%	<b>27%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		3	3	3
Refrigeración		15	6	10
Aire Acondicionado		77	47	58
Otros		13	8	10
<b>COMERCIAL</b>	<b>22.1</b>	<b>209</b>	<b>180</b>	<b>196</b>
Reparto Demanda Sectorial		58%	42%	
% Demanda Total		61%	66%	<b>64%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		10	7	9
Refrigeración		2	2	2
Aire Acondicionado		109	95	103
Fuerza Motriz		50	43	47
Otros		38	32	35
<b>INDUSTRIAL</b>	<b>0.3</b>	<b>26</b>	<b>28</b>	<b>27</b>
Reparto Demanda Sectorial		62%	38%	
% Demanda Total		8%	10%	<b>9%</b>
Demanda por Usos				
Iluminación		2	1	2
Refrigeración		0	0	0
Aire Acondicionado		3	3	3
Fuerza Motriz		20	23	22
Otros		1	1	1
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>212.5</b>	<b>344</b>	<b>272</b>	<b>304</b>
Demanda Mínima				268
% EDEMET en el Total Nacional		30%	30%	30%

Notas: El sector Comercial incluye el Alumbrado Público Horarios Punta: 9-16h y 19-22 h

## 2.18 Aspectos Institucionales y reglamentarios

Panamá tiene un nuevo ordenamiento jurídico y reglamentario para el funcionamiento del sector eléctrico, que dio el marco a la privatización de las empresas de distribución y algunas de generación.

a. *Instituciones públicas*

La supervisión del sector eléctrico está a cargo del Ente Regulador de los Servicios Públicos, dotado de una Dirección Nacional de Electricidad. Esta institución está adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas, al igual que la Comisión Nacional de Política Energética.

La nueva regulación adoptada, derivada del “modelo” inglés, establece el mercado eléctrico panameño como un **Mercado de Costo de Despacho**, es decir:

- Las plantas entran a generar por orden creciente de costos variables de generación. Sus transacciones se realizan en función de contratos de suministro (85% de la demanda máxima), por lo que el mercado mayorista es marginal y no permite establecer precios en barras de la electricidad, hasta el momento;
- El costo de transmisión se establece en función de la localización de las plantas de generación (sólo pagan costos de transmisión aquellas alejadas de los mercados de consumo);
- Las tarifas eléctricas son reguladas y tienen una estructura horaria y binomia (cobro por demanda y energía). Se revisan cada 6 meses;
- La distribución también está regulada y opera bajo un régimen de rendimientos garantizados (actualmente 14.45% anual). Pero la Ley también establece valores tope decrecientes para las pérdidas admitidas con el propósito de obligar a invertir en reducción de pérdidas.

Una revisión detallada de este nuevo marco regulatorio muestra que algunos aspectos de la nueva regulación eléctrica favorecen el MD&UEEE y otros lo podrían frenar:

- La nueva regulación favorece la construcción de plantas cercanas a los mercados de consumo. Además el uso de una “planta térmica eficiente de referencia” para la evolución a mediano plazo incide en una baja de las tarifas reguladas e implica la construcción de nuevas plantas más eficientes;
- La utilización del Costo Marginal de Corto Plazo como base de la revisión tarifaria semestral tiende a frenar el desarrollo de proyectos hidroeléctricos (más intensos en capital), lo que acrecienta la dependencia del país hacia los hidrocarburos importados y podría incidir en una elevación del Costo Marginal de Largo Plazo, aunque exista todavía un importante potencial hidráulico en el país;
- Además, el cobro de costos de transmisión en función de la localización de las plantas penaliza a las plantas hidroeléctricas existentes, ubicadas en la zona occidente del país, es decir lejos de los centros de consumo de Panamá y Colón;
- Sin embargo, esta disposición legal también favorece proyectos de autogeneración por parte de las distribuidoras (hasta por el 15% de su demanda máxima, en las condiciones actuales), puesto que tampoco pagarían costos de transmisión. Pero, no existe posibilidad alguna de autogeneración en grandes usuarios finales, ya que las distribuidoras controlan en su *city gate* toda la red de 13.8 y 44 kVA, por lo que sólo se podrían desarrollar IPP

para grandes clientes conectados en la red de 69 y 115 kVA, con un alto costo de conexión a la red del distribuidor (6,000 US\$ por kW en 115 kVA), además del pago obligatorio de una capacidad de respaldo al distribuidor;

- La estructura actual de las tarifas horarias muestra que los cargos por demanda prácticamente no varían. Es decir que la modulación horaria se obtiene por la variación de los cobros por energía. En consecuencia, si bien favorece algunos proyectos de UEEE (por ejemplo, corrección de kvarh, instalación de equipos más eficientes), no incentiva a los usuarios a desplazarse del pico de demanda, es decir, imposibilita una política de Manejo de la Demanda;
- Asimismo, los cargos por demanda se basan en los dos meses del año con mayor demanda, pero en caso de reducción, sólo se pueden repercutir en la tarifa al cabo de un año, en el momento de la revisión de los contratos de suministro con las distribuidoras. Por lo que no existe un incentivo para reducir la demanda máxima de los usuarios;
- Finalmente, el reconocimiento de “pérdidas eficientes”, establecidas mediante un *benchmarking* independiente, es un aguijón permanente para obligar a las distribuidoras a realizar las inversiones de aumento de capacidad. Pero, no existe el mismo incentivo para la transmisión que opera con fuertes restricciones en horarios pico, lo que limita la transferencia de bloques de energía entre las diferentes zonas del país.

#### b. Actores privados del sector

En las entrevistas con varios distribuidores, se pudo apreciar que la legislación actual sobretodo se orienta hacia la reducción de las pérdidas de distribución gracias a la aplicación de valores-topes (actualmente 14%) que no permiten repercutir todas las pérdidas técnicas y no técnicas en las tarifas finales. Siendo que las pérdidas de distribución varían entre 16 y 22%, esto obliga a las compañías distribuidoras a mejorar constantemente sus respectivas redes y sus servicios de cobranza. Se puede afirmar que esta es su principal preocupación actual, ya que se estima que cada punto de pérdida representa mermas de ingresos de entre 1 y 1.5 millones de US\$ anuales, tanto para UNION FENOSA EDEMET-EDECHI como para Elektra Noreste.

Sin embargo, la poca variación de los cobros por demanda, en las tarifas horarias, no permite controlar en forma eficiente la demanda máxima, por lo que las distribuidoras podrían enfrentar dificultades para financiar sus inversiones de capacidad, en el mediano-largo plazo. No parece existir una clara consciencia de este problema, ya que los planes corporativos de las distribuidoras se enfocan en metas cortoplazistas. Asimismo, impide la implantación de políticas de Manejo de la Demanda, de su parte.

La actitud de los generadores hacia el MD&UEEE podría ser diferente. En efecto, tienen interés por desarrollar el mercado no regulado, es decir por negociar directamente en el mercado *spot* con grandes usuarios, actualmente clientes exclusivos de las distribuidoras. Por lo tanto, consideran el desarrollo de servicios de asesoría y financiamiento a usuarios para que mejoren sus instalaciones como un elemento estratégico en el mediano plazo para posicionarse frente a las distribuidoras.

Es así como Enron inició el desarrollo de un Centro de Capacitación, que podría prestar

servicios de asesoría en todo el Istmo Centroamericano, y se manifiesta la misma preocupación en su competidor AES.

Es probable que estas estrategias comerciales de los generadores tardarán cierto tiempo en consolidarse. Pero, deja abierta la posibilidad a futuro de financiamiento por terceros del UEEE. En este caso, Enron y eventualmente AES podrían actuar como Escos o contratar Escos, bajo una diversidad de esquemas ya comprobados en Estados Unidos. Su mercado natural podría ser el de edificios de oficinas y hoteles, en donde se ha desarrollado con mayor fuerza este mercado de asesoría y operación de proyectos de eficiencia energética.

### 3. CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA

La caracterización de la carga permite determinar la contribución de cada uso final y cada sector a la demanda máxima y al consumo de energía eléctrica. Su estudio proporciona la base más sólida para la identificación de las medidas de MD&UEEE y su posterior selección.

El punto de partida para el estudio de la carga es la distribución de la energía facturada por sector de consumo, a partir del cual se definen los estratos de análisis para establecer en cada uno de ellos una muestra para la encuesta y luego, para las mediciones. La encuesta proporciona datos sobre la tenencia de equipos en los clientes mientras que la campaña de mediciones permite incorporar la curva de carga por grupos de clientes, equipos, clientes mayores, para soportar las estimaciones de su participación en la demanda.

Tomando en cuenta que el procedimiento del estudio es único para los tres países, en primer lugar se presenta la metodología empleada para luego mostrar los resultados para cada una de las tres ciudades involucradas en el Proyecto.

#### 3.1 Metodología

##### a. *Procedimiento*

Para efectuar la caracterización de la carga se hizo una combinación de los datos obtenidos en las encuestas, con los resultados de la campaña de mediciones y con la información disponible en cada una de las empresas eléctricas de las ciudades que forman parte del proyecto, como son: la curva de carga a nivel del sistema, número de abonados, consumo por sector y las mediciones para los fines de facturación.

##### b. *Información existente*

En el método empleado influye la calidad y cantidad de la información existente, así como la forma en que se genera. Las entregas de energía a las empresas, en general, se registran adecuadamente con fines de facturación, incorporando la información de la potencia activa, reactiva, voltaje de barra y curvas de carga. Los datos estadísticos provienen principalmente de la facturación y de la generación, clasificados por sectores de consumo, número de clientes y energía comprada.

##### c. *Campaña de mediciones*

Se planteó como uno de los objetivos del estudio la obtención de curvas de carga por sector de consumo que incluyan un desglose por usos finales tanto para energía como para la potencia máxima. A fin de lograr el objetivo propuesto se emprendió una campaña de mediciones contando con dos grupos de instrumentos: el primero compuesto por contadores de energía que incluyen un registro electrónico de la curva de carga, así como la energía utilizada y el registro de las demandas máximas; el segundo grupo incluye instrumentos con memoria de estado sólido que son capaces de almacenar los valores de las curvas de carga, junto con otras variables, individualmente por cada fase de un sistema trifásico. El primer grupo de instrumentos, que estuvieron disponibles en las empresas eléctricas, se utilizó para realizar mediciones al nivel de subestaciones y en la alimentación de clientes importantes en los sectores comercial e industrial. El segundo grupo, adquirido con fondos del Proyecto PIER III, fue

utilizado para las mediciones en el nivel de equipos individuales, realizando hasta tres registros simultáneamente. Las mediciones de equipos se efectuaron únicamente en los electrodomésticos de uso más frecuente en los clientes de la muestra; ello permitió conocer las curvas de carga y los consumos de cada uno de los aparatos con mayor incidencia en el total.

#### d. Encuestas

Para las encuestas se trabajó sobre muestras seleccionadas de manera aleatoria en función de la estadística individual y la ubicación física del cliente en el área de servicio. En el caso del sector residencial, se realizó además una estratificación de los clientes en grupos de consumo tomando una muestra de cada estrato. El tamaño de la muestra se determinó con base en métodos estadísticos de muestreo por conglomerados, tratando de minimizar los errores de estimación (error máximo de +/- 10%). Para los clientes seleccionados en cada muestra, se verificó que la localización de sus viviendas correspondía al nivel socio-económico del estrato de consumo a fin de asegurar una relación entre su consumo y su nivel económico.

Los cuestionarios se prepararon tratando de identificar los equipos que posee el cliente y los períodos en que los usa. Se preguntó sobre la potencia de cada uno de los equipos para relacionarla con los períodos de utilización y obtener la energía promedio para cada tipo. Es decir que la expansión de la muestra se realizó con base en los porcentajes de participación encontrados para cada equipo, su potencia promedio y su probabilidad de tiempo de uso. A través de una ponderación de días hábiles, sábados y domingos se estimó la energía anual correspondiente. Los formatos de los cuestionarios, si bien siguieron un lineamiento uniforme para las tres ciudades debieron ser ajustados individualmente en función de los nombres con que se conocen localmente los equipos y con base en las costumbres locales, a fin de facilitar la labor de los encuestadores.

Debido a limitaciones presupuestarias, para la encuesta fue necesario agrupar los sectores de consumo comercial e industrial en uno solo y se lo denominó “No Residenciales”. La meta era separar al finalizar la encuesta, con base en un trabajo detallado sobre los clientes de la muestra, el grupo correspondiente a cada sector de consumo. Desgraciadamente esta última tarea no fue posible incorporarla y hubo que realizar una estimación *ex post* de la distribución de la participación de los usos finales más importantes, para comercial e industrial, a partir de los valores determinados para los No Residenciales. Por la razón expuesta, la presentación de resultados se basa en los usos de residenciales, por un lado, y no residenciales por el otro; dejando para el final de la presentación cada una de las ciudades la estimación de la separación entre industrial y comercial.

#### e. Cierre de la estimación

Las curvas de carga medidas se tipificaron y clasificaron por día hábil de trabajo y por sábado y domingo; luego fueron contrastadas con la energía obtenida de la expansión de la muestra de la encuesta a fin de definir la curva correspondiente a cada uno de ellos. Posteriormente, las curvas fueron extrapoladas, primero a nivel del estrato de consumo y luego al subsector. El ajuste final se realiza en función de la energía del sector y de la curva de carga del sistema eléctrico de cada ciudad.

## CIUDAD DE GUATEMALA, GUATEMALA

### 3.2 Información de la facturación

El primer conjunto de datos analizado es la información del catastro de clientes de la empresa eléctrica para la ciudad y la facturación de energía. El cuadro 3.1 resume los datos para los diferentes sectores de consumo que se consideran en la empresa.

Cuadro 3.1  
Datos del catastro y de facturación de EEGSA (1999)

Sector de consumo	Consumo kWh	Participación (%)	Clientes	Participación (%)	Consumo/cliente kWh/cliente
Residencial	80.564.000	38,8	488.981	82,0	165
Comercial	86.942.000	41,9	107.330	17,7	810
Industrial	40.134.000	19,3	2258	0,3	17.774
<b>Total</b>	<b>207.640.000</b>	<b>100,0</b>	<b>598.569</b>	<b>100,0</b>	<b>347</b>

Asimismo, de los registros del sistema de EEGSA se obtiene la curva de carga total para el año 1999, presentada en la Figura 3.1, que sirve de referencia para las estimaciones de las curvas sectoriales y de usos finales.

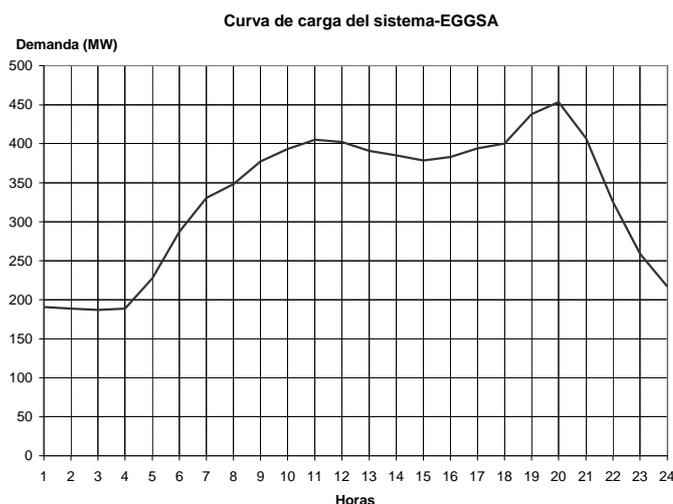


Figura 3.1 Curva de carga de la ciudad de Guatemala

### 3.3 Sector residencial

Teniendo en cuenta que los usos finales en el sector residencial dependen de las condiciones particulares de cada sociedad y de sus hábitos de consumo, tanto como de las condiciones económicas que determinan la tenencia de equipos eléctricos, la caracterización de la carga de este sector se realizó con base en mediciones y encuestas efectuadas en la ciudad de Guatemala.

El sector residencial contribuye con el 39% al consumo total de la ciudad. El 82% de los clientes pertenecen a este sector con un consumo promedio mensual por cliente de 165 kWh/mes en el área de distribución urbana de EEGSA.

La información utilizada en el estudio, se ha clasificado en tres estratos de consumo de energía

eléctrica en correspondencia con la muestra escogida para la encuesta, misma que fue de carácter aleatorio y estratificado. El tamaño de la muestra seleccionada fue de 450 clientes que determina un margen de error de 4% con base en los resultados obtenidos de la encuesta.

La importancia del sector residencial en el consumo total del año 1999 y el peso relativo de los estratos en el consumo sectorial se muestra en la Figura 3.2.

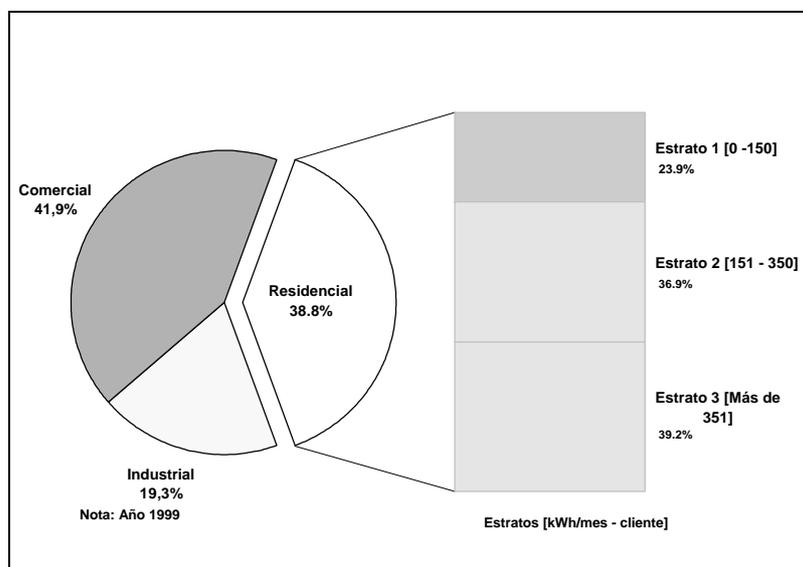


Figura 3.2 Incidencia del consumo residencial y de los estratos de consumo

### Tenencia de equipos en el sector residencial

A continuación se resume la tenencia por tipo de servicio de los equipos más importantes encontrados en la encuesta. Esta información luego se extrapola a todo el sector residencial.

#### a. Cocción

En Guatemala la cocción eléctrica no está generalizada, pues solo el 9% de todos los clientes poseen cocina eléctrica.

En cuanto a hornos, el de microondas tiene una aplicación considerable ya que se encuentra en 38% de los hogares.

#### b. Iluminación

De la encuesta se estableció que existen predominantemente lámparas incandescentes.

#### c. Refrigeración

El uso de refrigeradoras no está tan difundido entre los clientes de la ciudad, el 69% de los individuos de la muestra poseen estos equipos. En tanto que el 3% tiene refrigeradoras sin compartimento de congelador y un 2% tiene congeladores separados.

d. Calentamiento de agua

Debido al clima benigno del área de ciudad de Guatemala y sus alrededores, el uso de agua caliente en los hogares es poco frecuente, de ahí que su penetración sea más bien baja, tanto para la electricidad como para el gas licuado. Las duchas eléctricas para calentar el agua para bañarse se encontraron en el 33% de los hogares, mientras que los tanques de agua caliente alimentados con electricidad sólo se encontraron en el 3%, y concentrados en el estrato más alto de consumo.

e. Lavado y secado de ropa

Se observa cierta incidencia de las lavadoras de ropa. El 33% de los hogares analizados en la encuesta cuenta con lavadoras de ropa, en tanto que el empleo de las secadoras es incipiente y sólo se encuentra en el 4% de los hogares.

f. Planchado de ropa

La existencia de planchas eléctricas se reportó en el 89% de los hogares estudiados.

La tenencia de equipos electrodomésticos se resume en la Figura 3.3 en la que se destaca la incidencia de refrigeradoras, televisores y planchas.

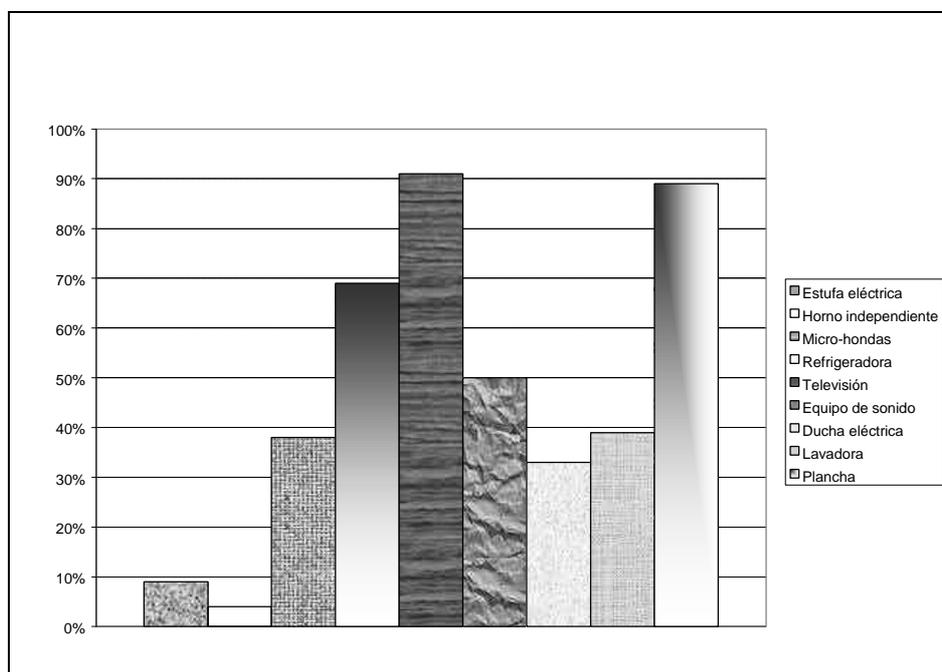


Figura 3.3 Tenencia de equipos en el sector residencial, 1999

*Utilización de la energía*

El empleo de la energía eléctrica en cada uno de los usos finales residenciales se determinó a partir de la siguiente información obtenida en el desarrollo del proyecto: porcentaje de

incidencia del equipo en el universo de clientes residenciales, consumo promedio estimado, tiempo probable de uso y, en los casos en que se disponían, las mediciones de energía y curva de carga.

**Cuadro 3.2**

Contribución de los usos finales en el consumo del sector residencial, 1999

Uso final	Participación en el consumo	
	MWh	%
Iluminación	498,2	17,3%
Cocción	256,5	8,9%
Entretenimiento	653,1	22,6%
Servicios	851,0	29,5%
Refrigeración	620,7	21%
Aire Acondicionado	8,09	0,3%
<b>Total</b>	<b>2887,6</b>	<b>100,0%</b>

En el Cuadro 3.2 se presenta un resumen de los resultados del trabajo realizado, que incluye la contribución de cada uso final al consumo del sector. La tercera parte de la energía que se consume en el sector residencial se destina a servicios del hogar, donde se incorpora calentamiento de agua, lavado y secado de ropa, limpieza y planchado. Alrededor de la cuarta parte se emplea en actividades de entretenimiento, que agrupan televisión, equipos de sonido, relojes y equipo de computación. Algo menos de la quinta parte se usa en iluminación y la quinta parte en la refrigeración. Es decir que los servicios del hogar, entretenimiento y refrigeración representan en conjunto los usos más importantes de la energía eléctrica con el 73% del consumo residencial. El restante se destina principalmente a iluminación y cocción.

En la Figura 3.4 se presenta la distribución de los usos finales en el sector residencial en 1999.

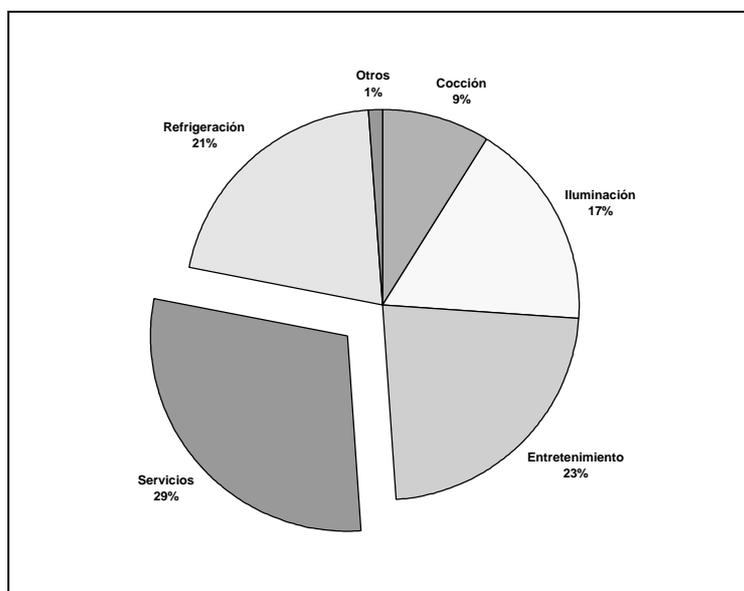


Figura 3.4 Participación de usos finales en el consumo del sector residencial, 1999

#### *Participación en la carga en horario-pico*

En la curva de carga del sistema de la ciudad de Guatemala se observa que la demanda máxima

del sector residencial coincide con la demanda máxima del sistema; y, dado el interés de conocer la incidencia de los usos finales residenciales en el pico del sistema eléctrico, se presentan dichas participaciones en el Cuadro 3.3.

Para determinar la participación de cada uno de los usos finales en el pico del sistema, se trabajó de manera similar que para el caso de la energía; es decir, considerando la incidencia porcentual de los equipos en el sector, la potencia promedio ponderada y las horas probables de utilización. También se tomó en cuenta la curva de carga real de los equipos de mayor consumo, obtenida por medición directa, misma que sirvió de base para calcular, por extrapolación, la curva del conjunto de dichos equipos. El resumen de la participación porcentual de cada uno de los usos finales residenciales en los dos picos de la curva de carga diaria se presenta en el Cuadro 3.3.

**Cuadro 3.3**

Contribución de los usos finales en la demanda pico del sistema, 1999

Uso final	Participación en el pico	
	MW	%
Iluminación	96,1	42,3%
Cocción	36,0	15,8%
Entretención	35,5	15,6%
Servicios	31,3	13,8%
Refrigeración	28,3	12,5%
Aire Acondicionado	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>227,2</b>	<b>100,0%</b>

La carga máxima del sector residencial alcanza 227 MW y contribuye con el 56% de la demanda pico del sistema que se produce a las 20h. En la Figura 3.5 se muestra la participación de los usos finales residenciales en este horario de máxima carga del sistema.

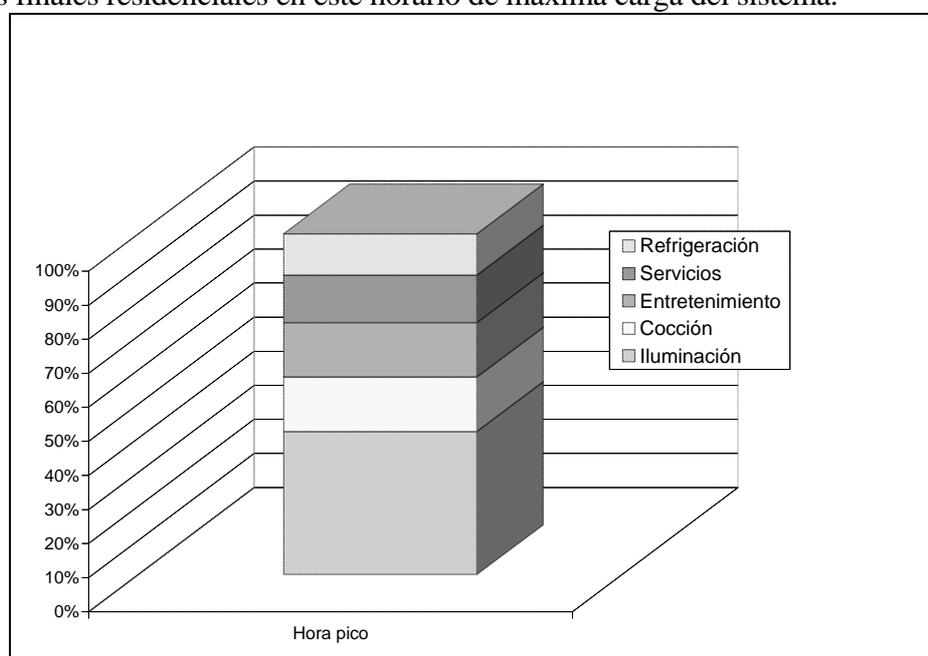


Figura 3.5 Incidencia de los usos finales residenciales en la demanda pico del sistema, 1999

En la Figura 3.6 se presentan las curvas de carga para los usos finales residenciales más importantes donde se puede observar su diferente participación a lo largo del día.

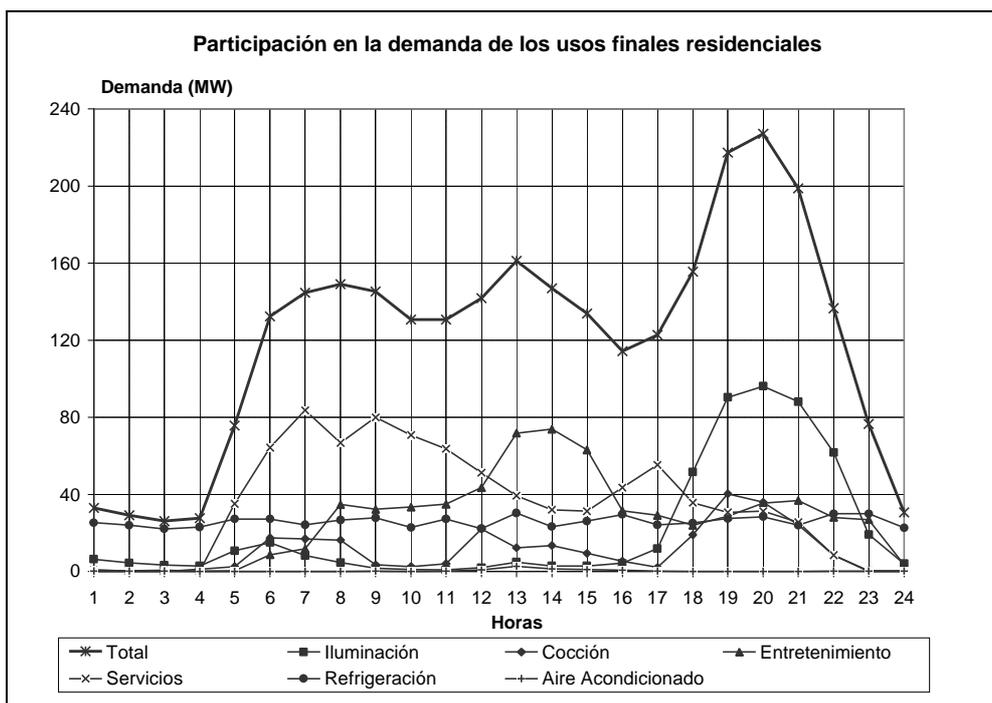


Figura 3.6 Curvas de carga residencial y de usos finales, 1999

### 3.4 Sector No Residencial

En este informe, se denomina sector No Residencial al grupo que comprende los sectores de consumo comercial e industrial, es decir las empresas comerciales, los edificios de servicios públicos y privados, hoteles, restaurantes e industrias en general. Este sector tiene una participación en el consumo del área de distribución de EEGSA del 61%.

#### Utilización de la energía

Para la caracterización del consumo de este sector se utilizó información de la encuesta, la facturación y las mediciones realizadas de manera sistemática en la empresa eléctrica EEGSA, así como algunas realizadas en el marco del Proyecto PIER III. Los consumos para los usos finales más importantes obtenidos en dicha encuesta son los siguientes: 29% para Iluminación; 13% en refrigeración; 40% en fuerza motriz; 8% en aire acondicionado; y, 5% para equipos de oficina. El detalle de su participación se presenta en el cuadro 3.4.

**Cuadro 3.4**

Contribución de los usos finales en el consumo del sector no residencial, 1999

Uso final	Participación en el consumo	
	MWh	%
Iluminación	880,4	28,9%
Producción de Calor	77,3	2,5%
Enfriamiento y Refrig.	405,2	13,3%
Fuerza Motriz	1221,7	40,1%
Cocción	54,4	1,8%
Aire Acondicionado	231,2	7,6%
Equipos de oficina	151,2	5,0%
Otros	22,1	0,7%
<b>Total</b>	<b>3043,5</b>	<b>100,0%</b>

En la Figura 3.7 se ilustra la participación de usos finales en el consumo del sector no residencial, correspondiente al cuadro 3.4.

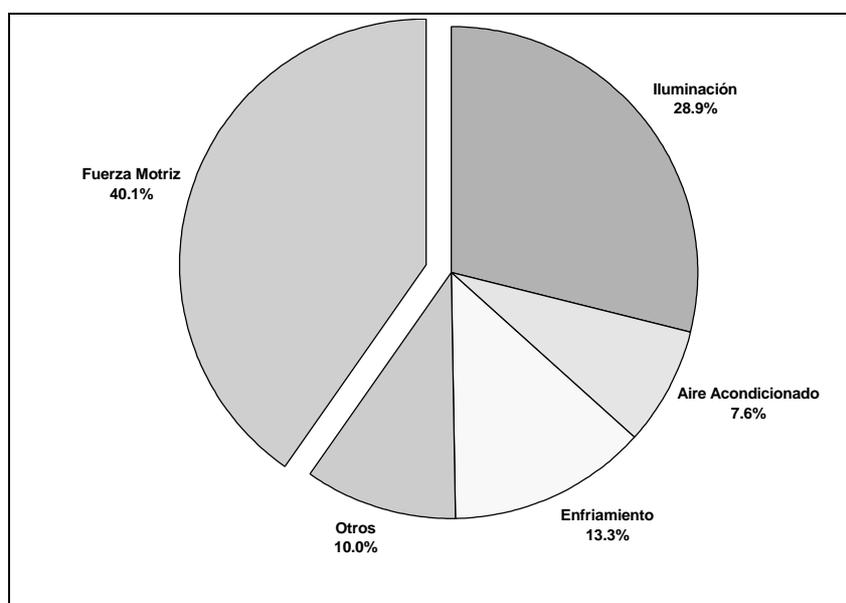


Figura 3.7 Participación de usos finales en el consumo del sector no residencial, 1999

#### *Participación en la carga en horario-pico*

Las estimaciones realizadas con base en la encuesta del sector, los datos de facturación y las mediciones realizadas permiten presentar las curvas de carga del sector y las correspondientes a cada uno de los usos finales principales, como se presenta en la Figura 3.8.

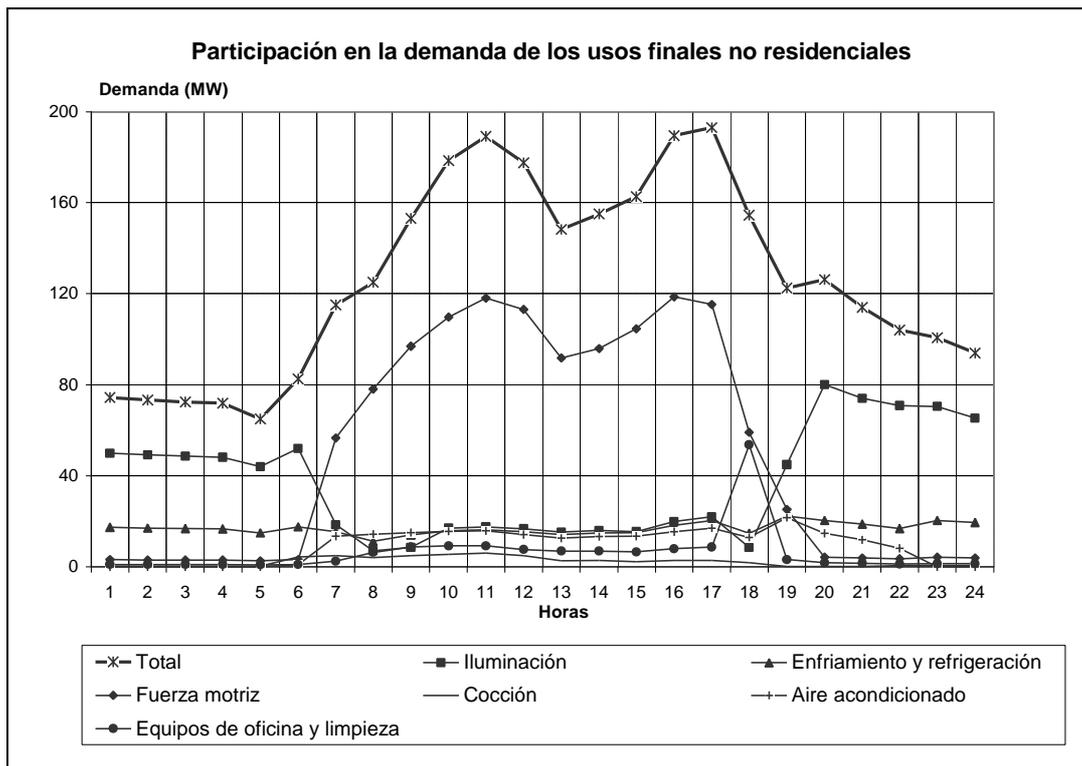


Figura 3.8 Curvas de carga No Residencial y usos finales, 1999

### 3.5 Sectores comercial e industrial

La estimación de la división entre los sectores comercial e industrial a partir de la información para el sector no residencial se realizó con base en la metodología utilizada en la Fase II del proyecto en los tres primeros países donde se trabajó, es decir, Costa Rica, El Salvador y Nicaragua. Se consideró la incidencia del consumo de cada subsector en el consumo No Residencial y se estimó una proporción de la incidencia comercial e industrial para cada uso final. Con esos dos datos se hacen relaciones que permiten determinar la incidencia de los usos finales en cada uno de estos sectores de consumo (Ver Cuadro 3.5).

**Cuadro 3.5**

Usos finales más importantes en los sectores comercial e industrial, 1999

SECTOR/ USO FINAL	PARTICIPACIÓN	
	CONSUMO	DEMANDA
<b>Residencial</b>		
Iluminación	17,0%	42,0%
<b>Comercial</b>		
Iluminación	30,6%	12,1%
Aire Acondicionado	10,1%	11,7%
Fuerza Motriz	5,9%	8,8%
Enfriamiento	14,7%	11,6%
<b>Usos principales comercial</b>	61,3%	44,2%
<b>Industrial</b>		
Iluminación	25,3%	10,0%
Aire Acondicionado	2,4%	2,8%
Fuerza Motriz	50,9%	76,5%
Enfriamiento	10,4%	8,2%
<b>Usos principales industrial</b>	89,0%	97,5%

### 3.6 Resumen de resultados

A modo de resumen de los resultados se presentan las curvas de carga de cada uno de los sectores con la curva de carga del sistema en un solo gráfico (Figura 3.9.), a fin de tener la visión de conjunto de la estimación realizada en el estudio de caracterización de la carga para el año 1999.

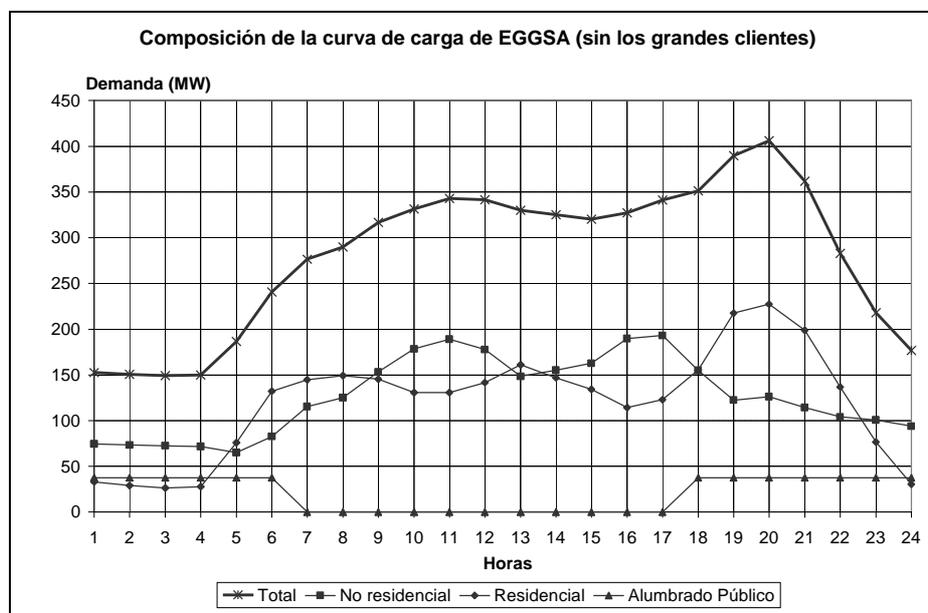


Figura 3.9 Curvas de carga por sector, 1999

Cabe mencionar que para la evaluación del impacto de las medidas de MD&UEEE en cada sector (Ver Capítulos 4 y 5 más adelante), se reincorporaron a los grandes clientes para determinar la curva de carga total del sistema de distribución de EEGSA. Para este propósito, se llevó a cabo un análisis de los clientes mayores (conectados directamente en la red de 69 kV), y se llegó a la conclusión que el 88% de su demanda y el 92 % de su consumo de energía correspondían al sector industrial, y el restante al sector comercial. Se utilizaron estas proporciones para repartir los clientes mayores entre ambos sectores, haciendo la hipótesis que la caracterización de su demanda por usos finales era similar a la de los demás clientes, en cada sector.

## SAN PEDRO SULA, HONDURAS

### 3.7 Información de la facturación

El primer conjunto de datos analizado es la información del catastro de clientes de la empresa eléctrica para la ciudad y la facturación de energía. El cuadro 3.6 resume los datos para los diferentes sectores de consumo que se consideran en la empresa, en el año 2000.

**Cuadro 3.6**  
Datos del catastro y de facturación de ENEE, 2000

Sector de consumo	Consumo kWh	Participación (%)	Clientes	Participación (%)	Consumo/cliente kWh/cliente
Residencial	16.892.777	29,5	74.456	84,1	226
Comercial	10.104.961	17,6	13.277	15,0	761
Industrial	30.240.571	52,7	849	1,0	35.619
<b>Total</b>	<b>57.238.309</b>	<b>100,0</b>	<b>88.582</b>	<b>100,0</b>	<b>647</b>

Asimismo, de los registros del sistema de la ENEE se obtiene la curva de carga total, presentada en la Figura 3.10, que sirve de referencia para las estimaciones de las curvas sectoriales y de usos finales, en el año 2000.

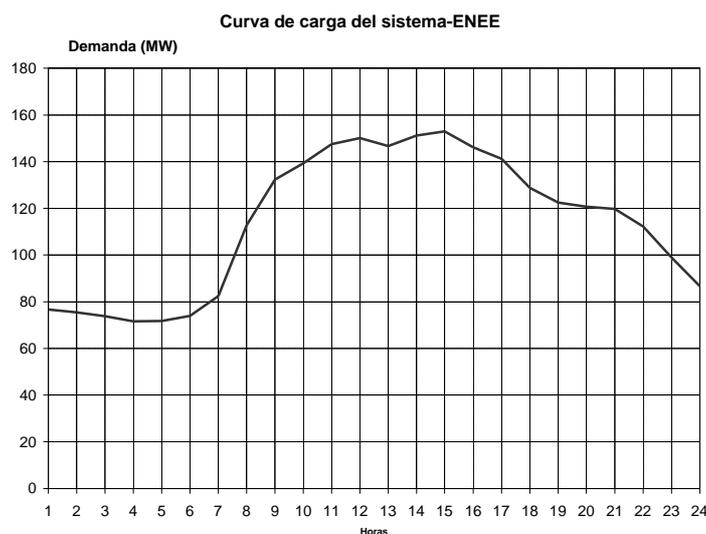


Figura 3.10 Curva de carga de San Pedro Sula, 2000

### 3.8 Sector residencial

Teniendo en cuenta que los usos finales en el sector residencial dependen de las condiciones particulares de cada sociedad y de sus hábitos de consumo, tanto como de las condiciones económicas que determinan la tenencia de equipos eléctricos, la caracterización de la carga de este sector se realizó con base en mediciones y encuestas efectuadas en San Pedro Sula.

El sector residencial contribuye con el 30% al consumo total de la ciudad. El 84% de los clientes pertenecen a este sector con un consumo promedio mensual por cliente de 226 kWh/mes en el área de servicio de la ENEE en la ciudad.

La información utilizada en el estudio, se ha clasificado en tres estratos de consumo de energía eléctrica en correspondencia con la muestra escogida para la encuesta, misma que fue de carácter aleatorio y estratificado. El tamaño de la muestra seleccionada fue de 350 clientes que determina un margen de error máximo de 5% con base en los resultados obtenidos de la encuesta.

La importancia del sector residencial en el consumo total y el peso relativo de los estratos en el consumo sectorial en el año 2000 se muestran en la Figura 3.11.

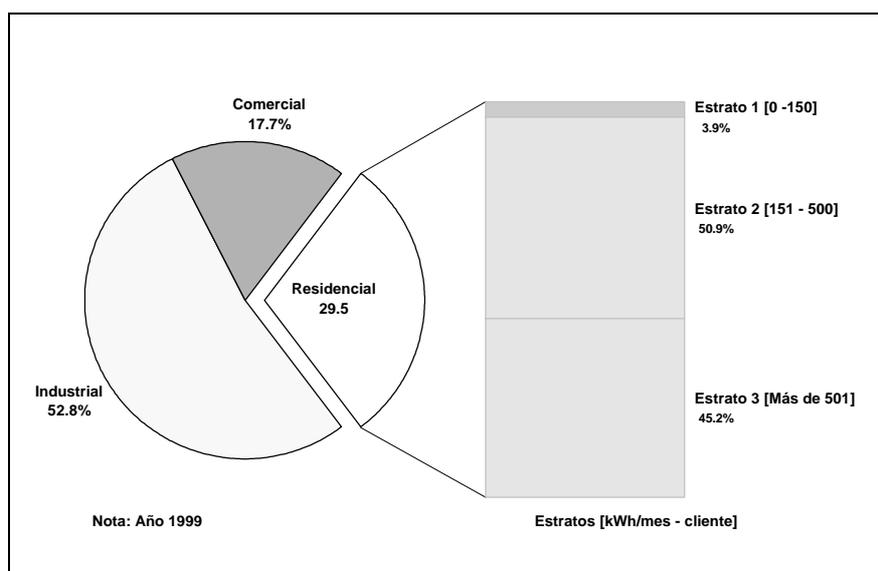


Figura 3.11 Incidencia del consumo residencial y de los estratos de consumo, 2000

### *Tenencia de equipos en el sector residencial*

A continuación se resume la tenencia por tipo de servicio de los equipos más importantes encontrados en la encuesta. Esta información luego se extrapola a todo el sector residencial.

#### a. Cocción

En San Pedro Sula la cocción eléctrica no está generalizada, pues solo el 25% de todos los clientes residenciales poseen cocina eléctrica. En cuanto a hornos, el de microondas tiene una aplicación limitada ya que se encuentra en 21% de los hogares.

#### b. Iluminación

De la encuesta se estableció que existen predominantemente lámparas incandescentes.

#### c. Refrigeración

El uso de refrigeradoras está difundido entre los clientes de la ciudad; el 82% de los individuos de la muestra poseen estos equipos. En tanto que el 25% tiene refrigeradoras sin compartimento de congelador y un 5% tiene congeladores separados.

d. Calentamiento de agua

Debido al clima cálido del área de ciudad de San Pedro Sula y sus alrededores, el uso de agua caliente en los hogares es poco frecuente, de ahí que su penetración sea más bien baja. Las duchas eléctricas para calentar el agua para bañarse se encontraron en el 10% de los hogares, mientras que sólo el 13% de los tanques de agua caliente están alimentados con electricidad, y concentrados en el estrato más alto de consumo.

e. Lavado y secado de ropa

Se observa cierta incidencia de las lavadoras de ropa. El 48% de los hogares analizados en la encuesta cuenta con lavadoras de ropa, en tanto que el empleo de las secadoras no se ha generalizado y se encuentra en el 12% de los hogares.

f. Planchado de ropa

La existencia de planchas eléctricas se reportó en el 70% de los hogares estudiados.

La tenencia de equipos electrodomésticos se resume en la Figura 3.12 en la que se destaca la incidencia de planchas, refrigeradoras, televisores y lavadoras de ropa.

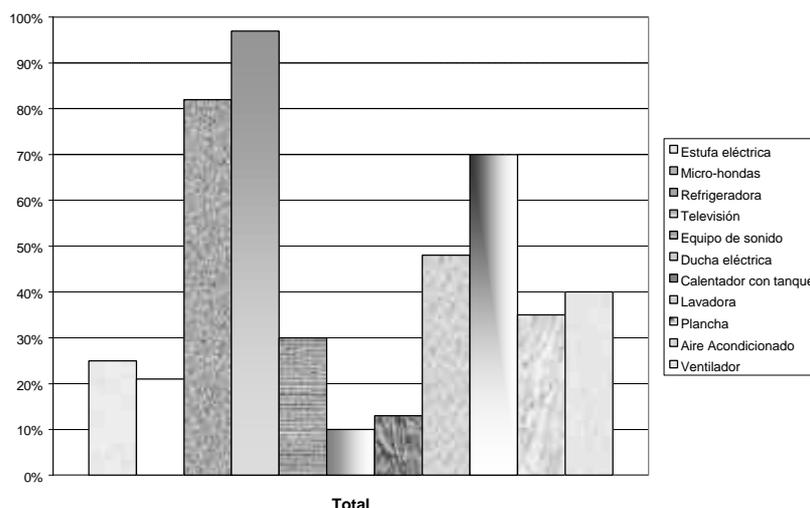


Figura 3.12 Tenencia de equipos en el sector residencial, 2000

*Utilización de la energía*

El empleo de la energía eléctrica en cada uno de los usos finales residenciales se determinó a partir de la siguiente información obtenida en el desarrollo del proyecto: porcentaje de incidencia del equipo en el universo de clientes residenciales, consumo promedio estimado, tiempo probable de uso y, en los casos en que se disponían, las mediciones de energía y curva de carga.

**Cuadro 3.7**

Contribución de los usos finales en el consumo del sector residencial, 2000

Uso final	Participación en el consumo	
	MWh	%
Iluminación	23.4	3.3%
Cocción	92.0	13.2%
Entretenimiento	3.7	0.5%
Servicios	63.2	9.0%
Refrigeración	255.6	37%
Aire Acondicionado	261.28	37.4%
<b>Total</b>	<b>699.1</b>	<b>100.0%</b>

En el Cuadro 3.7 se presenta un resumen de los resultados del trabajo realizado sobre la contribución de cada uso final al consumo del sector. Casi las dos quintas partes de la energía que se consume en el sector residencial se dedican al aire acondicionado, mismo que se destaca de los demás usos finales. La refrigeración ocupa otro 37%. Algo menos de la décima parte se usa en los servicios del hogar, que comprenden: calentamiento de agua, lavado y secado de ropa, limpieza y planchado. Es decir que el aire acondicionado y la refrigeración representan en conjunto los usos más importantes de la energía eléctrica con el 74% del consumo residencial. El restante se destina principalmente a servicios y cocción.

En la Figura 3.13 se presenta la distribución de los usos finales en el sector residencial, en el año 2000.

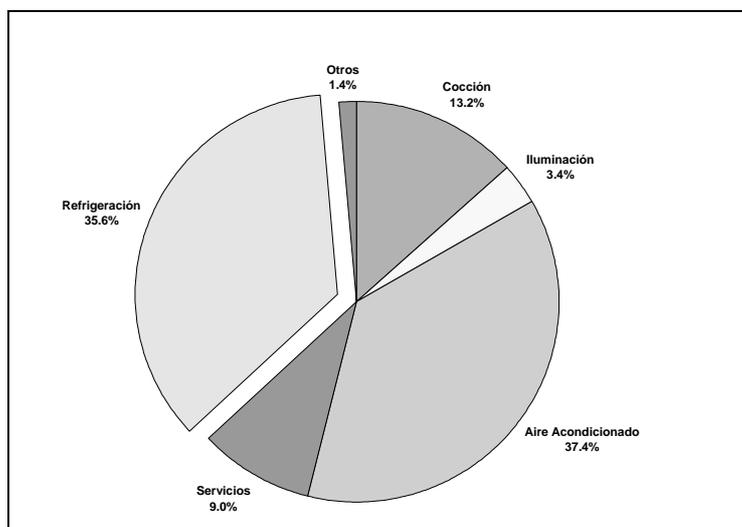


Figura 3.13 Participación de usos finales en el consumo del sector residencial, 2000

### *Participación en la carga en horario-pico*

En la curva de carga del sistema de San Pedro Sula se observa que la demanda máxima del sector residencial no coincide con la demanda máxima del sistema; sin embargo, dado el interés de conocer la incidencia de los usos finales en el pico del sistema se presentan dichas participaciones en el cuadro 3.8, en el año 2000.

Para determinar la participación de cada uno de los usos finales en la demanda máxima del sistema, se trabajó de manera similar que para el caso de la energía; es decir, considerando la

incidencia porcentual de los equipos en el sector, la potencia promedio ponderada y las horas probables de utilización. También se tomó en cuenta la curva de carga real de los equipos de mayor consumo, obtenida por medición directa, la misma que sirvió de base para calcular, por extrapolación, la curva del conjunto de dichos equipos. El resumen de la participación porcentual de cada uno de los usos en los dos picos de la curva de carga diaria se presenta en el Cuadro 3.8.

**Cuadro 3.8**  
Contribución de los usos finales en el pico del sistema, 2000

Uso final	Participación en la demanda pico	
	MW	%
Iluminación	0.1	0.3%
Cocción	5.1	15.1%
Entretenimiento	0.2	0.5%
Servicios	5.6	16.7%
Refrigeración	12.0	35.5%
Aire Acondicionado	10.8	31.9%
<b>Total</b>	<b>33.8</b>	<b>100.0%</b>

La carga máxima del sector residencial se eleva a 34 MW y contribuye con el 55% de la demanda máxima del sistema, misma que se produce a las 15h. En la Figura 3.14 se muestra la participación de los usos finales residenciales en el pico de la curva de carga del sistema, en el año 2000.

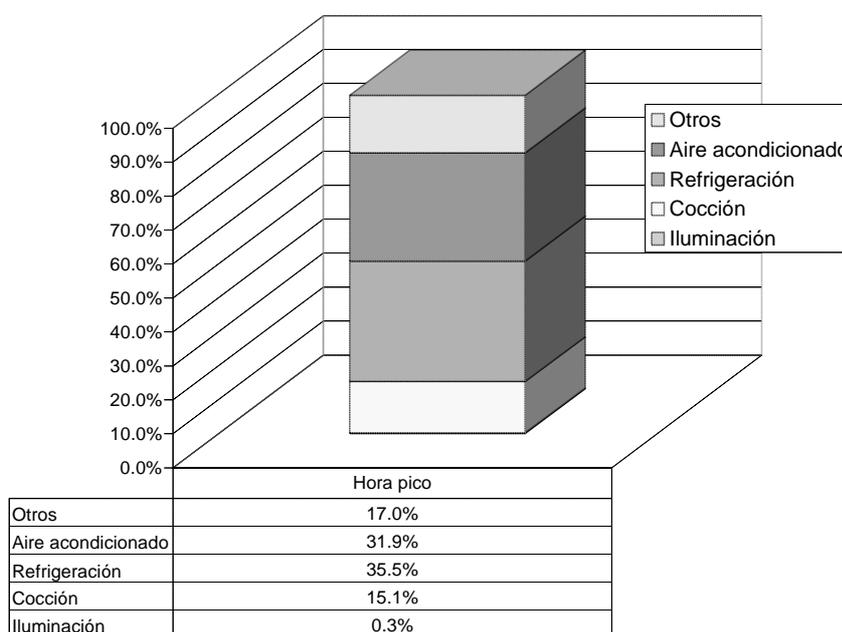


Figura 3.14 Incidencia de los usos finales residenciales en el pico del sistema, 2000

En la Figura 3.15 se presentan las curvas de carga para los usos finales residenciales más importantes a lo largo del día.

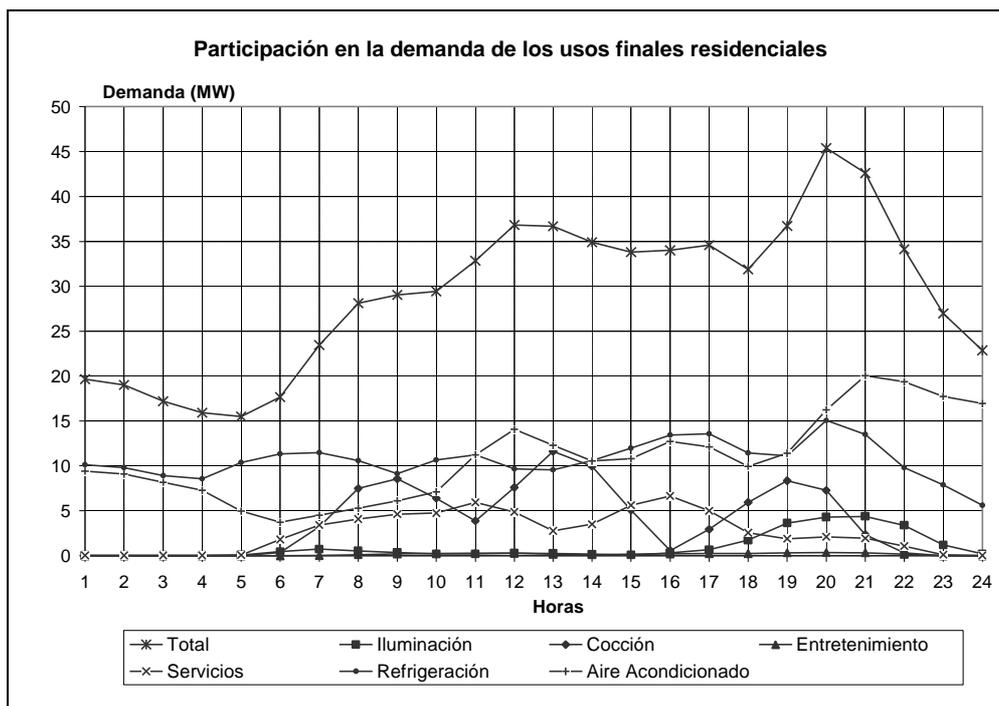


Figura 3.15 Curvas de carga residencial por usos finales, 2000

### 3.9 Sector No Residencial

En este informe, se denomina sector No Residencial al grupo que comprende los sectores de consumo comercial e industrial, es decir las empresas comerciales, los edificios de servicios públicos y privados, hoteles, restaurantes e industrias en general. Este sector tiene una participación en el consumo del área de la ciudad de San Pedro Sula del 70%.

#### Utilización de la energía

Para la caracterización de la carga de este sector se utilizó información de la encuesta, la facturación y las mediciones realizadas de manera sistemática en la empresa eléctrica ENEE, así como algunas realizadas en el marco del Proyecto PIER III. Los consumos para los usos finales más importantes obtenidos en dicha encuesta son los siguientes: 34% para Iluminación; 35% en fuerza motriz; y, 16% en aire acondicionado. El detalle de la participación de cada uso final en el consumo de energía del sector No Residencial se muestra en el Cuadro 3.9.

**Cuadro 3.9**

Contribución de los usos finales en el consumo del sector no residencial, 2000

Uso final	Participación en el consumo	
	MWh	%
Iluminación	288.9	33.7%
Producción de Calor	12.4	1.4%
Enfriamiento y Refrig.	80.1	9.3%
Fuerza Motriz	300.2	35.0%
Cocción	3.3	0.4%
Aire Acondicionado	134.6	15.7%
Equipos de oficina	34.1	4.0%
Otros	3.2	0.4%
<b>Total</b>	<b>856.7</b>	<b>100.0%</b>

En la Figura 3.17 se ilustra la participación de usos finales en el consumo del sector no residencial, correspondiente al cuadro 3.9.

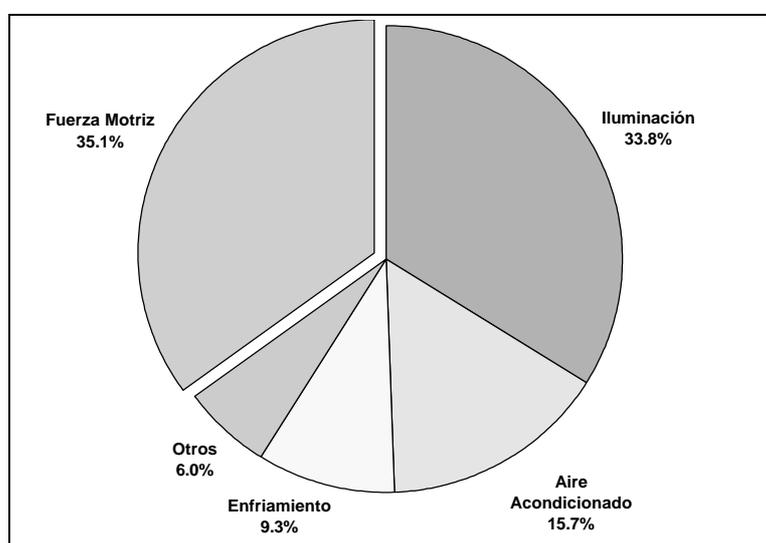


Figura 3.17 Participación de usos finales en el consumo del sector de no residenciales, 2000

#### *Participación en la carga en horario-pico*

Las estimaciones realizadas con base en la encuesta del sector, los datos de facturación y las mediciones realizadas permiten presentar las curvas de carga del sector con las curvas correspondientes a cada uno de los usos finales principales, como se presenta en la Figura 3.18.

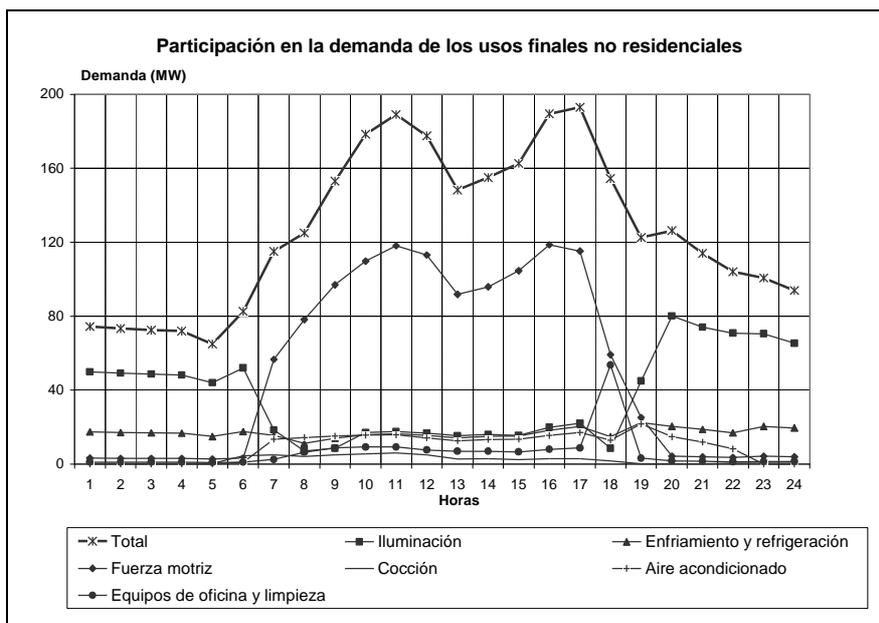


Figura 3.18 Curvas de carga No Residencial y usos finales, 2000

### 3.10 Sectores comercial e industrial

La estimación de la división entre los sectores comercial e industrial a partir de la información para el sector no residencial se realizó con base la metodología utilizada en la Fase II del Proyecto en los tres primeros países donde se trabajó, es decir, Costa Rica, El Salvador y Nicaragua. Se consideró la incidencia del consumo de cada subsector en el consumo No Residencial y se estimó una proporción de la incidencia comercial e industrial para cada uso final. Con esos dos datos se obtuvieron las estimaciones que se presentan en Cuadro 3.10, mismas que muestran la incidencia de los usos finales en cada sector de consumo, por separado.

**Cuadro 3.10**

Usos finales más importantes en los sectores comercial e industrial, 2000

SECTOR/ USO FINAL	PARTICIPACIÓN	
	CONSUMO	DEMANDA
<b>Residencial</b>		
Iluminación	3.4%	9.5%
<b>Comercial</b>		
Iluminación	16.2%	11.5%
Aire Acondicionado	47.1%	24.7%
Fuerza Motriz	14.0%	22.1%
Enfriamiento	22.4%	12.0%
<b>Usos principales comercial</b>	99.8%	70.3%
<b>Industrial</b>		
Iluminación	39.6%	28.0%
Aire Acondicionado	5.2%	2.7%
Fuerza Motriz	42.0%	66.2%
Enfriamiento	5.0%	2.7%
<b>Usos principales industrial</b>	91.8%	99.7%

### 3.11 Resumen de resultados

A modo de resumen de los resultados (Figura 3. 19) se presentan las curvas de carga de cada uno de los sectores con la curva de carga del sistema en un solo gráfico a fin de tener la visión de conjunto de la estimación realizada en el estudio de caracterización de la carga en el año 2000.

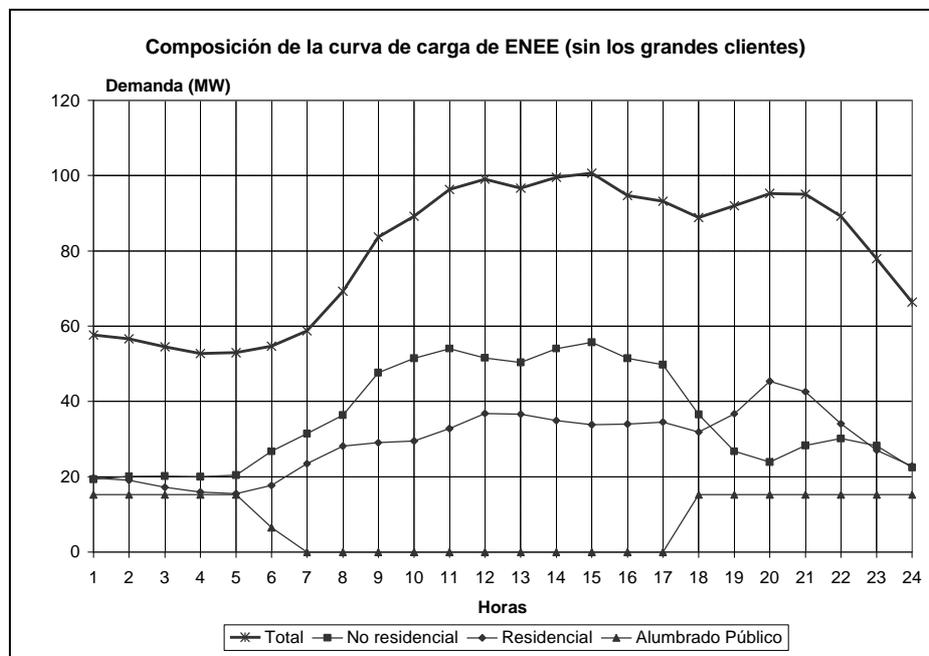


Figura 3.19 Curvas de carga por sector, 2000

Cabe mencionar que para la evaluación del impacto de las medidas de MD&UEEE en cada sector (Ver Capítulos 4 y 5 más adelante), se reincorporaron a los grandes clientes para determinar la curva de carga total del sistema de distribución de la ENEE en San Pedro Sula. Para este propósito, se llevó a cabo un análisis de los clientes mayores, y se llegó a la conclusión que más del 90% de su demanda y su consumo de energía correspondía al sector industrial, y el restante al sector comercial. Se utilizó esta proporción para repartir los clientes mayores entre ambos sectores, haciendo la hipótesis que la caracterización de su demanda por usos finales era similar a la de los demás clientes, en cada sector.

## CIUDAD DE PANAMÁ, PANAMÁ

### 3.12 Información de la facturación

El primer conjunto de datos analizado es la información del catastro de clientes de la empresa eléctrica para la ciudad y la facturación de energía. El cuadro 3.11 resume los datos para los diferentes sectores de consumo que se consideran en la empresa.

**Cuadro 3.11**

Del catastro y de facturación de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI para la ciudad de Panamá, 2000

Sector de consumo	Consumo kWh	Participación (%)	Clientes	Participación (%)	Consumo/cliente kWh/cliente
Residencial	26.073.000	19,4	46.370	75,0	562
Comercial	89.370.670	66,4	15.251	24,7	5.860
Industrial	19.229.890	14,3	167	0,3	115.149
<b>Total</b>	<b>134.673.560</b>	<b>100,0</b>	<b>61.788</b>	<b>100,0</b>	<b>2.180</b>

Asimismo, de los registros del sistema de la UNION FENOSA EDEMET-EDECHI para la ciudad de Panamá se obtiene la curva de carga total, presentada en la Figura 3.20, que sirve de referencia para las estimaciones de las curvas sectoriales y de usos finales. Estas curvas corresponden al año 1999, aunque el catastro anterior se refiere al año 2000, puesto que las encuestas a hogares y la mayor parte del estudio de caracterización de la carga por usos se llevaron a cabo en el transcurso del año 1999. Sólo se procedió a una consolidación y actualización de datos, al final del año 2000, para la entrega del presente Informe Final.

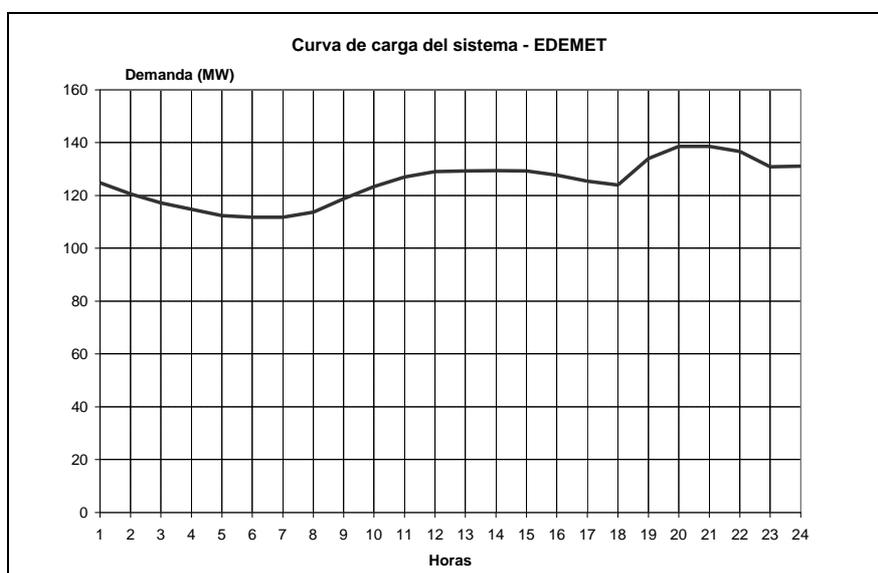


Figura 3.20 Curva de carga de la ciudad de Panamá, 1999 – Actualizada a 2000

### 3.13 Sector residencial

Teniendo en cuenta que los usos finales en el sector residencial dependen de las condiciones particulares de cada sociedad y de sus hábitos de consumo, tanto como de las condiciones económicas que determinan la tenencia de equipos eléctricos, la caracterización de la carga de este sector se realizó con base en mediciones y encuestas efectuadas en el área de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI, en la ciudad de Panamá.

El sector contribuye con el 19% al consumo total de la ciudad. El 75% de los clientes pertenecen a este sector con un consumo promedio mensual por cliente de 562 kWh/mes en el área de servicio de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI.

La información utilizada en el estudio, se ha clasificado en cuatro estratos de consumo de energía eléctrica en correspondencia con la muestra escogida para la encuesta que fue de carácter aleatorio y estratificado. El tamaño de la muestra seleccionada fue de 320 clientes, lo que determina un margen de error máximo del 6% con base en los resultados obtenidos de la encuesta.

La importancia del sector residencial en el consumo total y el peso relativo de los estratos en el consumo sectorial, en 1999, se muestra en la Figura 3.21.

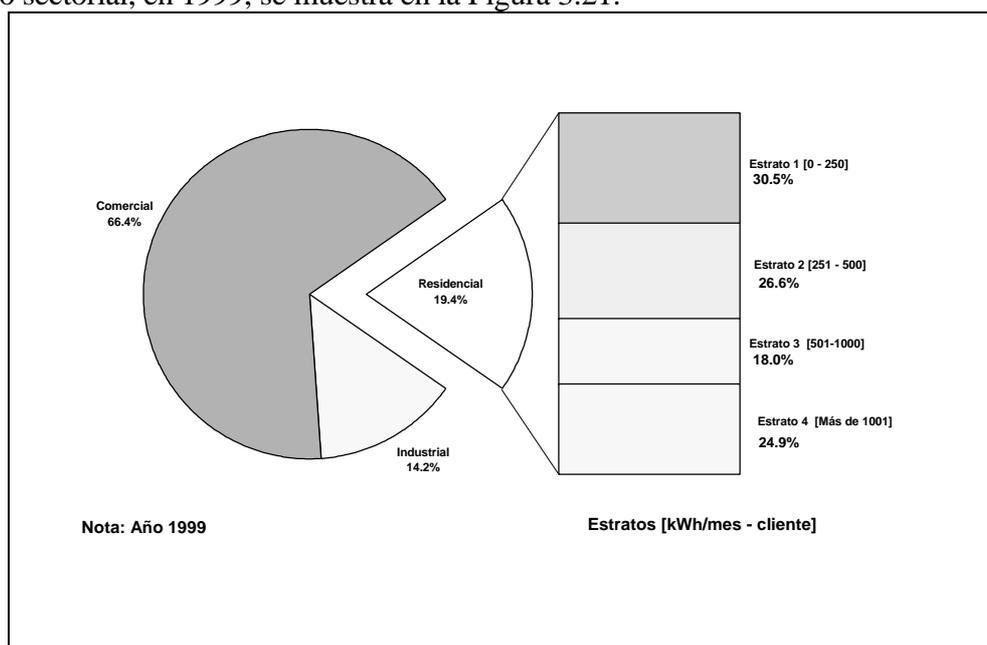


Figura 3.21 Incidencia del consumo residencial y de los estratos de consumo, 1999

#### *Tenencia de equipos en el sector residencial*

A continuación se resume la tenencia por tipo de servicio de los equipos más importantes encontrados en la encuesta. Esta información luego se extrapola a todo el sector residencial.

##### a. Cocción

En ciudad de Panamá la cocción eléctrica no está generalizada, pues solo el 9% de todos los clientes poseen cocina eléctrica.

En cuanto a hornos, el de microondas tiene una aplicación considerable ya que se encuentra en 57% de los hogares.

#### b. Iluminación

De la encuesta se estableció que existen predominantemente lámparas incandescentes.

#### c. Refrigeración

El uso de refrigeradoras está difundido entre los clientes de la ciudad, el 97% de los individuos de la muestra poseen estos equipos. En tanto que el 2% tiene refrigeradoras sin compartimento de congelador y un 2% tiene congeladores separados.

#### d. Calentamiento de agua

Debido al clima cálido del área de ciudad de Panamá y sus alrededores el uso de agua caliente en los hogares es poco frecuente, de ahí que su penetración sea más bien baja. Las duchas eléctricas para calentar el agua para bañarse se encontraron en el 28% de los hogares, mientras que los tanques de agua caliente solo en 4% y concentrados en el estrato más alto de consumo.

#### e. Lavado y secado de ropa

Se observa cierta incidencia de lavadoras de ropa. El 83% de los hogares analizados en la encuesta cuenta con lavadoras de ropa, en tanto que el empleo de las secadoras se encuentra en el 36% de los hogares.

La tenencia de equipos electrodomésticos se resume en la Figura 3.22 en la que se destaca la incidencia de refrigeradoras, televisores y lavadoras de ropa.

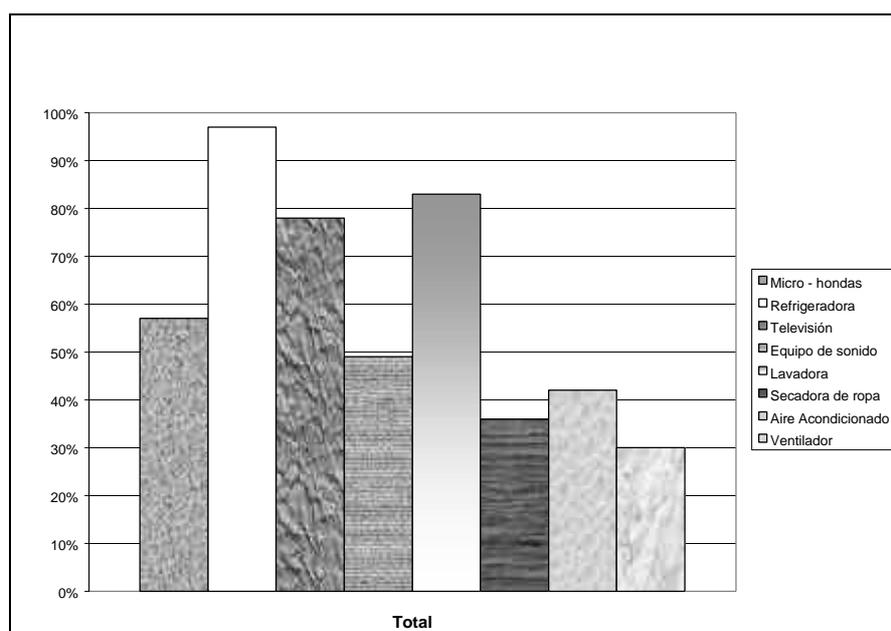


Figura 3.22 Tenencia de equipos en el sector residencial, 1999

### Utilización de la energía

El empleo de la energía eléctrica en cada uno de los usos finales residenciales se determinó a partir de la siguiente información obtenida en el desarrollo del proyecto: porcentaje de incidencia del equipo en el universo de clientes residenciales, consumo promedio estimado, tiempo probable de uso y, en los casos en que se disponían, las mediciones de energía y curva de carga.

**Cuadro 3.12**

Contribución de los usos finales en el consumo del sector residencial, 1999. Actualizado a 2000

Uso final	Participación en el consumo	
	MWh	%
Iluminación	8,6	1,2%
Cocción	35,2	4,7%
Entretenimiento	42,4	5,7%
Servicios	66,9	9,0%
Refrigeración	147,4	19,8%
Aire Acondicionado	442,79	59,6%
<b>Total</b>	<b>743,2</b>	<b>100,0%</b>

En el Cuadro 3.12 se presenta un resumen de los resultados del trabajo realizado, que incluye la contribución de cada uso final al consumo del sector. Las tres quintas partes de la energía que se consumida en el sector residencial se destinan al aire acondicionado. Mientras que el 20% se usa en la refrigeración y un 9% se emplea en servicios del hogar, que comprenden: calentamiento de agua, lavado y secado de ropa y limpieza. Es decir que el aire acondicionado, la refrigeración y los servicios del hogar representan en conjunto los usos más importantes de la energía eléctrica con el 88% del consumo residencial.

En la Figura 3.23 se presenta la distribución de los usos finales en el sector residencial, en 2000.

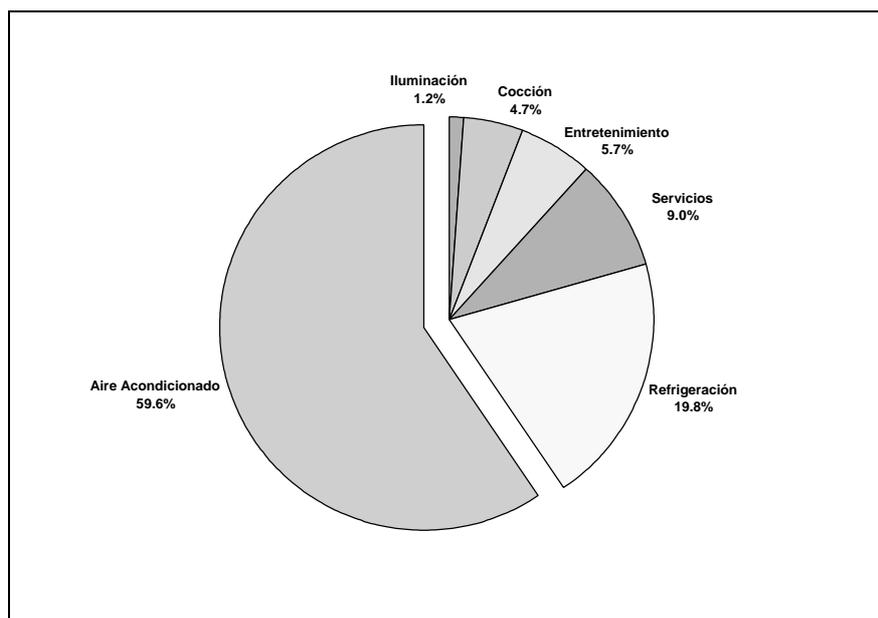


Figura 3.23 Participación de usos finales en el consumo del sector residencial, 1999. Actualizado a 2000

*Participación en la carga en horario-pico*

En la curva de carga del sistema de la ciudad de Panamá se observa que la demanda máxima del sector residencial no coincide con la demanda máxima del sistema; sin embargo, dado el interés de conocer la incidencia de los usos finales en el pico del sistema, en esta sección se presentan dichas participaciones en el cuadro 3.12.

Para determinar la participación de cada uno de los usos finales en el pico del sistema, se trabajó de manera similar que para el caso de la energía; es decir, considerando la incidencia porcentual de los equipos en el sector, la potencia promedio ponderada y las horas probables de utilización. También se tomó en cuenta la curva de carga real de los equipos de mayor consumo, obtenida por medición directa, la misma que sirvió de base para calcular, por extrapolación, la curva del conjunto de dichos equipos. El resumen de la participación porcentual de cada uno de los usos residenciales en los dos picos de la curva de carga diaria se presenta en el Cuadro 3.12.

**Cuadro 3.12**

Contribución de los usos finales en el pico del sistema, 1999. Actualizado a 2000

Uso final	Participación en la demanda pico	
	MW	%
Iluminación	0,4	1,2%
Cocción	0,5	1,4%
Entretenimiento	3,4	10,0%
Servicios	1,2	3,4%
Refrigeración	7,4	21,6%
Aire Acondicionado	21,3	62,3%
<b>Total</b>	<b>34,2</b>	<b>100,0%</b>

La carga máxima del sector residencial alcanza 34 MW y contribuye con el 26% al pico total del sistema, mismo que se produce a las 21h. En la Figura 3.24 se muestra la participación de los usos finales residenciales en el pico de la curva de carga del sistema.

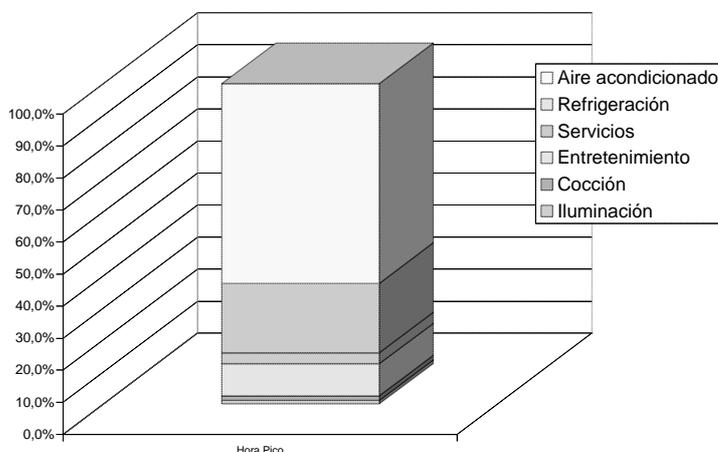


Figura 3.24 Incidencia de los usos finales residenciales en el pico del sistema, 1999. Actualizado a 2000

En la Figura 3.25 se presentan las curvas de carga para los usos finales residenciales más importantes donde se puede observar su participación a lo largo del día. Puede parecer algo inusual que la demanda del aire acondicionado se incremente durante la noche, sin embargo los registros de carga realizados confirman la costumbre generalizada en el sector doméstico de mantener operando la climatización durante toda la noche.

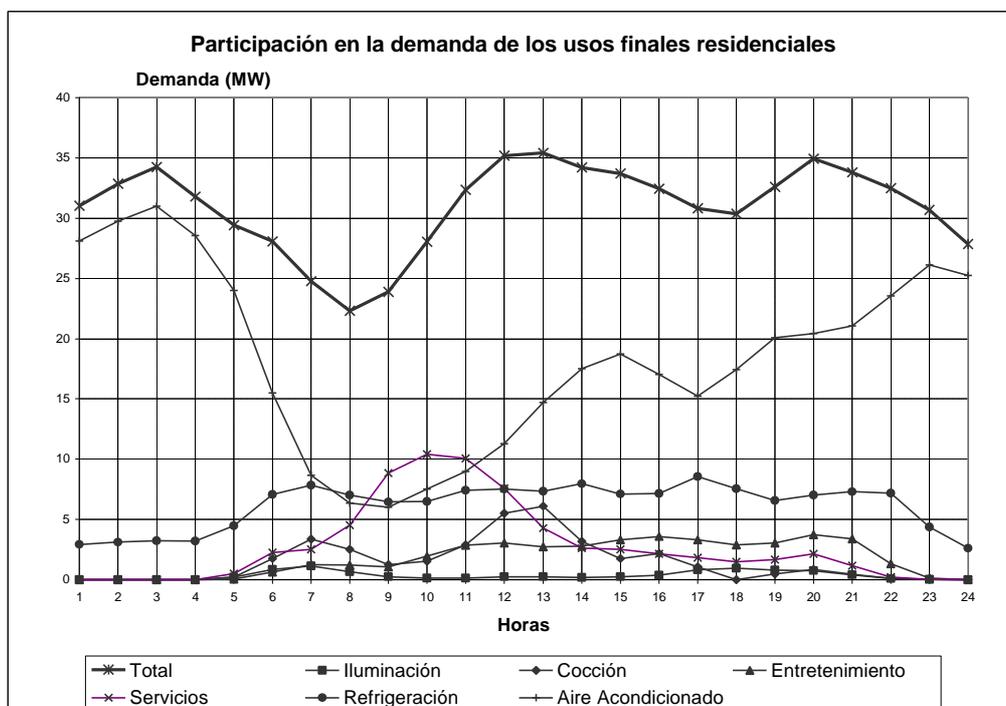


Figura 3.25 Curvas de carga residencial por usos finales, 1999. Actualizado a 2000

### 3.14 Sector No Residencial

En este informe, se denomina sector No Residencial al grupo que comprende los sectores de consumo comercial e industrial, es decir las empresas comerciales, los edificios de servicios públicos y privados, hoteles, restaurantes e industrias en general. Estos sectores tienen una participación en el consumo del área de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI del 81%.

#### Utilización de la energía

Para la caracterización de la carga de este sector se utilizó información de la encuesta, la facturación y las mediciones realizadas de manera sistemática en la empresa eléctrica, así como algunas realizadas en el marco del Proyecto PIER III. Los consumos para los usos finales más importantes obtenidos en dicha encuesta son los siguientes: 35% en aire acondicionado; 21% en fuerza motriz; 18% para cocción; y, 10% en iluminación. El detalle sobre su participación se presenta en el cuadro 3.13.

**Cuadro 3.13**

Contribución de los usos finales en el consumo del sector no residencial, 1999. Actualizado a 2000

Uso final	Participación en el consumo	
	MWh	%
Iluminación	143,1	10,4%
Producción de Calor	0,7	0,0%
Enfriamiento y Refrig.	36,9	2,7%
Fuerza Motriz	282,6	20,6%
Cocción	243,6	17,7%
Aire Acondicionado	475,9	34,6%
Equipos de oficina	132,6	9,7%
Otros	58,6	4,3%
<b>Total</b>	<b>1374,0</b>	<b>100,0%</b>

En la Figura 3.26 se ilustra la participación de usos finales en el consumo del sector no residencial, correspondiente al cuadro 3.13.

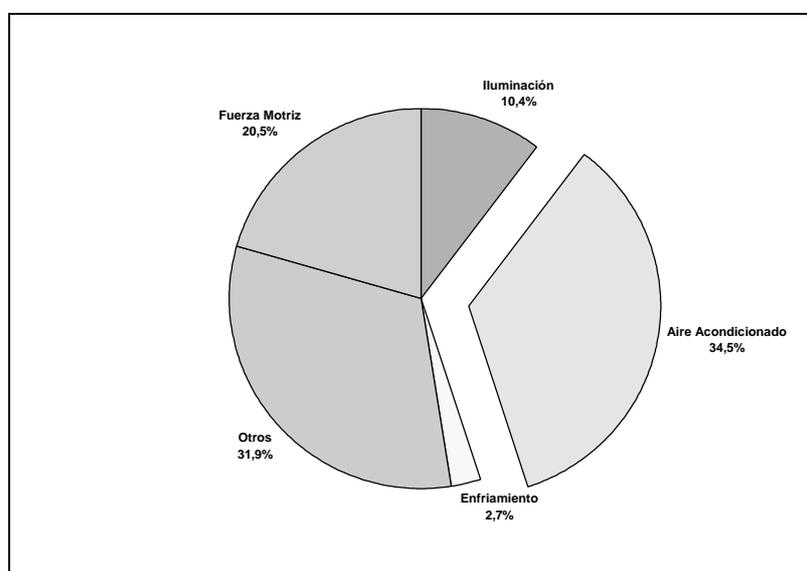


Figura 3.26 Participación de usos finales en el consumo del sector de no residenciales, 1999. Actualizado a 2000

**Participación en la carga en horario-pico**

Las estimaciones realizadas con base en la encuesta del sector, los datos de facturación y las mediciones realizadas permiten presentar las curvas de carga del sector con las curvas correspondientes a cada uno de los usos finales principales, como se presenta en la Figura 3.27.

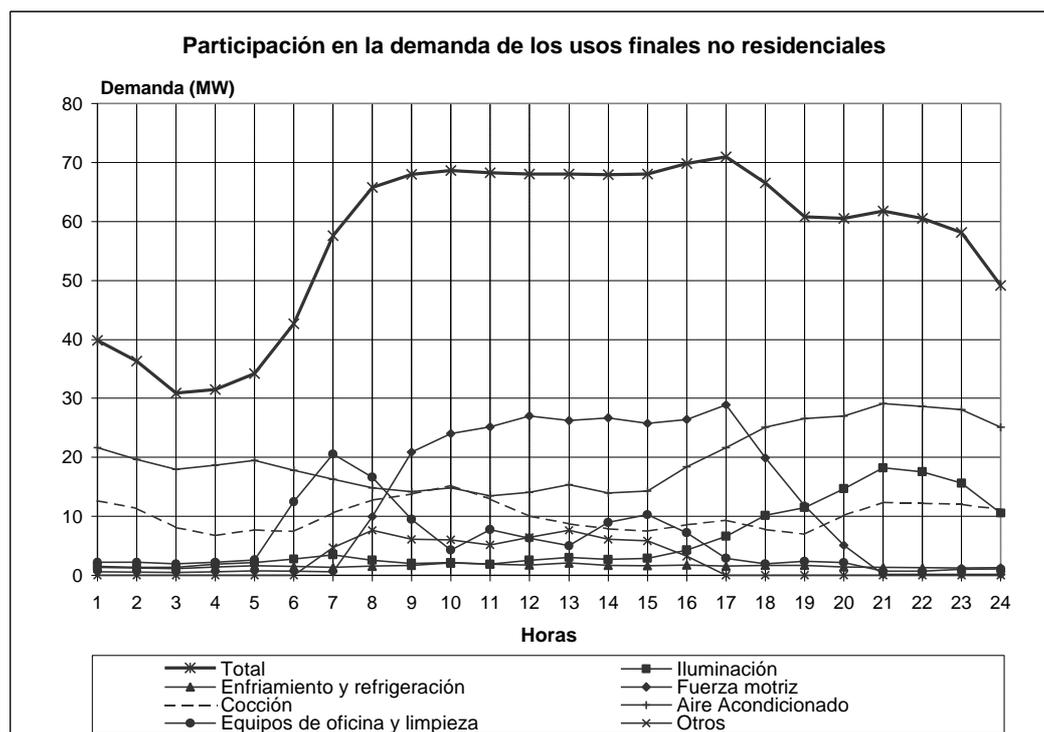


Figura 3.27 Curvas de carga No Residencial y usos finales, 1999. Actualizado a 2000

### 3.15 Sectores comercial e industrial

La estimación de la división entre los sectores comercial e industrial a partir de la información para el sector no residencial se realizó con base en la metodología utilizada en la Fase II del Proyecto en los tres primeros países donde se trabajó, es decir, Costa Rica, El Salvador y Nicaragua. Se consideró la incidencia del consumo de cada subsector en el consumo No Residencial y se estimó una proporción de la incidencia comercial e industrial para cada uso final. Con esos dos datos se presentan las estimaciones del cuadro 3.14, mismas que muestran la incidencia de los usos finales en cada sector de consumo por separado.

**Cuadro 3.14**

Usos finales más importantes en los sectores comercial e industrial, 1999. Actualizado 2000

SECTOR/ USO FINAL	PARTICIPACIÓN	
	CONSUMO	DEMANDA
<b>Residencial</b>		
Iluminación	1,2%	2,1%
<b>Comercial</b>		
Iluminación	6,7%	6,0%
Aire Acondicionado	38,0%	33,5%
Fuerza Motriz	2,5%	5,0%
Enfriamiento	2,5%	2,0%
<b>Usos principales comercial</b>	<b>49,7%</b>	<b>46,4%</b>
<b>Industrial</b>		
Iluminación	27,2%	24,2%
Aire Acondicionado	19,2%	16,9%
Fuerza Motriz	38,8%	35,8%
Enfriamiento	3,7%	3,0%
<b>Usos principales industrial</b>	<b>89,0%</b>	<b>80,0%</b>

### 3.16 Resumen de resultados

A modo de resumen (Figura 3.28) de los resultados se presentan las curvas de carga de cada uno de los sectores con la curva de carga del sistema en un solo gráfico a fin de tener la visión de conjunto de la estimación realizada en el estudio de caracterización de la carga, para el año 2000.

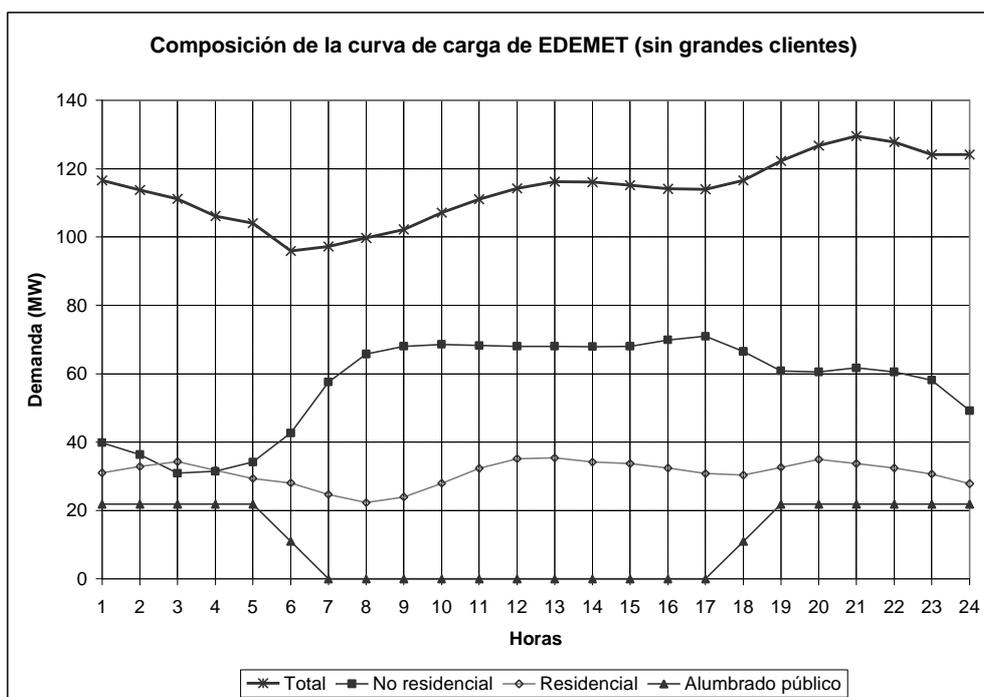


Figura 3.28 Curvas de carga por sector, 1999. Actualizado a 2000

Cabe mencionar que para la evaluación del impacto de las medidas de MD&UEEE en cada sector (Ver Capítulos 4 y 5 más adelante), se reincorporaron a los grandes clientes para determinar la curva de carga total del sistema de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en la ciudad de Panamá. Para este propósito, se llevó a cabo un análisis de los clientes mayores, y se llegó a la conclusión que la totalidad de su demanda y su consumo de energía correspondía al sector comercial. Por lo tanto, se agregaron la demanda y el consumo de energía de los grandes clientes al sector comercial, haciendo la hipótesis que la caracterización de su demanda por usos finales era similar a la de los demás clientes comerciales.

#### **4. IDENTIFICACION Y EVALUACION DE MEDIDAS DE MD&UEEE**

Sobre la base de los estudios realizados durante el proyecto y que se han resumido en los capítulos anteriores, bajo este título se presentan varios temas que sirven de sustento para el plan de acción propuesto hacia el final del informe.

En este capítulo se desarrollan los siguientes temas:

- Una síntesis sobre la participación de cada sector en el consumo de energía y en la demanda eléctrica;
- Los criterios de selección y la metodología de evaluación de las medidas más relevantes;
- La descripción de cada medida seleccionada, por sector de consumo;
- El análisis de diversos esquemas financieros, con base en estudios de caso;
- La integración y evaluación de los Programas Pilotos sectoriales que deriven de la expansión de los estudios de caso antes mencionados al universo de los usuarios participantes;

Para cada Programa Piloto sectorial, se indican los resultados obtenidos para el conjunto de los tres países analizados (Guatemala, Honduras y Panamá), con el propósito de comparar sus alcances respectivos.

##### **4.1. Participación de cada sector en el consumo de energía y en la demanda**

###### **Guatemala**

###### *Participación en el consumo de energía*

Los resultados de los estudios de caracterización de la carga en el área de distribución de EEGSA muestran que un número reducido de usos finales es responsable de la mayor parte del consumo de energía eléctrica en el sector residencial. Es así como el 60% del consumo se debe a los usos de cocción, entretenimiento y servicios al hogar (en particular, calentamiento de agua). Los usos de iluminación, refrigeración de alimentos y aire acondicionado concentran el 40% restante. En consecuencia, las medidas más comunes de Uso Eficiente de la Energía (lámparas fluorescentes, equipos de refrigeración y aire acondicionado más eficientes) podrían tener un impacto relativamente limitado, a excepción de la incidencia de la iluminación en la demanda máxima.

En el sector comercial, los equipos de refrigeración de alimentos y aire acondicionado concentran el 26% del consumo en conjunto, mientras que la iluminación representa el 31% del total. En este caso, la opción de cambiar luminarias resulta atractiva. Asimismo, las medidas de sustitución de equipos de refrigeración y aire acondicionado podrían tener un impacto significativo.

En el sector industrial, predominan los usos de fuerza motriz (51% del consumo) e iluminación (25% del consumo). En oposición, las medidas de sustitución de equipos de aire acondicionado

y refrigeración sólo podrán tener un impacto marginal, en vista de su baja participación en el consumo de energía eléctrica (menos del 13% en conjunto).

Por usos finales, la iluminación y la fuerza motriz demandan la mayor parte del consumo total del área de distribución de EEGSA, por encima de los usos de refrigeración y aire acondicionado. Además, estos cuatro usos finales agrupados representan el 62% del consumo del área de estudio. Esto es que las medidas para impulsar el Uso Eficiente de la Energía Eléctrica podrían concentrarse en este reducido número de usos finales.

### *Participación en la demanda*

Siendo el objetivo principal de un Programa de MD&UEEE la reducción de la demanda punta, sólo se comentará aquí la participación de cada sector y uso final en la formación de los picos de demanda. En el área de distribución de EEGSA, se observan dos periodos críticos: entre 9:00 y 13:00 (Media Punta) y entre 18:00 y 21:00 (Punta Máxima). Por lo tanto, las medidas más exitosas serán aquellas que permitan reducir ambos picos, mediante el ahorro de electricidad, o mediante el desplazamiento de la demanda hacia otros horarios, pero tomando en consideración que el pico de la noche es mayor, el énfasis debe estar en él.

El sector residencial contribuye con el 44% del pico de la noche. Incluso, en el momento del máximo pico (20:00), su contribución alcanza el 56%, con una concentración en los usos de iluminación, entretenimiento (TV) y refrigeración. Al sector comercial le corresponde el 47% del pico de la noche, con una fuerte concentración en los usos de aire acondicionado e iluminación. Finalmente, el sector industrial sólo contribuye con el 9% del pico de la noche (y aproximadamente el 22% de la media punta al mediodía), debido a que la mayoría de las plantas que consumen electricidad son empresas medianas que operan con un solo turno de operación, esto es que sus actividades cesan entre las 17:00 y las 18:00. Sin embargo, debido a la forma de operar de los motores eléctricos (falta de arranque escalonado, pocos dispositivos de modulación de potencia y control de kilovoltamperios reactivos y otros), la fuerza motriz en la industria tiene una participación en los picos de demanda que justifica un programa específico de MD&UEEE.

## **Honduras**

### *Participación en el consumo de energía*

Los resultados de los estudios de caracterización de la carga en el área de distribución de ENEE en San Pedro Sula muestran que un número reducido de usos finales es responsable de la mayor parte del consumo de energía eléctrica en el sector residencial. Es así como el 78% del consumo se debe a los usos de iluminación, refrigeración de alimentos y aire acondicionado. Por lo tanto, las medidas más comunes de Uso Eficiente de la Energía en el sector residencial (lámparas fluorescentes, equipos de refrigeración y aire acondicionado más eficientes) tendrán un impacto mayor que en el caso anterior de la ciudad de Guatemala.

En el sector comercial, los equipos de refrigeración de alimentos y aire acondicionado concentran el 69% del consumo en conjunto, mientras que la iluminación sólo representa el 16% del total. En este caso, las medidas de sustitución de equipos de refrigeración y aire acondicionado podrán tener un fuerte impacto.

En el sector industrial, predominan los usos de fuerza motriz (42% del consumo) e iluminación (40% del consumo). En oposición, las medidas de sustitución de equipos de aire acondicionado y refrigeración sólo podrán tener un impacto marginal, en vista de su baja participación en el consumo de energía eléctrica (menos del 10% en conjunto). Cabe mencionar que el área de San Pedro Sula es el único caso de los tres estudiados donde predominan los usos industriales en el consumo total. Por lo que cualquier medida de MD&UEEE en este sector tendrá un impacto significativamente mayor que en las demás ciudades.

Por usos finales, la estructura del consumo resulta bastante parecida a la de la ciudad de Guatemala, esto es que la iluminación y la fuerza motriz también demandan la mayor parte del consumo total del área de distribución de ENEE en San Pedro Sula, por encima de los usos de refrigeración y aire acondicionado. Además, estos cuatro usos finales agrupados representan el 88% del consumo del área de estudio. Esto es que las medidas para impulsar el Uso Eficiente de la Energía Eléctrica podrían concentrarse en este reducido número de usos finales.

### *Participación en la demanda*

Siendo el objetivo principal de un Programa de MD&UEEE la reducción de la demanda punta, sólo se comentará aquí la participación de cada sector y uso final en la formación de los picos de demanda. En el área de distribución de ENEE en San Pedro Sula, se observa un periodo pico muy prolongado entre las 9:00 y 16:00 (con un pico máximo alrededor de las 15:00). Esto significa que en la casi totalidad del horario hábil, la red de distribución está muy solicitada, ya que inciden todos los sectores finales en la formación de este “domo” de la demanda. Por lo tanto, cualquier medida de MD&UEEE es susceptible de reducir la demanda máxima, lo que crea un entorno favorable para emprender un programa de conjunto.

El sector residencial contribuye con el 25% del pico diurno pero, en el momento del máximo pico (15:00), su contribución alcanza hasta el 45%, con una concentración en los usos de cocción, entretenimiento (TV) y refrigeración. Al sector comercial le corresponde el 31% del pico diurno, con una concentración apreciable en el uso de aire acondicionado. Finalmente, el sector industrial tiene la mayor contribución con el 44% del pico diurno y una fuerte concentración en los usos de fuerza motriz. Esto se debe a que el periodo pico coincide con el horario hábil de la mayoría de las plantas que cesan sus actividades alrededor de las 16:00. Sólo siguen operando después de esta hora las plantas más grandes de la industria maquiladora. Sin embargo, en San Pedro Sula en un futuro próximo, es posible que el pico de demanda observado vaya alargándose más allá de las 16:00, puesto que se observa un crecimiento muy dinámico de la industria maquiladora de exportación.

## **Panamá**

### *Participación en el consumo de energía*

Los resultados de los estudios de caracterización de la carga en el área de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en la ciudad de Panamá muestran que un número reducido de usos finales es responsable de la mayor parte del consumo de energía eléctrica en el sector residencial. Es así como el 81% del consumo se debe a los usos de iluminación, refrigeración de alimentos y aire acondicionado. Sólo el aire acondicionado representa el 60% del consumo total, lo que lo vuelve altamente prioritario. Asimismo, las medidas más comunes de Uso Eficiente de la Energía en el sector residencial (lámparas fluorescentes, equipos de

refrigeración y aire acondicionado más eficientes) tendrán un impacto mucho mayor que en los casos de Guatemala y Honduras antes descritos.

En el sector comercial, los equipos de refrigeración de alimentos y aire acondicionado concentran el 41% del consumo en conjunto, mientras que la iluminación representa apenas el 7% del total. Es de notar que los usos de aire acondicionado no predominan tanto como en el sector residencial, debido a la importancia relativa de otros usos como son la cocción y preparación de alimentos. Por lo tanto, las medidas de sustitución de equipos de refrigeración y aire acondicionado tendrán un impacto menor que en el caso anterior.

En el sector industrial, predominan los usos de fuerza motriz (39% del consumo), iluminación (27% del consumo) y aire acondicionado (19% del consumo). En oposición, las medidas de sustitución de equipos de refrigeración sólo podrán tener un impacto muy marginal, en vista de su baja participación en el consumo de energía eléctrica (menos del 4% en conjunto). Cabe mencionar que la ciudad de Panamá es el único caso de los tres estudiados donde los usos de aire acondicionado son significativos en el sector industrial.

Por usos finales, el aire acondicionado y la fuerza motriz demandan la mayor parte del consumo total del área de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en la ciudad de Panamá, por encima de los usos de iluminación y refrigeración. Por sí solo, el aire acondicionado representa casi el 40% de la demanda total. Además, estos cuatro usos finales agrupados representan el 64% del consumo del área de estudio. Esto es que las medidas para impulsar el Uso Eficiente de la Energía Eléctrica podrían concentrarse en este reducido número de usos finales.

#### *Participación en la demanda*

Siendo el objetivo principal de un Programa de MD&UEEE la reducción de la demanda punta, sólo se comentará aquí la participación de cada sector y uso final en la formación de los picos de demanda. En el área de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en la ciudad de Panamá, se observa un primer periodo pico muy largo entre las 9:00 y 16:00, además de un pico más pronunciado entre las 18:00 y las 22:00. Esto es 11 horas de operación de la red con una alta demanda promedio, mientras que el pico máximo de la demanda se observa alrededor de las 21:00. Esto significa que en la casi totalidad del horario hábil diurno y al inicio de la noche, la red de distribución está muy solicitada, ya que inciden todos los sectores finales en la formación de ambos picos de la demanda. Por lo tanto, cualquier medida de MD&UEEE es susceptible de reducir la demanda máxima. Además, vista la amplitud del horario comprometido, parece posible combinar múltiples acciones sectoriales, por lo que la ciudad de Panamá es probablemente el lugar donde exista el entorno más favorable para emprender un programa de conjunto, de los tres casos estudiados.

El sector residencial contribuye con el 37% del pico diurno, pero, en el momento del máximo pico (21:00), su contribución sólo alcanza el 26%, con una concentración en los usos de iluminación y entretenimiento (TV). Al sector comercial le corresponde el 55% de los picos diurno y nocturno, con una concentración principal en el uso de aire acondicionado.

Finalmente, el sector industrial tiene la menor contribución con el 9% del pico diurno (y poca participación en el pico nocturno, excepto para el aire acondicionado en oficinas). Esto se debe a que la ciudad de Panamá es una ciudad de servicios, con una base industrial muy reducida, por

lo que cualquier medida de MD&UEEE en este sector siempre tendrá un impacto marginal sobre la curva de carga del sistema.

## 4.2 Criterios de selección y metodología de evaluación de las medidas de MD&UEEE

### Criterios de selección

Las medidas potenciales han sido divididas en 2 categorías:

#### *Medidas de Uso Eficiente de la Energía Eléctrica*

En vista del gran número de posibles acciones, se preseleccionó *un número reducido de medidas en cada sector*. Los criterios de selección que prevalecieron fueron:

- Participación relativa de los usos en el consumo total por sector;
- Contribución a la reducción de las pérdidas de transmisión y distribución. Aunque las medidas a favor de la reducción de pérdidas no se analizaron por separado, se consideró su impacto en el ahorro total por sector, en el momento de integrar los balances costos/beneficios para las compañías eléctricas y la sociedad en general;
- Existencia de una experiencia previa en otros países. Es así como se dio la prioridad a aquellas medidas que resultaron ser las más redituables en los 3 países estudiados en la Fase II del Programa PIER (Costa Rica, El Salvador y Nicaragua);
- Posibilidad de implantar esquemas de financiamiento novedosos para la región. En vista del margen de acción limitado del Estado y de la participación cada vez mayor del sector privado en el sistema eléctrico de cada país, se dio prioridad a las medidas de ahorro de energía más factibles de financiarse por mecanismos de mercado.

#### *Medidas de Manejo de la Demanda*

La privatización del sector eléctrico se acompañó con un proceso de diversificación de las tarifas eléctricas por bloques de consumo y potencia. Aunque el proceso de “desregulación” haya adoptado ritmos diferentes en los 3 países estudiados, en todos existen tarifas binomias (cobros por energía y potencia). Además, en dos de los 3 países, ya se definieron tarifas horarias para los usuarios de mediana y alta tensión (caso de Guatemala y Panamá). Por lo tanto, las recomendaciones de adaptación de la estructura tarifaria, que se emitieron en la Fase II del Programa en los 3 primeros países estudiados (Costa Rica, El Salvador y Nicaragua), cobran ahora menor relevancia.

Sin embargo, es de notar que ningún país centroamericano optó, hasta el momento, por introducir tarifas interrumpibles, y solamente uno (Costa Rica) implantó tarifas estacionales. Además, la estructura actual de las tarifas, con un componente poco diferenciado de los cobros por potencia por clases de tarifas y horarios (excepto en Panamá), no crea las condiciones suficientes para propiciar desplazamientos de la demanda fuera de la punta. Es así como parece necesario proseguir con la reestructuración de las tarifas eléctricas. Ahora bien, esta reestructuración requiere estudios caso por caso que están fuera del alcance del presente trabajo.

Sólo se indicará más adelante, a título de ejemplo, el posible impacto de cambios de tarifas en el nivel de demanda en Guatemala y Panamá, donde ya aplican tarifas horarias para los usuarios conectados en mediana y alta tensión.

En el marco del Programa PIER III, se optó por seleccionar únicamente como medidas de Manejo de la Demanda algunos proyectos de cogeneración en el sector industrial. En primer lugar, porque se trata de un aspecto del Manejo de la Demanda poco estudiado, cuando no ignorado, en los países de la Región. En segundo lugar, porque las alzas de precios ocurridas (sobre todo en Guatemala) y la adopción de tarifas horarias vuelven factibles aquellos proyectos que permitan reducir la demanda de punta y ofrecer un potencial de suministro descentralizado en horarios fuera de punta. En tercer lugar, porque la pequeña cogeneración industrial ha sido probablemente el sector más dinámico en los últimos 10 años, en varios países industriales (España, Inglaterra, y otros). Por lo que existe cierta experiencia previa y una variedad de esquemas financieros y operativos novedosos que fueron implantados para asegurar su éxito relativo, en un entorno de creciente “desregulación” del sistema eléctrico en aquellos países.

### *Metodología de evaluación*

La evaluación de cada medida de MD&UEEE se desarrolló con base en 7 etapas de análisis, las mismas que, en detalle, se describen a continuación:

#### *Etapas 1: Selección de los usos más relevantes por sector*

Las medidas de MD&UEEE quedaron integradas de la siguiente manera:

- Sector Residencial: Iluminación, Refrigeración y Aire Acondicionado
- Sector Comercial: Iluminación (incluido el alumbrado público) y Aire Acondicionado
- Sector Industrial: Iluminación, Refrigeración, Aire Acondicionado y Fuerza Motriz Pequeña Cogeneración (en su caso)

#### *Etapas 2: Definición del universo de usuarios participantes*

- Sector Residencial

Se establecieron *hipótesis mínimas de penetración de cada medida* para los años 2005 y 2010. En cada uso principal, las tasas de penetración se expresaron como porcentaje de los usuarios totales susceptibles de participar. Para establecer hipótesis razonables, se revisaron algunas experiencias previas en otros países.

Es así como las tasas estimadas de penetración de la mayoría de los programas conocidos son del 5% al cabo de 5 años, tanto en la participación de los clientes residenciales como en los ahorros logrados. Sin embargo, las tasas observadas al cabo de 10 años son más dispersas. Es así como en el caso de la iluminación, se observan desde el 5-15% en las ciudades de México (Fuente: Fide) y Los Angeles (Fuente: American Council for an Energy Efficient Economy, ACEEE- Berkeley Laboratory), hasta el 20-40% en las ciudades de San José de Costa Rica (Fuente: CNFL) y Seattle (Fuente: Seattle University). Incluso, en ciudades más chicas de Estados Unidos, se observan tasas de hasta el 50-70% (Fuente: ACEEE).

Por lo general, las tasas de penetración varían de acuerdo a variables como el tipo de uso final,

el nivel de las tarifas (sobretudo en horas pico), el nivel de los incentivos para la compra de ahorros de los usuarios, los costos absolutos de las medidas para los usuarios, el grado de promoción y el tamaño del mercado objetivo, entre otros factores.

Asimismo, las proyecciones sobre los ahorros eléctricos posibles en el sector residencial varían en forma apreciable, pero concuerdan en prever economías significativas. Los estudios disponibles aplicados a la situación en los Estados Unidos estiman probable que, a partir de un ahorro promedio del 5% en 1990 (principalmente en iluminación y electrodomésticos), los programas de MD&UEEE hayan reducido en un 7-16% la demanda pico durante el verano, en el año 2000. Según los estudios más optimistas, el consumo residencial anual podría reducirse hasta en un 28%, si se logra sustituir más de la mitad de los equipos de aire acondicionado existentes.

Ahora bien, en el caso de los 3 países estudiados, hay que tomar en consideración el nivel socioeconómico de los hogares, puesto que las tasas de electrificación y los estándares de equipamiento observados (sobretudo en refrigeración y aire acondicionado) son muy diferentes de aquellos observados en las ciudades norteamericanas. Es así como se estimó que el conjunto de las medidas propuestas en los 3 países podría abarcar *entre el 25% y el 40% de los usuarios ya equipados*, respectivamente en los años 2005 y 2010.

En el caso de la iluminación, esto significa una penetración en los hogares en una proporción de *entre el 15% y el 30% de los usuarios totales*, ya que las tasas de electrificación se situarán entre el 60% y el 75% de los hogares, en aquellas fechas, según el país considerado.

En el caso de la refrigeración, hay que tomar en consideración que solamente las dos terceras partes de los hogares en promedio estarán equipados, por lo que la proporción de usuarios participantes bajaría *entre el 10% y el 20% de los usuarios totales*, en los 3 países estudiados.

En el caso del aire acondicionado, se obtienen resultados más dispersos, puesto que el nivel de equipamiento actual en Guatemala y Honduras es inferior al 5% de los hogares, mientras que la proporción de hogares equipados con equipos de aire acondicionado o ventilación (*air fans*) ya rebasa el 30% en la ciudad de Panamá y será probablemente bastante superior al 50%, en un horizonte de 10 años.

El Cuadro 4.1. a continuación resume las tasas de penetración consideradas y el total de usuarios participantes en el sector residencial, para los diferentes usos analizados, en cada uno de los 3 países estudiados.

Cuadro 4.1  
Usuarios Participantes en el Sector Residencial, Año 2010

	<b>Guatemala (EEGSA)</b>	<b>Honduras (ENEE-SPS)</b>	<b>Panamá (EDEMÉT)</b>
<b>Iluminación</b>			
Participantes (Miles)	257	41	57
% Usuarios totales	30%	30%	30%
<b>Refrigeración</b>			
Participantes (Miles)	171	27	38
% Usuarios totales	20%	20%	20%

	<b>Guatemala (EEGSA)</b>	<b>Honduras (ENEE-SPS)</b>	<b>Panamá (EDEMET)</b>
<b>Aire Acondicionado</b>			
Participantes (Miles)	51	8	95
% Usuarios totales	6%	6%	50%

- Sector Comercial

En este caso, se consideró que las medidas de MD&UEEE sólo abarcarían a los consumidores mayores, con una demanda superior a 100 kW (en el caso de Honduras) y 250 kW (en el caso de Guatemala y Panamá). Dentro de esta categoría de usuarios, se consideraron como prioritarios las plazas comerciales, los edificios de bancos y oficinas y las cadenas hoteleras.

En efecto, parecen ser los únicos usuarios susceptibles de interesar a las empresas de servicios energéticos (*ESCO* por su acrónimo en inglés) para ofrecerles “acuerdos de servicios integrales”, es decir sistemas de gestión delegada de toda clase de suministros en sus edificios (agua, electricidad, limpieza y otros). Estos tipos de acuerdos permiten resolver el cuello de botella de la escasez de recursos disponibles para las inversiones de UEEE, puesto que son las mismas *ESCOs* las que realizan la inversión inicial, a cambio de firmar un contrato de gestión de los edificios concernidos por varios años (Ver más adelante).

Es poco probable que consumidores comerciales con menores niveles de demanda puedan participar bajo este tipo de esquema, ya que la experiencia internacional denota que una demanda de 250 kW resulta, incluso, relativamente baja para atraer inversiones de las *ESCOs*. Sin embargo, en el caso de los 3 países estudiados, corresponde a los mayores consumidores. Por lo que, la hipótesis de la totalidad de estos usuarios participando en un Programa de MD&UEEE, bajo esta modalidad, corresponde con el *máximo universo alcanzable* en un horizonte de 10 años.

Con estas premisas, se procedió al análisis de la clientela comercial de cada una de las empresas distribuidoras estudiadas. Asimismo, se hizo una hipótesis razonable de crecimiento del número de clientes mayores en las 3 categorías antes mencionadas, obteniéndose los siguientes resultados en el horizonte 2010:

<b>Guatemala (EEGSA):</b>	75 clientes comerciales mayores (actualmente 56) con una demanda máxima de 22 MW
<b>Honduras (ENEE-SPS):</b>	50 clientes comerciales mayores (actualmente 38) con una demanda máxima de 8 MW
<b>Panamá (EDEMET):</b>	60 clientes comerciales mayores (actualmente 42) con una demanda máxima de 18 MW

- Sector Industrial

Para la aplicación de medidas de Uso Eficiente de la Energía Eléctrica, se consideró una tasa de penetración de *entre el 15% y el 30% de los usuarios industriales totales*, idéntica a la hipótesis establecida para el sector residencial. Dicha hipótesis puede parecer voluntarista, pero se

fundamenta en el hecho que las tarifas eléctricas deberían permanecer relativamente altas en los próximos 10 años, favoreciendo el financiamiento propio o vía terceros (bancos, *ESCOs*) de proyectos de UEEE, como medidas colaterales en el marco de programas empresariales más amplios (compras de equipos de producción, desarrollo de exportaciones, programas de aseguramiento de calidad y otros).

Esto significa un número de usuarios participantes que variaría desde 90 empresas industriales en la ciudad de Panamá hasta 360 empresas en San Pedro Sula y 900 empresas en la ciudad de Guatemala, en un horizonte de 10 años.

Adicionalmente, se determinó que los proyectos de autogeneración con base en la cogeneración requieren una capacidad mínima de 2,500 kW, en caso de usar motores estacionarios operando con fuel oil. Asimismo, se identificó que entre 3 y 6 proyectos de pequeña cogeneración (con una demanda máxima de 15 MW) cumplían con este requisito en la ciudad de Guatemala; mientras que en el área de distribución de San Pedro Sula podrían desarrollarse entre 2 y 4 proyectos (con una demanda máxima de 10 MW), según las conclusiones del Programa GAUREE de la Unión Europea. En el caso de la ciudad de Panamá, no se consideró ningún proyecto de cogeneración industrial, en vista del tamaño reducido del sector industrial.

*Etapa 3: Estimación del nivel de equipamiento de los usuarios y de los equipos sustituidos*

- Sector Residencial

Con base en las encuestas a usuarios particulares e indicadores sobre la potencia unitaria promedio de cada clase de equipos, se pudo calcular un estimador del parque total instalado y de las tasas de equipamiento por hogares. Se hizo la hipótesis que estas tasas promedio eran representativas del grupo de usuarios participantes, en cada país estudiado.

Además, después de determinar el parque de equipos sustituidos por medio de las tasas de penetración de equipos eficientes antes mencionadas, se tuvo que estimar la vida útil promedio de cada uno de estos equipos para calcular las ventas acumuladas de equipos nuevos en los próximos 10 años.

El Cuadro 4.2., a continuación, sintetiza los principales resultados logrados.

Cuadro 4.2  
Sustitución de equipos en el Sector Residencial, Año 2010

	<b>Guatemala (EEGSA)</b>	<b>Honduras (ENEE-SPS)</b>	<b>Panamá (EDEMET)</b>
<b>Iluminación</b>			
Lámparas sustituidas (Miles)	771	82	171
Parque Total de Lámparas (Millones)	6.0	0.7	1.9
% Parque total	13%	12%	9%
Vida útil de las Lámparas (Años)	5.0	5.0	5.0
Venta de Lámparas nuevas (Miles)	973	98	221

	<b>Guatemala (EEGSA)</b>	<b>Honduras (ENEE-SPS)</b>	<b>Panamá (EDEMET)</b>
<b>Refrigeración</b>			
Equipos sustituidos (Miles)	171	27	38
Parque Total Refrig. (Millones)	0.42	0.05	0.14
% Parque total	40%	50%	27%
Vida útil de las Refrigeradores (Años)>10		>10	>10
Venta de Equipos nuevos (Miles)	171	27	38
<b>Aire Acondicionado</b>			
Equipos sustituidos (Miles)	51	8	126
Parque Total de A/C (Millones)	0.10	0.02	0.25
% Parque total	48%	40%	50%
Vida útil de A/C (Años)	10.0	10.0	10.0
Venta de Equipos nuevos (Miles)	51	8	126

- Sector Comercial

Debido a la falta de información detallada sobre el nivel de equipamiento por clase de usuarios y en vista que las auditorías energéticas llevadas a cabo en Panamá (3 edificios de oficinas y hoteles) y Guatemala (1 solo edificio de oficinas) no permiten extrapolar resultados a toda la muestra de clientes mayores en cada país, se optó por aplicar los siguientes estándares internacionales:

- Potencia unitaria disponible: 45 vatios por metro cuadrado
- Equipos de iluminación: 1 luminaria por cada 8 metros cuadrados  
70% de tubos y 30% de lámparas
- Equipos de Aire Acondicionado: 1 aparato por cada 25 metros cuadrados ( excepto en  
Panamá donde el Programa ENERFRIP de la Unión Europea indica un nivel de equipamiento de 1 aparato por cada 20 metros cuadrados)

Con estas bases, se estimó el parque total de equipos en operación, utilizando como variable de control la potencia promedio por clases de usos finales, determinada en los estudios de caracterización de la carga, e indicadores de potencia unitaria por tipos de equipos (80 vatios por lámpara o balastos de 2 tubos, 1,000 kW por equipo de aire acondicionado).

Asimismo, después de determinar el parque de equipos sustituidos para los clientes mayores participantes, se estimó la vida útil promedio de cada equipo para calcular las ventas acumuladas de equipos nuevos en los próximos 10 años.

Para los sistemas de distribución de agua y drenaje, la sustitución de motores por unos más eficientes sólo cobra relevancia en sistemas con válvulas, es decir en aquellas redes donde no se transporta el agua por gravedad. Dado que no se tenía información al respecto, en ninguna de las

tres ciudades estudiadas, se optó por descartarlos del análisis. En cuanto al alumbrado público, se utilizó la potencia promedio requerida (incluida en los estudios de caracterización de la carga), y se dividió por un indicador de potencia unitaria por luminaria, para estimar el parque instalado y de ahí, derivar una tasa de sustitución de las luminarias tradicionales por lámparas de vapor de sodio.

El Cuadro 4.3. a continuación sintetiza los principales resultados obtenidos:

Cuadro 4.3  
Sustitución de equipos en el Sector Comercial, Año 2010

	<b>Guatemala (EEGSA)</b>	<b>Honduras (ENEE-SPS)</b>	<b>Panamá (EDEMET)</b>
<b>Iluminación</b>			
Luminarias sustituidas (Miles)	60	23	50
Parque Total de Luminarias (Mill.)	0.95	0.21	0.42
% Parque total	6%	11%	12%
Vida útil de las Luminarias (Años)	3.0	3.0	3.0
Venta de Luminarias nuevas (Miles)	102	38	85
<b>Aire Acondicionado</b>			
Equipos sustituidos (Miles)	20	8	23
Parque Total de Equipos A/C (Mill.)	0.17	0.05	0.19
% Parque total	12%	16%	12%
Vida útil de los Equipos A/C (Años)	10.0	10.0	10.0
Venta de Equipos nuevos (Miles)	20	8	23
<b>Alumbrado Público</b>			
Luminarias sustituidas (Miles)	25	17	18
Parque Total de Luminarias (Mill.)	0.10	0.07	0.07
% Parque total	25%	25%	25%
Vida útil de las Luminarias (Años)	3.3	3.3	3.3
Venta de Luminarias nuevas (Miles)	43	28	31

- Sector Industrial

Para los usos de iluminación y aire acondicionado, se utilizaron los mismos criterios e indicadores que en el caso del sector comercial. Dado que no se tuvo acceso a información sobre el parque de motores instalados, se escogió extrapolar algunos resultados de las auditorías en industrias diversas, llevadas a cabo en Guatemala y Honduras. Es así como la potencia promedio por motor varía en un amplio rango (desde motores muy pequeños de menos de 1 HP hasta motores de más de 50 HP). Sin embargo, la media de las observaciones, en las plantas auditadas, indica un rango de potencia entre 5 y 25 HP, en ambos países.

Sobre esta base, se estimó un parque de “motores equivalentes a una potencia de 25 HP”,

utilizando la potencia disponible, indicada en los estudios de caracterización de la carga en el sector industrial (grandes clientes), y se hizo la hipótesis que el sector industrial de la ciudad de Panamá guardaba las mismas características que Guatemala y Honduras.

El Cuadro 4.4. a continuación sintetiza los principales resultados logrados:

Cuadro 4.4  
Sustitución de equipos en el Sector Industrial, Año 2010

	<b>Guatemala (EEGSA)</b>	<b>Honduras (ENEE-SPS)</b>	<b>Panamá (EDEMET)</b>
<b>Iluminación</b>			
Luminarias sustituidas (Miles)	120	40	12
Parque Total de Luminarias (Mill.)	0.40	0.13	0.04
% Parque total	30%	31%	30%
Vida útil de las Luminarias (Años)	3.0	3.0	3.0
Venta de Luminarias nuevas (Miles)	204	67	20
<b>Aire Acondicionado</b>			
Equipos sustituidos (Miles)	2.2	0.7	1.0
Parque Total de Equipos A/C (Miles)	6.0	2.0	3.0
% Parque total	36%	33%	34%
Vida útil de los Equipos A/C (Años)	10.0	10.0	10.0
Venta de Equipos nuevos (Miles)	2.2	0.7	1.0
<b>Fuerza Motriz</b>			
Motores sustituidos (Miles)	7.5	3.7	0.8
Parque Motores eq. a 25 HP (Miles)	22.5	11.0	2.4
% Parque total	33%	33%	33%
Vida útil de los Motores (Años)	>10	>10	>10
Venta de Motores nuevos (Miles)	7.5	3.7	0.8

*Etapa 4: Cuantificación de los ahorros y de los costos de inversión y O&M*

Para cada medida, se calcularon costos estándares de inversión y O&M, con base en los valores obtenidos en la Fase II del Programa PIER. Asimismo, el potencial de ahorro de energía eléctrica se determinó con base en los mismos parámetros de estimación establecidos en esta Fase. Dado que los estudios referentes conciernen el periodo 1992-1994, podría objetarse que las tecnologías actuales son más eficientes (tal es el caso, por ejemplo, de las lámparas fluorescentes). Sin embargo, se mantuvo esta opción con el propósito de producir resultados comparables con los de la Fase II en Costa Rica, El Salvador y Nicaragua.

En consecuencia, los potenciales de ahorro de energía eléctrica aquí considerados deben verse como valores mínimos. Corresponden a una evaluación costo/beneficio bastante conservadora. De tal forma que las medidas rentables que de ahí deriven tendrán una gran probabilidad de éxito, ya que podrían inducir ahorros reales mayores a los proyectados.

### Etapa 5: Clasificación de las medidas en función de indicadores financieros

En esta etapa del trabajo, se llevó a cabo una evaluación costo/beneficio preliminar de cada una de las medidas de MD&UEEE anteriormente identificadas. Dado que una evaluación económica sólo es pertinente en el nivel de Programas de conjunto, la metodología de evaluación se refirió a un análisis financiero clásico, con base en los siguientes parámetros y criterios:

- Periodo de análisis: 10 años
- Tasa de actualización: 12% p.a. en dólares constantes
- Costo de inversión: Inversión inicial + Inversiones diferidas de reposición
- Indicadores financieros: Valor Presente Neto (en millones de US\$ constantes)  
Periodo de Recuperación de las inversiones (en meses)
- Criterios de clasificación: Por orden creciente de tiempo de recuperación  
Exclusión de las medidas con Valor Presente Neto negativo

Con las siguientes aclaraciones:

- La tasa de actualización (o descuento) indicada es relativamente elevada. Corresponde a los lineamientos de evaluación de proyectos de los organismos de financiamiento multilateral para países en desarrollo. Asimismo, es similar al valor promedio de las tasas comerciales reales, en la Región, para la aprobación de créditos a mediano plazo. Aunque esta premisa financiera sea bastante restrictiva, permite evaluar la consistencia de las medidas propuestas, en un contexto de escasez de recursos financieros, y así seleccionar aquellas con los resultados más contundentes, en estas condiciones adversas. Además, es probable que cualquier financiamiento por terceros (*ESCOs*, bancos, arrendadoras) en la Región tendría un costo de oportunidad del capital bastante similar, puesto que estas empresas operarían como intermediarios financieros y deberían considerar un mayor riesgo-proyecto.
- Se incluyeron las inversiones diferidas en el costo total de inversión, puesto que éstas pueden ser de relevancia, en algunos casos (p.e. reposición de lámparas y luminarias o aplicación de capacitores).
- No se incluyó el indicador financiero de la “Tasa de Rentabilidad Interna”, puesto que el indicador del Valor Presente Neto (VPN) presenta una imagen más contundente de los resultados. Además, cuando las inversiones diferidas son importantes, puede ocurrir que el Valor Presente Neto se vuelva varias veces negativo, con lo que se obtienen varias Tasas de Rentabilidad Interna, mientras que el criterio del VPN siempre es unívoco.
- El Periodo de Recuperación antes mencionado se refiere al Punto de Equilibrio Financiero, es decir al número de meses necesarios hasta que el VPN se vuelva positivo. Se escogió de manera preferente el criterio del Punto de Equilibrio de la Operación (*break even point*),

puesto que las inversiones de MD&UEEE pueden ser consideradas como inversiones de riesgo para la mayoría de los usuarios no familiarizados con la gestión de la energía. Por lo tanto, buscarán acortar lo más posible el periodo transcurrido hasta recuperar los costos de O&M y los costos de inversión inicial con los ahorros obtenidos.

- Por lo mismo, se consideró el Periodo de Recuperación como el criterio prioritario para la clasificación de las medidas de MD&UEEE. Ahora bien, en el caso de 2 medidas con periodos de recuperación casi idénticos, se utilizó como segundo criterio de selección el dar la prioridad a aquella medida que tuviera el mayor VPN positivo.

#### Etapa 6: Análisis de esquemas financieros (estudios de caso)

En esta etapa del trabajo, se probó la consistencia de varios esquemas financieros, en el contexto de los 3 países estudiados, para apalancar Programas Pilotos sectoriales. Dado el campo de acción cada vez más limitado del Estado en un mercado eléctrico “desregulado” y la existencia de notables barreras financieras (escasez de financiamiento bancario tradicional), se trató de comprobar la viabilidad de los llamados “esquemas de ahorros compartidos”. Esto es, esquemas de financiamiento en los cuales el usuario beneficiario comparte los ahorros del proyecto de MD&UEEE con un tercero que le aporta medios financieros y, en su caso, asesoría tecnológica, garantías y métodos de gestión.

El esquema más antiguo de financiamiento por terceros es el *arrendamiento financiero*. Consiste en arrendar un equipo, con la ventaja de asignar las rentas pagadas al gasto operativo, sobre un periodo pactado durante el cual el arrendador recupera su inversión con parte de los ahorros del proyecto. Al cabo del periodo de reembolso, el equipo vuelve a ser propiedad del usuario, quien lo adquiere a su valor de rescate. A partir de este momento, también es “dueño del 100% de los ahorros obtenidos”. En cada momento, el usuario asume los riesgos técnicos del proyecto, es decir que lo opera con sus propios recursos materiales y humanos, como si fuera un activo de su propiedad. Curiosamente, este esquema relativamente sencillo ha sido poco utilizado para financiar medidas de ahorro de energía, excepto en el caso del manejo de flotillas de transporte. Asimismo, rara vez se utilizó para financiar medidas de MD&UEEE, con excepción de la adquisición de equipos de monitoreo y control con un modesto valor unitario. Por estas razones, no se consideró en el presente Estudio.

El segundo esquema conocido es el de *compra de ahorros* de los usuarios por parte de las compañías eléctricas. En este caso, la empresa eléctrica aporta su asesoría técnica y facilita el acceso a financiamientos, a cambio de la firma de un contrato de suministro a mediano plazo, en el cual se estipula bajo qué modalidades el usuario pagará la inversión inicial con los ahorros logrados en sus facturas mensuales. Este esquema ha sido ampliamente utilizado por empresas eléctricas para lograr un adecuado Manejo de la Demanda y así ahorrar inversiones de expansión de capacidad. Ha sido promovido principalmente por grandes corporaciones integradas verticalmente, en una época cuando el mercado eléctrico todavía estaba regulado por el Estado, mediante el otorgamiento de permisos de concesión que confería a cada corporación un estatuto de monopolio *de facto* en su área de influencia. Los esquemas de compras de ahorros han dado sus mejores resultados en la promoción de medidas de MD&UEEE hacia el sector residencial (principalmente, para el cambio de luminarias y lámparas). Hoy día, podrían formar parte de la política comercial de empresas distribuidoras y comercializadoras, aún en mercados eléctricos más abiertos y competitivos. Por lo que se consideró viable incorporarlo, en el caso de los 3 países estudiados.

El tercer esquema conocido es el de los *préstamos de reembolso fijo o variable*. En este caso, el tercero aporta el financiamiento y una asesoría técnica, a cambio de una porción de los ahorros totales, traducida bajo la forma de mensualidades constantes o variables. El usuario es dueño del equipo desde el primer momento y lo opera con sus propios recursos, bajo la supervisión y asistencia técnica del tercero. Este esquema ha conocido una gran difusión, a partir de la segunda mitad de los años 80, y permitió la aparición de las primeras empresas de servicios energéticos (*ESCOs*), sobretodo en los países anglosajones. En la mayoría de los casos, estas empresas actuaron como evaluadores de los proyectos e intermediarios con los bancos y los proveedores de equipos. Sin embargo, su aportación suele regirse según reglas complejas de garantía limitada, por lo que pueden existir controversias con el usuario, en caso de un mal uso o avería del equipo. Este esquema ha sido muy utilizado para financiar medidas de MD&UEEE en el sector comercial e industrial. Por esta razón, se consideró en el presente Estudio.

El esquema más reciente es el de los *acuerdos de servicios integrales*. En este tipo de esquema, el tercero funge como inversionista y operador del proyecto de MD&UEEE. Como tal asume todos los riesgos técnicos, administrativos y financieros por un periodo pactado y renovable, a cambio de quedarse con la mayor parte de los ahorros obtenidos. Bajo esta modalidad, el proyecto opera en un sistema de *gestión delegada* cuyo campo puede ser más amplio que la simple gestión de la energía, puesto que el tercero puede hacerse cargo de toda la administración de suministros y servicios. Este tipo de esquema ha conocido un constante crecimiento, desde hace 10 años, y ha sido aplicado exitosamente en la gestión de edificios o locales comerciales y en la gestión de redes de suministro de agua y energéticos. También se ha utilizado, en una escala más reducida, para financiar proyectos de producción autónoma de energía, en particular mini-centrales hidráulicas y sistemas de cogeneración industrial de diversos tamaños. Por estas razones, se consideró su posible aplicación en el presente Estudio.

Finalmente, cabe mencionar los esquemas de *BLT* o *BOT*, en los cuales consorcios de proveedores de equipos se hacen cargo de la ingeniería y construcción de una planta de generación o de una línea de transmisión, y recuperan su inversión mediante la firma de *contratos de rendimiento garantizado*. Esto es que los reembolsos pactados les permiten obtener una rentabilidad mínima garantizada, puesto que el cliente asume los riesgos cambiarios y financieros de la operación. Esta modalidad actual de construcción de proyectos “llaves en mano” conoce una gran difusión, sobretodo en mercados donde existen operadores públicos escasos de recursos presupuestales para financiar su expansión. Sin embargo, no se consideró en el presente Estudio, ya que este esquema de financiamiento por terceros corresponde más bien al lado de la oferta de electricidad.

En síntesis, se seleccionaron tres esquemas de financiamiento por terceros, correspondiendo a igual número de estudios de caso:

- Un esquema de *compra de ahorros* en el sector residencial para el financiamiento de la sustitución de lámparas y luminarias. Puede extenderse a la sustitución de refrigeradoras y aparatos de aire acondicionado, en su caso;
- Un esquema de *acuerdo de servicios integrales* en el sector comercial, consistente en la gestión integral de la energía en edificios por parte de empresas de servicios especializadas (*ESCOs*);

- Un esquema de *préstamo de reembolso fijo*, (modalidad tradicional de intervención de la mayoría de las *ESCOs* existentes), en el sector industrial para el financiamiento de proyectos de pequeña cogeneración industrial. Puede extenderse al financiamiento de medidas de UEEE.

Adicionalmente, se consideró un estudio de caso de alcance general, referente a la aplicación de tarifas diferenciadas para los usuarios en mediana y alta tensión (grandes clientes). Dado que todavía no se definieron tarifas horarias en Honduras, sólo se ilustra para Guatemala y Panamá.

De esta forma, los 2 primeros estudios de caso están enfocados hacia el Uso Eficiente de la Energía Eléctrica, mientras que los 2 siguientes se refieren al Manejo de la Demanda.

#### Etapa 7: Integración y evaluación de Programa Pilotos sectoriales

En una primera etapa, se evaluaron los estudios de caso antes mencionados, considerando por separado el punto de vista del usuario final y el punto de vista de la empresa fungiendo como tercero (compañía eléctrica, *ESCOs*).

- Punto de vista del usuario

Dado que la mayoría de los esquemas de ahorros compartidos que sustentan los financiamientos por terceros se basan en un ahorro mínimo reconocido al usuario, en los primeros meses de operación del proyecto de UEEE, existe el riesgo de una falta de visibilidad de los resultados por su parte, mientras asume hasta la totalidad de los riesgos técnicos. Por esta razón, el análisis del punto de vista del usuario es un punto básico para medir la viabilidad de estos esquemas.

En cada estudio de caso, se calculó el Valor Presente Neto de los ahorros netos devengados al usuario. Además, es común que el tercero también preste servicios de asesoría técnica, por lo que existe un costo de operación adicional que el usuario debe asumir. De ahí la necesidad de calcular también el Periodo de Recuperación para el usuario, es decir el número de meses a partir de los cuales los ahorros devengados rebasarán los costos de operación adicional cobrados por la empresa de servicios energéticos o la compañía eléctrica.

Finalmente, puesto que la viabilidad de los esquemas de ahorros compartidos depende del nivel de las tarifas eléctricas, es menester realizar un análisis de sensibilidad a variaciones en el precio de la electricidad, para cada esquema de reparto de los ahorros entre usuario y tercero.

- Punto de vista del tercero

En este caso, aplica un análisis financiero clásico. Se utilizaron los mismos criterios de selección que los antes descritos en la evaluación costo/beneficio de medidas individuales.

- Resultados globales

Una vez analizada la viabilidad de cada estudio de caso, se expandieron a la totalidad de los usuarios participantes para establecer los Programas Pilotos en cada sector. De esta forma, se obtuvo un impacto global en términos de ahorro de energía, para cada sector, en los 3 países estudiados.

### 4.3. Descripción de las medidas de MD&UEEE

#### Medidas de Uso Eficiente de la Energía Eléctrica

- Sector Residencial

Entre las medidas identificadas para reducir el consumo de energía eléctrica están las siguientes:

##### *Iluminación*

- Sustitución de lámparas incandescentes por luminarias o bombillos más adecuados (de menor potencia; de foco concentrado; lámparas de alta intensidad).
- Sustitución de lámparas incandescentes por luminarias o bombillos más eficientes (halógenos; incandescentes eficientes como por ejemplo aquellas con filmes infrarrojos reflectores (IFIR); fluorescentes más eficientes o compactas; reflectores de plata o aluminio de alta reflexión; balasto electrónico de estado sólido de alta frecuencia).
- Desarrollo de normas de construcción que incluyan aspectos referentes a iluminación.

Como medida típica de ahorro de energía eléctrica, se consideró la sustitución por lámparas compactas fluorescentes. Aunque esta medida resulte más costosa que el reemplazo por lámparas incandescentes más eficientes, se puede aplicar cada vez que el uso promedio diario por lámpara rebasa las 4 horas. Por lo que sólo se propone sustituir los bombillos en los espacios más utilizados de un hogar (sala comedor, cocina, luz de patio). En este caso, la sustitución de cada lámpara tradicional de 80 vatios por una lámpara fluorescente de 20 vatios procura un ahorro promedio del 75%, esto es 90 kWh/año durante 5 años, con un costo inicial de aproximadamente 8 US\$ por lámpara.

##### *Refrigeración*

- Mejoras en la operación de los refrigeradores (ubicación de los equipos; limpieza interna y externa y descarchado con la debida frecuencia; conservación del empaque en buenas condiciones; ajuste del termostato a 4°C para el refrigerador y -12°C para los congeladores).
- Sustitución al final de la vida útil por refrigeradores más eficientes (con buen aislamiento y mejor factor de potencia).

Dado el nivel socioeconómico de la mayoría de los usuarios residenciales, en cada uno de los 3 países estudiados, resulta poco realista y costoso (para la compañía eléctrica involucrada en una compra de ahorros) el sustituir los refrigeradores existentes por unos nuevos. En la Fase II del Programa PIER, se propuso una combinación de las dos siguientes medidas:

- Cambio de empaques y aislamiento en refrigeradores de 8 pies cúbicos. Procura un ahorro de energía del 10% (50 kWh/año), con un costo por usuario de 10 US\$ (80% de los casos);
- Cambio por refrigeradores eficientes de 12 pies cúbicos, en los estratos más altos de la clientela residencial. En este caso, se consigue un ahorro de energía del 30% (450 kWh/año), con un costo adicional por usuario de 100 US\$ (20% de los casos).

De esta forma, el ahorro promedio de energía en los usos de refrigeración se establece en el 14% (135 kWh/año), con un costo adicional inferior a 30 US\$ por usuario participante.

#### *Aire acondicionado*

- Sustitución de bombas de impulsión de agua helada
- Presurización de los circuitos de agua helada
- Fraccionamiento de la distribución por circuitos separados
- Instalación de aislamientos
- Eliminación de infiltraciones

Actualmente, el uso de aparatos de aire acondicionado sólo se encuentra en los estratos más altos de la clientela residencial. Por lo que tienen suficiente poder adquisitivo para comprar paulatinamente aparatos nuevos. En el caso de sustituir los aparatos existentes, y con base a una utilización de 12 horas por día, el ahorro de energía es del 40%, esto es 1,440 kWh/año/aparato, con un costo inicial de aproximadamente 200 US\$ por aparato (Fuente: Programa PIER II).

- Sector Comercial

En este sector, se agruparon los usos de comercios y servicios y el alumbrado público. En el marco del presente Estudio, no se analizaron los usos de producción de agua caliente, aunque existan medidas sencillas de regulación automática del calentamiento, aislamiento de tuberías y calentadores o recuperación de calor en los condensadores de los grupos de frío. Entre las medidas prioritarias identificadas para reducir el consumo de energía eléctrica, además de las indicadas para el sector residencial, se consideraron las siguientes:

#### *Medidas generales*

- Instalación de bancos de capacitores
- Programación y control de la demanda eléctrica mediante microprocesadores
- Automatización de ascensores
- Sustitución de motores de baja eficiencia
- Instalación de sistemas de gestión integral de energía
- Desarrollo de normas de construcción que consideren la conservación de energía.

Estas medidas no se cuantificaron en forma general, ya que requieren estudios caso por caso para evaluar su viabilidad.

### *Aire acondicionado*

- Sustitución de grupos de frío no eficientes
- Sistemas de acumulación de calor y de frío
- Ajuste del funcionamiento de grupos de frío
- Regulación de las torres de enfriamiento
- Instalación de cortinas aislantes en cuartos fríos
- Instalación de doble puerta de entrada
- Instalación de grupos de frío de absorción, sustituyendo la fuente de energía

Los ahorros y costos para aparato son de la misma magnitud que los antes mencionados para el sector residencial.

### *Iluminación*

- Instalación de balastos de alta frecuencia para los tubos fluorescentes
- Sustitución de luminarias convencionales por fluorescentes
- Creación de sistemas independientes de control de circuitos

Las características de los sistemas de iluminación en el sector comercial son muy distintas de aquellas del sector residencial. Se puede considerar que mínimo el 70% de los usos de iluminación corresponden a tubos fluorescentes y el 30% restante a lámparas o luminarias individuales. Además, suelen utilizarse en promedio 12 horas por día, con lo que los ahorros totales de energía son significativamente más elevados. En contraparte, la vida útil de las luminarias resulta más corta que en el caso del sector residencial (entre 2.5 y 3.5 años), por lo que las inversiones de reposición son de consideración.

En la Fase II del Programa PIER, se ofreció la siguiente evaluación:

- Sustitución por lámparas fluorescentes: 75% de ahorro de energía, o bien 216 kWh/año por cada lámpara sustituida, con un costo unitario de 8 US\$ por lámpara;
- Sustitución por tubos fluorescentes con balasto electrónico: 50% de ahorro de energía, esto es 144 kWh/año por cada balasto de 2 tubos, con un costo promedio de 7 US\$ por tubo.

Tomando en consideración un reparto 70% de tubos - 30% de lámparas, se obtiene un ahorro de energía promedio por luminaria del 58%, esto es 165 kWh/año, con un costo promedio cercano a 8 US\$ por luminaria.

### *Alumbrado publico*

Las medidas identificadas para el uso más eficiente de energía en alumbrado público son las siguientes:

- Sustitución de lámparas de vapor de mercurio por vapor de sodio (de 125 W por 100 W; de 175 W por 100 W; de 250 W por 150 W; y de 400 W por 250 W).
- En el momento de sustituir las líneas de distribución aérea por líneas subterráneas, instalación de medidores en los sistemas de alumbrado público; sustitución de las fotoceldas actuales por sistemas de reloj astronómico o interruptores horarios controlados a distancia; instalación de sistemas de reducción de flujo luminoso en horas nocturnas.

Con estas medidas sencillas, se puede estimar que el ahorro de energía promedio por luminaria alcanza el 35%. Tomando en consideración un uso de 14 horas por día, se obtiene un ahorro de energía del orden de 900 kWh/año, con un costo promedio de 60 US\$ por luminaria.

- Sector Industrial

Puesto que los usos de refrigeración o producción de frío son muy reducidos en las industrias de los 3 países, no se analizaron medidas específicas. Asimismo, las medidas referentes al uso del aire acondicionado y de la iluminación son idénticas a las del sector comercial para oficinas. Entre las medidas adicionales identificadas para reducir el consumo de energía eléctrica, se encuentran las siguientes:

#### *Fuerza motriz*

- Promoción del uso de motores eléctricos con nuevas tecnologías (los llamados "motores eficientes", los motores de imanes permanentes, el uso de materiales magnéticos blandos entre otras)
- Promoción del uso de control de velocidad variable en motores, así como controles y sensores avanzados, electrónica de potencia, sistemas de control del factor de potencia y controladores rápidos (en el caso de compresores)
- Sustitución de motores sobredimensionados (posible creación de bancos de motores para su intercambio entre las empresas)
- Empleo de motores síncronos en lugar de asíncronos, asociados con controles de velocidad
- Utilización de motores de dos velocidades para variar el caudal de bombas o ventiladores cuando existen dos o más regímenes de carga
- Recuperación del calor del sistema de enfriamiento de los compresores
- Instalación de tomas de aire para los compresores en lugares fríos

- Conservación de la mínima presión posible en la red de aire comprimido
- Eliminación de fugas de aire comprimido.

Resulta difícil evaluar el potencial de ahorro de energía en fuerza motriz, por la escasa información disponible sobre el equipamiento industrial en cada país. Además, existe un amplio rango de variación de los ahorros de energía, según el tamaño de los motores eléctricos. En estudios previos llevados a cabo en Costa Rica, El Salvador y Nicaragua (Fuente: Programa PIER II), se realizaron análisis de características técnicas de motores eficientes, con las siguientes conclusiones:

- Motores muy pequeños (potencia inferior a 5 HP):  
Ahorros de energía de hasta el 8%, es decir 1,065 kWh/año/motor, para 3,600 horas anuales de utilización, con un costo por motor del orden de 240 US\$
- Motores pequeños (potencia entre 5 y 10 HP):  
Ahorros de energía de hasta el 6%, es decir 1,600 kWh/año/motor, para 3,600 horas anuales de utilización, con un costo por motor del orden de 360 US\$
- Motores medianos (potencia entre 10 y 25 HP):  
Ahorros de energía de hasta el 5%, es decir 3,325 kWh/año/motor, para 3,600 horas anuales de utilización, con un costo por motor del orden de 540 US\$
- Motores más grandes (potencia entre 40 y 50 HP):  
Ahorros de energía de hasta el 3%, es decir 4,000 kWh/año/motor, para 3,600 horas anuales de utilización, con un costo mínimo por motor del orden de 650 US\$

Por las características de los motores industriales, observadas en las auditorías energéticas llevadas a cabo en Guatemala y Honduras, se puede estimar que la sustitución por motores más eficientes significaría un ahorro promedio de energía del 5-6%, esto es entre 2,500 y 2,900 kWh por motor nuevo, con un costo de inversión promedio de entre 450 y 500 US\$ por motor.

#### *Producción de vapor y electricidad*

- Sistema de cogeneración con motor estacionario utilizando diesel oil y recuperación de calor residual en gases de escape y líquidos de enfriamiento
- Almacenamiento y precalentamiento del fuel oil (bunker) con el calor residual del motor u otras fuentes de calor de proceso (por ejemplo, el uso de vapor flash)

Un sistema de cogeneración optimizado de 2,500 kW (tamaño mínimo requerido para los motores funcionando con bunker) consume entre 60 y 70% menos energía, comparado con un motor convencional, y produce hasta 15 millones de kWh/año (sobre una base de 16 horas diarias de utilización), con un costo de inversión del orden de 800 US\$ por kW, esto es 2 millones de US\$ para una potencia disponible de 2.5 MWe.

## Medidas de Manejo de la Demanda Eléctrica

- Sector Residencial

Entre las posibles medidas identificadas para reducir la demanda de potencia en el sector residencial, además de las medidas de Uso Eficiente de la Energía Eléctrica ya mencionadas que también contribuyen a dicha reducción, están los ajustes en el nivel y la estructura de las tarifas eléctricas. En el caso del sector residencial, en ninguno de los 3 países estudiados, se han implantado tarifas binomias (con un cargo por potencia para todos los consumidores). Tampoco existen tarifas horarias (por tiempo de uso) y estacionales, aunque serían de utilidad para procurar ahorros de energía y reducciones en la demanda punta, por lo menos durante la estación seca.

La razón principal es que existe una capacidad térmica en excedente, por lo que no hay gran interés por parte de los generadores en reducir su demanda en el periodo de estiaje de las plantas hidroeléctricas. Incluso, el espectro del racionamiento que fue necesario aplicar, hace algunos años, cuando se produjo una larga temporada de sequía, sigue lo suficiente vivo en la opinión pública para justificar que se reduzca aún más la participación de la energía hidroeléctrica, a favor de la térmica.

En otros términos, el funcionamiento del sistema eléctrico se orienta claramente hacia el desarrollo de la oferta, por lo que no es de esperarse, en el corto y mediano plazo, que se logre la implantación de tarifas estacionales o por tiempo de uso en el sector residencial, aunque serían de mucha utilidad, sobretodo en Panamá, donde el uso de aire acondicionado ya es masivo y presiona la capacidad de las redes de transporte y distribución.

En sentido contrario, el control de la potencia máxima demandada mediante la instalación de limitadores de carga (o interruptores de control de potencia - ICP) en vez de medidores duales de energía y potencia, que tienen costos excesivos para dicha aplicación, es una preocupación de las empresas distribuidoras, por lo menos en Guatemala y Panamá.

- Sector Comercial e Industrial

Se comentó con anterioridad que las tarifas horarias aplicadas requieren de una revisión de los cobros por potencia, en el sentido de aumentarlos drásticamente en el periodo pico, a fin de procurar desplazamientos de la demanda hacia otros horarios. Con la estructura tarifaria actual, es poco probable que esto ocurra, sobretodo si se toman en consideración las dificultades inherentes a los cambios de horarios (necesidad de reorganizar los turnos de producción, limitaciones por los horarios de apertura a la clientela y otros).

Los resultados esperados de los Programas de MD&UEEE, presentados a continuación, ilustran este hecho. Puesto que se estimaron con base en la estructura tarifaria existente, casi no se observa ningún desplazamiento fuera de los horarios punta, sino que las curvas de carga de los 3 sistemas analizados tienden a bajar en forma proporcional en todos los horarios, como resultado de la aplicación de medidas de ahorro de energía (Ver más adelante Gráficas en el Capítulo 5).

Sin embargo, en el caso de Panamá, se observa una clara evolución en el sentido de incrementar de los cobros por potencia en horarios pico, para las tarifas de mediana y alta tensión, contrariamente a los casos de Guatemala y Honduras (donde ni siquiera se aplican todavía

tarifas horarias).

De tal forma que, en el mediano plazo, solamente el desarrollo de la cogeneración industrial es susceptible de incidir sobre los picos de demanda, procurando desplazamientos marginales hacia otros horarios.

### **Otras medidas de orden general**

Existe un conjunto de medidas que pueden ser clasificadas de orden general, como es el caso de las medidas de comunicación masiva para promocionar prácticas de uso más eficiente de la energía eléctrica. Estas medidas afectan directa o indirectamente a todos los sectores de consumo. Se pueden agrupar en varios programas indicados a continuación.

- **Programas de información**

Con estos programas se busca informar en prioridad a los usuarios residenciales sobre los procedimientos técnicos y los equipos que existen en el mercado para mejorar la eficiencia energética. Las normas de eficiencia mínima, mejoradas permanentemente, incluyendo la introducción de un etiquetado adecuado, son puntos esenciales para permitir comparaciones entre equipos existentes en el mercado. También es recomendable confeccionar fichas técnicas (folletos divulgativos) sobre ahorro de energía en el hogar en general y sobre la forma de interpretar el recibo de energía eléctrica, por lo menos para los siguientes usos principales:

- . Iluminación en general
- . Aire acondicionado (por lo menos en Panamá)
- . Refrigeración de alimento

Estas fichas deberían tener como contenido mínimo:

- . Principios básicos de funcionamiento
- . Para qué se usa
- . Cómo se usa
- . Balance energético
- . Costo durante la vida útil, incluyendo O&M
- . Ejemplos concretos de utilización

- **Programas de sensibilización**

Con estos programas se pretende sensibilizar al usuario para que llegue a manejar sus equipos de la forma más eficiente posible. Estos programas buscan no solo incentivar la sustitución de equipos, sino también crear una cultura sobre el uso eficiente de la energía. Las acciones a desarrollar dentro de estos programas serían las siguientes:

- . Teléfono permanente para atender todas las consultas de los clientes. Para promocionar este servicio bastaría indicar el número de teléfono en el recibo mensual. Estas llamadas serían gratuitas.
- . Viñetas y consejos: Se trata de un espacio visible en los periódicos, con una serie de

consejos sobre el uso eficiente de la energía. Estos espacios se podrían compartir entre varias empresas, para mantenerlo permanentemente con el fin de que los lectores esperen cada día una noticia de las compañías eléctricas.

De forma periódica, también se puede promover y/o participar en charlas, coloquios y mesas redondas por radio y televisión. Igual estrategia se puede aplicar a través de periódicos y revistas especializadas, mediante artículos más o menos técnicos, en función del tipo de lector. Otra oportunidad es la publicación de artículos en las revistas oficiales de los gremios profesionales y los Colegio de Ingenieros; estos artículos deben ser de alto contenido técnico y divulgar procesos de alta tecnología y equipos para mejorar la eficiencia energética.

En algunos países, incluso se ha ofrecido el servicio de verificación del estado de funcionamiento de las instalaciones eléctricas, incluyendo la medición de balance entre líneas.

Otro programa eficaz es la formación de grupos de conservación de energía en instituciones gubernamentales y empresas privadas, que promuevan el intercambio y divulgación de los resultados alcanzados.

- Programas de capacitación y formación

Los programas de capacitación y formación deben ser generales. Con estos programas se busca familiarizar a todas las personas vinculadas al uso de la electricidad con las técnicas de la utilización eficiente de la energía. Deben incluir cursos de entrenamiento para instaladores de electricidad y vendedores, presentaciones en asociaciones de barrios y ferias de energía y clases de energía y medio ambiente en las escuelas desde el primer grado.

Para sensibilizar a los escolares en el uso eficiente de la energía, se podría realizar concursos anuales entre todos los colegios, sobre temas relacionados con la energía eléctrica. Para mantener el interés en el programa, cada año se debería cambiar el contenido del concurso. Todas estas medidas deberían coordinarse con los respectivos Ministerios de Educación, colegios privados, universidades y otros centros de enseñanza.

Todas estas medidas de acompañamiento han sido consideradas en la evaluación económica global de los Programas Nacionales de MD&UEEE, bajo la forma de un costo de operación de los Programas identificados (Ver más adelante Capítulo 5).

#### **4.4. Análisis de esquemas financieros**

##### **Características de los estudios de caso propuestos**

Como se mencionó con anterioridad, los estudios de caso fueron seleccionados en consideración de que correspondían a los esquemas de financiamiento por mecanismos de mercado que parecían los más adecuados con la nueva situación por la que atraviesa la organización de los sistemas eléctricos en cada uno de los 3 países estudiados.

Cabe aclarar que el mercado más abierto es actualmente el de Panamá, por lo que la posibilidad que se desarrollen estos nuevos esquemas de ahorros compartidos podría ser mayor. Guatemala ocupa un lugar intermedio, puesto que el tamaño mismo de la demanda en la capital y su zona

aledaña hace que la distribución se encuentra muy concentrada entre una o dos empresas mayores, y que el mercado eléctrico está todavía poco abierto, al ser compartido entre actores de tamaño muy disímil. Esto limita la posibilidad de aplicar nuevos esquemas de financiamiento privado, al menos que se incorporen en la política comercial de las empresas mayores. En cuanto a Honduras, el proceso de reorganización del mercado eléctrico apenas inició con una reestructuración administrativa de la ENEE en varias divisiones regionales. En consecuencia, la introducción de nuevos esquemas de financiamiento es todavía una prioridad remota, supeditada a una reforma preliminar del nivel y de la estructura de las tarifas eléctricas, para poder atraer nuevos capitales desde el sector privado.

A continuación, se presentan tres esquemas de financiamiento por terceros, correspondiendo a igual número de estudios de caso:

- Un esquema de *compra de ahorros* en el sector residencial (iluminación);
- Un esquema de *acuerdo de servicios integrales* en el sector comercial (gestión de edificios);
- Un esquema de *préstamo de reembolso fijo* en el sector industrial (cogeneración);

Además, se incluye un estudio de caso para el análisis del impacto de las tarifas horarias para grandes usuarios (mediana y alta tensión).

Los 2 primeros estudios de caso están enfocados hacia el Uso Eficiente de la Energía Eléctrica, mientras que los 2 siguientes se refieren al Manejo de la Demanda.

### **Estudio de Caso No 1: Compra de Ahorros en el Sector residencial**

Con base en la estructura actual de las tarifas residenciales, se incluyeron 3 categorías de usuarios:

- |     |                                 |  |
|-----|---------------------------------|--|
| (A) | Consumo inferior a 100 kWh/mes  | Instalación de una sola lámpara fluorescente |
| (B) | Consumo entre 100 y 300 kWh/mes | Instalación de dos lámparas fluorescentes    |
| (C) | Consumo superior a 300 kWh/mes  | Instalación de cuatro lámparas fluorescentes |

Adicionalmente, se consideró que las compañías eléctricas recuperarían las inversiones en nuevas lámparas fluorescentes con un sistema clásico de pagos fijos, cargados en la factura mensual de los usuarios, por un período que variaría entre 12 y 24 meses. La tasa de interés implícita cobrada a los usuarios sería del 12% p.a. en términos constantes, por lo que terminarían por pagar un precio mayor que el costo de las lámparas. En otros términos, no se considera ninguna clase de incentivo financiero (tipo tasa blanda o nula), pero se hace la hipótesis que las compañías eléctricas asumirían el costo de gestión del Programa.

Ahora bien, el beneficio para las empresas eléctricas sería doble:

- Por un lado, obtendrían ahorros en inversiones de expansión de la red de distribución (estimados en 450 US\$ por kW) bastante superiores al costo de inversión inicial en lámparas;

- Del otro, podrían conseguir un beneficio financiero marginal, en el caso que los pagos de los usuarios sean superiores al valor de reembolso que hubiera dado un crédito convencional. En este caso, se puede considerar que este beneficio adicional permitiría cubrir, por lo menos en forma parcial, el costo de gestión del Programa de compra de ahorros.

El Cuadro 4.5. a continuación sintetiza los principales resultados obtenidos en cada uno de los 3 países estudiados.

**Cuadro 4.5.**  
Estudio de Caso No 1: Compra de ahorros en el sector residencial

Tipo de Usuarios	GUATEMALA			HONDURAS			PANAMÁ		
	(A)	(B)	(C)	(A)	(B)	(C)	(A)	(B)	(C)
<b>Lámparas sustituidas por Usuario</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>
Tarifa en cUS/Kwh	9.8	17.2	17.2	4.8	6.2	6.3	11.0	12.7	12.7
<b>Punto de vista de los Usuarios</b>									
<b>Ahorro mensual por Usuario (Usd)</b>	<b>0.7</b>	<b>2.5</b>	<b>4.9</b>	<b>0.3</b>	<b>0.9</b>	<b>1.8</b>	<b>0.8</b>	<b>1.8</b>	<b>3.6</b>
Costo Lámparas (Usd)	8.0	16.0	32.0	8.0	16.0	32.0	8.0	16.0	32.0
Costo Programa (Usd)	1.4	1.9	3.8	1.9	3.8	7.7	1.0	1.9	3.8
<b>Costo Total por Usuario (Usd)</b>	<b>9.4</b>	<b>17.9</b>	<b>35.8</b>	<b>9.9</b>	<b>19.8</b>	<b>39.7</b>	<b>9.0</b>	<b>17.9</b>	<b>35.8</b>
<b>Periodo de Recuperación (Meses)</b>	<b>13</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>29</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
Reembolso sobre facturación (Meses)	18	12	12	24	24	24	12	12	12
Monto de cada Mensualidad (Usd)	0.5	1.5	3.0	0.4	0.8	1.7	0.7	1.5	3.0
<b>Ahorro Neto por Usuario (Usd/mes)</b>	<b>0.2</b>	<b>1.0</b>	<b>2.0</b>	<b>-0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.3</b>	<b>0.7</b>
% Ahorro mensual total	26%	40%	40%	0%	8%	9%	6%	18%	18%
<b>Punto de vista Comp. Eléctricas</b>									
<b>Inversión por Usuario (Usd)</b>	<b>8.0</b>	<b>16.0</b>	<b>32.0</b>	<b>8.0</b>	<b>16.0</b>	<b>32.0</b>	<b>8.0</b>	<b>16.0</b>	<b>32.0</b>
Gestión Programa (Usd/mes)	0.6	1.0	1.0	0.3	0.4	0.4	0.6	0.7	0.7
Pérdida Facturación (Usd/mes)	0.7	2.5	4.9	0.3	0.9	1.8	0.8	1.8	3.6
Costo Financiero no pagado (Usd/mes)	0.0	0.0	0.0	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Costos por Usuario (Usd/mes)</b>	<b>1.3</b>	<b>3.5</b>	<b>5.9</b>	<b>2.5</b>	<b>1.2</b>	<b>2.2</b>	<b>1.4</b>	<b>2.5</b>	<b>4.3</b>
Ahorro de Inversión por Usuario (Usd/mes)	0.9	1.8	3.6	0.9	1.8	3.6	0.9	1.8	3.6
Beneficio financiero (Usd/mes)	2.5	7.1	14.2	0.0	1.5	3.8	0.5	3.3	6.5
<b>Beneficio por Usuario (Usd/mes)</b>	<b>3.4</b>	<b>8.9</b>	<b>17.8</b>	<b>0.9</b>	<b>3.3</b>	<b>7.4</b>	<b>1.4</b>	<b>5.1</b>	<b>10.1</b>
<b>Beneficio Neto (Usd/mes/usuario)</b>	<b>2.1</b>	<b>5.4</b>	<b>11.8</b>	<b>-1.6</b>	<b>2.1</b>	<b>5.2</b>	<b>0.0</b>	<b>2.5</b>	<b>5.8</b>
<b>Periodo de Recuperación (Meses)</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>n.s.</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>n.s.</b>	<b>6</b>	<b>6</b>

Se destacan los siguientes comentarios:

- Tanto en Guatemala como en Panamá, los periodos de recuperación para los usuarios son inferiores a un año, con lo que se benefician con ahorros netos de entre el 18% y el 40% de los ahorros totales, mismos que podrían reflejarse por una rebaja en sus facturas mensuales;
- En el caso de Honduras, el bajo nivel relativo de las tarifas residenciales vuelve moderadamente atractivo el Programa para los usuarios, puesto que su periodo de recuperación se alargaría hasta 2 años y más;
- Para los estratos de consumo intermedio y alto, las empresas eléctricas saldrían altamente beneficiadas, puesto que la recuperación de las inversiones iniciales en lámparas y del costo

del Programa sería de 8 meses, en el peor caso;

- Para el estrato bajo de consumo, la compra de ahorros sólo sería redituable en Guatemala, por lo que, en los dos otros países, tendría que ser subsidiada (por ejemplo, se tendría que dejar de cobrar intereses por el financiamiento que aportan las compañías eléctricas).

En todo caso, el nivel actual de las tarifas eléctricas permite financiar con holgura Programas de compra de ahorros en el sector residencial, por lo menos en dos de los 3 países estudiados. Incluso, estos Programas podrían resistir una reducción de las tarifas residenciales. Es así como un nivel de tarifas de 10 centavos de US\$ por kWh todavía significaría para los usuarios un periodo de recuperación del orden de 1 año. Esto es que, los ahorros logrados, pagarían el costo de compra e instalación de nuevas lámparas en este lapso. Asimismo, en el periodo de reembolso a las empresas eléctricas, podrían gozar de un descuento de hasta el 27% sobre su factura de iluminación (Ver el análisis de sensibilidad a continuación).

Según el mismo análisis, se puede considerar que el precio de 8 centavos de US\$ por kWh representa *un umbral mínimo* para asegurar una rentabilidad aceptable de los Programas de compras de ahorros en el sector residencial, por lo menos en lo que a la iluminación se refiere.

<u>Análisis de Sensibilidad</u>	TIEMPO DE RECUPERACIÓN SEGÚN TARIFAS (en Meses)		AHORRO NETO USUARIO SEGÚN TARIFAS (en %)	
	Nivel de las Tarifas en cUS/Kwh	Meses	Reembolso	% Ahorro Total
	6.0	23	24 meses	4%
	<b>8.0</b>	<b>16</b>	<b>18 meses</b>	<b>9%</b>
	<b>10.0</b>	<b>13</b>	<b>18 meses</b>	<b>27%</b>
	<b>12.0</b>	<b>10</b>	<b>12 meses</b>	<b>14%</b>
	<b>14.0</b>	<b>9</b>	<b>12 meses</b>	<b>26%</b>
	<b>16.0</b>	<b>8</b>	<b>12 meses</b>	<b>35%</b>
	18.0	7	9 meses	25%

### **Estudio de Caso No 2: Acuerdo de Servicio Integral en el Sector Comercial**

El estudio de caso presentado a continuación se refiere a un gran usuario (con demanda superior a 500 kW). Es probable que esta clase de usuario sea el primer nicho de mercado que busquen las empresas de servicios energéticos. Correspondería a un centro hotelero de 500 cuartos o a un edificio de 10,000 metros cuadrados de oficinas. Existen pocos proyectos de esta naturaleza, en los 3 países estudiados. En caso de aplicarse a usuarios con una demanda menor, los beneficios abajo mencionados tendrían que revisarse a la baja, con lo que, en algunos casos, los períodos de recuperación de las inversiones podrían alargarse.

El esquema de Acuerdo de Servicio Integral consistiría en un contrato de gestión de la energía eléctrica, con las siguientes características:

- La empresa de servicios energéticos asumiría el total de las inversiones en nuevos equipos de iluminación, aire acondicionado y despacho controlado, cuyo costo total sería del orden de 125,000 US\$;
- Además de los ingresos derivados del acuerdo de ahorros compartidos, la empresa de servicios energéticos recibiría una remuneración por los costos de O&M y la reposición de luminarias;
- Se considera un esquema típico de ahorros compartidos en el cual la empresa de servicios energéticos se quedaría con el 70 hasta el 80% del valor de los ahorros totales, a título de recuperación de las inversiones iniciales.

El Cuadro 4.6. a continuación ilustra los principales resultados obtenidos en cada uno de los 3 países estudiados.

Se destacan las siguientes observaciones:

- En todos los casos, el periodo de recuperación para los usuarios es inferior a 1 año, esto es que los ahorros obtenidos rebasan el valor de los cobros de servicios de la *ESCO* desde el primer año;
- El periodo de recuperación para la *ESCO* se sitúa entre 1 y 2 años, lo que hace de la gestión de la energía eléctrica en edificios un negocio atractivo, sobretodo si se toma en consideración que la *ESCO* podría hacerse cargo de otros servicios conexos (mantenimiento en general, limpieza y otros);
- El acuerdo de ahorros compartidos aquí planteado es relativamente favorable a los usuarios (entre 20 y 30% de los ahorros totales a su favor), puesto que es común observar esquemas en los cuales las *ESCOs* se quedan con el 90% de los ahorros totales, por lo menos en el periodo de recuperación de sus inversiones;
- La posibilidad de establecer acuerdos de servicios que dejen una porción atractiva de los ahorros totales a los usuarios es un punto muy a favor, propiciado por el elevado nivel actual de las tarifas comerciales, por lo menos en Guatemala y Panamá.

**Cuadro 4.6.**  
Acuerdo de Servicio Integral para la gestión de la energía en edificios

	<b>GUATEMALA</b>		<b>HONDURAS</b>		<b>PANAMA</b>	
<b>Tarifa Comercial (cUS/Kwh)</b>	<b>16.64</b>		<b>8.81</b>		<b>13.42</b>	
* Energía (cUS/Kwh)	13.84	83%	5.60	64%	8.98	67%
* Potencia (US/Kw-mes)	20.15	17%	23.10	36%	32.00	33%
<b>Costo de Suministro (USD/año)</b>	<b>299,495</b>		<b>158,550</b>		<b>241,640</b>	
* Energía	249,120		100,800		161,640	
* Potencia	50,375		57,750		80,000	
<b>Costos de Inversión Inicial (USD)</b>	<b>125,250</b>		<b>125,250</b>		<b>125,250</b>	
* Lámparas y Tubos Fluorescentes	16,125		16,125		16,125	
* Aparatos de Aire Acondicionado	48,000		48,000		48,000	
* Despacho Controlado e Instalación	61,125		61,125		61,125	
Inversión Diferida (Iluminación)	22,938		22,938		22,938	
<b>Ahorros Totales (USD/año)</b>	<b>125,898</b>		<b>63,945</b>		<b>98,153</b>	
* Energía	108,367		43,848		70,313	
* Potencia	17,531		20,097		27,840	
<b>Costos Totales (USD/año)</b>	<b>14,819</b>		<b>14,819</b>		<b>14,819</b>	
* Costos de Operación	12,525		12,525		12,525	
* Costos de Mantenimiento	2,294		2,294		2,294	
<b><u>Punto de Vista de los Usuarios</u></b>						
Ahorros Totales (USD/año)	25,180	20%	19,184	30%	24,538	25%
Costos de O y M (USD/año)	14,819		14,819		14,819	
<b>Ahorro Neto (USD/año)</b>	<b>10,361</b>		<b>4,365</b>		<b>9,720</b>	
<b>Valor Presente Neto</b>	<b>58,790</b>		<b>24,767</b>		<b>55,152</b>	
<b><u>Punto de Vista de la ESCO</u></b>						
<b>Ingresos Promedio (USD/año)</b>	<b>115,537</b>		<b>59,580</b>		<b>88,434</b>	
Ahorros Totales (USD/año)	100,718	80%	44,762	70%	73,615	75%
Cobros por O y M (USD/año)	14,819		14,819		14,819	
<b>Inversiones Totales (USD)</b>	<b>125,250</b>		<b>125,250</b>		<b>125,250</b>	
<b>Valor Presente Neto</b>	<b>530,337</b>		<b>212,824</b>		<b>376,547</b>	
<b>Periodo Recuperación (Meses)</b>	<b>13</b>		<b>25</b>		<b>17</b>	

Es de notar que una baja en las tarifas comerciales no cambiaría drásticamente los resultados básicos del estudio de caso. Es así como una reducción hasta 10 centavos de US\$ por kWh sólo alargaría de algunos meses el tiempo de recuperación de la *ESCO*. Esta baja sensibilidad a variaciones en el precio de la electricidad se debe al hecho que una buena parte de la remuneración de la *ESCO* proviene de cobros por servicios independientes del valor de los ahorros energéticos (Ver el análisis de sensibilidad a continuación).

**Análisis de Sensibilidad****VARIACIÓN DEL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA ESCO  
SEGÚN EL NIVEL TARIFARIO (en Meses)**

Nivel de las Tarifas en cUS/Kwh	Esquema de Ahorros Compartidos (% Ahorros cobrados por la ESCO)			
	80% Meses	70% Meses	60% Meses	50% Meses
8.0	18	20	23	26
10.0	16	18	21	24
12.0	15	16	19	22
14.0	13	15	17	20

**Estudio de Caso No 3: Financiamiento por terceros de la pequeña cogeneración industrial**

El estudio de caso a continuación se basa en un esquema clásico de ahorro compartido, con las siguientes características:

- El usuario genera su propia electricidad al mismo tiempo que cubre sus requerimientos de vapor de proceso;
- El usuario es dueño del equipo y lo opera con sus propios recursos;
- El tercero sólo es un intermediario (empresa de ingeniería, vendedor del equipo, *ESCO*) que facilita el financiamiento de la inversión (por lo general, con recursos de algún préstamo) y presta un servicio de asistencia técnica al usuario;
- A cambio de estos servicios, el tercero recibe una porción de los ahorros obtenidos bajo la forma de pagos fijos, además de eventuales ingresos por servicios “post venta”.

Cabe mencionar que los proyectos de cogeneración también podrían financiarse con esquemas de Acuerdos de Servicios Integrales. Este sería el caso cuando el usuario no tiene experiencia previa en el manejo de una planta de cogeneración, o cuando se trata de un proyecto de mayor envergadura (p.e., una planta en un parque industrial para suministrar con vapor y electricidad a varias fábricas).

Sin embargo, existen pocos ejemplos de acuerdos de este tipo en el nivel internacional, aún para grandes proyectos de cogeneración (potencia superior a 30 MW). Asimismo, es poco probable que este tipo de proyecto se desarrolle en los 3 países estudiados, por el hecho que no existen muchos parques industriales con altas demandas agregadas y, cuando existen, corresponden a parques de maquiladoras con bajos requerimientos de vapor asociados a su demanda eléctrica.

Ahora bien, el balance económico y financiero de un proyecto de cogeneración se mejora cuando existen posibilidades de vender excedentes a la red, ya que esto permite aumentar el factor de planta. Asimismo, esta venta se facilita cuando existe un operador integrado verticalmente que puede firmar contratos a plazos para la compra de electricidad en barras. Sin embargo, los proyectos de cogeneración también se adaptan para ventas de bloques de energía en mercados *spot* (negociaciones de corto plazo), aunque esto implique un mayor riesgo frente

al caso anterior de compras garantizadas con un solo comprador. Al contrario, siendo el cogenerador industrial un oferente marginal difícilmente podría participar en mercados de futuros (contratos de entrega a 30, 60, 90 días), ya que operan como mercados de cobertura para el intercambio de mayores bloques de energía (p.e. importación y exportación de electricidad).

Es así como la apertura actual de los mercados eléctricos en América Central, que propicia la desaparición de los grandes operadores integrados, puede tener un impacto variable sobre el desarrollo de la cogeneración industrial. Sin embargo, más que la organización del mercado, lo que limita el desarrollo de la cogeneración industrial es en primer lugar su factibilidad técnica, es decir la posibilidad de utilizar simultáneamente vapor y electricidad en una escala que permita instrumentar un proyecto con un tamaño aceptable.

Finalmente, cabe mencionar que el cogenerador siempre necesita un respaldo de la red (en caso de indisponibilidad de su planta), por lo que sus beneficios sólo se refieren al ahorro en el costo variable de la electricidad que deja de comprar, más el valor de la electricidad que logre vender a la red. Por lo tanto, si bien el sistema eléctrico se beneficia por la existencia de un usuario que tiene capacidad para salirse de la punta y, además, es un proveedor marginal de electricidad en otros periodos, los beneficios son menos obvios y más aleatorios para el usuario mismo, en la medida en que tiene que pagar por una capacidad de respaldo de la red y sólo puede contar básicamente con los ahorros en los cargos por energía para rentabilizar su instalación de cogeneración.

Todos estos elementos fueron tomados en consideración, en el momento de diseñar el estudio de caso descrito a continuación. Se analizaron dos opciones tecnológicas:

- Motor diesel de 1,000 kW con recuperación de calor residual en gases de escape, aceites y líquidos de enfriamiento;
- Motor operando con fuel oil de 2,500 kW con recuperación de calor residual para el almacenamiento y precalentamiento del combustible.

En vista de la incertidumbre alrededor de la posibilidad de vender corriente a la red, se analizaron ambas opciones como proyectos de autogeneración, es decir sin ninguna venta de excedentes a la red. Además, este análisis sólo se refiere a Guatemala y Honduras, puesto que no se han detectado posibilidades de desarrollo para la cogeneración en la red de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI, en la ciudad de Panamá.

El Cuadro 4.7. a continuación describe los principales resultados logrados.

Cuadro 4.7.: Financiamiento por Terceros de plantas de cogeneración industrial

PLANTA DIESEL DE 1000 KW					PLANTA BUNKER DE 2500 KW				
	GUATEMALA			HONDURAS		GUATEMALA			HONDURAS
	Diurno (13h)	Punta (4h)	Noche (7h)			Diurno (13h)	Punta (4h)	Noche (7h)	
<b>Tarifa Industrial (cUS/Kwh)</b> (Cargos por Energía)	8.24	13.47	7.40	7.45	<b>Tarifa Industrial (cUS/Kwh)</b> (Cargos por Energía)	8.24	13.47	7.40	7.45
<b>Costo de Autoabasto (ct/Kwh)</b> (Combustible, O y M)	6.00	6.00	6.00	5.55	<b>Costo de Autoabasto (ct/Kwh)</b> (Combustible, O y M)	4.00	4.00	4.00	3.55
Utilización (Horas por día)	12	4		16	Utilización (Horas por día)	12	4		16
<b>Autogeneración (Mil Kwh/año)</b>	<b>4,380</b>	<b>1,460</b>	<b>0</b>	<b>5,840</b>	<b>Autogeneración (Mil Kwh/año)</b>	<b>10,950</b>	<b>3,650</b>	<b>0</b>	<b>14,600</b>
<b>Ahorros Totales (USD/año)</b>	<b>98,112</b>	<b>109,062</b>	<b>0</b>	<b>110,960</b>	<b>Ahorros Totales (USD/año)</b>	<b>464,280</b>	<b>345,655</b>	<b>0</b>	<b>569,400</b>
Costos Inversión Inicial (USD)	650,000			650,000	Costos Inversión Inicial (USD)	2,000,000			2,000,000
<b>Valor Presente</b>	<b>525,561</b>			<b>-20,383</b>	<b>Valor Presente</b>	<b>2,595,789</b>			<b>1,230,929</b>
<b>Período Recuperación (Meses)</b>	<b>38</b>			<b>&gt; 120</b>	<b>Período Recuperación (Meses)</b>	<b>30</b>			<b>42</b>

### Comentarios:

- El costo de inversión no incluye el costo del financiamiento. Con base en una tasa anual del 12% en términos constantes, los tiempos de recuperación podrían aumentar hasta en un 45%;
- La opción del diesel no es viable en Honduras y sólo alcanza una rentabilidad moderada en el caso de Guatemala, con un período de recuperación cercano a 6 años (cuando se consideran los costos financieros);
- El uso del fuel oil mejora considerablemente el balance económico de la cogeneración industrial, aunque signifique mayores costos de inversión unitarios y absolutos. Los tiempos de recuperación variarían desde 3.5 años en Guatemala hasta casi 6 años en Honduras (cuando se consideran los costos financieros);
- En todo caso, se obtienen tasas de rentabilidad moderadas, lo que podría dificultar el financiamiento de este tipo de proyecto. Esto se debe principalmente al tamaño mínimo de los proyectos analizados.

Es así como el diferencial de costos variables entre la opción de cogenerar y la de comprar a la red debería situarse en el umbral de 5.0 centavos de US\$ por kWh para que el tiempo de recuperación de las inversiones sea inferior a 3 años (Ver análisis de sensibilidad a continuación).

**Análisis de Sensibilidad****TIEMPO DE RECUPERACIÓN  
SEGÚN AHORRO (en Meses)**

Ahorro en cUS por Kwh	DIESEL	BUNKER
4.0	33	41
4.5	30	37
5.0	27	33
5.5	24	30
6.0	22	27

Un diferencial de esta magnitud sólo puede lograrse en los horarios pico, con la aplicación de tarifas por tiempo de uso muy diferenciadas. Es así como la ausencia de tarifas horarias en Honduras prácticamente cancela cualquier opción de desarrollo de la cogeneración industrial. Aún más, parece ser una mejor opción el autogenerar en las horas pico y vender energía a la red el resto del tiempo, ya que procura un mayor factor de planta. Sin embargo, sería necesario llevar a cabo análisis más detallado para evaluar la viabilidad de esta opción, en cada caso.

**Estudio de Caso No 4: Impacto de la aplicación de tarifas diferenciadas**

Una revisión de la experiencia internacional muestra que la medida más común de Manejo de la Demanda es la aplicación de tarifas horarias, a veces combinadas con tarifas estacionales. Hasta la fecha, Costa Rica es el único país centroamericano que aplicó un nuevo pliego tarifario con base en tarifas binomias diferenciadas por horarios y periodos del año (estación seca y húmeda).

En el caso de los 3 países estudiados, aparece que la estructura de las tarifas en Panamá es la más completa en este sentido, ya que permite el cobro de tarifas de punta y fuera de punta, con una fuerte diferenciación de los cobros por potencia entre ambos periodos. En cuanto a Guatemala, si bien EEGSA no aplica tarifas por tiempo de uso, su subsidiaria COMEGSA, dedicada a la comercialización, dispone de un pliego tarifario con 3 tarifas horarias (diurna, punta, nocturna) para los usuarios de mediana y alta tensión (grandes clientes). Sin embargo, contrariamente al caso de Panamá, la diferenciación entre tarifas se obtiene sobretodo de la variación en los cobros por energía, esto es que los cobros por potencia varían relativamente poco.

Ahora bien, la meta principal de este tipo de tarifas para grandes usuarios es la de reducir su demanda pico, procurando cambios de tensión y/o desplazamientos fuera de pico, además de ahorros de energía, con el propósito de aumentar el factor de carga de la red.

En el Cuadro 4.8. a continuación, se indica el impacto que se puede esperar de la aplicación de las tarifas horarias existentes en Guatemala y Panamá, examinando varias posibilidades de desplazamiento fuera del pico para clientes conectados en mediana y alta tensión.

**Cuadro 4.8.**  
Aplicación de Tarifas Horarias para grandes usuarios del sector comercial e industrial

<b>Aplicación de Tarifas Horarias sin diferenciación por Nivel de Potencia</b>				<b>Aplicación de Tarifas Horarias con diferenciación por Nivel de Potencia</b>			
<b>GUATEMALA (COMEGSA)</b>				<b>PANAMA (EDEMET)</b>			
<b>Factor de Carga = 40%</b>				<b>Factor de Carga = 80%</b>			
		MT/AT			MT	AT	
<i>Tarifa Diurna(en cUS/Kwh)</i>				<i>Tarifa Fuera Punta(en cUS/Kwh)</i>			
* Potencia		1.75		* Potencia	0.40	0.20	
* Energía		9.50		* Energía	8.70	7.20	
<b>Total</b>		<b>11.25</b>		<b>Total</b>	<b>9.10</b>	<b>7.40</b>	
<i>Tarifa de Punta(en cUS/Kwh)</i>				<i>Tarifa de Punta(en cUS/Kwh)</i>			
* Potencia		2.00		* Potencia	2.80	2.70	
* Energía		13.50		* Energía	8.70	7.20	
<b>Total</b>		<b>15.50</b>		<b>Total</b>	<b>11.50</b>	<b>9.90</b>	
<i>Tarifa Nocturna(en cUS/Kwh)</i>				Misma Tarifa que la de Fuera Punta			
* Potencia		1.45					
* Energía		7.40					
<b>Total</b>		<b>8.85</b>					
<b>Factor de Carga = 50%</b>				<b>Factor de Carga = 80%</b>			
<i>Desplazamiento de Diurno a Nocturno</i>				<i>Cambio de Nivel de Potencia de MT a AT</i>			
* Ahorro de Potencia	0.30		-17%	* Ahorro de Potencia	0.17		-16%
* Ahorro de Energía	2.10		-28%	* Ahorro de Energía	1.50		-17%
<b>Ahorro Total</b>	<b>2.40</b>		<b>-24%</b>	<b>Ahorro Total</b>	<b>1.67</b>		<b>-17%</b>
<b>Factor de Carga = 60%</b>				<b>Factor de Carga = 85%</b>			
<i>Desplazamiento de Punta a Diurno</i>				<i>Desplazamiento de Punta a Fuera Punta (MT)</i>			
* Ahorro de Potencia	0.25		-13%	* Ahorro de Potencia	2.40		-86%
* Ahorro de Energía	4.00		-30%	* Ahorro de Energía	0.00		0%
<b>Ahorro Total</b>	<b>4.25</b>		<b>-26%</b>	<b>Ahorro Total</b>	<b>2.40</b>		<b>-21%</b>
<b>Factor de Carga &gt; 60%</b>				<b>Factor de Carga = 85%</b>			
<i>Desplazamiento de Punta a Nocturno</i>				<i>Desplazamiento de Punta a Fuera Punta y Cambio de Potencia</i>			
* Ahorro de Potencia	0.55		-28%	* Ahorro de Potencia	2.60		-93%
* Ahorro de Energía	6.10		-45%	* Ahorro de Energía	1.50		-17%
<b>Ahorro Total</b>	<b>6.65</b>		<b>-39%</b>	<b>Ahorro Total</b>	<b>4.10</b>		<b>-36%</b>

Se destacan los siguientes comentarios:

- En el caso de Guatemala, el desplazamiento de la demanda desde la punta (18-22h) hasta otros horarios diurnos, cuya instrumentación parece más fácil que el cambio hacia horarios nocturnos, procuraría a cada usuario un ahorro en los cobros por energía del orden del 30% y un ahorro en los de potencia del orden del 13% (Ahorro promedio = 26%), y permitiría aumentar el factor de carga hasta alcanzar el valor de 60%;
- En el caso de Panamá, el ahorro en la factura del usuario sería ligeramente menor (21%), y aplicaría integralmente a los cobros por potencia; sin embargo, el factor de carga de la red aumentaría poco, puesto que el factor actual (80%) ya es muy elevado. Si se combinara el desplazamiento fuera de punta (9h-16h) con un cambio de tensión, el ahorro promedio en la factura eléctrica del usuario podría llegar hasta el 36%.

Con estos dos ejemplos, se observa que la estructura tarifaria en ambos países persigue metas distintas.

En Guatemala, el diseño de las tarifas busca aumentar en prioridad el factor de carga de los

grandes usuarios. Sin embargo, se podría lograr un mejor resultado con una mayor diferenciación de los cobros por potencia. Es así como el ente regulador parece haber arbitrado a favor del ahorro de energía como medio principal para reducir la demanda punta, sin llevar el Manejo de la Demanda hasta sus últimas consecuencias, propiciando también desplazamientos fuera de la punta. Quizás la existencia de una capacidad ociosa de los generadores haya inclinado la balanza en este sentido.

Además, el enfoque ha sido claramente dirigido hacia el sector industrial, puesto que el horario de la punta (18-22h) vuelve más difícil el desplazamiento fuera de punta para el sector comercial, ya que este horario es el de mayor afluencia del público en plazas comerciales y centros hoteleros.

En el caso de Panamá, donde el factor de carga es elevado, el diseño de las tarifas no parece tener por meta principal el desplazamiento fuera de punta de los grandes usuarios. De hecho, el horario mismo de la punta (9-16h) dificulta los cambios de horario de operación, excepto quizás para grandes plazas comerciales que pueden aprovechar más los horarios nocturnos. Por lo que las tarifas horarias sobretodo estimulan los ahorros de energía, con escasas posibilidades de desplazamientos fuera de la punta.

En ambos casos se observa que el diseño de una estructura tarifaria adecuada depende, en gran medida, de las características de la curva de carga y, en particular, de la posibilidad técnica y administrativa de aprovechar cambios de horarios, por parte de los mayores consumidores. De nueva cuenta, encontramos que si bien el nivel y la estructura de las tarifas eléctricas pueden mandar una señal de cambio a los usuarios, resultan insuficientes para lograr cambios de patrones de consumo y hábitos, los mismos que dependen de factores técnicos, financieros y socioculturales a veces muy arraigados en el enramado de la sociedad.

#### Integración y evaluación de Programas Pilotos sectoriales

A continuación se presentan los Programas Pilotos que resultan de la generalización a cada sector de los estudios de caso antes mencionados. Puesto que el ahorro de energía podría tener un mayor impacto en el corto y mediano plazos que el desplazamiento de la demanda fuera de las horas pico, se insiste más en este aspecto de la problemática del MD&UEEE. En cada caso, los ahorros estimados se relacionan con el consumo nacional sectorial, por lo que su impacto en términos de porcentaje del consumo es significativamente mayor, en el área de distribución de cada empresa eléctrica analizada. Asimismo, se indica el monto de las inversiones de MD&UEEE requeridas en cada sector para lograr los mencionados ahorros, como base para la evaluación económica posterior. Por último, se escogió presentar los resultados por país en un solo cuadro, con el propósito de facilitar las comparaciones entre los alcances de los diferentes Programas Pilotos propuestos.

#### **Sector Residencial**

El Cuadro 4.9. a continuación resume los resultados obtenidos para los 3 países estudiados.

Cuadro 4.9.: Compra de Ahorros en el Sector Residencial

	GUATEMALA (EEGSA)		HONDURAS (ENEE-SPS)		PANAMA (EDEMET)	
	2005	2010	2005	2010	2005	2010
<b>Iluminación Eficiente</b>						
Usuarios Participantes (Miles)	101	257	16	41	25	57
% Usuarios Totales	15%	30%	15%	30%	15%	30%
<b>Lámparas Sustituídas (Miles)</b>	<b>202</b>	<b>771</b>	<b>16</b>	<b>82</b>	<b>50</b>	<b>171</b>
% Lámparas instaladas	5%	13%	4%	12%	4%	9%
<b>Inversión Total (Millones de Usd)</b>	<b>1.62</b>	<b>7.79</b>	<b>0.13</b>	<b>0.79</b>	<b>0.40</b>	<b>1.77</b>
Ventas de Lámparas Fluorescentes (Miles)	202	973	16	98	50	221
<b>Ahorro en % Cons. luminación</b>	<b>3.8%</b>	<b>9.6%</b>	<b>2.8%</b>	<b>9.0%</b>	<b>2.8%</b>	<b>6.8%</b>
<b>Refrigeración Eficiente</b>						
Usuarios Participantes (Miles)	67	171	11	27	17	38
% Usuarios Totales	10%	20%	10%	20%	10%	20%
<b>Refrigeradores Sustituídos (Miles)</b>	<b>67</b>	<b>171</b>	<b>11</b>	<b>27</b>	<b>17</b>	<b>38</b>
% Refrigeradores instalados	25%	40%	33%	50%	15%	27%
<b>Inversión Total (Millones de Usd)</b>	<b>1.88</b>	<b>4.80</b>	<b>0.30</b>	<b>0.77</b>	<b>0.47</b>	<b>1.06</b>
Ventas de Refrigeradores Eficientes (Miles)	67	171	11	27	17	38
<b>Ahorro en % Cons. Refrigeración</b>	<b>3.5%</b>	<b>5.6%</b>	<b>4.7%</b>	<b>7.0%</b>	<b>2.2%</b>	<b>3.7%</b>
<b>Aire Acondicionado</b>						
Usuarios Participantes (Miles)	13	51	2	8	42	95
% Usuarios Totales	2%	6%	2%	6%	25%	50%
<b>Aparatos Sustituídos (Miles)</b>	<b>13</b>	<b>51</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>46</b>	<b>126</b>
% Aparatos instalados	22%	48%	20%	40%	25%	50%
<b>Inversión Total (Millones de Usd)</b>	<b>2.69</b>	<b>10.28</b>	<b>0.43</b>	<b>1.64</b>	<b>9.19</b>	<b>25.27</b>
Ventas de Aparatos A/C Eficientes (Miles)	13	51	2	8	46	126
<b>Ahorro en % Cons. Aire Acondic.</b>	<b>8.9%</b>	<b>19.2%</b>	<b>8.0%</b>	<b>16.0%</b>	<b>10.0%</b>	<b>20.0%</b>
<b>Ahorro Total en Gwh/año</b>	<b>46.3</b>	<b>165.7</b>	<b>5.9</b>	<b>22.8</b>	<b>72.8</b>	<b>202.3</b>
% Consumo Residencial Nacional	2.7%	7.4%	0.5%	1.6%	6.2%	14.3%
<b>Inversión (Millones Usd)</b>	<b>6.19</b>	<b>22.87</b>	<b>0.86</b>	<b>3.20</b>	<b>10.05</b>	<b>28.10</b>

Se observa que el Programa Piloto con el mayor impacto global sería el de Panamá, donde el ahorro de energía en el sector residencial al cabo de 10 años alcanzaría poco más del 14% del consumo sectorial nacional (202 GWh/año). Este resultado muy bueno se debe al cambio de equipos de aire acondicionado que procura casi el 90% de los ahorros totales y también concentra casi el 90% de las inversiones requeridas (25 millones de US\$ sobre un total de 28 millones de US\$).

En el caso de Guatemala, el Programa Piloto en el sector residencial aportaría un ahorro potencial de energía del orden del 7.5% del consumo sectorial nacional (166 GWh/año), con una participación casi idéntica de los ahorros en iluminación y aire acondicionado (resp. 42% y 45% del total). Puesto que el número de usuarios participantes sería en promedio cinco veces mayor que en el caso de Panamá, esto significa que los ahorros por usuario apenas alcanzarían la sexta parte de los obtenidos en aquella ciudad. Este resultado modesto se debe al hecho que el aire acondicionado es altamente consumidor de electricidad y tiene una participación reducida en los usos residenciales finales en la ciudad de Guatemala, en comparación con Panamá. Adicionalmente, la aplicación del Programa Piloto propuesto significaría una erogación de casi 23 millones de US\$ sobre 10 años para cubrir las inversiones de MD&UEEE en el sector.

Finalmente, el Programa Piloto tendría resultados más limitados en Honduras, con un ahorro potencial de energía que representaría poco más del 1.5% del consumo sectorial nacional (23 GWh/año), al cabo de 10 años, con una fuerte concentración en los usos de iluminación (casi 55% del total). Ahora bien, si se toma en consideración que el área urbana de San Pedro Sula

consume entre el 20% y el 25% del total de la electricidad facturada al sector residencial en el nivel nacional, entonces los ahorros pronosticados representarían entre el 6% y el 7.5% del consumo residencial en el área, con una inversión acumulada del orden de 3 millones de US\$ sobre 10 años. Este modesto resultado se explica por la menor tasa de equipamiento para refrigeración y aire acondicionado, cuando es en estos dos usos domésticos donde se consiguen los mayores ahorros de energía en valores absolutos.

### **Sector Comercial**

Los Cuadros 4.10. y 4.11. a continuación resumen los resultados obtenidos. Cabe mencionar que, en los 3 países estudiados, los ahorros potenciales de energía podrán parecer marginales en comparación con el consumo nacional del sector (entre 1% y 2% del total). Incluso, apenas rebasan los ahorros que se podrían lograr en el alumbrado público (entre 0.5% y 1.2% del total).

Sin embargo, los ahorros aquí presentados resultan de la generalización de proyectos de acuerdos de servicios integrales en un número reducido de usuarios comerciales, por más grande que sea su consumo individual. En otros términos, no se buscó generalizar los resultados obtenidos del respectivo estudio de caso al conjunto del sector comercial, sino que se procuró analizar la viabilidad y el impacto que tendrían estos tipos de acuerdos, en el entendimiento que las políticas de MD&UEEE hacia el sector serán más el resultado de relaciones entre empresas privadas que de una acción impositiva y centralizada del Estado.

Es probable que la realidad supere estas expectativas mínimas, ya que los altos precios actuales de la electricidad también inducirán a algunos usuarios menores para emprender acciones de ahorro de energía, en la medida de sus capacidades financieras. Desgraciadamente, no existe ninguna base razonable para cuantificar el número de usuarios que lo harían, ni cuándo.

**Cuadro 4.10.**  
Acuerdos de Servicio Integral para la gestión de la energía en edificios

	GUATEMALA (EEGSA)		HONDURAS (ENEE-SPS)		PANAMA (EDEMET)	
	2005	2010	2005	2010	2005	2010
Usuarios Participantes	30	75	18	50	24	60
Superficie comercial (en Miles de m2)	200	480	65	180	160	400
Potencia (en MW)	9	22	3	8	7	18
% Punta del Sector Comercial Nacional	2.3%	4.4%	1.0%	2.2%	1.3%	2.7%
<b>Iluminación Eficiente</b>						
Lámparas fluorescentes (Miles)	7.5	18	2.4	6.8	6	15
Tubos fluorescentes (Miles)	17.5	42	5.6	15.8	14	35
<b>Luminarias Sustituídas (Miles)</b>	<b>25</b>	<b>60</b>	<b>8</b>	<b>22.5</b>	<b>20</b>	<b>50</b>
% Luminarias instaladas	3.3%	6.3%	4.7%	10.7%	5.9%	11.9%
<b>Inversión Total (Millones de Usd)</b>	<b>0.26</b>	<b>0.74</b>	<b>0.08</b>	<b>0.28</b>	<b>0.21</b>	<b>0.62</b>
Ventas de Luminarias Fluorescentes (Miles)	36.0	102.0	11.6	38.2	28.8	85.0
<b>Ahorro en % Cons. Iluminación</b>	<b>1.9%</b>	<b>3.6%</b>	<b>2.7%</b>	<b>6.2%</b>	<b>3.4%</b>	<b>6.8%</b>
<b>Aire Acondicionado</b>						
<b>Aparatos Sustituídos (Miles)</b>	<b>8</b>	<b>20</b>	<b>2.5</b>	<b>7.5</b>	<b>9</b>	<b>22.5</b>
% Aparatos instalados	6.2%	12.1%	7.0%	15.6%	5.8%	11.9%
<b>Inversión Total (Millones de Usd)</b>	<b>1.60</b>	<b>4.00</b>	<b>0.50</b>	<b>1.50</b>	<b>1.79</b>	<b>4.50</b>
Ventas de Aparatos A/C Eficientes (Miles)	8	20	2.5	7.5	9	22.5
<b>Ahorro en % Cons. Aire Acondic.</b>	<b>2.5%</b>	<b>4.8%</b>	<b>2.8%</b>	<b>6.2%</b>	<b>2.3%</b>	<b>4.7%</b>
<b>Ahorro Total en Gwh/año</b>	<b>15.6</b>	<b>38.7</b>	<b>4.9</b>	<b>14.5</b>	<b>16.2</b>	<b>40.7</b>
% Consumo Comercial (incl. Al. Públ.)	0.9%	1.7%	0.6%	1.2%	0.6%	1.1%
<b>Inversión (Millones Usd)</b>	<b>1.86</b>	<b>4.74</b>	<b>0.58</b>	<b>1.78</b>	<b>2.00</b>	<b>5.12</b>

Los Programas Piloto propuestos tendrían la misma magnitud y el mismo impacto en Guatemala y Panamá, con ahorros de energía de aproximadamente 40 GWh/año y costos de inversiones en MD&UEEE del orden de 5 millones de US\$ sobre 10 años.

El Programa Piloto propuesto para San Pedro Sula, Honduras tendría alcances más reducidos, con un ahorro global de energía del orden de 15 GWh/año y costos de inversiones menores que 2 millones de US\$ al cabo de 10 años.

En los 3 países estudiados, tanto los ahorros de energía como las inversiones se concentrarían en la sustitución de equipos de aire acondicionado (con más del 80% del impacto total) y la instalación de sistemas de despacho controlado en los edificios comerciales.

Cabe aclarar que los impactos serían menores, si se tratara de plazas comerciales. Por lo que se recomienda iniciar con edificios de oficinas y centros hoteleros.

Cuadro 4.11.  
Ahorros de Energía en el alumbrado público

	GUATEMALA (EEGSA)		HONDURAS (ENEE-SPS)		PANAMA (EDEMET)	
	2005	2010	2005	2010	2005	2010
Luminarias Instaladas (Miles)	84	100	56	66	60	72
Potencia (en MW)	42	50	28	33	30	36
% Punta del Sector Comercial Nacional	10.6%	10.2%	9.7%	9.1%	5.6%	5.5%
<b>Iluminación Eficiente</b>						
<b>Luminarias Sustituídas (Miles)</b>	<b>10.5</b>	<b>25</b>	<b>7</b>	<b>16.5</b>	<b>7.5</b>	<b>18</b>
% Luminarias instaladas	12.5%	25.0%	12.5%	25.0%	12.5%	25.0%
<b>Inversión Total (Millones de Usd)</b>	<b>0.84</b>	<b>2.55</b>	<b>0.56</b>	<b>1.68</b>	<b>0.60</b>	<b>1.84</b>
Ventas de Luminarias Vapor de Sodio (Miles)	14.0	42.5	9.3	28.1	10.0	30.6
<b>Ahorro en % Cons. Iluminación</b>	<b>4.4%</b>	<b>8.8%</b>	<b>4.4%</b>	<b>8.8%</b>	<b>4.4%</b>	<b>8.8%</b>
<b>Ahorro Total en Gwh/año</b>	<b>9.5</b>	<b>22.5</b>	<b>6.3</b>	<b>14.9</b>	<b>6.8</b>	<b>16.2</b>
% Consumo Comercial (incl. Al. Públ.)	0.5%	1.0%	0.7%	1.2%	0.2%	0.5%

Por razones de comodidad de presentación, se escogió separar los usos de alumbrado público de los servicios generales y sumarlos con los usos del sector comercial. Sin embargo, es poco probable que las medidas de MD&UEEE en alumbrado público se financien mediante Acuerdos de Servicios Integrales. En el ámbito internacional, no existen ejemplos de que la gestión del alumbrado municipal haya sido delegada a empresas privadas y menos a *ESCOs*, mismas que no se han interesado por este segmento de la demanda. A veces, las Autoridades Públicas han llegado hasta licitar el mantenimiento de la red de alumbrado público, pero han conservado la gestión y la responsabilidad de la expansión de la red, vista como una necesidad básica de la población que debían atender.

En consecuencia, las eventuales medidas de MD&UEEE tendrían que financiarse mediante esquemas tradicionales de asignación presupuestaria a las compañías municipales comprometidas. Ya que es poco probable que las empresas de distribución eléctrica acepten financiar Programas de “compra de ahorros”, cuando el alumbrado público es un sector cautivo, cuyo consumo nocturno no presiona la capacidad de la red, y que suele pagar las tarifas eléctricas más elevadas.

Los ahorros potenciales de energía son de consideración, ya que podrían alcanzar por lo menos entre el 8% y el 10% del consumo de alumbrado público, en los 10 próximos años, esto es entre 15 y 22 GWh/año, según el país estudiado, con costos de inversiones relativamente moderados (entre 1.5 y 2.5 millones de US\$).

Por lo tanto, una acción prioritaria sería la elaboración de Programas Piloto que se basen en la selección de proveedores y la capacitación técnica del personal en las compañías municipales de alumbrado público. Esto es que el alumbrado público resulta probablemente uno de los pocos sectores donde seguirían aplicándose políticas convencionales de MD&UEEE, es decir iniciativas diseñadas e implantadas por el Estado y sus organismos descentralizados con recursos presupuestales. Asimismo, podrían integrarse en programas de racionalización del gasto público en el nivel municipal.

### Sector Industrial

En lo que sigue, se presentan juntos los programas de ahorro de energía y los de desarrollo de

la cogeneración, en el entendimiento que ambos podrían dar lugar a esquemas clásicos de financiamiento por terceros, en los cuales las *ESCOs* aportarían su conocimiento tecnológico y facilitarían el acceso al mercado de capitales.

El Cuadro 4.12. a continuación presenta los resultados obtenidos en los 3 países estudiados.

Cuadro 4.12.  
Financiamiento por Terceros del MD&UEEE en el sector industrial

	GUATEMALA (EEGSA)		HONDURAS (ENEE-SPS)		PANAMA (EDEMET)	
	2005	2010	2005	2010	2005	2010
<b>Pequeña Cogeneración</b>						
Usuarios Participantes	3	6	2	4	0	0
Potencia (en MW)	9.5	15	5	10	0	0
% Punta del Sector Industrial Nacional	4.3%	6.3%	1.6%	2.7%	0.0%	0.0%
<b>Inversión Total (Millones de Usd)</b>	<b>7.60</b>	<b>12.00</b>	<b>4.00</b>	<b>8.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Ahorro en % Consumo Industrial</b>	<b>3.4%</b>	<b>4.5%</b>	<b>2.4%</b>	<b>4.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>
<b>Iluminación Eficiente</b>						
Usuarios Participantes	400	900	150	360	36	90
Lámparas fluorescentes (Miles)	15	36	4.5	12	1.35	4
Tubos fluorescentes (Miles)	35	84	10.5	28	3.15	8
<b>Luminarias Sustituídas (Miles)</b>	<b>50</b>	<b>120</b>	<b>15</b>	<b>40</b>	<b>4.5</b>	<b>12</b>
% Luminarias instaladas	16.7%	29.9%	15.0%	30.5%	15.0%	29.9%
<b>Inversión Total (Millones de Usd)</b>	<b>0.52</b>	<b>1.48</b>	<b>0.16</b>	<b>0.49</b>	<b>0.05</b>	<b>0.15</b>
Ventas de Luminarias Fluorescentes (Miles)	72.0	203.5	21.6	67.3	6.5	20.3
<b>Ahorro en % Cons. Iluminación</b>	<b>9.6%</b>	<b>17.2%</b>	<b>8.6%</b>	<b>17.5%</b>	<b>8.6%</b>	<b>17.2%</b>
<b>Aire Acondicionado</b>						
<b>Aparatos Sustituídos (Miles)</b>	<b>0.72</b>	<b>2.16</b>	<b>0.23</b>	<b>0.66</b>	<b>0.36</b>	<b>1.04</b>
% Aparatos instalados	16.0%	36.0%	15.0%	33.0%	14.5%	34.5%
<b>Inversión Total (Millones de Usd)</b>	<b>0.14</b>	<b>0.43</b>	<b>0.05</b>	<b>0.13</b>	<b>0.07</b>	<b>0.21</b>
Ventas de Aparatos A/C Eficientes (Miles)	0.72	2.16	0.23	0.66	0.36	1.04
<b>Ahorro en % Cons. Aire Acondic.</b>	<b>6.4%</b>	<b>14.4%</b>	<b>6.0%</b>	<b>13.2%</b>	<b>5.8%</b>	<b>13.8%</b>
<b>Fuerza Motriz</b>						
<b>Motores Sustituídos (Miles)</b>	<b>2.6</b>	<b>7.5</b>	<b>1.4</b>	<b>3.7</b>	<b>0.3</b>	<b>0.8</b>
% Motores instalados	16.5%	33.3%	16.5%	33.3%	16.5%	33.3%
<b>Inversión Total (Millones de Usd)</b>	<b>1.23</b>	<b>3.49</b>	<b>0.64</b>	<b>1.67</b>	<b>0.17</b>	<b>0.42</b>
Ventas de Motores Eficientes (Miles)	2.6	7.5	1.4	3.7	0.3	0.8
<b>Ahorro en % Cons. Fuerza Motriz</b>	<b>0.9%</b>	<b>1.8%</b>	<b>0.9%</b>	<b>1.8%</b>	<b>0.8%</b>	<b>1.6%</b>
<b>Ahorro Total en Gwh/año</b>	<b>69.9</b>	<b>125.8</b>	<b>35.0</b>	<b>73.7</b>	<b>2.1</b>	<b>5.5</b>
% Consumo Industrial Nacional	4.3%	6.5%	2.9%	5.1%	0.3%	0.5%
<b>Inversión (Millones de Usd)</b>	<b>9.50</b>	<b>17.41</b>	<b>4.84</b>	<b>10.29</b>	<b>0.29</b>	<b>0.78</b>

- Cogeneración industrial

Los Programas propuestos en Guatemala y Honduras permitirían reducir hasta en 4.5% las compras de energía del sector industrial, en el nivel nacional, procurando una reducción de su demanda en punta de entre el 3% y el 6.5%, según el país estudiado (entre 10 y 15 MWe). Sin embargo, implicarían altos costos de inversiones, estimados entre 8 y 12 millones de US\$ en los próximos 10 años.

- Ahorro de energía eléctrica

El Programa Piloto con el mayor impacto global sería el de Guatemala, donde el ahorro de energía en el sector industrial al cabo de 10 años alcanzaría poco más del 2.5% del consumo

sectorial nacional (44 GWh/año). Este resultado moderado, concentrado en 900 empresas industriales, podría mejorarse con programas de información y capacitación hacia usuarios menores, pero sus impactos son difíciles de pronosticar. Los ahorros de energía se concentrarían en los usos de fuerza motriz (50% del total) e iluminación (42% del total). Con un costo de inversiones estimado en 5.5 millones de US\$ sobre 10 años, esto es aproximadamente 6,500 US\$ por usuario industrial.

En vista del monto reducido de las inversiones de MD&UEEE por usuario, es probable que el Programa Piloto propuesto podría resultar atractivo para las *ESCOs*, en cuanto se agrupasen las demandas de varias plantas en un mismo parque industrial. En algunos casos, incluso, podría dar lugar a la firma de acuerdos de servicios integrales entre los usuarios y alguna *ESCO* para que ésta se haga cargo de la gestión de la energía de todo el parque industrial correspondiente.

En el caso de Honduras, el Programa Piloto en el sector industrial aportaría un ahorro potencial de energía del orden del 1.5% del consumo sectorial nacional (15 GWh/año), con una concentración en los usos de fuerza motriz e iluminación (resp. 59% y 35% del total). Asimismo, requeriría inversiones del orden de 2.5 millones de US\$, acumuladas sobre 10 años. Las condiciones de financiamiento podrían ser idénticas a las de Guatemala: financiamiento propio para casos individuales y financiamiento por terceros en el caso de parques industriales. Sería recomendable iniciar el Programa Piloto en las ZIP de empresas maquiladoras, puesto que representan un nicho de mercado atractivo para las *ESCOs*, con buenas posibilidades de replica en otros parques industriales del mismo tipo (efecto de demostración).

Finalmente, el Programa Piloto tendría resultados muy limitados en Panamá, debido al tamaño reducido del sector industrial. Se podrían esperar ahorros marginales de energía del orden del 0.5% del consumo sectorial nacional (6 GWh/año), al cabo de 10 años, principalmente en fuerza motriz (42% del total). Mientras que los ahorros de iluminación y aire acondicionado se repartirían casi a la par el resto del potencial estimado. El tamaño reducido del Programa propuesto también implicaría montos de inversiones marginales (menos de 1 millón de US\$ sobre 10 años). Por lo que es probable que las acciones propuestas se financiarían individualmente con recursos propios de los usuarios, sin mediación de empresas tipo *ESCOs*, cuyo nicho de mercado “natural” en Panamá sería más bien el sector comercial.

#### **4.5 Conclusiones**

Es importante destacar que los programas de UEEE implican una modulación de la demanda y, por lo tanto, son diferentes de los programas tradicionales para incrementar la oferta de energía. Su ejecución acarrea mayores dificultades que los proyectos para producir y distribuir energía eléctrica.

En los programas de modulación de la demanda surgen nuevos problemas de mercadeo. Es así como es indispensable diagnosticar las necesidades de energía de cada consumidor, identificar las medidas más razonables en términos de costos para servir tales necesidades, capacitar a los clientes en la adopción de nuevas tecnologías, y persuadir a los fabricantes y constructores para que integren en forma rutinaria mejoras en la eficiencia energética de sus nuevos productos.

Con frecuencia es necesario disponer de financiación externa para la compra de equipos y la asistencia técnica. En algunas oportunidades, también es necesario suministrar servicios de asesoría post-venta. Por lo general, es conveniente establecer mecanismos de seguimiento para precisar los beneficios que efectivamente se logren e introducir los ajustes correspondientes.

Además, los patrones de consumo de energía en general son más complejos que los de oferta de energía, ya que dependen de decisiones de un gran número de consumidores, mismos que toman decisiones relacionadas con su forma de utilizar la energía. Además, están involucrados en el proceso otros protagonistas y es necesario saber responder o ajustarse a sus intereses comerciales y a sus métodos de trabajo.

La comercialización de motores eléctricos ilustra este hecho. El diseño, la adopción y ejecución de políticas de eficiencia energética en este mercado se ven afectados por un gran número de protagonistas: consumidores finales, fabricantes de motores, distribuidores y reparadores, fabricantes de equipos originales que incorporan motores, empresas de ingeniería, consultores y contratistas de diseños, fabricantes, distribuidores y representantes de equipos electrónicos de control de motores y otros equipos mecánicos, concesionarios de la red de distribución, universidades, asociaciones profesionales y, eventualmente, agencias gubernamentales. En contraste la producción de energía involucra a un reducido número de protagonistas.

Es fundamental entonces lograr la máxima cooperación con el sector privado, es decir, fabricantes y suministradores de equipos, proveedores de servicios, empresas distribuidoras de electricidad y sector financiero. Se trata así de promover acuerdos comerciales entre los diferentes protagonistas del sector eléctrico, incluyendo, además de las empresas eléctricas, a los clientes y a sus proveedores de bienes y servicios. Sin estos acuerdos, no existe posibilidad alguna de alcanzar una mayor sinergia en el sector y así compartir adecuadamente los beneficios resultantes.

Existe una gran variedad de mecanismos de implantación de las medidas de MD&UREE, con resultados variables. La decisión del mecanismo a escoger evidentemente depende de la propia medida, del sector consumidor involucrado y de las condiciones específicas de cada mercado. Además del nivel de las tarifas existentes y de eventuales distorsiones en su estructura, también deben considerarse la disponibilidad de recursos financieros por parte de los usuarios, sus características específicas (inclusive su psicología y motivación), y la situación de las empresas eléctricas participantes (especialmente sus respectivos costos de generación, transmisión y distribución de energía).

En el caso de las medidas antes estudiadas, se presentaron diversos mecanismos de financiación e implantación, a fin de identificar los esquemas más interesantes y con mayor probabilidad de éxito. Todas las propuestas y recomendaciones se basaron en algunas consideraciones sobre la experiencia internacional, partiendo de la premisa de que, si bien el UEEE tuvo poca aplicación en los países centroamericanos por razones diversas, estos países tienen la ventaja de llegar *después*, esto es que pueden aprovechar los éxitos y fracasos de los demás para diseñar Programas más efectivos a favor del MD&UEEE, y así lograr resultados más rápidos que sus antecesores.

Desde este punto de vista, el gran éxito pasado de las compras de “negavattios” por las empresas eléctricas ha dado lugar a la experimentación de una variedad de mecanismos de promoción del MD&UEEE: campañas de información, definición de reintegros (*rebates*) y esquemas de

préstamos, contratación con base en el desempeño del proyecto, instalación directa integral o mediante licitaciones competitivas entre otras. Si bien algunos podrán considerarlos como instrumentos perteneciendo al pasado, la realidad es que estos mecanismos han mostrado una gran versatilidad y resistencia al paso del tiempo y sirven todavía de “modelo”, en más de un caso, para el establecimiento de relaciones comerciales entre las empresas eléctricas y sus clientes.

En otros términos, es necesario diferenciar entre la “desregulación del mercado eléctrico” que tiende a eliminar a las empresas integradas, otrora protagonistas exclusivas de las políticas de compras de ahorros, y los intereses comerciales intrínsecos de los actores que se desempeñan en un mercado mucho más competido, 15 años después. Es así como las formas de contratación y financiamiento del MD&UEEE han cambiado drásticamente y han dado lugar a la aparición de nuevos actores, antes ausentes, con sus propios intereses corporativos: empresas de ingeniería, consultorías convertidas en *ESCOs*, empresas de servicios especializadas en la gestión delegada, arrendadoras, compañías de seguros con subsidiarias especializadas en la evaluación y financiamiento de proyectos de MD&UEEE y otras.

Por otro lado, las empresas que producen y venden electricidad se sostienen como promotoras potenciales del uso más eficiente de electricidad, por lo menos en los mercados eléctricos ya consolidados, es decir los que benefician de la experiencia más antigua en la apertura de la competencia entre múltiples empresas. En estos mercados más maduros, su interés corporativo prioritario es el mantener una relación comercial permanente con sus mayores y/o mejores clientes para rentabilizar la infraestructura de que disponen (*core business*). Asimismo, tienen capacidad para aprovechar posibles economías de escala, así como para identificar y comercializar nuevos servicios que vuelvan su clientela más cautiva. Además, su experiencia en el manejo de importantes inversiones las coloca en mejor posición respecto a otras entidades para ayudar a invertir capital en tecnologías de uso eficiente de la electricidad, aunque el manejo simultáneo de la oferta y de la demanda represente un verdadero reto para la mayoría de ellas.

En cualquier caso, la experiencia internacional también demuestra que un masivo aprovechamiento de las oportunidades de MD&UEEE en el futuro *no sucederá en forma espontánea*. Existen restricciones e imperfecciones en los mercados que impiden que los clientes tomen las medidas más adecuadas para alcanzar la eficiencia deseada. En este sentido, parece indispensable diseñar respuestas descentralizadas que tomen en cuenta esta situación para crear las condiciones necesarias al desarrollo de un mercado local y regional de servicios de eficiencia energética.

Si bien es cierto que es necesario un enfoque diferente para cada sector consumidor, las siguientes recomendaciones, sugeridas por la experiencia de los últimos años, son comunes a todos los sectores consumidores:

- Integrar las medidas de MD&UEEE en programas más generales de inversión de las empresas involucradas;
- Promover una auténtica “cultura del uso eficiente” de los recursos en general;
- Diseñar incentivos de alcances muy bien delimitados, en particular en lo referente al nivel y a la estructura de las tarifas;

- Fomentar mecanismos de financiación entre empresas privadas que complementen las acciones del Gobierno como regulador, arbitro e inversionista, en su caso;
- Contar con sistemas adecuados de evaluación de los impactos directos y posibles efectos colaterales para poder convertir los programas emprendidos en instrumentos de políticas efectivas de promoción de la eficiencia energética.

## **5. PROGRAMAS NACIONALES DE MD&UEEE**

### **5.1. Introducción**

La evaluación de Programas de MD&UEEE tiene alcances diferentes, según el agente económico referido: usuarios finales, empresas eléctricas o sociedad en conjunto.

Es así como para un usuario participante, el principal criterio de decisión es el ahorro de energía que se manifiesta en una reducción de los pagos mensuales de su factura eléctrica. Además, se preocupará por que la erogación monetaria correspondiente a las inversiones sea mínima, y buscará cualquier posibilidad de acceder a créditos con tasas favorables, además de posibles incentivos e información especializada. Un usuario no participante se preocupará por que otros no se beneficien con subsidios o incentivos que le signifiquen aumentos de tarifa. Asimismo, el costo de la coordinación de los Programas de MD&UEEE será visto de su parte como una asignación crítica.

Las empresas distribuidoras de electricidad, públicas o privadas, que operan mediante concesión para la prestación del servicio, en general bajo la forma de un monopolio local, poseen características particulares que condicionan la evaluación costo/beneficio de sus inversiones para atender su mercado de energía eléctrica. Mientras una empresa que opera en un mercado competitivo tiene como principales objetivos la eficiencia económica en sus análisis de inversión y la maximización de sus utilidades, lo que significa que será renuente a cualquier medida que reduzca sus ventas redituables, una empresa concesionaria de servicios públicos deberá adicionar a estos objetivos corporativos la promoción de la equidad en el bienestar social y el reparto de los beneficios entre todos sus clientes.

Además de estos objetivos generales, la integración de medidas de MD&UEEE en la política comercial de cualquier empresa distribuidora puede tener resultados diversos. Es así como algunas de las medidas de MD&UEEE pueden inducir costos de implantación que sean superiores al costo marginal de suministro de electricidad, como es el caso, por ejemplo, de la cogeneración industrial. Por lo tanto, la empresa concesionaria será renuente en apoyar este tipo de medidas, aunque le signifique futuros ahorros en inversiones y sea atractiva desde el punto de vista de algunos clientes. En sentido contrario, otras medidas podrán presentar costos que sean inferiores al costo marginal de suministro, pero superiores al costo promedio de la electricidad. Aunque resulten interesantes para la concesionaria y la sociedad (como es el caso, por ejemplo, de algunas medidas de reducción de los picos de demanda), estas medidas podrían afectar negativamente a los clientes no participantes del Programa, por el aumento potencial en las tarifas eléctricas que conllevan.

Desde el punto de vista de la sociedad, los objetivos de cualquier Programa de MD&UEEE son necesariamente más generales. Se busca el máximo beneficio económico y social (mejor cobertura del servicio, generación de empleos, eventuales ahorros de divisas, y otros) con el mínimo costo colectivo posible en inversión pública, entre otros. En este caso, el interés por el MD&UEEE es hasta contradictorio, puesto que se busca propiciar una delegación de responsabilidades a la iniciativa privada, pero se regula su actividad en nombre del interés colectivo. Asimismo, el objetivo de minimizar los costos colectivos (por ejemplo, eliminando toda clase de subsidios) puede contraponerse al objetivo de detonar un Programa dinámico, mediante la expansión del gasto público (promoción, educación, proyectos demostrativos en el

sector público, y otros).

Debido a la posibilidad de que ocurran impactos económicos diferenciados, se puede afirmar que casi ninguna medida de MD&UEEE distribuye sus costos y beneficios por partes iguales entre los diversos agentes o grupos involucrados. Por lo tanto, la metodología para el análisis económico debe basarse en una evaluación rigurosa de los costos y beneficios incrementales que significa la implantación de cualquier Programa de MD&UEEE, y esto para cada agente económico involucrado, en comparación con aquellos costos y beneficios que resultarían de una opción de “NO HACER NADA”, esto es seguir aumentando la oferta para atender el incremento de la demanda.

Sobre las bases expuestas se desarrolla a continuación una propuesta que comprende los siguientes temas:

- La metodología de evaluación costo/beneficio de cada Programa Nacional de MD&UEEE;
- El balance global por país de estos Programas;
- Una comparación de los resultados entre los 3 países estudiados;
- Comentarios finales sobre la viabilidad de los Programas propuestos.

## 5.2. Metodología de evaluación costo/beneficio

- Definición de los grupos involucrados

El primer paso del análisis de costos y beneficios de los Programas Nacionales de MD&UEEE consiste en la identificación de los grupos involucrados en el proceso de implantación de las medidas asociadas. Los grupos y entes considerados en el análisis fueron los siguientes:

- Usuarios participantes y no participantes
- Empresas de distribución eléctrica
- La sociedad en conjunto

- Criterios de evaluación

Cualquiera que sea el grupo considerado, la evaluación económica consiste en comparar los beneficios netos de cualquier Programa (Ahorros – Costos de operación) con el monto de las inversiones iniciales y diferidas. La diferencia entre estos valores es conocida como el *Valor Presente Neto* (VPN) del flujo del proyecto. Para ser válida, la comparación entre costos y beneficios debe considerar el “valor en el tiempo”, esto es que los costos y beneficios futuros no tendrán el mismo valor que aquellos que se pueden conseguir en el más corto plazo. Es así como se acostumbra “descontar” los flujos netos obtenidos en función de una *tasa de actualización* que refleja el costo de oportunidad de los recursos movilizados en la realización de cada programa de inversión.

Con el propósito de volver comparables los resultados obtenidos para cada categoría de agente económico, se utilizó *una tasa de actualización única* e igual al 12% anual en

términos reales (es decir 12% arriba de la inflación en cada país). Se mencionó en el Capítulo anterior que esta tasa era elevada, pero coincide con las condiciones de financiamiento multilateral de créditos o fondos de reestructuración de la deuda pública en los países de la Región.

Además del criterio del VPN, se consideró, para cada categoría de agente económico, el *Periodo de Recuperación* de las inversiones, esto es el número de meses transcurridos hasta que los beneficios netos actualizados superen el costo de la inversión inicial de un Programa cualquiera ( $VPN > 0$ ).

Como en el caso de la evaluación de medidas individuales, presentada en el Capítulo anterior, se utilizó este último como *criterio discriminante*, es decir que se consideraron como prioritarios aquellos Programas o partes de Programas sectoriales que tenían el menor periodo de recuperación posible. En efecto, el seleccionarlos en función de un VPN decreciente no es necesariamente el criterio más idóneo, puesto que se está en presencia de Programas de tamaño e impactos muy diversos. Asimismo, al darle la prioridad al criterio del mínimo periodo de recuperación de las inversiones, se atiende uno de los mayores limitantes en los países de la Región: la escasez de recursos económicos disponibles para financiar nuevas inversiones.

- Identificación de impactos

#### *Punto de vista de los usuarios*

Los costos que recaen sobre los usuarios participantes se derivan de sus inversiones incrementales por la aplicación de medidas de MD&UEEE y de los gastos anuales adicionales de operación y mantenimiento asociados con estas medidas.

Los beneficios se materializan en la reducción de sus facturas de electricidad, debido a la disminución de su consumo de energía y demanda de potencia. Se excluyeron eventuales incentivos económicos recibidos de la concesionaria, así como posibles subsidios del Gobierno. Esto es que los beneficios indicados son los mínimos alcanzables, en el entendimiento que las medidas de MD&UEEE se financiarán en prioridad con mecanismos de mercado (financiamiento directo o por terceros) y se pagarán con sus propios beneficios.

Además, existen otros factores no económicos que pueden influenciar en un sentido u otro la decisión de los usuarios, como son:

- Facilidad o dificultad de instalación y uso de los equipos;
- Riesgo de su operación inadecuada;
- Deseo de participar en actividades dirigidas al uso racional de energía descuidando otros impactos como serían los impactos ambientales (caso de la cogeneración).

Ninguno de estos beneficios ha sido cuantificado aquí.

Además, se descartaron del análisis a los usuarios no participantes, ya que se estimó que el financiamiento de las medidas de MD&UEEE por medio del incremento de tarifas eléctricas, con el propósito de cubrir los costos de operación de los Programas correspondientes, no se justificaba, sobretodo si se considera el nivel ya elevado de las tarifas en los 3 países estudiados.

Asimismo, se estimó que la aplicación de estos Programas no procurará una baja de las tarifas en los 10 próximos años, de las cuales puedan beneficiarse los usuarios no participantes. En efecto, el nivel futuro de las tarifas eléctricas depende más de la evolución de los costos marginales de generación, transmisión y distribución y de la evolución de la fiscalidad sobre servicios eléctricos. En este sentido, la incorporación de nuevas tecnologías del lado de la oferta, las condiciones de financiamiento y el ritmo de apertura regional del mercado eléctrico son factores más determinantes de una eventual reducción en las tarifas eléctricas que la aplicación de Programas de MD&UEEE.

En otros términos, se consideró que los Programas propuestos tendrían un “impacto neutro” sobre los usuarios no participantes en el mediano plazo (ni alza, ni baja de tarifas). Asimismo, se consideró que la implantación de Programas de MD&UEEE se justifica desde el punto de vista de los usuarios participantes, en razón de los recientes incrementos de tarifas, mismos que los pueden obligar a racionalizar sus patrones de consumo para reducir el impacto en sus costos de producción o en su economía familiar.

#### *Punto de vista de las empresas eléctricas*

En primer lugar, es necesario definir una *situación de referencia*. Esta corresponde al caso de una empresa eléctrica cualquiera cuyos ingresos por venta de electricidad cubren sus costos de operación y el pago de utilidades a sus accionistas (gubernamentales o privados). Esto equivale a suponer que las tarifas actuales están ajustadas a un nivel económico adecuado.

En el futuro, la empresa tendrá que atender un aumento del consumo en su área de concesión a través de una expansión del sistema eléctrico a un determinado costo marginal. En el caso de emprender un Programa de MD&UEEE (por ejemplo, “compras de ahorros”), tendrá que sufragar un costo adicional de promoción y organización. Asimismo, cualquier medida de MD&UEEE significará una pérdida de utilidades por cliente participante, sin posibilidad de repercutirla en las tarifas cobradas a usuarios no participantes (ausencia de subsidios cruzados).

Por lo tanto, para el cálculo del VPN y del correspondiente tiempo de recuperación, se consideró que el flujo de efectivo de una empresa eléctrica cualquiera variaría de la siguiente manera:

- Aumento del costo de operación e inversión (por compra de ahorros, en su caso)
- Pérdida de utilidad marginal por cada kWh ahorrado
- Reducción de los costos variables de generación por cada kWh ahorrado
- Reducción del costo de inversión en expansión de redes y del costo financiero asociado

La reducción de los costos integrales de inversión se puede estimar como las anualidades constantes sobre los 10 próximos años que dejaría de pagar la empresa por cada kW de capacidad que dejaría de instalar.

Es así como los beneficios de cualquier empresa eléctrica corresponden al *costo evitado del suministro de potencia y energía*, y sus costos incrementales se relacionan con los costos eventuales de operación de un Programa de MD&UEEE, más las pérdidas de utilidades procuradas por los ahorros de energía de los usuarios participantes.

Además de los criterios del VPN y del tiempo de recuperación, se definió como rango máximo para la selección de Programas un costo de energía ahorrada entre 30 y 60 US\$ por MWh ahorrado (3 a 6 centavos de US\$/kWh), equivalente al 50% de los costos marginales de distribución observados en los 3 países estudiados. Esto permite disponer de un margen suficiente para cubrir eventuales errores en las estimaciones del monto y costo de la energía ahorrada.

Además de estos impactos directos, existen también otros factores que podrían tomarse en cuenta:

- . Impactos en el flujo de caja (p.e., reducción del capital de trabajo);
- . Reducción del riesgo de inversión en tecnologías con largos períodos de construcción;
- . Minimización de los impactos ambientales;
- . Impactos sobre el nivel de confiabilidad del sistema.

Sin embargo, estos diferentes impactos asociados no fueron considerados en la evaluación costo/beneficio aquí presentada.

#### *Punto de vista de la sociedad*

La teoría de la evaluación del costo-beneficio social de un Programa de inversión cualquiera suele considerar múltiples efectos directos e indirectos, como son:

- Los impactos ambientales de los Programas de MD&UEEE
- El valor económico de los beneficios de todos los participantes
- La aplicación de los recursos evitados a otros programas prioritarios
- La generación de empleos directos e indirectos
- La variación del saldo de la balanza de pagos debido a erogaciones por concepto de importaciones netas y pagos de deuda externa

En el ámbito necesariamente reducido del presente Estudio, no se consideró la totalidad de estos elementos. El análisis económico para la sociedad se resumió a un balance de los costos y beneficios para el conjunto de los participantes. Esto es que se calculó como VPN la suma actualizada de los costos y beneficios de los usuarios participantes y de las compañías eléctricas.

Además, se consideró un costo presupuestal de coordinación y promoción del Programa Nacional de MD&UEEE para el Estado. Este “costo de administración de los Programas” fue estimado en el 25% del valor de los ahorros de energía obtenidos por los usuarios participantes. Esto es equivalente a considerar que el gasto público en la administración de cada Programa Nacional de MD&UEEE tiene un efecto multiplicador promedio de 1 a 4, cuando se consideran únicamente los gastos administrativos centrales y los programas de promoción y educación.

Este valor promedio resultó del análisis del desempeño de algunas agencias especializadas, como son: ADEME (Francia), CENERGIA (Perú) y CONAE (México).

### 5.3. Balance global de cada Programa Nacional

#### Guatemala

El Cuadro 5.1. a continuación muestra los principales resultados obtenidos para cada clase de participante en el área de distribución de EEGSA (Periodo 2000-2010). Se destacan los siguientes comentarios:

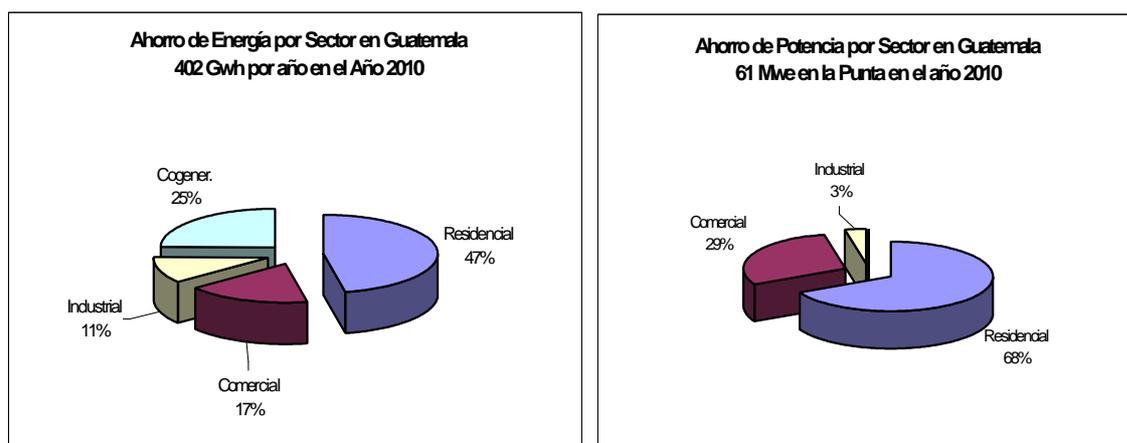
- En el sector residencial, las medidas de MD&UEEE resultarían más atractivas para los usuarios que para las compañías eléctricas. Por lo tanto, podría dificultarse la integración de las “compras de ahorros” en sus respectivas políticas comerciales, por lo menos en el corto plazo;
- En el sector comercial, se observa la misma situación, sobretodo para las medidas de sustitución de equipos de aire acondicionado. Sin embargo, el Programa no debería verse frenado, puesto que se basa en la participación de *ESCOs* que serán probablemente independientes de EEGSA. En cuanto al alumbrado público, la rentabilidad para los usuarios y la sociedad en general justifica un Programa municipal con fondos presupuestales;
- En el sector industrial, las medidas de MD&UEEE beneficiarían en primer lugar a las empresas eléctricas, sobretodo los ahorros de energía en los usos de iluminación y fuerza motriz. Por lo que podrían formar parte de su promoción, en forma directa o vía terceros. En cuanto a la cogeneración industrial, el reducido tamaño de los proyectos individuales y los altos costos financieros reales que imperan podrían ser un freno importante para su desarrollo, al menos que se involucren en su promoción las empresas eléctricas, ya que son las únicas que se verían favorecidas por estos proyectos, debido a los importantes ahorros en inversiones de capacidad que procurarían;
- En términos globales, el Programa Nacional de MD&UEEE implicaría periodos promedio de recuperación de las inversiones entre 2 y 2.5 años, según el tipo de participantes. En particular, el corto tiempo de recuperación para la sociedad (2.5 años) justifica considerar el MD&UEEE como un instrumento de la planeación del sector eléctrico, y diseñar para el efecto instrumentos de promoción e información multisectoriales, por lo menos.

	USUARIOS PARTICIPANTES		COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS		SOCIEDAD	
	VPN (Millones de Usd)	Recuperación (Meses)	VPN (Millones de Usd)	Recuperación (Meses)	VPN (Millones de Usd)	Recuperación (Meses)
<b>Sector Residencial</b>						
Iluminación Eficiente	18.07	13	11.55	25	23.97	18
Refrigeración Eficiente	5.67	33	6.54	25	10.03	34
Aire Acondicionado Eficiente	17.96	20	7.21	26	42.24	23
<b>Sub-Total 1</b>	<b>41.70</b>	<b>19</b>	<b>25.30</b>	<b>25</b>	<b>76.24</b>	<b>25</b>
<b>Sector Comercial</b>						
Iluminación Eficiente	3.40	8	1.72	28	8.34	14
Aire Acondicionado Eficiente	8.47	21	4.44	28	10.16	28
<b>Sub-Total 2</b>	<b>11.88</b>	<b>17</b>	<b>6.16</b>	<b>28</b>	<b>18.50</b>	<b>24</b>
<b>Alumbrado Público</b>						
Lámparas de Vapor de Sodio	7.25	13	4.02	28	5.47	21
<b>Sub-Total 3</b>	<b>7.25</b>	<b>13</b>	<b>4.02</b>	<b>28</b>	<b>5.47</b>	<b>21</b>
<b>Sector Industrial</b>						
Iluminación Eficiente	3.88	15	1.69	17	4.36	19
Aire Acondicionado Eficiente	0.56	28	0.38	17	0.74	31
Motores Eficientes	2.99	39	2.01	17	3.71	40
<b>Sub-Total 4</b>	<b>7.43</b>	<b>27</b>	<b>4.08</b>	<b>17</b>	<b>8.81</b>	<b>30</b>
<b>Pequeña Cogeneración</b>						
Sector Industrial	6.04	64	8.89	17	11.31	53
<b>Sub-Total 5</b>	<b>6.04</b>	<b>64</b>	<b>8.89</b>	<b>17</b>	<b>11.31</b>	<b>53</b>
<b>PROGRAMA INTEGRAL</b>	<b>74.29</b>	<b>28</b>	<b>48.46</b>	<b>24</b>	<b>120.33</b>	<b>30</b>

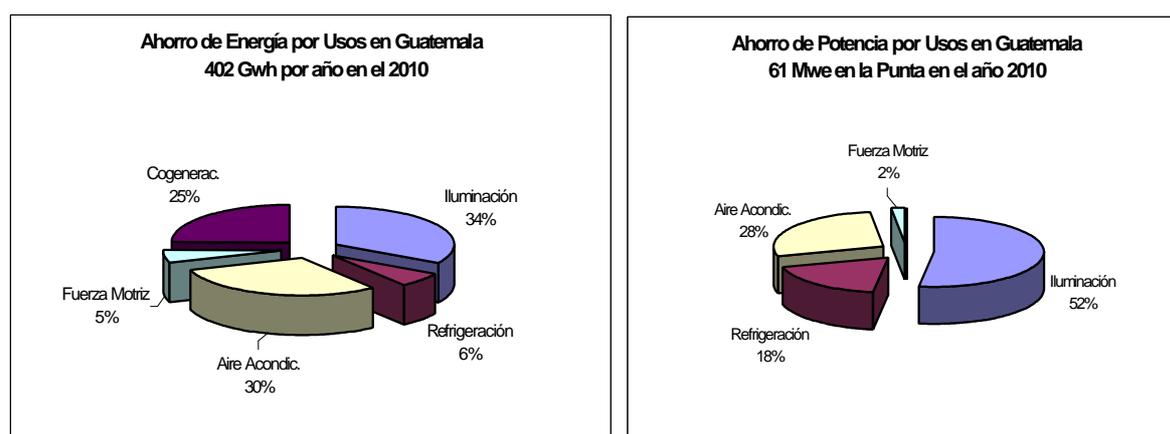
Cuadro 5.1.: Programa de MD&amp;UEEE en Guatemala

Las Gráficas 5.1. y 5.2. a continuación indican los ahorros de energía y potencia por sectores y usos finales que procuraría la implantación de un Programa Nacional de MD&UEEE, para el área de distribución de EEGSA en la ciudad de Guatemala.

- El ahorro total de energía (incluida la reducción de pérdidas) alcanzaría 402 GWh/año para el año 2010, esto es el 6.5% del consumo nacional proyectado y aproximadamente el 11% del consumo proyectado en el área de distribución de EEGSA;
- El ahorro total de potencia en las horas pico (incluida la reducción de pérdidas) sería de 61 MW en el año 2010, es decir entre el 7 y 8% de la demanda en punta de la red de distribución operada por EEGSA;
- Tanto en términos de ahorros de energía como de potencia, el sector residencial representaría la mayor parte (resp. 47% y 68%), mientras que los programas de acuerdos de servicios integrales en el sector comercial tendrían un impacto significativo en la reducción de la punta (29% del total). Finalmente, por la necesidad de contratar una potencia de respaldo, los usuarios de cogeneración industrial solamente procurarían ahorros de energía en el sistema eléctrico (25% de los ahorros totales);
- Por tipos de usos finales, los impactos en términos de ahorros de energía y reducción de la demanda punta se concentrarían en los usos de iluminación y aire acondicionado (resp. 63% y 80% del total), mientras que las mejoras en el uso de la refrigeración y fuerza motriz tendrían un impacto marginal.



Gráfica 5.1.: Ahorros de Energía y Potencia por Sectores



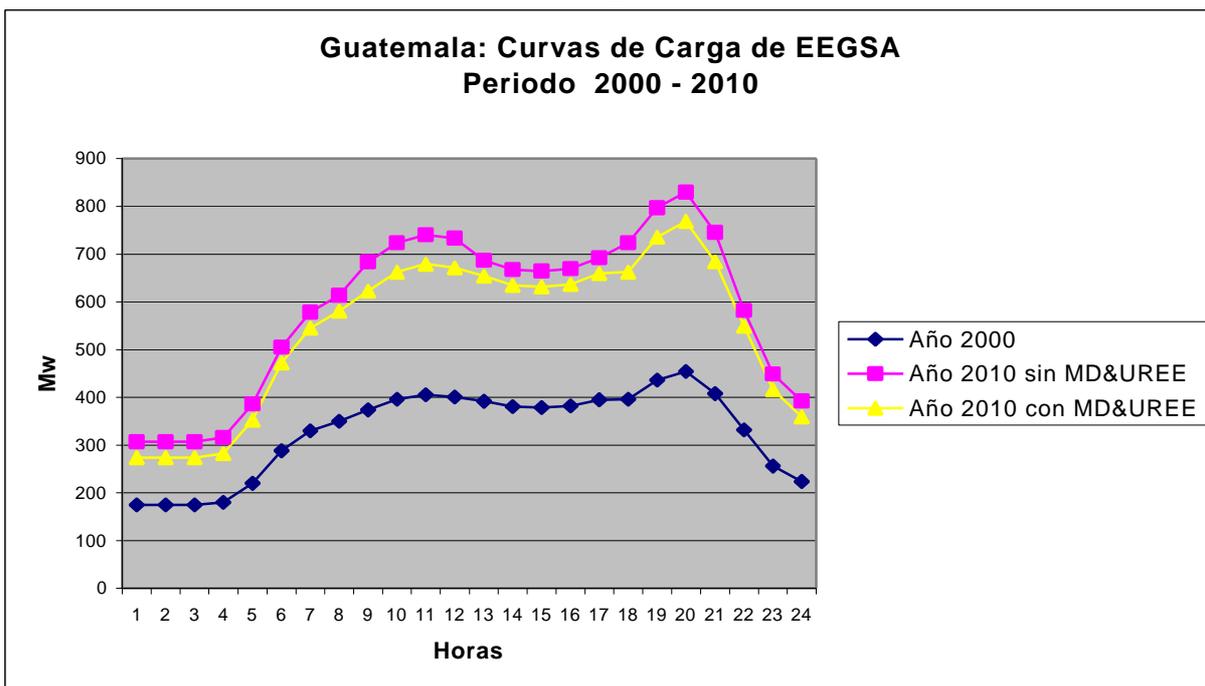
Gráfica 5.2.: Ahorros de Energía y Potencia por Usos Finales

En la Gráfica 5.3. a continuación se puede apreciar la reducción de la demanda que se podría lograr en el sistema de distribución de EEGSA, en el año horizonte 2010. La demanda máxima se reduciría aproximadamente a 770 MW (en lugar de 830 MW en el caso de no aplicar ninguna medida de MD&UEEE).

De todos modos, este valor significaría un aumento del 70% en comparación con el pico del año 2000 (454 MW), es decir que el crecimiento de la demanda seguiría muy dinámico en toda el área.

Finalmente, el impacto del Programa de MD&UEEE sería prácticamente proporcional en todos los horarios, lo que traduce la primacía de las medidas de ahorro de energía, puesto que el desarrollo marginal de la cogeneración industrial sería la única medida efectiva de Manejo de la Demanda.

Gráfica 5.3.: Evolución de la Carga Eléctrica en la red de EEGSA



## Honduras

El Cuadro 5.2. a continuación muestra los principales resultados obtenidos para cada clase de participante en el área de distribución de ENEE en San Pedro Sula (Periodo 2000-2010). Se destacan los siguientes comentarios:

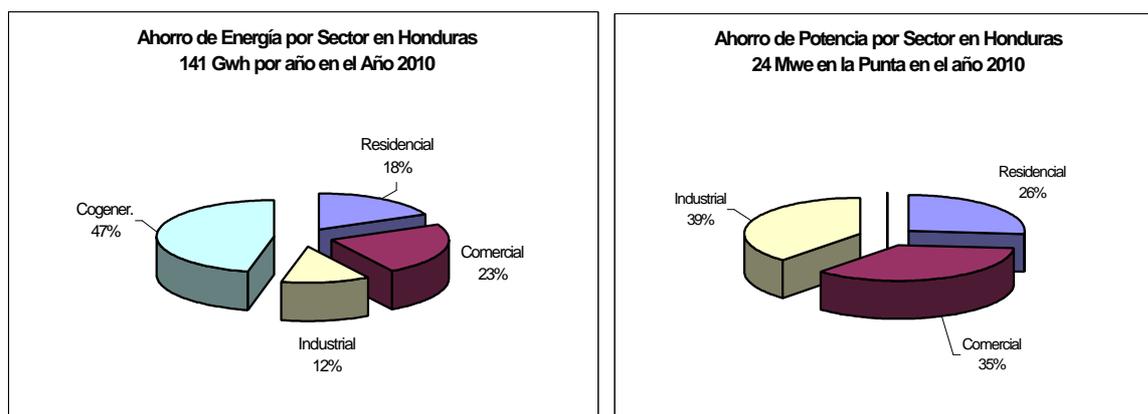
- En el sector residencial, las medidas de MD&UEEE resultarían poco atractivas para los usuarios, excepto para los usos de iluminación. Siendo la ENEE el principal beneficiario, se justifica la implantación de un Programa de “compras de ahorros”;
- En el sector comercial, se observa una situación parecida, sobretodo para las medidas de sustitución de equipos de aire acondicionado. Parece necesario revisar las tarifas comerciales, puesto que podría dificultarse el financiamiento con recursos propios de los usuarios o por medio de terceros, a menos que la ENEE también se haga cargo del Programa de MD&UEEE hacia este sector. En cuanto al alumbrado público, la rentabilidad para todos los actores justifica un Programa municipal con fondos propios;
- En el sector industrial, las medidas de MD&UEEE beneficiarían, otra vez en primer lugar, a la empresa eléctrica. Al contrario, los tiempos de recuperación resultarían bastante largos para los usuarios, lo que excluiría prácticamente el financiamiento por *ESCOs*, con el nivel actual de las tarifas. Asimismo, la ausencia de tarifas horarias volvería imposible el desarrollo de proyectos de cogeneración industrial, ya que no existe incentivo alguno para salirse de la punta;
- En términos globales, el Programa Nacional de MD&UEEE resulta poco atractivo para los usuarios (tiempo de recuperación superior a 5 años), por lo que los elevados beneficios potenciales para la ENEE (tiempo de recuperación del orden de 1.5 años) podrían verse frustrados en el mediano plazo.

Cuadro 5.2.: Programa de MD&amp;UEEE en Honduras

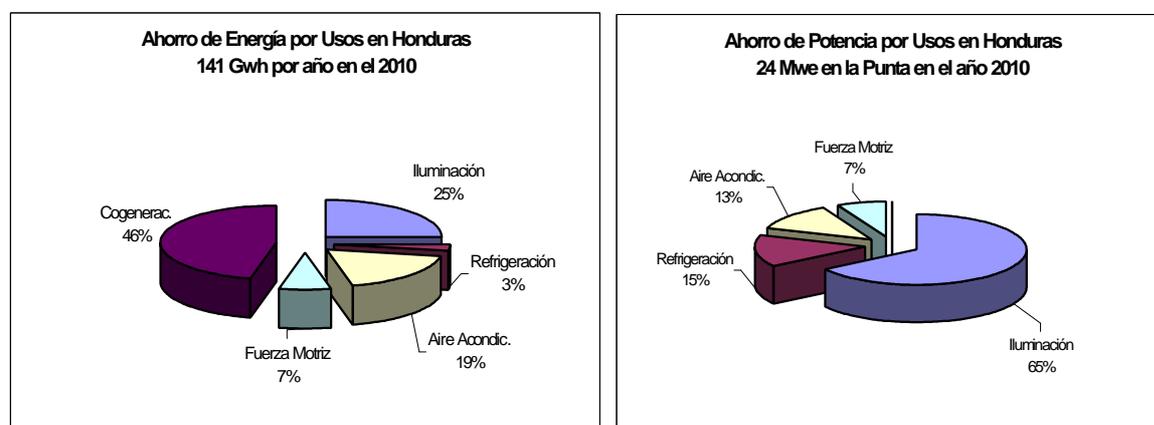
	USUARIOS PARTICIPANTES		COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS		SOCIEDAD	
	VPN (Millones de Usd)	Recuperación (Meses)	VPN (Millones de Usd)	Recuperación (Meses)	VPN (Millones de Usd)	Recuperación (Meses)
<b>Sector Residencial</b>						
Iluminación Eficiente	0.35	37	0.80	13	0.95	31
Refrigeración Eficiente	0.03	112	1.99	13	1.89	37
Aire Acondicionado Eficiente	0.44	81	1.65	13	4.59	30
<b>Sub-Total 1</b>	<b>0.82</b>	<b>84</b>	<b>4.44</b>	<b>13</b>	<b>7.43</b>	<b>32</b>
<b>Sector Comercial</b>						
Iluminación Eficiente	0.60	16	1.47	18	1.57	17
Aire Acondicionado Eficiente	1.23	39	0.98	18	1.67	40
<b>Sub-Total 2</b>	<b>1.83</b>	<b>32</b>	<b>2.45</b>	<b>18</b>	<b>3.25</b>	<b>31</b>
<b>Alumbrado Público</b>						
Lámparas de Vapor de Sodio	2.30	24	2.81	18	4.63	29
<b>Sub-Total 3</b>	<b>2.30</b>	<b>24</b>	<b>2.81</b>	<b>18</b>	<b>4.63</b>	<b>29</b>
<b>Sector Industrial</b>						
Iluminación Eficiente	0.75	22	3.49	16	3.98	25
Aire Acondicionado Eficiente	0.10	42	0.14	16	0.19	38
Motores Eficientes	0.73	63	1.34	16	1.63	47
<b>Sub-Total 4</b>	<b>1.58</b>	<b>44</b>	<b>4.97</b>	<b>16</b>	<b>5.80</b>	<b>34</b>
<b>Pequeña Cogeneración</b>						
Sector Industrial	0.58	105	4.66	16	3.76	70
<b>Sub-Total 5</b>	<b>0.58</b>	<b>105</b>	<b>4.66</b>	<b>16</b>	<b>3.76</b>	<b>70</b>
<b>PROGRAMA INTEGRAL</b>	<b>7.11</b>	<b>66</b>	<b>19.34</b>	<b>16</b>	<b>24.86</b>	<b>42</b>

Las Gráficas 5.4. y 5.5. a continuación indican los ahorros de energía y potencia por sectores y usos finales que procuraría la implantación de un Programa Nacional de MD&UEEE, para el área de distribución de ENEE en la ciudad de San Pedro Sula.

- El ahorro total de energía (incluida la reducción de pérdidas) alcanzaría 141 GWh/año en el año 2010, esto es poco más el 3% del consumo nacional proyectado y aproximadamente el 10% del consumo proyectado en el área urbana de la ciudad de San Pedro Sula;
- El ahorro total de potencia en las horas pico (incluida la reducción de pérdidas) sería de 25 MW en el año 2010, es decir entre el 9 y 10% de la demanda en punta de la red de distribución operada por ENEE en el área urbana de San Pedro Sula;
- Tanto en términos de ahorros de energía como de potencia, el sector industrial (incluido la cogeneración industrial) representaría la mayor parte (resp. 58% y 38%), mientras que los programas de acuerdos de servicios integrales en el sector comercial tendrían un impacto significativo en la reducción de la punta (35% del total). Contrariamente al caso anterior de la ciudad de Guatemala, el sector residencial tendría una participación relativamente marginal;
- Por tipos de usos finales, los impactos en términos de ahorros de energía y reducción de la demanda punta se concentrarían en los usos de iluminación y cogeneración industrial (resp. 71% y 66% del total), mientras que las mejoras en los demás usos tendrían un impacto marginal.



Gráfica 5.4.: Ahorros de Energía y Potencia por Sectores



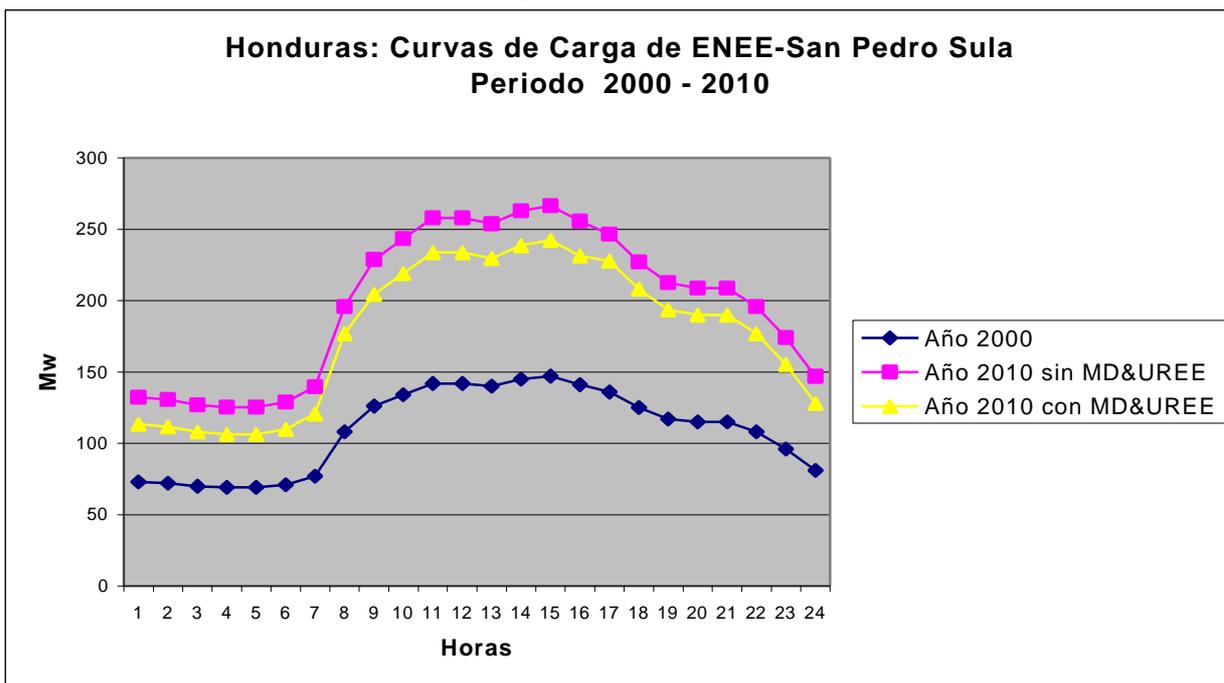
Gráfica 5.5.: Ahorros de Energía y Potencia por Usos Finales

En la Gráfica 5.6. a continuación se puede apreciar la reducción de la demanda que se podría lograr en el sistema de distribución de ENEE en el área urbana de San Pedro Sula, en el año horizonte 2010. La demanda máxima diaria se reduciría aproximadamente a 240 MW (en lugar de 265 MW en el caso de no aplicar ninguna medida de MD&UEEE).

De todos modos, este valor significaría un aumento del 65% en comparación con el pico del año 2000 (147 MW), comparable al que se observó en el caso anterior para el área de distribución de EEGSA.

Finalmente, el impacto del Programa de MD&UEEE sería prácticamente proporcional en todos los horarios, lo que traduce la primacía de las medidas de ahorro de energía, puesto que el desarrollo marginal de la cogeneración industrial sería la única medida efectiva de Manejo de la Demanda.

Gráfica 5.6.: Evolución de la Carga Eléctrica en la red de ENEE-San Pedro Sula



## Panamá

El Cuadro 5.3. a continuación muestra los principales resultados obtenidos para cada clase de participante en el área de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en la ciudad de Panamá (Periodo 2000-2010). Se destacan los siguientes comentarios:

- En el sector residencial, las medidas de MD&UEEE en refrigeración resultarían poco atractivas para los usuarios, pero las enfocadas a reducir los consumos de iluminación y aire acondicionado mostrarían una rentabilidad satisfactoria. Sin embargo, la más interesada en la consecución de ahorros significativos en este sector sería la compañía UNION FENOSA EDEMET-EDECHI, por lo que se justificaría que estudiara la posibilidad de desarrollar un Programa de “compras de ahorros”;
- En el sector comercial, se observa una situación parecida, sobretodo para las medidas de sustitución de equipos de aire acondicionado. Los tiempos de recuperación más amplios para los usuarios (casi 3 años) no parecen ser un freno al desarrollo de proyectos de acuerdos de servicios integrales con *ESCOs* en la medida en que los tiempos de recuperación globales de las medidas de MD&UEEE en el sector son bastante atractivos (2.5 años). En cuanto al alumbrado público, la rentabilidad para los usuarios justifica un Programa municipal con fondos presupuestales;
- En el sector industrial, las medidas de MD&UEEE beneficiarían otra vez en primer lugar a la empresa eléctrica. Sin embargo, es poco probable que se interese en este sector marginal por su demanda. Por lo que deberían interesarse terceros;
- En términos globales, el Programa Nacional de MD&UEEE resulta bastante atractivo para los usuarios (tiempo de recuperación inferior a 2.5 años) y la compañía eléctrica (tiempos de recuperación del orden de 2 años), por lo que existen buenas oportunidades de instrumentación de medidas de MD&UEEE con financiamiento por mecanismos de mercado, particularmente para aumentar la eficiencia del aire acondicionado.

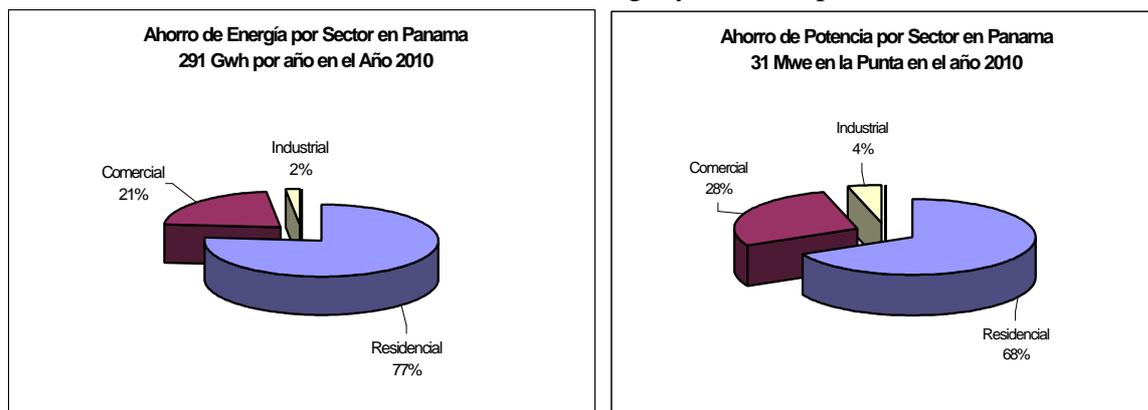
Cuadro 5.3.: Programa de MD&amp;UEEE en Panamá

	USUARIOS PARTICIPANTES		COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS		SOCIEDAD	
	VPN (Millones de Usd)	Recuperación (Meses)	VPN (Millones de Usd)	Recuperación (Meses)	VPN (Millones de Usd)	Recuperación (Meses)
<b>Sector Residencial</b>						
Iluminación Eficiente	2.84	17	0.87	22	2.74	24
Refrigeración Eficiente	0.82	46	0.62	22	1.07	46
Aire Acondicionado Eficiente	34.73	28	18.23	22	42.52	32
<b>Sub-Total 1</b>	<b>38.39</b>	<b>28</b>	<b>19.72</b>	<b>22</b>	<b>46.33</b>	<b>32</b>
<b>Sector Comercial</b>						
Iluminación Eficiente	1.62	15	0.82	24	6.51	16
Aire Acondicionado Eficiente	4.99	35	4.43	24	7.46	37
<b>Sub-Total 2</b>	<b>6.61</b>	<b>30</b>	<b>5.25</b>	<b>24</b>	<b>13.97</b>	<b>29</b>
<b>Alumbrado Público</b>						
Lámparas de Vapor de Sodio	2.89	21	1.37	23	1.55	36
<b>Sub-Total 3</b>	<b>2.89</b>	<b>21</b>	<b>1.37</b>	<b>23</b>	<b>1.55</b>	<b>36</b>
<b>Sector Industrial</b>						
Iluminación Eficiente	0.29	18	0.27	20	0.47	24
Aire Acondicionado Eficiente	0.21	35	0.28	20	0.40	34
Motores Eficientes	0.30	45	0.32	20	0.48	43
<b>Sub-Total 4</b>	<b>0.80</b>	<b>35</b>	<b>0.87</b>	<b>20</b>	<b>1.35</b>	<b>36</b>
<b>Pequeña Cogeneración</b>						
Sector Industrial	0.00	0	0.00	0	0.00	0
<b>Sub-Total 5</b>	<b>0.00</b>	<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0</b>
<b>PROGRAMA INTEGRAL</b>	<b>48.69</b>	<b>28</b>	<b>27.21</b>	<b>23</b>	<b>63.19</b>	<b>32</b>

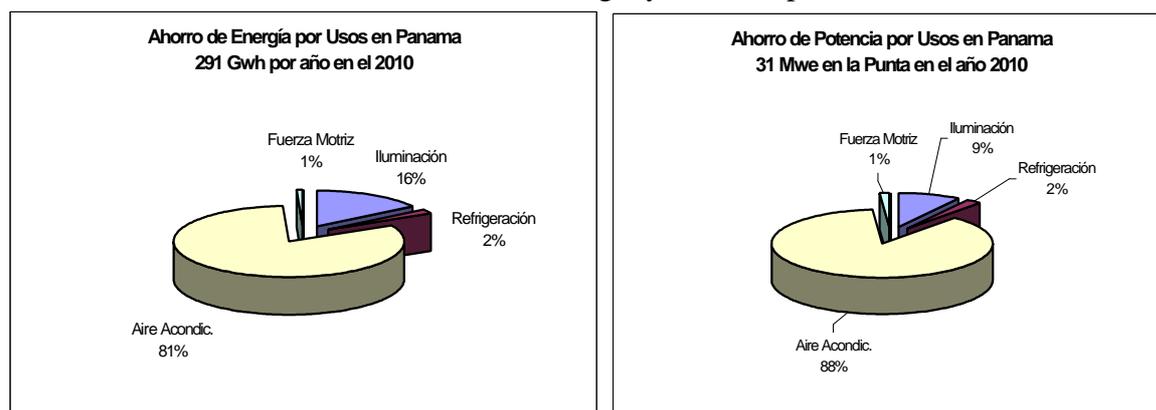
Las Gráficas 5.7. y 5.8. a continuación indican los ahorros de energía y potencia por sectores y usos finales que procuraría la implantación de un Programa Nacional de MD&UEEE, para el área de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en la ciudad de Panamá.

- El ahorro total de energía (incluida la reducción de pérdidas) alcanzaría 291 GWh/año en el año 2010, esto es poco menos el 5% del consumo nacional proyectado y aproximadamente el 18% del consumo proyectado en el área urbana de la ciudad de Panamá;
- El ahorro total de potencia en las horas pico (incluida la reducción de pérdidas) sería de 31 MW en el año 2010, es decir el 10-11% de la demanda en punta de la red de distribución operada por UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en el área urbana de Panamá;
- Tanto en términos de ahorros de energía como de potencia, el sector residencial representaría la mayor parte (resp. 76% y 67%), mientras que los programas de acuerdos de servicios integrales en el sector comercial tendrían un impacto significativo en la reducción de la punta (28% del total);
- Por tipos de usos finales, los impactos en términos de ahorros de energía y reducción de la demanda punta se concentrarían en los usos de aire acondicionado (resp. 82% y 87% del total), mientras que las mejoras en los demás usos tendrían un impacto marginal.

Gráfica 5.7.: Ahorros de Energía y Potencia por Sectores



Gráfica 5.8.: Ahorros de Energía y Potencia por Usos Finales

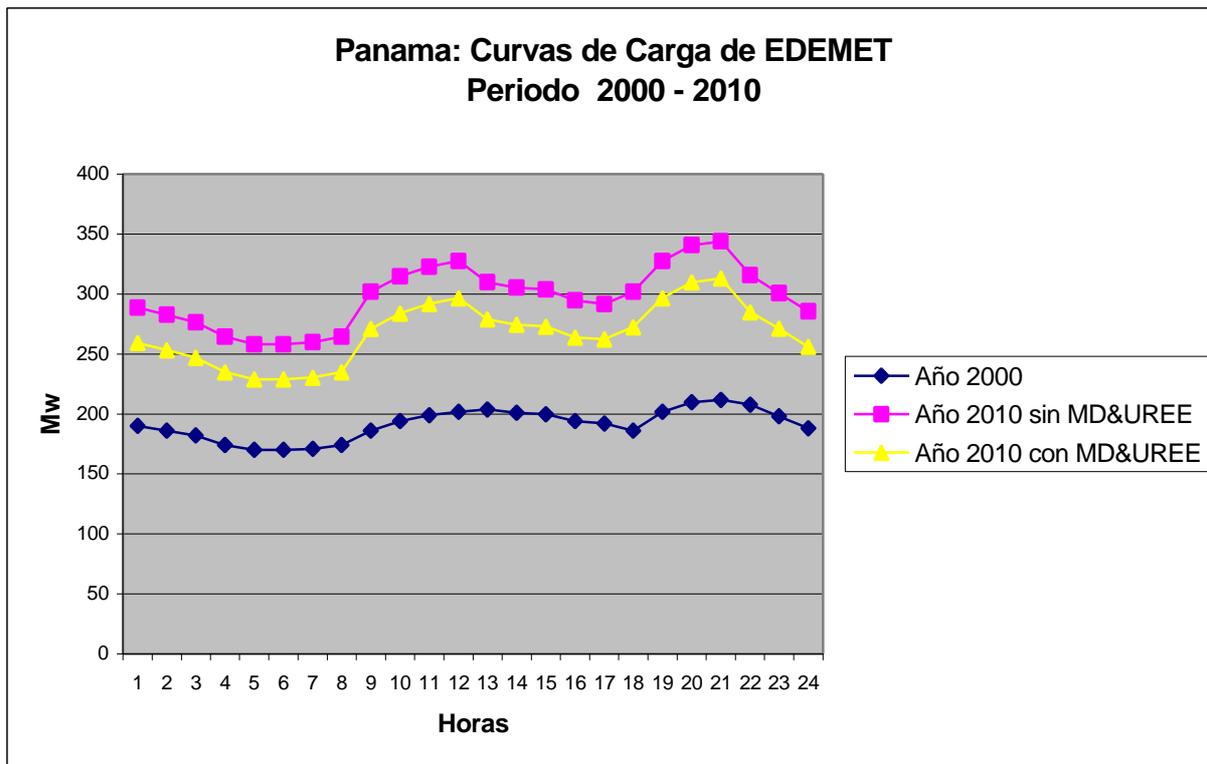


En la Gráfica 5.9. a continuación se puede apreciar la reducción de la demanda que se podría lograr en el sistema de distribución de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI en el área urbana de Panamá, en el horizonte 2010. La demanda máxima diaria se reduciría a 300 MW (en lugar de 330 MW en el caso de no aplicar ninguna medida de MD&UEEE).

Esta figura significaría un aumento del 50% en comparación con el pico del año 2000 (202 MW), lo que indicaría un crecimiento sostenido de la demanda del área urbana.

Finalmente, el impacto del Programa de MD&UEEE sería proporcional en todos los horarios, lo que traduce la primacía de las medidas de ahorro de energía, puesto que no se consideraron medidas específicas de Manejo de la Demanda (ningún proyecto de cogeneración).

Gráfica 5.9.: Evolución de la Carga Eléctrica en la red de UNION FENOSA EDEMET-EDECHI



#### 5.4. Comparaciones de los resultados por país

En lo que sigue, se presentan comparaciones sobre los ahorros de energía, el Valor Presente neto (VPN) y del tiempo de recuperación de cada Programa Nacional de MD&UEEE, desde el punto de vista de los diferentes actores involucrados.

##### *Punto de vista de los usuarios participantes*

El Cuadro 5.4. a continuación resume los posibles resultados desde el punto de vista de los usuarios.

Cuadro 5.4.: Resultados de los Programas de MD&UEEE para los Usuarios Participantes

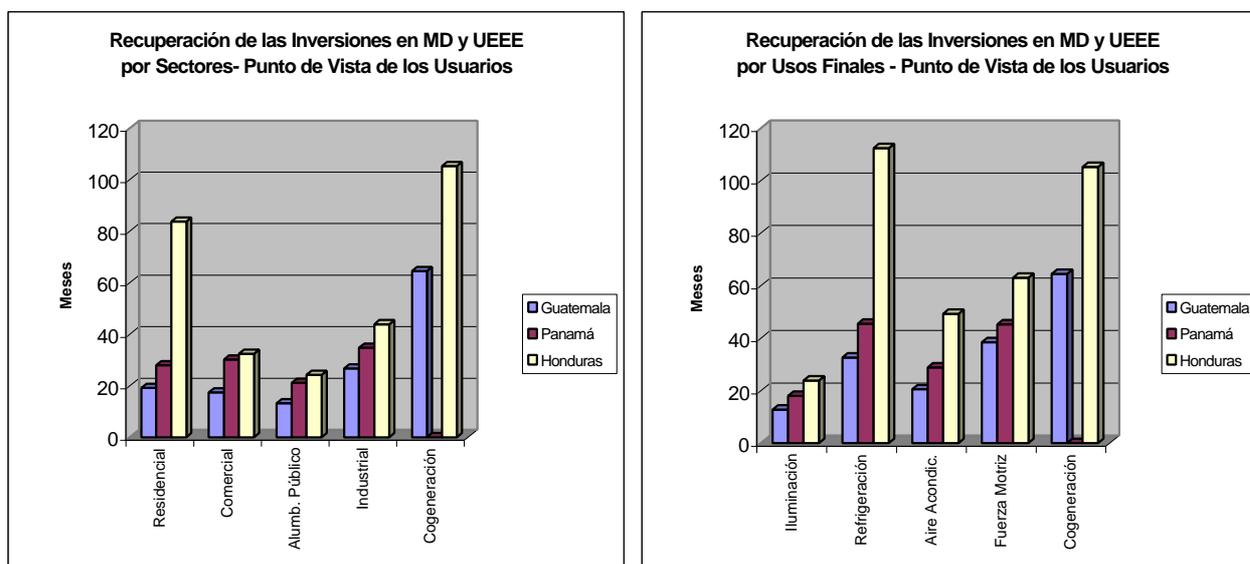
	GUATEMALA (EEGSA)			HONDURAS (ENEE-SP Sula)			PANAMA (EDEMET)		
	Ah.Energía Gwh/año (1)	V.P.N. Mill. Usd (2)	Recuperación Meses (3)	Ah.Energía Gwh/año (1)	V.P.N. Mill. Usd (2)	Recuperación Meses (3)	Ah.Energía Gwh/año (1)	V.P.N. Mill. Usd (2)	Recuperación Meses (3)
<b>Sector Residencial</b>									
Iluminación Eficiente	69.42	18.07	13	7.40	0.35	37	15.39	2.84	17
Refrigeración Eficiente	22.28	5.67	33	3.56	0.03	112	4.94	0.82	46
Aire Acondicionado Eficiente	74.04	17.96	20	11.84	0.44	81	181.94	34.73	28
<b>Sub-Total 1</b>	<b>165.74</b>	<b>41.70</b>	<b>19</b>	<b>22.80</b>	<b>0.82</b>	<b>84</b>	<b>202.27</b>	<b>38.39</b>	<b>28</b>
% Ahorros Totales	47%			18%			76%		
<b>Sector Comercial</b>									
Iluminación Eficiente	9.90	3.40	8	3.71	0.60	16	8.25	1.62	15
Aire Acondicionado Eficiente	28.80	8.47	21	10.80	1.23	39	32.43	4.99	35
<b>Sub-Total 2</b>	<b>38.70</b>	<b>11.88</b>	<b>17</b>	<b>14.51</b>	<b>1.83</b>	<b>32</b>	<b>40.68</b>	<b>6.61</b>	<b>30</b>
% Ahorros Totales	11%			12%			15%		
<b>Alumbrado Público</b>									
Lámparas de Vapor de Sodio	22.50	7.25	13	14.85	2.30	24	16.20	2.89	21
<b>Sub-Total 3</b>	<b>22.50</b>	<b>7.25</b>	<b>13</b>	<b>14.85</b>	<b>2.30</b>	<b>24</b>	<b>16.20</b>	<b>2.89</b>	<b>21</b>
% Ahorros Totales	6%			12%			6%		
<b>Sector Industrial</b>									
Iluminación Eficiente	16.16	3.88	15	5.35	0.75	22	1.62	0.29	18
Aire Acondicionado Eficiente	3.11	0.56	28	0.95	0.10	42	1.49	0.21	35
Motores Eficientes	18.93	2.99	39	8.99	0.73	63	2.39	0.30	45
<b>Sub-Total 4</b>	<b>38.20</b>	<b>7.43</b>	<b>27</b>	<b>15.29</b>	<b>1.58</b>	<b>44</b>	<b>5.50</b>	<b>0.80</b>	<b>35</b>
% Ahorros Totales	11%			12%			2%		
<b>Pequeña Cogeneración</b>									
Sector Industrial	87.60	6.04	64	58.40	0.58	105	0.00	0.00	0
<b>Sub-Total 5</b>	<b>87.60</b>	<b>6.04</b>	<b>64</b>	<b>58.40</b>	<b>0.58</b>	<b>105</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0</b>
% Ahorros Totales	25%			46%			0%		
<b>PROGRAMA INTEGRAL</b>	<b>352.74</b>	<b>74.29</b>	<b>28</b>	<b>125.84</b>	<b>7.11</b>	<b>66</b>	<b>264.65</b>	<b>48.69</b>	<b>28</b>
% Consumo Nacional	5.4%			2.8%			4.3%		

Notas: (1) Ahorros acumulados en 2010 (2) Sobre 10 años. Actualización del 12% p.a. (3) Con base en flujos actualizados

Como era de esperarse, el nivel más elevado de las tarifas eléctricas en Guatemala vuelve el Programa de MD&UEEE más factible, mientras que tanto el VPN como el tiempo de recuperación de las inversiones arrojan resultados modestos, en el caso de Honduras, esto es en el país donde las tarifas son las más bajas. Asimismo, en los 3 países, los proyectos de mejoras en iluminación aparecen como los más fáciles de financiar, mientras que las mejoras en el aire acondicionado, aunque impliquen amplios ahorros de energía, muestran tiempos de recuperación más largos. Lo que obligará a un diseño de esquemas novedosos de financiación por terceros. En cuanto a la cogeneración industrial, aparece como una opción marginal, en vista de su baja rentabilidad.

La Gráfica 5.10. a continuación, sobre los tiempos de recuperación de las inversiones por sectores y usos finales, ilustra estos resultados globales.

Gráfica 5.10.: Comparaciones entre Tiempos de Recuperación de las Inversiones para los Usuarios



Si se considera que un tiempo de recuperación de entre 2 y 3 años sería un valor de umbral aceptable para los usuarios participantes, se puede apreciar que todas las medidas de MD&UEEE podrían financiarse en Guatemala, excepto quizás la cogeneración industrial. Los mejores resultados podrían lograrse en los usos de iluminación y aire acondicionado en cualquier sector.

En el caso de Honduras, únicamente las medidas de MD&UEEE en los usos de iluminación (sobre todo en el sector comercial y el alumbrado público) serían susceptibles de conseguir fácilmente su financiamiento. Las demás medidas necesitarían el diseño de programas de promoción e incentivos y no podrían apalancarse con medios privados. Por lo que ENEE tendría que jugar un papel protagónico, por lo menos en una etapa de transición hasta que se ajusten las tarifas eléctricas.

En el caso de Panamá, las acciones más redituables estarían en el sector comercial y el alumbrado público, lo que parece un entorno muy favorable para el desarrollo de iniciativas de ESCOs, sobre todo si se toma en consideración que tanto el nivel como la estructura actual de las tarifas eléctricas propician las acciones a favor del ahorro de energía.

*Punto de vista de las empresas eléctricas*

El Cuadro 5.5. a continuación resume los posibles resultados desde el punto de vista de las compañías eléctricas.

**Cuadro 5.5.: Resultados de los Programas de MD&UEEE para las Empresas Eléctricas**

	GUATEMALA (EEGSA)			HONDURAS (ENEE-SP Sula)			PANAMA (EDEMET)		
	Ah.Energía Gwh/año (1)	V.P.N. Mill. Usd (2)	Recuperación Meses (3)	Ah.Energía Gwh/año (1)	V.P.N. Mill. Usd (2)	Recuperación Meses (3)	Ah.Energía Gwh/año (1)	V.P.N. Mill. Usd (2)	Recuperación Meses (3)
<b>Sector Residencial</b>									
Iluminación Eficiente	79.14	11.55	25	8.29	0.80	13	16.93	0.87	22
Refrigeración Eficiente	25.40	6.54	25	3.99	1.99	13	5.43	0.62	22
Aire Acondicionado Eficiente	84.41	7.21	26	13.26	1.65	13	200.14	18.23	22
<b>Sub-Total 1</b>	<b>188.95</b>	<b>25.30</b>	<b>25</b>	<b>25.53</b>	<b>4.44</b>	<b>13</b>	<b>222.50</b>	<b>19.72</b>	<b>22</b>
% Ahorros Totales	47%			18%			76%		
<b>Sector Comercial</b>									
Iluminación Eficiente	11.29	1.72	28	4.16	1.47	18	9.08	0.82	24
Aire Acondicionado Eficiente	32.83	4.44	28	12.09	0.98	18	35.67	4.43	24
<b>Sub-Total 2</b>	<b>44.11</b>	<b>6.16</b>	<b>28</b>	<b>16.25</b>	<b>2.45</b>	<b>18</b>	<b>44.75</b>	<b>5.25</b>	<b>24</b>
% Ahorros Totales	11%			12%			15%		
<b>Alumbrado Público</b>									
Lámparas de Vapor de Sodio	25.65	4.02	28	16.63	2.81	18	17.82	1.37	23
<b>Sub-Total 3</b>	<b>25.65</b>	<b>4.02</b>	<b>28</b>	<b>16.63</b>	<b>2.81</b>	<b>18</b>	<b>17.82</b>	<b>1.37</b>	<b>23</b>
% Ahorros Totales	6%			12%			6%		
<b>Sector Industrial</b>									
Iluminación Eficiente	18.42	1.69	17	5.99	3.49	16	1.78	0.27	20
Aire Acondicionado Eficiente	3.55	0.38	17	1.06	0.14	16	1.64	0.28	20
Motores Eficientes	21.58	2.01	17	10.07	1.34	16	2.63	0.32	20
<b>Sub-Total 4</b>	<b>43.55</b>	<b>4.08</b>	<b>17</b>	<b>17.12</b>	<b>4.97</b>	<b>16</b>	<b>6.05</b>	<b>0.87</b>	<b>20</b>
% Ahorros Totales	11%			12%			2%		
<b>Pequeña Cogeneración</b>									
Sector Industrial	99.86	8.89	17	65.41	4.66	16	0.00	0.00	0
<b>Sub-Total 5</b>	<b>99.86</b>	<b>8.89</b>	<b>17</b>	<b>65.41</b>	<b>4.66</b>	<b>16</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0</b>
% Ahorros Totales	25%			46%			0%		
<b>PROGRAMA INTEGRAL</b>	<b>402.12</b>	<b>48.46</b>	<b>24</b>	<b>140.95</b>	<b>19.34</b>	<b>16</b>	<b>291.11</b>	<b>27.21</b>	<b>0</b>
% Consumo Nacional	6.2%			3.1%			4.7%		

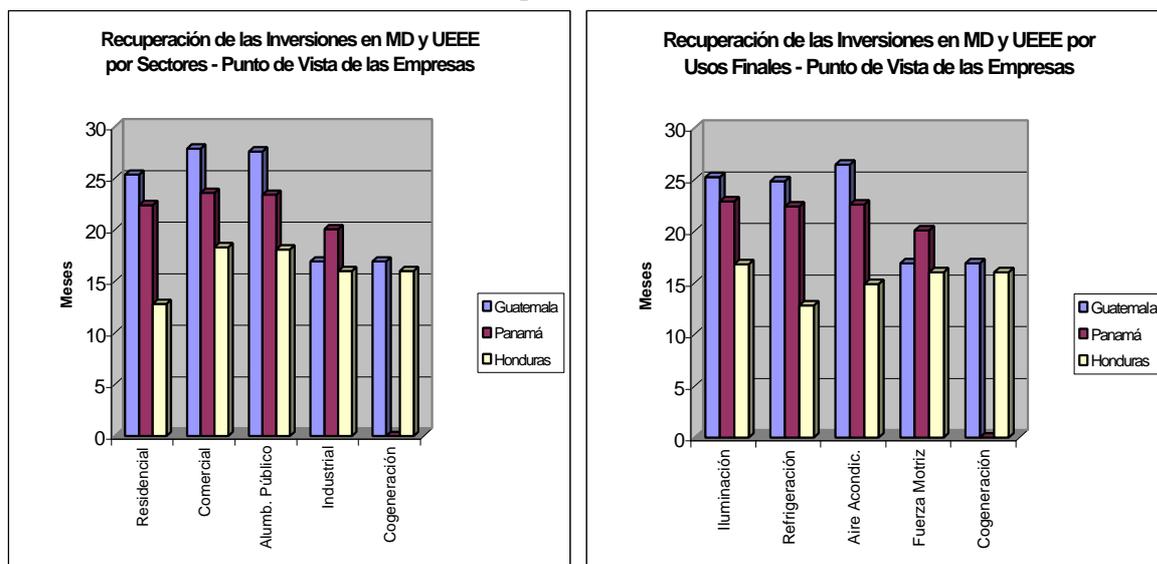
Notas: (1) Ahorros acumulados en 2010 (2) Sobre 10 años. Actualización del 12% p.a. (3) Con base en flujos actualizados

A diferencia del caso anterior, los resultados de los Programas de MD&UEEE para las compañías eléctricas son equiparables, con tiempos de recuperación que varían entre menos de 1.5 años y poco menos de 2.5 años. Asimismo, los resultados por sectores son bastante similares, por lo que cualquiera de las 3 compañías podría interesarse por Programas de esta naturaleza, empezando por los sectores de mayor demanda.

Sin embargo, en la etapa de transición actual de los mercados eléctricos, ninguna, excepto ENEE, goza de un mercado consolidado, por lo que se requeriría una sólida labor de las Autoridades para enfocar Programas de MD&UEEE, cuidando que no pongan en entredicho la necesidad de recuperación de sus inversiones por parte de las empresas eléctricas, puesto que han invertido grandes sumas de capital en los últimos años que quieren recuperar en el plazo más corto posible. Por lo tanto, la primera tarea de las Autoridades sería probablemente sensibilizarlas sobre las bondades del MD&UEEE para la planeación de sus negocios y establecer las provisiones en la regulación eléctrica que fomenten prácticas de eficiencia energética.

La Gráfica 5.11. a continuación sobre los tiempos de recuperación de las inversiones por sectores y usos finales ilustra estas preocupaciones.

Gráfica 5.11.: Comparaciones entre Tiempos de Recuperación de las Inversiones para los Empresas Eléctricas



*Punto de vista de la sociedad en conjunto*

El Cuadro 5.6. y la Gráfica 5.12. a continuación resumen los posibles resultados desde el punto de vista de la sociedad. Se observa que las medidas de MD&UEEE más redituables se ubican en los sectores residencial y comercial. Podría existir cierta resistencia de las empresas eléctricas por emprender acciones de esta envergadura en el sector residencial, puesto que las nuevas empresas concesionarias han heredado una compleja situación (problemas de facturación y obsolescencia de parte de los activos, principalmente), por lo que el Estado debería tomar la iniciativa a través de campañas de información y promoción de los hábitos de uso eficiente de la energía.

En el caso del sector comercial, la situación es más fácil, ya que existe un posible interés comercial de empresas de ingeniería y de servicios por abrirse nuevos mercados. Lo mismo ocurre con las nuevas empresas de comercialización para atraerse los mayores usuarios, en competencia abierta con las empresas de distribución.

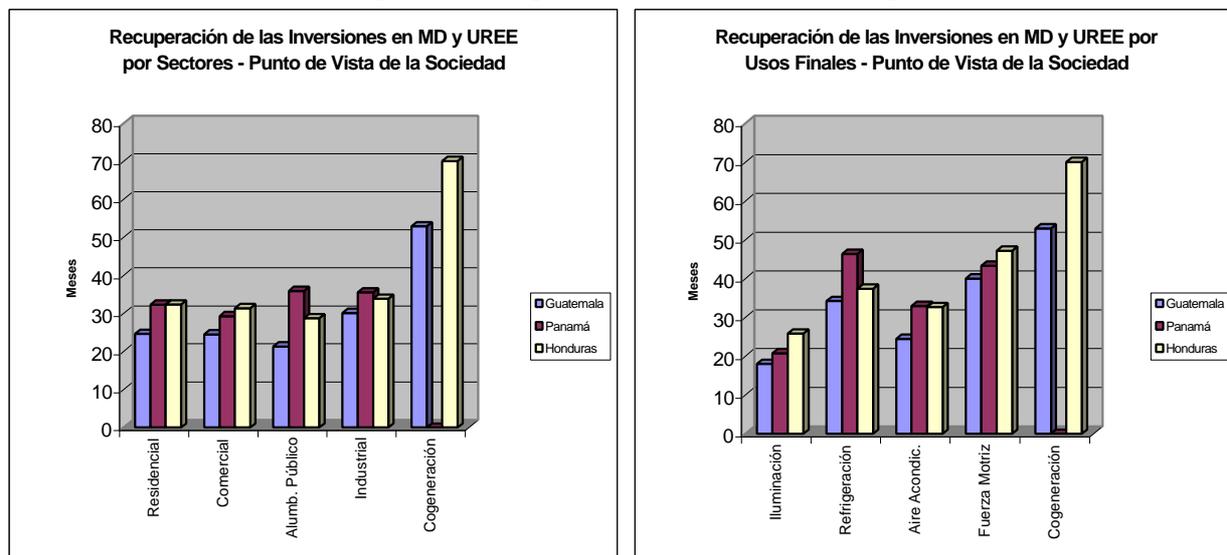
Finalmente, los resultados en el sector industrial son aparentemente los más disímiles. Además del mayor plazo de recuperación de las inversiones en cogeneración industrial, en las condiciones tarifarias actuales, también las inversiones en mejoras de motores eléctricos son de más largo alcance (recuperación superior a 3 años). Además, el interés para la colectividad queda por demostrarse, puesto que en 2 de los 3 países, la contribución del sector industrial en la demanda es marginal (caso de Guatemala y Panamá). Es probable que las medidas de MD&UEEE deberían asociarse con otras preocupaciones (protección del medio ambiente, disponibilidad de agua) para impulsar Programas en el sector industrial que trasciendan el marco de iniciativas aisladas, hasta el momento.

Cuadro 5.6.: Resultados de los Programas de MD&UEEE para la Sociedad

	GUATEMALA (EEGSA)			HONDURAS (ENEE-SP Sula)			PANAMA (EDEMET)		
	Ah.Energía Gwh/año (1)	V.P.N. Mil. Usd (2)	Recuperación Meses (3)	Ah.Energía Gwh/año (1)	V.P.N. Mil. Usd (2)	Recuperación Meses (3)	Ah.Energía Gwh/año (1)	V.P.N. Mil. Usd (2)	Recuperación Meses (3)
<b>Sector Residencial</b>									
Iluminación Eficiente	79.14	23.97	18	8.29	0.95	31	16.93	2.74	24
Refrigeración Eficiente	25.40	10.03	34	3.99	1.89	37	5.43	1.07	46
Aire Acondicionado Eficiente	84.41	42.24	23	13.26	4.59	30	200.14	42.52	32
<b>Sub-Total 1</b>	<b>188.95</b>	<b>76.24</b>	<b>25</b>	<b>25.53</b>	<b>7.43</b>	<b>32</b>	<b>222.50</b>	<b>46.33</b>	<b>32</b>
% Ahorros Totales	47%			18%			76%		
<b>Sector Comercial</b>									
Iluminación Eficiente	11.29	8.34	14	4.16	1.57	17	9.08	6.51	16
Aire Acondicionado Eficiente	32.83	10.16	28	12.09	1.67	40	35.67	7.46	37
<b>Sub-Total 2</b>	<b>44.11</b>	<b>18.50</b>	<b>24</b>	<b>16.25</b>	<b>3.25</b>	<b>31</b>	<b>44.75</b>	<b>13.97</b>	<b>29</b>
% Ahorros Totales	11%			12%			15%		
<b>Alumbrado Público</b>									
Lámparas de Vapor de Sodio	25.65	5.47	21	16.63	4.63	29	17.82	1.55	36
<b>Sub-Total 3</b>	<b>25.65</b>	<b>5.47</b>	<b>21</b>	<b>16.63</b>	<b>4.63</b>	<b>29</b>	<b>17.82</b>	<b>1.55</b>	<b>36</b>
% Ahorros Totales	6%			12%			6%		
<b>Sector Industrial</b>									
Iluminación Eficiente	18.42	4.36	19	5.99	3.98	25	1.78	0.47	24
Aire Acondicionado Eficiente	3.55	0.74	31	1.06	0.19	38	1.64	0.40	34
Motores Eficientes	21.58	3.71	40	10.07	1.63	47	2.63	0.48	43
<b>Sub-Total 4</b>	<b>43.55</b>	<b>8.81</b>	<b>30</b>	<b>17.12</b>	<b>5.80</b>	<b>34</b>	<b>6.05</b>	<b>1.35</b>	<b>36</b>
% Ahorros Totales	11%			12%			2%		
<b>Pequeña Cogeneración</b>									
Sector Industrial	99.86	11.31	53	65.41	3.76	70	0.00	0.00	0
<b>Sub-Total 5</b>	<b>99.86</b>	<b>11.31</b>	<b>53</b>	<b>65.41</b>	<b>3.76</b>	<b>70</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0</b>
% Ahorros Totales	25%			46%			0%		
<b>PROGRAMA INTEGRAL</b>	<b>402.12</b>	<b>120.33</b>	<b>30</b>	<b>140.95</b>	<b>24.86</b>	<b>42</b>	<b>291.11</b>	<b>63.19</b>	<b>32</b>
% Consumo Nacional	6.2%			3.1%			4.7%		

Notas: (1) Ahorros acumulados en 2010 (2) Sobre 10 años. Actualización del 12% p.a. (3) Con base en flujos actualizados

Gráfico 5.12.: Tiempos de Recuperación de las Inversiones para la Sociedad



## 5.5. Conclusiones

Si se toman en consideración los intereses conjuntos de los diferentes actores implicados en el desarrollo de Programas Nacionales de MD&UEEE, los programas más viables para su implantación en el corto y mediano plazo serían, por orden decreciente de prioridad:

1. Sector residencial: programa de lámparas fluorescentes compactas
2. Sector comercial: programa de iluminación y aire acondicionado eficientes
3. Sector industrial: programa de motores eléctricos eficientes

Además, el contenido mínimo del programa de acompañamiento para la coordinación de acciones y la promoción de medidas de carácter general podría ser, bajo reserva de definir qué ente podría canalizarlo en cada país:

- Experimentos iniciales sobre tecnologías poco conocidas en las condiciones locales
- Etiquetado de equipos seleccionados, bajo las condiciones locales
- Desarrollo de normas de construcción e instalación de equipos, en coordinación con los Colegios de Ingenieros y Asociaciones de Arquitectos
- Programas de información, sensibilización y formación (incluyendo, por ejemplo, implantación de programas específicos en escuelas y colegios de los conceptos de MD&UEEE)
- Definición de las obligaciones del cliente participante (previas y posteriores a la implantación de la medida, sobre aspectos como el monitoreo de resultados, gastos de auditorías energéticas, operación y mantenimiento, entre otros)
- Fomento de iniciativas de financiación preferentemente privada, dando a conocer la experiencia previa de otros países en estos tipos de esquemas financieros
- Desarrollo de un catastro de suministradores de bienes y servicios en el tema de MD&UEEE
- Programas de capacitación técnico profesional y de formación universitaria
- Administración y operación de los programas de promoción y coordinación general

## **6. ASPECTOS INSTITUCIONALES PARA LA IMPLANTACIÓN DE PROGRAMAS DE MD&UEEE**

### **6.1 Barreras actuales para la implantación de Programas de MD&UEEE**

En todos los países del Istmo Centroamericano, y particularmente en los tres países estudiados en el marco del Programa PIER III (Guatemala, Honduras y Panamá), se observan barreras comunes para el desarrollo de proyectos de MD&UEEE, entre las cuales se destacan:

#### *Precios de la energía*

La baja de los precios del petróleo crudo, desde la segunda mitad de los años 80, y luego su estabilización entre 14 y 18 US\$ por barril ha provocado un relajamiento de las acciones de uso eficiente de la energía, en todos los países consumidores, cualquiera que sea su nivel de desarrollo económico. Aún con los incrementos recientes de las cotizaciones internacionales del crudo y la perspectiva de que éstas se estabilicen bastante por encima de los niveles observados en los años 90 (probablemente alrededor de 25 US\$ por barril), no existe una clara conciencia o convicción de que el uso eficiente de la energía debería ser una prioridad nacional en países importadores de petróleo crudo, cuya balanza de pagos sigue vulnerable a cualquier alza brusca en los precios de los hidrocarburos, como es el caso de los tres países estudiados.

Ahora bien la posibilidad de emprender una política exitosa a favor de la eficiencia energética depende más de los niveles y de la estructura de los precios internos de la energía que de la cotización internacional del petróleo crudo y sus derivados. Es así como, en los 10 últimos años (a excepción quizás de Honduras), se observa una homologación entre precios internos e internacionales de la energía, en los países centroamericanos. Esto es que las fórmulas y los mecanismos de fijación de los precios de la energía toman en consideración las variaciones en las cotizaciones internacionales y procuran eliminar paulatinamente los subsidios directos y cruzados que existían anteriormente, en particular en el sector eléctrico.

La nueva regulación de las tarifas eléctricas se ha traducido en un movimiento de *alza generalizada del costo de la energía eléctrica*, en todos los países centroamericanos, misma que propició que el ahorro de energía haya adquirido un mayor rango en la jerarquía de prioridades de los principales usuarios.

Aún así, el alza de los precios de la electricidad ha mandado una señal hacia los usuarios que no se ha concretado en acciones significativas a favor de su uso eficiente. Esto es que la actualización de los precios internos ha sido una condición necesaria pero no suficiente para detonar prácticas de mayor eficiencia energética, contrariamente a lo que ocurrió en algunos países industrializados.

#### *Falta de financiamiento oportuno*

Una de las razones ha sido la falta de financiamiento oportuno de acciones específicas para el uso eficiente de la energía. Los instrumentos tradicionales de financiamiento del MD&UEEE se han basado en un papel preponderante del Estado y una estructura vertical e integrada del

mercado eléctrico. Han llevado al desarrollo de financiamientos preferentes (subsidios, créditos blandos, fondos revolventes y otros), para sustentar políticas de compras de ahorros de los usuarios, por parte de las principales corporaciones eléctricas.

Pero estas políticas han venido estancándose en la segunda mitad de los años 80, en parte porque, además de la baja en términos reales de los precios de la energía, todos estos instrumentos introdujeron distorsiones, como son: la burocratización de los organismos especializados en el financiamiento del uso eficiente de la energía, el agotamiento de los recursos disponibles por la vía presupuestaria, o el financiamiento preferente de proyectos que mostraban una buena rentabilidad y hubieran podido financiarse con tasas comerciales.

El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico aceleró la desintegración de los instrumentos tradicionales de financiamiento del ahorro de energía, basados en el presupuesto del Gobierno. Hasta cierto punto, se volvieron a introducir mecanismos de mercado (financiamiento con tasas comerciales o por terceros, créditos de proveedores, arrendamiento financiero, entre otros), pero casi 15 años después, se tiene constancia que dichos mecanismos no han podido incentivar una política decidida a favor de la eficiencia energética, en ningún país centroamericano.

Una de las razones principales ha sido la falta de interés por parte de la banca comercial de primer piso, mientras que los bancos de desarrollo (nacionales o multilaterales) se han abocado cada vez más al diseño de programas de créditos estructurales, en el marco de la renegociación de la deuda pública externa o de programas de desarrollo globales (salud, lucha contra la pobreza, medio ambiente), cuyas metas no consideran explícitamente el uso eficiente de la energía. Como consecuencia, las inversiones en infraestructura han sido delegadas cada vez más al sector privado, con una inversión a veces muy dinámica (como lo muestra, por ejemplo, la vigorosa entrada de capitales privados en la generación y distribución eléctrica, en casi todos los países centroamericanos).

Sin embargo, esta transferencia de responsabilidades que otorga al Estado un papel de coordinador y regulador no ha propiciado el uso eficiente de la energía. Se puede afirmar que éste se ha concretado más del lado de la oferta que del lado de la demanda. Esto es, que la introducción de nuevas tecnologías (nuevas técnicas de construcción de plantas hidráulicas, motores híbridos, ciclos combinados y otros) ha sido una constante de la competencia entre generadores privados. Sin embargo, la recuperación de sus inversiones ha quedado supeditada al incremento de la demanda interna, por lo que no se han preocupado por el ahorro de energía de los usuarios. Al contrario, lo perciben como un obstáculo y un riesgo para la rentabilidad de sus negocios.

La misma actitud ha prevalecido con los distribuidores privados, mismos que han accedido a mercados relativamente protegidos, pero con altos riesgos, debido a la importancia de las pérdidas no técnicas (energía no facturada, problemas de organización de la cobranza, entre otros), al “peso del pasado” (p.e. tarifas rezagadas o subsidios obligados hacia la clientela más pobre) y a la cuantiosa inversión requerida para ampliar y modernizar las redes de distribución. Como en el caso anterior, la mayoría de los distribuidores consideran al UEEE como “una política del pasado”, cuando el Estado omnipotente podía aplicarlo en entes públicos en situación de monopolio. Por lo tanto, son poco propensos en fomentar el ahorro de sus clientes, ya que redundaría en pérdidas de ingresos en el corto plazo.

Como factor agravante, los únicos financiamientos disponibles, por parte de la banca comercial,

han sido a favor de grandes usuarios para financiar la compra de nuevas tecnologías que permitían aumentar su productividad y reducir sus costos, con un enfoque particular hacia los proyectos dedicados al comercio exterior. En consecuencia, pocos han sido los proyectos de UEEE así financiados, aún cuando el aumento en términos reales del precio de la energía eléctrica ha sido muy pronunciado, en los últimos años.

### *Capacidad técnica*

Finalmente, la falta de conocimiento y capacidad técnica de la mayoría de los usuarios ha sido otro factor comúnmente observado que ha contribuido a la escasa difusión de innovaciones tecnológicas a favor del UEEE. Asimismo, el reducido número de proveedores especializados (comercializadoras, empresas de ingeniería o consultoría, entre otros) tampoco coadyuvó para la obtención de ahorros eléctricos significativos, en los países centroamericanos.

Es así como la nueva estructuración y regulación del sector eléctrico en la mayoría de los países centroamericanos obliga a plantear de nuevo el papel y alcance de una política de MD&UEEE. Es poco probable que las crecientes preocupaciones ambientales sean un sustento suficiente para promover acciones a favor de la eficiencia energética. Más bien la discusión se centra en torno a la definición de las responsabilidades de un Estado regulador, a la percepción que se tiene de los riesgos de corto y mediano plazo y a los medios para reducirlos, en aras de fomentar un sano desarrollo del sector eléctrico.

## **6.2 Oportunidades y reducción de riesgos**

Desde el nuevo contexto del sector, son varios los riesgos actuales que el UEEE permitiría reducir y las oportunidades existentes. Entre otros:

### *Distorsión entre el nivel y la estructura de los precios*

Si bien la privatización creciente del sector eléctrico ha planteado como prioridad el imperativo de corregir el nivel de los precios de la energía eléctrica y propiciado que el fluido se cobre a su “costo real”, se observa que la nueva regulación ha sido menos exitosa para lograr una sana estructura de los mismos.

Es así como, en muchos casos, los cobros por potencia son casi fijos en cada clase de usuarios, lo que limita la aplicación de tarifas horarias eficientes, puesto que no permiten controlar adecuadamente el nivel de la demanda máxima. En consecuencia, el sistema eléctrico requiere una importante reserva técnica para hacer frente a la demanda pico, y no existen incentivos para trasladar la demanda en otros horarios y/o fomentar proyectos de autogeneración.

Más aún, la regulación actual tiende a favorecer la energía de origen térmica, en detrimento de la energía hidráulica. Es así como la adopción de “modelos de despacho” similares a los de Inglaterra en dos de los tres países estudiados (Guatemala y Panamá) implica cobrar mayores costos de transmisión a las plantas hidroeléctricas, alejadas de los centros de consumo. Mientras que la regulación no considera ningún pago de compensación a los operadores de estas plantas, cuando tengan que mantenerlas en reserva en lugar de generar electricidad; tampoco considera el costo de externalidades, como son la contaminación provocada por las plantas térmicas o el “valor del agua” que se tiene que desperdiciar (p.e. en la estación húmeda), por falta de mercado

interno o externo para aprovechar el potencial hidroeléctrico existente.

En este contexto, la incorporación de políticas de MD&UEEE podría aportar más claridad y consistencia en el mediano plazo. En efecto, representan el medio más barato conocido para evitar picos de demanda y procurar un mayor control de la evolución de la demanda. Por lo tanto, el MD&UEEE podría ser *un instrumento eficaz de planeación*, que fijaría un marco más previsible, en beneficio de cada actor privado interesado en invertir en el sector eléctrico. En particular, permitiría determinar un margen razonable de reserva técnica, y por ende la capacidad disponible que necesita cada sistema eléctrico, en función del grado de control que se obtenga sobre la evolución de la curva de carga del sistema.

Sin embargo, el MD&UEEE no aporta ninguna solución a la difícil cuestión del aprovechamiento del potencial hidroeléctrico. En este caso, se trata más bien de Manejo de la Oferta. En cuanto la regulación eléctrica no contemple la integración de ciertas externalidades, existe poca probabilidad que la energía hidráulica tenga un desarrollo significativo, en el marco de un mercado “desregulado”. El principal obstáculo sigue siendo el costo de inversión, mismo que ha provocado, en años recientes, una renuencia de los Bancos de Desarrollo por financiar proyectos hidroeléctricos, cualquier sea su potencial comprobado.

Ahora bien, las nuevas modalidades de “generación distribuida” por medio de centrales de menor tamaño, cercanas a los centros de consumo, ofrecen una oportunidad de aprovechamiento del potencial de pequeñas y medianas hidroléctricas (centrales a filo de agua o con embalses de regulación horaria) y propician el desarrollo de nuevos negocios para un número mayor de agentes económicos: generadores o usuarios privados, empresas distribuidoras y otros. Es así como la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), la principal empresa distribuidora en Costa Rica, puso en marcha un programa de aprovechamiento de potenciales hidráulicos medianos y de rehabilitación de pequeñas centrales de su propiedad, en virtud de que era un medio redituable para reducir su costo de abastecimiento eléctrico en horarios-pico.

#### *Alza de los costos marginales de la electricidad*

En todos los países centroamericanos, la prioridad *de facto* acordada a la generación térmica, favorecida por sus menores costos unitarios de inversión que la hacen atractiva para el capital privado, introduce un constante factor de presión al *alza del costo marginal de generación*, a medida que la energía térmica abarca una mayor proporción de cada mercado interno.

Asimismo, introduce crecientes factores de riesgo, puesto que, en los tres países estudiados, los entes reguladores ya expresan su inquietud que el alza continua del costo marginal en el mediano plazo pueda poner en entredicho el proceso mismo de privatización en el sector. En otros términos, la política actual que resulta viable en cuanto la actualización necesaria de las tarifas, en una primera etapa, podría desembocar en una mayor competencia entre generadores y una tendencia a la baja de los costos marginales de generación y transmisión, en el mediano plazo.

En teoría, la introducción de nuevas tecnologías de ciclo combinado y de nuevos sistemas de despacho descentralizado, así como la introducción del gas natural en sustitución del diesel son factores favorables. Sin embargo, además de la incertidumbre sobre los futuros precios del gas natural (cuya alza reciente pone en entredicho la viabilidad de los proyectos de gasoductos trans-istmicos), la posibilidad de una reducción de los costos marginales en el mediano y largo

plazo depende del ritmo de integración de un mercado abierto de la energía eléctrica en el Istmo Centroamericano.

En esta índole, los retrasos en los proyectos de interconexión eléctrica y el desarrollo concomitante de nichos de mercado reducidos e inconexos, en cada país, propician la aparición de nuevos oligopolios privados, muy difíciles de regular, puesto que sus diminutos mercados y la escasa posibilidad de aprovechar intercambios de bloques de energía entre países centroamericanos son argumentos de peso a favor de mantener altas tarifas eléctricas que garanticen una rentabilidad aceptable de sus inversiones.

Asimismo, se observan crecientes distorsiones entre los precios de corto plazo en los mercados regulados (contratos de suministro garantizado a distribuidores o comercializadoras) y los precios negociados en los mercados *spot* (en general, por debajo de los precios regulados, debido a la importante capacidad de generación disponible), además de la tendencia alcista antes mencionada de los costos marginales de generación y transmisión en el mediano y largo plazo. Lejos de favorecer el MD&UEEE, estos focos de alarma ya prendidos propician, en el corto plazo, una suerte de “huida hacia delante”, en la medida que los agentes económicos en presencia tienen mayor interés en desarrollar lo más rápido posible su mercado, mediante un aumento sostenido de la demanda agregada, que en fomentar prácticas de UEEE, aunque éstas podrían redundar en ahorros de inversiones significativos a más largo plazo.

Asimismo, los grandes consumidores (conectados en la red de mediana y alta tensión) confían en su poder de negociación, en un mercado en situación de sobreoferta, para conseguir precios ventajosos por los bloques de energía que puedan adquirir en el mercado *spot* o para negociar directamente contratos con generadores y/o comercializadoras (*by-pass*). Por lo tanto, tienden a prestarle menos atención a la reducción de su demanda-pico mediante inversiones de eficiencia energética, aunque podrían conseguir fácilmente un financiamiento apropiado. A veces, contemplan desarrollar proyectos de autogeneración, cuyos excedentes de energía (fuera de punta) piensan vender en el mercado *spot*, con base en estudios de ingeniería muy preliminares y confiando en que los precios de la electricidad se mantendrán en un nivel alto. De tal forma que cualquier alteración de las variables económicas que condicionan el desempeño de cada mercado eléctrico podría poner en riesgo la rentabilidad de estos proyectos, para los cuales tienen poca experiencia previa, mientras que la compra de equipos más eficientes y una gestión más adecuada de su demanda eléctrica les hubiera redituado beneficios más duraderos y tangibles.

Aunado a esto, la existencia de operadores únicos de transmisión, hasta el momento, y los cuellos de botella existentes en el transporte de la energía eléctrica vuelven más difícil la consecución de una transparencia y un control adecuado de los costos de la electricidad trasladados a los usuarios. De ahí surgen numerosas controversias que absorben las energías de los entes reguladores, en detrimento de sus funciones de planeación, entre otras.

#### *Atomización de las decisiones*

El Uso Eficiente de la Energía Eléctrica supone la conjugación de los esfuerzos de miles de actores privados para lograr un impacto significativo en la curva de carga del sistema eléctrico de cada país. Por lo tanto, depende de un sinnúmero de iniciativas descentralizadas. Desde este punto de vista, la introducción de mecanismos de mercado abierto, en el sector eléctrico, puede significar una nueva oportunidad para el UEEE. A su vez, éste propicia una

mayor flexibilidad y fluidez del mercado, en oposición con las políticas anteriores, diseñadas en el nivel central por cada Estado y aplicadas por organismos públicos integrados verticalmente.

Sin embargo, un examen cuidadoso de las motivaciones de cada actor involucrado en el sector eléctrico pone de relieve que se está lejos de alcanzar la “masa crítica” que permitiría detonar el UEEE. Además de las restricciones propias de cada mercado eléctrico antes mencionadas, los posibles “actores del cambio” son pocos y suelen tomar decisiones inconexas. Es así como las empresas más interesadas en la promoción del UEEE parecen ser las empresas comercializadoras y algunos generadores privados. En ambos casos, necesitan desarrollar agresivas políticas comerciales para consolidar sus nichos de mercado y diversificar su clientela, más allá de los contratos de suministro con precios regulados que firmaron con los principales distribuidores.

Por lo tanto, la aportación de servicios de valor agregado, como serían las auditorías energéticas, la asesoría tecnológica y, eventualmente, el financiamiento de acciones de UEEE puede integrarse más fácilmente en su política comercial y abrirles nuevas líneas de negocio. Además, permite colmar uno de los rezagos más importantes, observados en los países centroamericanos: la falta de información oportuna y de conocimiento sobre las tecnologías de eficiencia energética.

Asimismo, las empresas de servicios energéticos (consultoras, ESCOs) empiezan por interesarse en el mercado centroamericano (p.e., en El Salvador, Panamá y Guatemala). Su experiencia previa, sobretudo en la gestión delegada de edificios (suministros, mantenimiento, vigilancia) podría aplicarse en numerosos casos (p.e., en hoteles, hospitales, centros comerciales y oficinas) para reducir la demanda máxima, sobretudo en aquellos sistemas eléctricos con un pronunciado pico en horarios diurnos (caso de Honduras y Panamá).

Aún así, la consolidación de este mercado de prestadores de servicios de UEEE requiere la definición de un marco propicio y, en particular, un mínimo de planeación a mediano plazo para mandar señales más claras tanto a los principales usuarios como a las empresas de servicios energéticos. En otros términos, de la misma forma que la regulación eléctrica actual ha sido diseñada para dar mayor confianza a los inversionistas privados en la generación y distribución, asegurándoles rendimientos financieros mínimos y reglas precisas para la determinación de tarifas y la resolución de controversias comerciales, hace falta profundizar más las reformas estructurales actuales para propiciar el UEEE.

Siendo que la meta principal de cualquier acción de MD&UEEE es el reducir la demanda actual y futura y el limitar la formación de picos de demanda, muy costosos para el sistema eléctrico en su conjunto, la nueva regulación eléctrica también debería orientarse más hacia la definición de las funciones de planeación y previsión del Estado, en el marco de mercados eléctricos “desregulados” (donde ya no interviene como productor directo), y “globales”, es decir en sintonía con la creciente integración económica entre países centroamericanos.

### 6.3 Marco institucional y regulatorio actual

En la mayoría de los países, las funciones de regulación del sector eléctrico se comparten entre el Ministerio de Economía (o Finanzas) y el Ministerio de Energía. En cada caso, la nueva regulación ha dado lugar a la creación de Comisiones Nacionales *ad hoc* cuya misión abarca todo el sector eléctrico y, a veces, el sector energético en su conjunto (caso de Panamá).

Como parte de las funciones específicas de cada organismo, se pueden mencionar:

- *La definición del nivel y de la estructura de las tarifas eléctricas reguladas.* Por lo general, estas tarifas aplican a las relaciones contractuales entre generadores y distribuidoras, por la parte del suministro que debe ser garantizado por contratos plurianuales;
- *El análisis de todas las solicitudes de nuevos permisos de operación y la organización de la licitación de nuevas concesiones,* para lo cual todas las Comisiones creadas disponen de un amplio poder ejecutorio. En particular, suelen determinar las normas técnicas que deberán aplicarse para la selección de nuevos proyectos de generación, transmisión y distribución;
- *La resolución de controversias comerciales* entre agentes del sector, privilegiando reglas consensuales o, en su defecto, dictámenes de jurisprudencia que apliquen a todos los actores concernidos;
- *La gestión del sistema de información estadística sobre el sector eléctrico,* con el propósito que tanto el Gobierno como los agentes privados y organismos multilaterales dispongan de una información oportuna sobre el desempeño del sector;
- *La elaboración de propuestas al Poder Ejecutivo* para completar o reformar la Ley Orgánica del sector eléctrico, así como los decretos y reglamentos de aplicación. En esta materia, las Comisiones creadas disponen de un amplio poder ejecutorio; también están facultadas para emitir opiniones y recomendaciones, a petición del Poder Ejecutivo, sobre los proyectos de integración regional que atañen al sector eléctrico o energético en general (p.e., la interconexión eléctrica o la construcción de gasoductos centroamericanos);
- *La planeación del sector eléctrico,* es decir la elaboración de planes indicativos a mediano plazo sobre la expansión de la capacidad del sistema, en función de las previsiones de la oferta y demanda eléctrica o energética.

Ahora bien, las consultas a entes reguladores, efectuadas en el marco del Proyecto PIER III, pusieron de relieve que no todas estas funciones se cumplían cabalmente, en general debido a una insuficiencia de recursos técnicos y económicos de las diversas Comisiones Regulatorias. En particular, se constató que éstas disponían de una capacidad reducida de planeación, sobretudo referente al análisis y prospectiva de la demanda de energía, y que, en más de un caso, sus funciones al respecto duplicaban las de otras instancias (p.e., el Ministerio de Energía).

Es así como la mayoría de los ejercicios de planeación analizados resultan relativamente generales y sus conclusiones quedan en calidad de recomendaciones. En particular, el desarrollo de la energía hidroeléctrica está presentado como un factor benéfico y deseable, sin que se indiquen a profundidad los instrumentos y medidas necesarias para propiciar su nuevo desarrollo. De la misma forma, es común observar cierta distancia entre los planes indicativos ofrecidos (que incluyen varios proyectos hidroeléctricos) y el desarrollo real de la generación eléctrica (aprobación de nuevos proyectos casi exclusivamente térmicos). Por lo que se desfasan los Planes propuestos y son objetos de varias modificaciones ulteriores a su publicación. Finalmente, la frecuencia de realización de los ejercicios de planeación depende de los recursos disponibles en cada Comisión, sin que la Ley Orgánica del sector fije reglas precisas al respecto.

En lo que atañe a la promoción del MD&UEEE, también se pudo comprobar que cada Comisión mostraba cierta preocupación por integrarlo en una política de largo plazo, como un instrumento factible para reducir el costo marginal de generación. Sin embargo, no se observó que tenían planes precisos al respecto. Lo mismo referente a la incorporación de ciertos costos de externalidades en el procedimiento de elaboración de tarifas. La mayoría de las propuestas quedan en el nivel de recomendaciones al Poder Ejecutivo o siguen en estudio, sin que haya trascendido, hasta el momento, un planteamiento global al respecto.

En vista de estas limitaciones, parece más adecuado considerar que el MD&UEEE debería recaer en *un organismo consultivo regional*. En primer lugar, porque no se puede pedir a las Comisiones Nacionales que cumplan metas más allá de sus recursos humanos y materiales. De hecho, en la medida de los recursos disponibles, han logrado atender un proceso ordenado de apertura gradual al sector privado. Asimismo, han logrado cumplir su función principal de diseño de mecanismos de licitación pública y arbitraje de controversias comerciales, en la gran mayoría de los casos.

Por otro lado, el MD&UEEE cobra toda su relevancia cuando se considera la integración de un mercado global de la energía eléctrica, en el Istmo Centroamericano. En efecto, de la misma forma que las empresas generadoras o distribuidoras son subsidiarias de grandes consorcios que tienden a desarrollarse como empresas energéticas globales y abordan el mercado centroamericano como un “mercado global”, el MD&UEEE se refiere a la concertación de políticas e instrumentos a escala de todos los países centroamericanos.

De hecho, parece imposible concebir plan alguno de Uso Eficiente de la Energía Eléctrica que no tome en consideración la evolución del costo marginal de la electricidad. A su vez, éste depende en gran medida del desarrollo de la interconexión eléctrica, puesto que la sobrecapacidad existente, en algunos países, también se debe al hecho que los consorcios que construyeron las plantas correspondientes anticiparon la existencia de esta interconexión (desgraciadamente incompleta) para asegurar el desarrollo de sus negocios en varios mercados (atención de la demanda local y suministro de energía a países vecinos). De la misma forma, las especificaciones y tamaño de las futuras plantas térmicas dependerán de la posibilidad de intercambiar electricidad y acceder a un suministro regional más barato (p.e. el gas natural), además de la dinámica propia de cada mercado local.

Finalmente, el desarrollo de una vigorosa política de MD&UEEE supone la intervención de

agentes económicos con una sólida base económica. Se trata de grandes empresas de servicios energéticos o de subsidiarias de empresas energéticas globales, cuyos planes de negocio dependen del ritmo de integración del mercado centroamericano de la energía. En otros términos, su oferta tecnológica y financiera será probablemente global, en el sentido que desarrollarán proyectos de UEEE, aplicables en varios países simultáneamente, usando esquemas de financiamiento y recursos regionales (p.e. el Centro de Capacitación de ENRON en Panamá).

Más adelante, se presentan los atributos y funciones de un organismo regional de promoción del MD&UEEE.

#### **6.4 Comisión para la Coordinación de la Eficiencia Energética en América Central**

En la nueva estructura del sector orientada hacia un mercado abierto y competitivo, con separación vertical y horizontal de los negocios que conforman el sistema eléctrico, las responsabilidades para desarrollar la eficiencia energética se presentan demasiado divididas, debido a la participación de múltiples actores que son por lo menos: las empresas generadoras, las empresas de transmisión y las empresas distribuidoras, a las que se añade otro tipo, por la tendencia en incorporar un nuevo actor, las empresas comercializadoras.

Es más, los beneficios que la eficiencia presentaba para una empresa eléctrica verticalmente integrada no aparecen claros para algunos de los nuevos actores. Por ejemplo, la evaluación de programas de eficiencia en una empresa integrada permitía cuantificar beneficios directos para la generación a través de la reducción de costos en la operación y posibles desplazamientos de nuevas inversiones. En la nueva estructura del mercado eléctrico, la mejora en la eficiencia del conjunto de centrales que constituyen toda la oferta no corresponde en la misma medida para un generador tomado individualmente.

Igualmente, para las empresas de distribución, cuya remuneración es de acuerdo a la energía que transportan hasta los usuarios, sólo miran la reducción de sus ingresos que podría ocurrir, debido a una reducción de sus ventas por la operación de un programa de eficiencia eléctrica. Son pocos los ejecutivos de dichas empresas que contemplan la posibilidad de mejorar su mercadeo gracias al valor agregado que representan los programas de eficiencia y, a más largo plazo, la retención de clientes más eficientes. Lo que significa, no solo mantenerlos como clientes, sino asegurarse la permanencia de su empresa distribuidora en el sistema eléctrico, gracias a su mayor competitividad.

Por otro lado, ya no se puede contar con el Estado para la implantación de las acciones derivadas de una política de eficiencia energética puesto que, en todos los países, el Estado está retirándose paulatinamente de las actividades de ejecución.

Adicionalmente, se requiere que alguien con *visión de conjunto*, para todos los subsectores energéticos y todos los actores de la cadena, mantenga vigente la evaluación de los resultados de cualquier programa de eficiencia energética. No hay que olvidar que dicha evaluación resulta crítica por la dificultad que significa extraer diferencias con respecto a una situación que nunca se dio. Esto, porque los programas de eficiencia inciden sobre la demanda reduciendo su crecimiento, es decir la evaluación de resultados siempre se hace con respecto a una demanda proyectada (sin MD&UEEE). Cuanto mejor se establece la base de referencia

del análisis, mejor será el seguimiento de la evolución de la demanda y la evaluación resultará más confiable.

Las condiciones antes descritas sólo pueden alcanzarse con *un grupo especializado* que realice un trabajo permanente y anticipado de la implantación de programas de eficiencia.

Adicionalmente, se necesita *un ente catalizador de los esfuerzos* que sin él pueden resultar aislados y faltos de permanencia en el tiempo. Alguien tiene que concertar y elaborar las propuestas de leyes o reglamentos con una visión de conjunto del sector energético, para llegar a los niveles adecuados de decisión de cada Estado, y así asegurar su aprobación.

Por ejemplo, el etiquetado de las normas técnicas de los equipos requiere un largo proceso de concertación entre políticos, técnicos, órganos de normalización, productores, distribuidores y en la medida de lo posible, asociaciones de consumidores y usuarios. Para la convocatoria a dicho proceso, se requiere un grupo capaz de realizar las tareas que exige, como son: la preparación de propuestas con las bases técnicas suficientes, la organización logística de las reuniones, la documentación y seguimiento de los resultados y el consecuente seguimiento de las resoluciones, la publicidad de las normas propuestas en la escala de todos los países centroamericanos.

Aún la misma definición de una política de eficiencia energética requiere la elaboración de una propuesta sustentada en un cuidadoso análisis de las condiciones y necesidades de cada país a fin de lograr que sea una contribución al sustento del entorno adecuado para el desarrollo de la eficiencia energética.

Todos estos antecedentes llevan a proponer el seguir el ejemplo de la mayoría de los países industrializados, quienes tienen *un ente especializado en eficiencia energética*, tal como lo señala el Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés) en un reporte sobre políticas de eficiencia<sup>3</sup>. En parte, esta modalidad se ha generalizado gracias a los resultados obtenidos de su gestión en múltiples foros y países. Si bien es cierto que, en estos casos, los resultados mucho dependieron de las personas que integraron dichos entes, la generalidad ha demostrado su utilidad. Para el caso de América Central se propone que el ente especializado tenga carácter regional, a fin de ahorrar recursos y no duplicar esfuerzos. Dicho organismo deberá seguir los ejemplos exitosos de la misma Región, como es el caso del CCHAC para la compra de hidrocarburos.

Como propuesta preliminar, se puede decir, siguiendo dicho ejemplo, que la “Comisión para la Coordinación de la Eficiencia Energética en América Central” se conformaría con representantes de los Ministerios de Energía o de quien hace sus veces, al más alto nivel ejecutivo del Estado. Se reuniría una vez cada año para establecer las estrategias a seguir durante el año y dispondría las acciones a realizar, repartiría las actividades entre sus miembros y funcionaría con base en una Secretaría “Pro Tempore”. Se propone que OLADE, al igual de lo que sucede en el CCHAC funcione como Secretaría Técnica, para proporcionar todo el respaldo necesario al desarrollo de las actividades especializadas en el ámbito técnico.

En principio, la Secretaría “Pro Tempore” sería rotativa en los países de América Central, sin dejar de lado la posibilidad de establecerla de manera permanente en alguno de los países del

---

<sup>3</sup> World Energy Council, “Energy Efficiency Policies and Indicators”, Septiembre 1988.

Istmo.

Dicha Secretaría se encargaría de desarrollar proyecto de interés regional y asesoraría en los proyectos de interés en el ámbito nacional de los seis países. Permitiría el intercambio fluido de experiencias entre todos los países y daría la necesaria asistencia técnica para desarrollar la metodología de evaluación de los programas de MD&UEEE, así como los instrumentos de seguimiento de los resultados obtenidos, en cada país de la Región.

Dentro de las funciones principales de dicho organismo regional, se propone:

- *Desarrollo de instrumentos de prospectiva energética sobre Oferta-Demanda con/sin UEEE.* Puede resultar más fácil desarrollar esta misión en el marco de un organismo regional, visto las dificultades y limitaciones para su consecución en cada país. En la materia, se podría aprovechar el amplio acervo de experiencia de OLADE, y conseguir financiamientos bilaterales y multilaterales, en la medida en que la elaboración de cada prospectiva parta de cada país y permita obtener una visión de futuro convincente para todas las partes involucradas;
- *Propuestas legislativas y normativas para la integración de un mercado del UEEE.* En este caso, el organismo propuesto sería de mucha utilidad para propiciar una revisión del marco regulatorio de cada país que dé todo su lugar a la diversificación de la oferta de energía (introducción del gas natural, proyectos de “generación distribuida” y producción descentralizada de energía eléctrica, valoración del potencial de hidroelectricidad de mediana capacidad y otros aspectos relativos) y al uso eficiente de la energía;
- *Concertación institucional y propuestas de proyectos integrados a favor del UEEE.* El organismo regional propuesto podría ser un sustento para la elaboración de Guías y Manuales sobre normas técnicas de equipos eléctricos, mismos que coadyuvarían a la determinación de políticas de etiquetado y normalización, en cada país. Asimismo, los proyectos de interés regional como son aquellos de interconexión e integración de un mercado centroamericano de la energía podrían dar lugar a la elaboración de estudios de conjunto, probablemente en coordinación con organismos de cooperación regional ya constituidos (p.e. CEAC, CEPAL, BCIE, entre otros). En todo caso, el enfoque del organismo regional aquí propuesto sería muy específico, en el sentido que se dedicaría a analizar en qué medida la integración regional en marcha favorece el MD&UEEE, así como en identificar qué instrumentos se requieren, en el nivel regional y en cada país, para promover una política regional de MD&UEEE.