

Revista Energética

Foros de OLADE iniciaron actividades



- Argelia: Primer País Participante en OLADE
- Reflexiones sobre el proceso de reformas del sector energético en América Latina y el Caribe
Sebastián Bernstein, Consultor Internacional
- El desarrollo del sector energético en Cuba
José González Frances, Viceministro del Ministerio de Economía y Planificación de Cuba
- California: la experiencia de la desregulación modelo de un fracaso en la gestión
Robert A. Laurie, Comisionado de la Comisión de Energía de California
- América Central: eficiencia energética pilar fundamental para el desarrollo del sector eléctrico
- Oportunidades de negocios e inversión en el sector energético

América Central: Eficiencia energética pilar fundamental para el desarrollo del sector eléctrico



Introducción

El interés de la Organización Latinoamericana de Energía - OLADE - en el desarrollo de la eficiencia energética en la región, tuvo una acogida favorable en la Comisión Europea (CE) que se concretó en el financiamiento de un proyecto dirigido a toda América Central.

El proyecto, denominado Manejo de la Demanda y Uso Eficiente de la Energía Eléctrica en el Istmo Centroamericano, completó su ejecución con tres fases y llegó a seis países: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. En cada uno de dichos países se escogió una ciudad para focalizar el estudio, la misma que en general, fue la capital del país.

El objetivo fundamental del proyecto consistió en preparar, para cada uno de los países participantes, un plan de acción para desarrollar la eficiencia energética, fundamentado en las condiciones propias de cada país y ajustado a cada una de las realidades existentes. Para poder cumplir el objetivo propuesto fue necesario realizar estudios de caracterización de la carga que permitieron determinar la participación de los usos finales más importantes en el consumo y en la curva de carga del sistema eléctrico de cada ciudad. El desarrollo

de esa base de información, permitió proponer medidas y programas sólidamente sustentados, que luego se integrarían en el plan de acción con potenciales claramente definidos.

Finalmente, se realizaron aplicaciones demostrativas de los programas propuestos en el plan de acción, con la intención de iniciar algunas de las actividades que hacen parte del plan.

La primera fase, esencialmente realizó un diagnóstico regional que sirvió de sustento para seleccionar los tres primeros países que recibirían la asistencia técnica en primer lugar. Dicha selección recayó en San José, Costa Rica; San Salvador, El Salvador; y, Managua, Nicaragua, ciudades en las que se completaron los objetivos del proyecto durante la Fase II del mismo. Los resultados en estos países fueron analizados en ediciones anteriores de la "Revista Energética".

El cumplimiento de los objetivos con los resultados de la Fase II, determinó que la Comisión Europea decida financiar la continuación del proyecto con una Fase III, en los otros tres países de América Central y es precisamente, la finalización de esta última fase la que motiva el presente artículo.

El área de las actividades de la fase final del proyecto

La Fase III del proyecto, para completar los seis países de América Central, se orientó a la Ciudad de Guatemala, Guatemala; San Pedro Sula, Honduras; y, la Ciudad de Panamá, Panamá. Las actividades de esta fase, que sirvieron para completar los seis países previstos finalizaron en diciembre del 2000.

A continuación se presenta una breve descripción de las ciudades que integran esta parte del estudio y la representación que tienen en el contexto del país.

Ciudad de Guatemala. El área metropolitana de la ciudad de Guatemala, que incluye la capital y las poblaciones urbanas aledañas tiene una superficie de 6,208 km² y en él habita el 27% de la población nacional. Sin embargo, la información disponible ha obligado a considerar 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.

Guatemala como país tiene una superficie de 108,900 km² y una pobla-

ción 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.

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

San Pedro 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. El área urbana de San Pedro Sula tiene una población cercana al millón de habitantes y ocupa una superficie de 10,000 km², lo que equivale respectivamente al 12% de la población y al 8.9% de la superficie de Honduras.

Honduras tiene una superficie de 112,492 km² 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.

La capacidad instalada total en el país alcanzó en 1999, 858 MW, 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. El 52% de la población tiene servicio eléctrico. El consumo anual per cápita de energía eléctrica en 1999 llegó a 542 kWh.

Ciudad de Panamá. El área de estudio, que comprende parte del Área Metropolitana de la ciudad de Panamá es la concesión de la empresa de distribución UNION FENOSA EDEMET-EDECHI, alberga 1,600,000 habitantes y tiene una superficie de 467 km². El 88% de la misma co-

“El objetivo fundamental del proyecto consistió en preparar, para cada uno de los países participantes, un plan de acción para desarrollar la eficiencia energética, fundamentado en las condiciones propias de cada país y ajustado a cada una de las realidades existentes.”

rresponde 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.

Panamá tiene una superficie de 75,517 km² 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 cre-

cido 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.

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%. Las principales centrales hidráulicas son Fortuna (300 MW) y Bayano (150 MW). El 68% de la población tiene servicio eléctrico. El consumo anual per cápita de energía eléctrica en 1999 alcanzó los 1,656 kWh.

Estudio de 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 una base muy sólida para la identificación de las medidas de manejo de demanda y uso eficiente de la energía eléctrica 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.

La energía que reciben las empresas eléctricas se registra 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.

Las encuestas consideran muestras seleccionadas de manera aleatoria. En el sector residencial, se realizó una estratificación de los clientes en grupos de consumo tomando una muestra de cada estrato. Los sectores de consumo comercial e industrial se agruparon en uno que se lo denominó "No Residenciales". Los cuestionarios tratan de identificar los equipos que posee el cliente, con la potencia y los períodos en que los

A través de mediciones se obtuvieron los consumos y curvas de carga para los equipos de uso más frecuente en los clientes de la muestra por sector de consumo. La misma información se obtuvo para clientes y grupos de clientes. Con esa base se pudo lograr una estimación de las curvas de carga por sector de consumo y un desglose por usos finales tanto para energía como para la potencia máxima, como se presenta más adelante.

to, las mismas que se presentan en la Figura 1.

Cabe resaltar como la tenencia de equipos difiere en las tres ciudades a pesar que las condiciones climáticas en dos de ellas. Panamá y San Pedro Sula son similares, como se ilustra con la Figura 2.

Las diferencias en tenencia de equipos llevan a participaciones distintas en el consumo y en las demandas que cada uso final tiene en cada una de las ciudades, como se ilustra en la Figura 3. En otras palabras, para un mismo uso final se encuentra que su contribución en el consumo del sector y en la curva de carga es distinta para una de las ciudades consideradas en América Central, esto se explica tomando en cuenta las costumbres de cada población, así como, los distintos niveles de ingreso que se tiene en cada caso.

Si se comprueban diferencias en la contribución de los usos finales al consumo, la consecuencia lógica es la diferencia que existe en su participación en la demanda máxima del sistema eléctrico de cada una de las ciudades, como se demuestra en la Figura 4.

Finalmente, la participación de los usos finales en el sector "No Residencial" en el consumo se muestra en la Figura 5.

La estimación global para cada una de las ciudades concluye con la curva de carga estimada para cada sector de consumo y su contribución al sistema de toda la ciudad. Como presentan las curvas de las Figuras 6, 7 y 8.



Figura 1. Curvas de carga de las tres ciudades participantes en el proyecto

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.

El punto de partida del estudio es la curva de carga de todo el sistema considerado, es decir de la ciudad en su conjunto.

El punto de partida del estudio es la curva de carga de todo el sistema considerado, es decir de la ciudad en su conjunto.

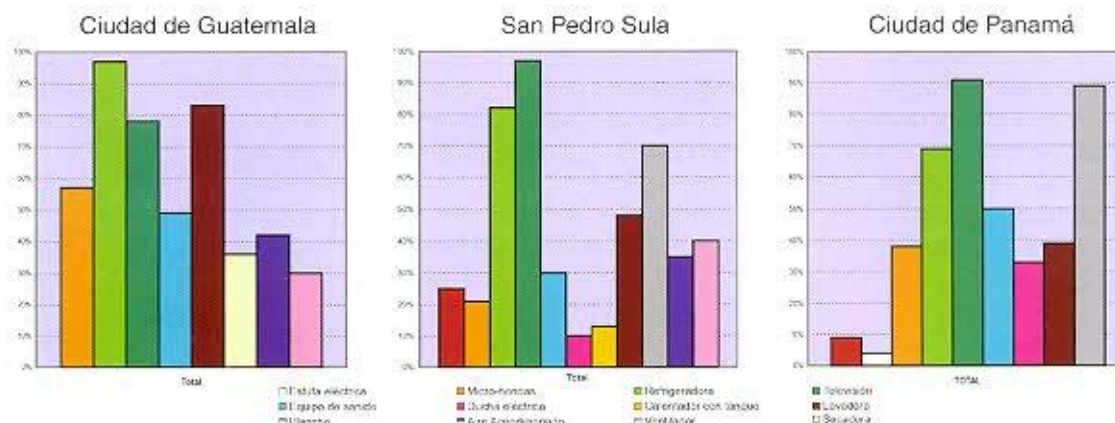


Figura 2. Tenencia de equipos en el sector residencial de las tres ciudades del estudio

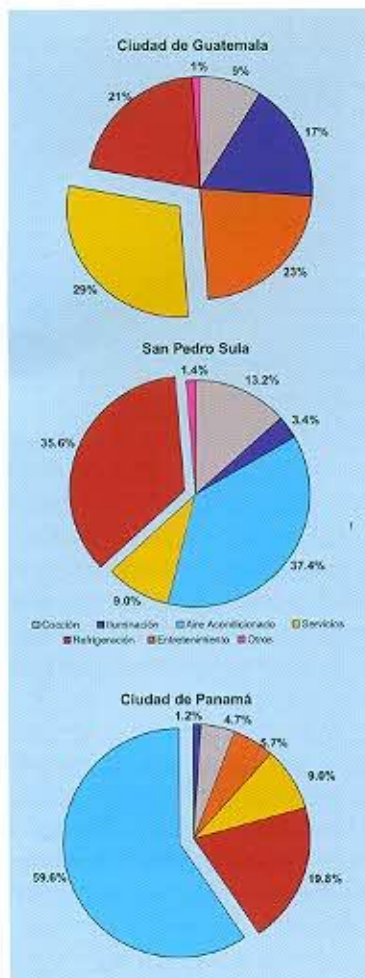


Figura 3. Participación de los usos finales en el consumo residencial en cada ciudad

Plan de Acción

Dadas las diversas condiciones de participación de usos finales en las tres ciudades los planes desarrollados para cada una son particulares para cada caso, sin embargo, en términos generales los programas que los integran se pueden resumir en la siguiente forma:

- 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).

Iluminación. En el sector residencial el programa de iluminación se refiere a sustituir lámparas incandescentes por fluorescentes compactas cuando 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). Mientras que en el sector comercial se propone sustituir luminarias fluorescentes estándar por luminarias con reflector de alta reflectividad, balastos electrónicos y tubos fluorescentes tipo T8. Cuando se trata de alumbrado público, se propone la sustitución progresiva de lámparas de mercurio por lámparas de sodio. Para el sector industrial se consideraron, dos casos, aquel donde se utiliza iluminación fluorescente, para el que se em-

plean las mismas luminarias que para el caso del sector comercial; y un segundo caso, donde se requieren lámparas de descarga de alta intensidad donde se emplean lámparas de halogenuros metálicos en lugar de lámparas de vapor de mercurio que han cumplido su expectativa de vida.

Refrigeración. Mejoras en la operación de los refrigeradores (ubicación de los equipos; limpieza interna y externa y eliminación de la escarcha 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, compresores eficientes y mejor factor de potencia), especialmente en los estratos más altos de la clientela.

Aire Acondicionado. Se considera que el programa debe incentivar la sustitución de los aparatos existentes por equipos de mayor eficiencia realizando, al mismo tiempo, una mejora de los locales acondicionados a través de la instalación de aislamientos y eliminación de infiltraciones de manera tal, que se controlen todos los factores que inciden en la eficiencia de la instalación en su conjunto. Es decir, instalando cortinas aislantes en cuartos fríos y empleando doble puerta de acceso, para locales comerciales e industriales e incorporando programas de mantenimiento que consideren los ajustes periódicos del funcionamiento y limpieza de filtros de los grupos de frío.

Fuerza motriz. Se propone la sustitución de motores sobredimensionados (posible creación de bancos de motores para su intercambio

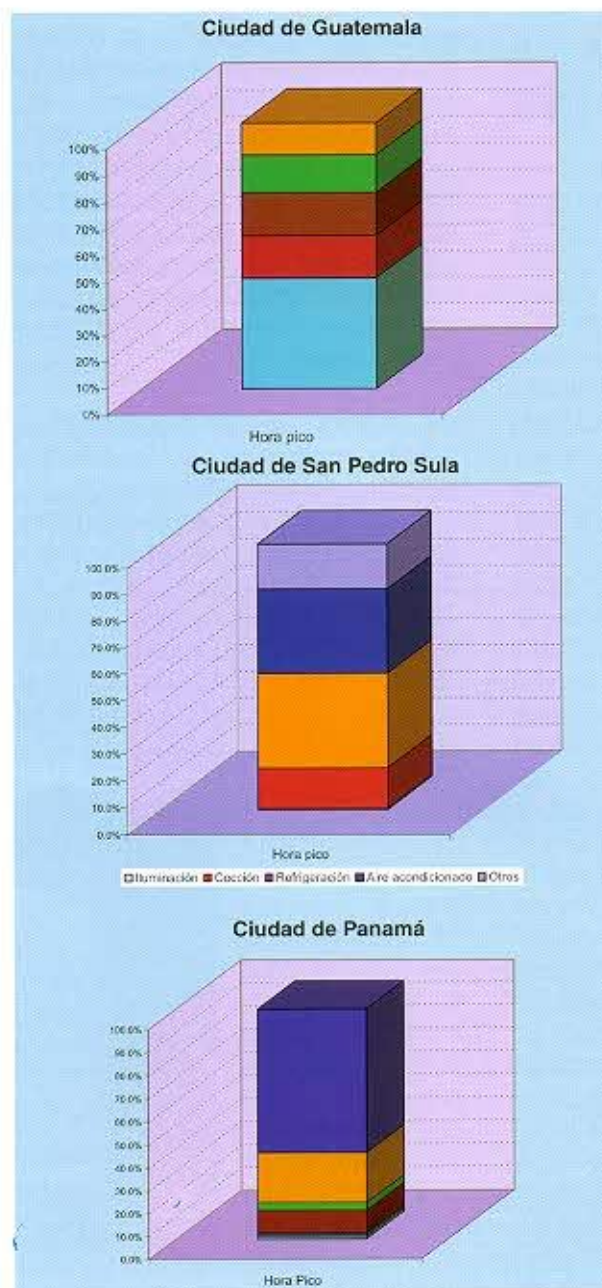
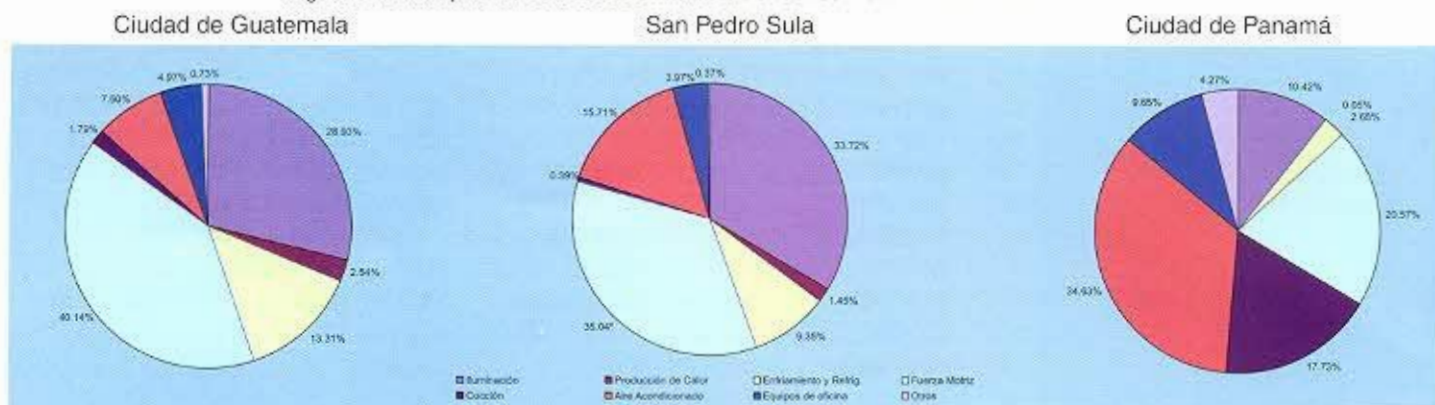


Figura 4. Contribución de los usos finales a la demanda máxima del sistema

Figura 5. Participación de los usos finales en el consumo del sector "No Residencial"



bio entre empresas). La promoción del uso de controles para variación de velocidad en motores. La promoción de la aplicación de motores eléctricos con nuevas tecnologías (los llamados "motores eficientes").

Cogeneración. La cogeneración se recomendó para algunos casos particulares en Guatemala y Honduras, donde resulta económicamente atractiva. Un sistema de cogeneración, para la producción de vapor y electricidad simultáneamente, 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 MW.

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; los programas de sensibilización a los usuarios ante la posibilidad de adquirir equipos con mejoras tecnológicas cuando llegue la hora de comprar un nuevo electrodoméstico; programas de capacitación y formación de los técnicos que deben ser el soporte de un plan de largo plazo como el que se propone; y, programas de etiquetado que faciliten la elección de los compradores de los equipos una vez que fueron alertados de la conveniencia de buscar mayor eficiencia.

Cabe señalar, que los planes desarrollados suponen sustituciones de equipos a medida que estos cumplen su vida media, es decir cuando el cliente del sistema eléctrico, debe considerar el correspondiente reemplazo y donde el análisis económico financia holgadamente el costo incremental correspondiente a la mejora tecnológica, con base en el ahorro generado por la incorporación de una mejora en la tecnología.

Conclusiones

Los programas propuestos significan resultados interesantes para los sistemas eléctricos de las ciudades que fueron objeto del estudio y es así como, en Ciudad de Guatemala, el ahorro de energía alcanzaría 402 GWh/año para el año 2010, esto es aproximadamente el 11% del consumo proyectado para el área de distribución de EEGSA y la reducción de potencia en las horas pico sería de 61 MW en el año 2010, es decir entre el 7 y 8% de la demanda en punta de la ciudad. En San Pedro Sula, el ahorro de energía llegaría a 141 GWh/año en el año 2010, es decir el 10% del consumo proyectado en el área urbana de la ciudad y la reducción del pico de potencia sería de 25 MW en el año 2010, es decir entre el 9 y 10% de la demanda en punta. En la Ciudad de Panamá el ahorro de

energía alcanzaría 291 GWh/año en el año 2010, que significa el 18% del consumo proyectado en el área urbana de la ciudad y la reducción de la potencia en las horas pico sería de 31 MW en el año 2010, es decir el 10-11% de la demanda en punta de la red.

Para alcanzar los resultados esperados no solo se requiere la aplicación de los programas propuestos sino que se deberá tomar en cuenta las condiciones actuales en que se desenvuelve el sector eléctrico.

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

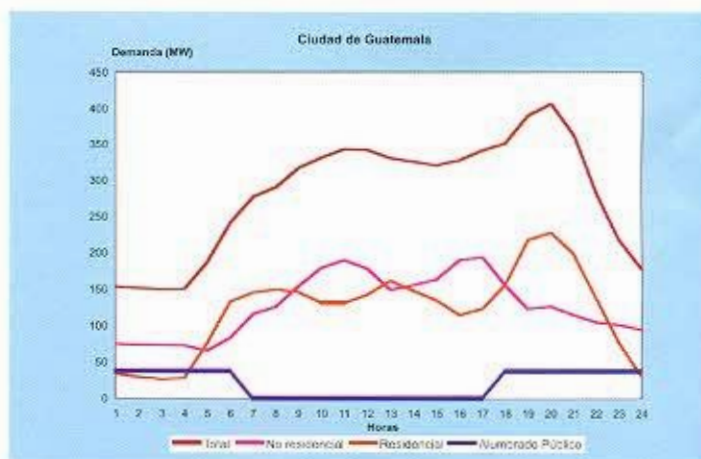


Figura 6. Participación de los sectores de consumo en la curva de carga de la Ciudad de Guatemala

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, que resulte en el catalizador para 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.

Adicionalmente, 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 la propuesta de seguir el ejemplo de la mayoría de los países industrializados, quienes tienen *un ente especializado en eficiencia energética*, que para el caso de América Central podría tener carácter regional, a fin de ahorrar recursos y no duplicar esfuerzos.

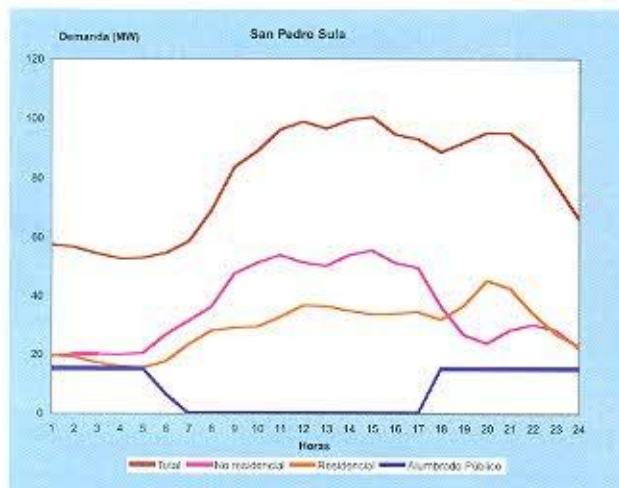


Figura 7. Participación de los sectores de consumo en la curva de carga en San Pedro Sula

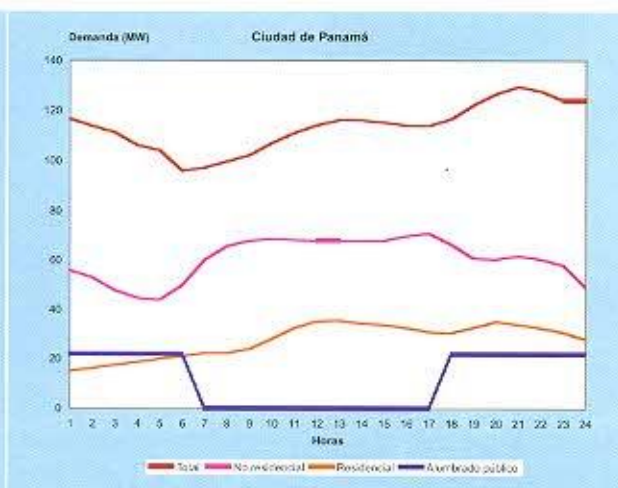


Figura 8. Participación de los sectores de consumo en la curva de carga en Ciudad de Panamá

Energy Magazine



Year 25, number 3, July-August-September 2001

OLADE's Forums start up their activities



- Algeria: First Participating Country in OLADE
- Thoughts on the energy sector reform process in Latin America and the Caribbean
Sebastián Bernstein, International Consultant
- Energy sector development in Cuba
José González-Frances, Vice-Minister of Economy and Planning of Cuba
- The California deregulation experience: A model of managerial failure
Robert A. Laurie, Commissioner of the California Energy Commission
- Central America: Energy efficiency, a mainstay for the development of the electric power sector
- Business and investment opportunities in the energy sector

Central America: Energy efficiency a mainstay for the development of the electric power sector



Introduction

The interest of the Latin American Energy Organization (OLADE) in developing energy efficiency in the region was welcomed by the European Commission. As a result, funding for a project focusing on all of Central America was secured.

The project, which is called Demand-Side Management in the Central American Isthmus, was implemented in three phases, involving six countries: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, and Panama. In each one of these countries, one city, as a rule the country's capital, was chosen for the focus of the study.

The project's fundamental objective consisted of preparing, for each one of the participating countries, a plan of action to develop energy efficiency, based on the specific conditions of each country and adjusted to each country's prevailing reality. In order to achieve the objective that was proposed, it was necessary to conduct load characterization studies to determine the share of the major end-uses in consumption and in the load curve of each city's electric power system. The development of this information

base enabled sound measures and programs to be proposed, and afterwards they would be integrated into a plan of action with a clearly defined potential.

Finally, demonstrative applications of the programs proposed in the plan of action were made, with the intention of starting up some of the activities that are part of the plan.

The first phase basically conducted a regional assessment, which served as the basis for selecting the first three countries to receive technical assistance. The cities that were chosen were San José in Costa Rica, San Salvador in El Salvador, and Managua in Nicaragua. In Phase II, the project's objectives were achieved in these cities. The results in these countries were analyzed in previous issues of the *Energy Magazine*.

Achievement of the objectives with the results of Phase II led the European Commission to fund the project's continuation, with Phase III, in the three other countries of Central America. It is the completion of this last phase that is the subject of the present article.

Area of activities of the final phase

Phase III of the project, in order to cover all six countries of Central America, focused on Guatemala City in Guatemala, San Pedro Sula in Honduras, and Panama City in Panama. The activities of this phase, which served to complete coverage for all six countries, ended in December 2000.

Below, there is a brief description of the cities that are part of the study and what they represent in the context of their own country.

Guatemala City: The metropolitan area of Guatemala City, which includes the capital and neighboring urban settlements, has a surface area of 6,208 square kilometers, where 27% of the country's population lives. Nevertheless, available information has obliged the study to consider the concession area of the power utility of Guatemala, the Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA), comprised of the departments of Guatemala (which includes the capital's metropolitan area), Escuintla and Sacatepequez.

Guatemala has a surface area of 108,900 square kilometers and, in 1999, a population of close to 11.9

million. The annual demographic growth rate that has been forecast for the period 2000-2010 is 2.2%. During 1990-1999, gross domestic product (GDP) grew at a yearly average rate of 4%, and in 1999 per capita GDP amounted to US\$927 (at prices of 1990).

In 1999, the country's total installed capacity amounted to 1,359 MW, with hydropower accounting for 38% of this total. In 1999, 47% of total net production of electricity was from hydroenergy. Electric power service is provided to 49% of the population. In 1999, annual per capita consumption of electricity amounted to 436 kWh.

San Pedro Sula: In contrast to the other Central American countries, the major economic activities and highest electric power demand in Honduras is not located in the capital but rather in the northern region, which is the country's principal industrial and commercial center. The city of San Pedro Sula, which is the district's capital city and the major commercial and industrial center of the country's northern seacoast area, owes its economic impetus to its proximity to the Atlantic seaboard and banana plantations, which are the primary source of exports for Honduras. The urban area of San Pedro Sula has close to one million inhabitants, which account for 12% of the total population, and a surface area of 10,000 square kilometers, equivalent to 8.9% of the country's entire surface area.

Honduras has a surface area of 112,492 square kilometers and, in 1999, a population of close to 6.3 million. The annual demographic growth rate forecast for 2000-2010 is 2.8%. During 1990-1999, gross domestic product (GDP) grew at a yearly average rate of 3%, and in 1999 per capita GDP amounted to US\$698 (at prices of 1990).

In 1999, the country's total installed capacity amounted to 858 MW, with hydroenergy accounting for 45% of this total. Hydroenergy provides 62%

of total electric power production. It is estimated that, for the period 2000-2010, 52% of the population had electric power service. In 1999, per capita consumption of electricity amounted to 542 kWh.

Panama City: The area of study, which includes part of the Metropolitan Area of Panama City, is comprised of the concession area for the distribution utility UNION FENOSA EDEMET-EDECHI, which has a population of 1.6 million and a surface area of 467 square kilometers. The city's out-

“The project’s fundamental objective consisted of preparing, for each one of the participating countries, a plan of action to develop energy efficiency, based on the specific conditions of each country and adjusted to each country’s prevailing reality.”

skirts, with a low load density, accounts for 88% of this area. The capital itself, with medium and high load densities, accounts for the remaining surface area. The principal activities in the metropolitan area are commercial and governmental.

Panama has a surface area of 75,517 square kilometers and, in 1999, a population of close to 2.8 million. The yearly demographic growth rate for the period 2000-2010 is expected to be 1.6%. From 1990 to 1999, gross domestic product (GDP) grew a yearly

average of 4.5%, and in 1999 per capita GDP amounted to US\$2,829 (at prices of 1990).

In 1999, total installed capacity in the country amounted to 1,206 MW, with hydroenergy accounting for 56% of this total. In 1999, 76% of total net electric power production came from hydroenergy. It is estimated that, for the period 2000-2010, the yearly average rate of growth for net energy production will be 4.5%. The main hydropower stations are Fortuna (300 MW) and Bayano (150 MW). 68% of the population has electric power service. In 1991, per capita electric power consumption amounted to 1,656 kWh.

Load characterization study

Load characterization helps to determine the contribution of each end-user and each sector to peak demand and electric power consumption. Load characterization study provides a very sound basis for identifying demand-side management measures and the efficient use of electricity and its subsequent selection.

The point of departure for the load study is the distribution of billed energy by consumption sector. On the basis of this study, the strata of analyses are defined to establish in each one of them a sample for the survey and, afterwards, for measurements. The survey provides data on the ownership of equipment among customers, whereas the metering campaign permits the incorporation of the load curve by customer group, equipment, and large user, to support the estimates of their share of demand.

The energy received by the power utilities is recorded for billing purposes, incorporating the information of active and reactive power capacity, busbar voltage, and load curves. The statistical data come mainly from billing and generation, classified by consumption sectors, number of customers, and purchased energy.

The surveys consider samples selected randomly. In the residential sector, customers were stratified in consumption groups, taking a sample from each stratum. The commercial and industrial consumption sectors were grouped under one stratum called "Nonresidential". The questionnaires try to identify equipment and appliances owned by the customer, with their power capacity and time of use,

On the basis of the metering, load consumption and curves for the most frequently used equipment among the customers of the sample by consumption sector were obtained. The same information was obtained for customers and customer groups. As a result, it was possible to estimate the load curves by consumption sector and obtain a breakdown by end-uses not only for energy but also for peak

power capacity, as indicated below.

The measured load curves were typified and classified by working day and by Saturday and Sunday. Afterwards they were compared with the energy obtained from expanding the sample of the survey in

being considered, that is, the city as a whole, which appears in Figure 1.

How the ownership of equipment differs in the three cities, despite similar climate conditions in two of them, must be highlighted. Panama City and San Pedro Sula are similar, as indicated in Figure 2.

The differences in equipment ownership lead to different shares in consumption and in the demands that each end-use has in each city, as illustrated in Figure 3. In other words, for the same end-use, its contribution to consumption of the sector and to the load curve is different for each one of the cities considered in Central America. This is understandable when one takes into account the customs of each population, as well as the different income levels in each case.

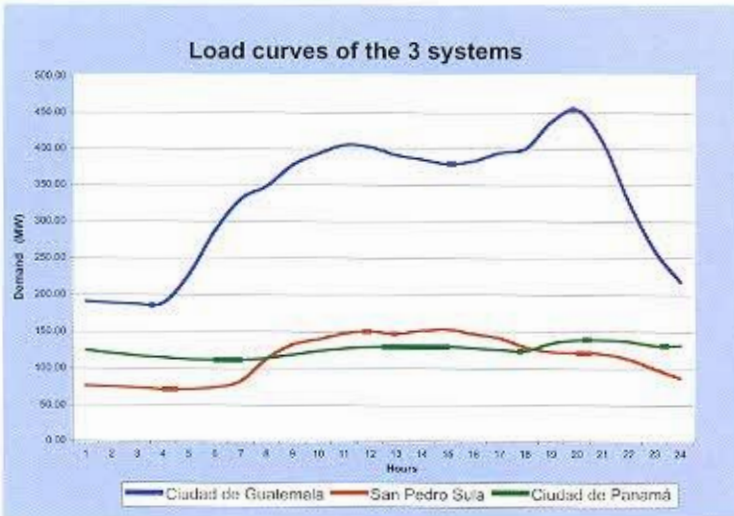


Figure 1. Load curves of the three cities participating in the project

in order to associated them to use periods and obtain average energy for each type. The sample was expanded on the basis of the percentage shares found for each equipment, its average power capacity, and its probable time of use. By weighting working days, Saturdays, and Sundays, the corresponding annual energy was estimated.

order to define the curve corresponding to each one. Afterwards, the curves were extrapolated, first at the consumption stratum level and afterwards at the subsector level. The final adjustment is made in function of the sector's energy and the load curve of each city's power system.

The point of departure of the study is the load curve of the entire system

If differences in the contribution of end-uses to consumption are confirmed, the logical consequence is the difference there is in their share of peak demand of the electric power system in each one of the cities, as indicated in Figure 4.

Finally, the share of end-uses in the Nonresidential sector in consumption is shown in Figure 5.

The global estimate for each one of the cities concludes with the estimated load curve for each consumption sector and its contribution to the entire city's system, as indicated in the curves of Figures 6, 7, and 8.

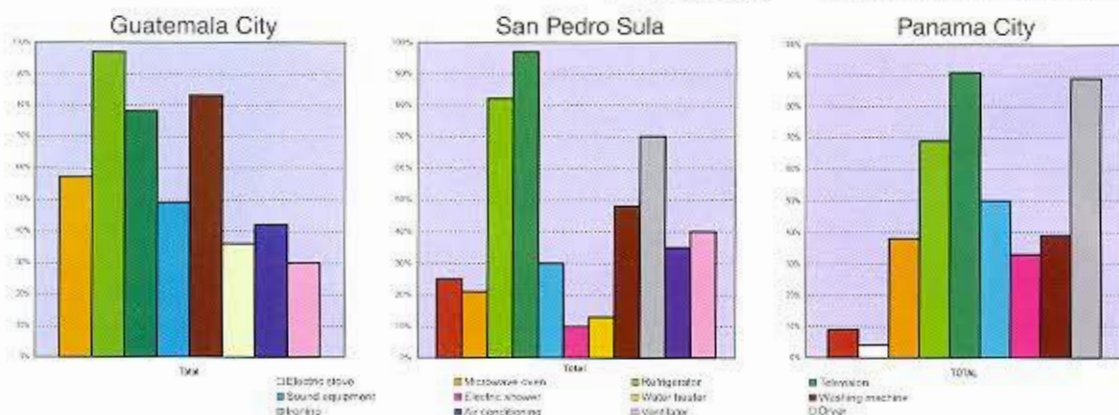


Figure 2. Ownership of equipment in the residential sector of the three cities in the study

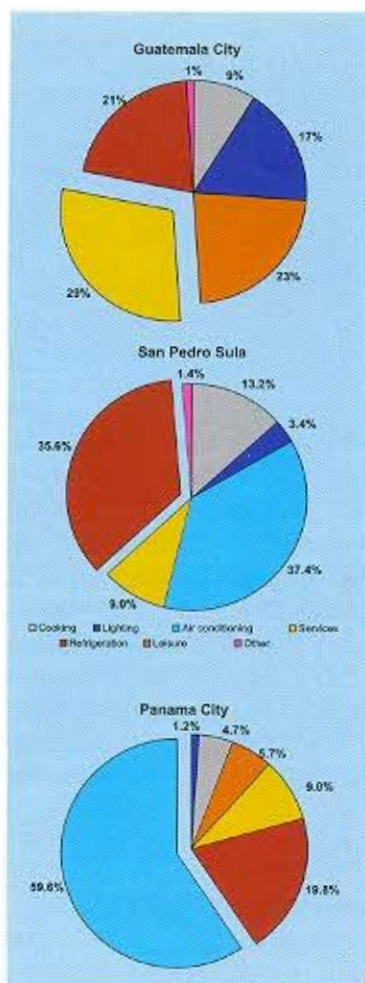


Figure 3. Share of end-uses in residential consumption in each city

Plan of Action

In view of the diverse conditions in terms of share of end-uses in the three cities, the plans developed for each one are specific to each case. Nevertheless, as a rule, the programs can be summarized as follows:

- Residential Sector: lighting, refrigeration and air conditioning
- Commercial Sector: lighting (including street lighting) and air conditioning
- Industrial Sector: lighting, refrigeration, air conditioning, and motive power, as well as small cogeneration (if any)

Street lighting: In the residential sector, the lighting program involves substituting incandescent lamps for compact fluorescent lamps when the daily

average use per lamp is over four hours. That is why the proposal is to substitute light bulbs in the most widely used areas of the household (dining room, kitchen, yard light). In the commercial sector, however, the proposal is to substitute standard fluorescent luminaires for luminaires with highly reflective reflectors, electronic ballasts and T8-type fluorescent tubes. As for street lighting, the progressive substitution of mercury lamps for sodium lamps is proposed. For the industrial sector, two cases were considered, one where fluorescent lighting is used

with the same luminaires as those for the commercial sector, and the other where high-intensity discharge lamps are required and where metallic halogenated lamps are used instead of mercury steam lamps that have completed their useful life.

Refrigeration: Improvements in the operation of refrigerators (location of appliance, internal and external cleaning, and elimination of frost at sufficiently frequent intervals, conservation of the lining in good conditions, adjustment of the thermostat at 4°C

for refrigerators and -12°C for freezers). Substitution at the end of their useful life for more efficient refrigerators (good insulation, efficient compressors, and better power capacity factor), especially in the upper strata of the customers.

Air conditioning: It is felt that the program should give incentives for the substitution of existing appliances for units that have a higher efficiency. Air-conditioned premises should be upgraded by installing insulation and eliminating seepage so as to control all the factors that have an impact on the efficiency of the installation as a whole. In other words, insulating curtains should be installed in cold rooms. Double doors should be used for commercial and industrial premises. Maintenance programs that include periodical adjustments to the functioning and cleaning of filters of cold groups should be incorporated.

Motive power: The substitution of excessively large motors is being proposed (possible establishment of a bank of motors for their

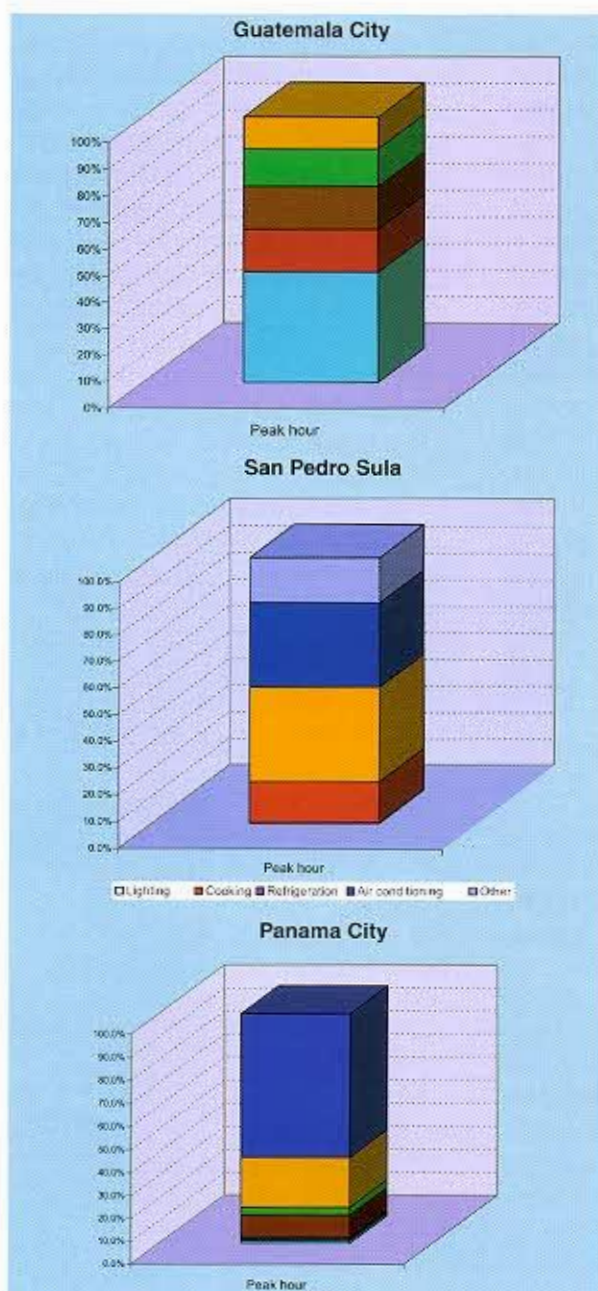
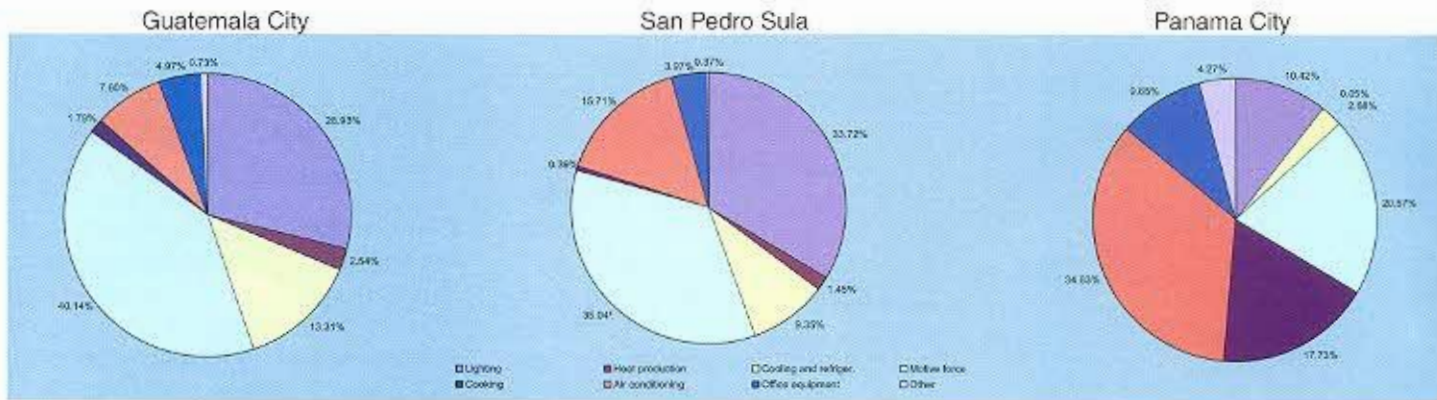


Figure 4. Contribution of end-uses to the system's peak demand

Figure 5. Share of end-uses in the consumption of the nonresidential sector



exchange between companies). The promotion of controls to vary the speed of the motors. The promotion of the application of electric motors with new technologies (the so-called efficient motors).

Cogeneration: Cogeneration was recommended for some specific cases in Guatemala and Honduras, where it turns out to be economically attractive. A 2,500 kW cogeneration system for the simultaneous production of steam and electricity (which is the minimum size required for motors operating on bunker) consumes between 60% and 70% less energy, compared with a conventional motor, and produces up to 15 million kWh per year (on the basis of 16 hours per day of use), with an investment cost on the order of US\$800 per kW, that is, US\$2 million for an available power capacity of 2.5 MW.

General measures: There is a set of measures that can be classified as general, as in the case of mass media measures to promote practices for the more efficient use of electric power, programs for raising the awareness of users to enhance their chance of purchasing equipment with better technology when it is time to buy a new household appliance; training programs for technicians which must be the basis for a long-term plan like the one that is being proposed; and labeling programs that help buyers to choose efficient appliances once the public has been informed of the advisability of looking for higher efficiency.

It should be indicated that the plans that have been developed assume that appliances will be replaced as their useful life comes to an end, that is, when the customer of the electric power system has to consider replacing the appliance and where, as a result of an economic analysis, the incremental cost of the technological improvement is fully financed by the saving generated by the incorporation of an improved technology.

Conclusions

The programs that were proposed led to interesting results for the electric power systems of the cities that were the study's target. Thus, in Guatemala City, energy savings are expected to amount to 402 GWh per year up to 2010, which is about 11% of the consumption forecast for the distribution area of EEGSA. As for the reduction in power capacity at peak hours, it will amount to 61 MW by 2010, that is between 7% and 8% of the city's peak demand. In San Pedro Sula, energy saving will amount to 141 GWh per year up to 2010, that is, 10% of the consumption forecast in the city's urban area, and the reduction of peak power capacity will be 25 MW by

2010, that is, between 9% and 10% of peak demand. In Panama City, energy saving will be amounting to 291 GWh per year up to 2010, which accounts for 18% of consumption forecast for the city's urban area, and the reduction of power capacity at peak hours is expected to be 31 MW by 2010, that is, 10-11% of the grid's peak demand.

To reach the results that are expected, not only is the application of the proposed programs necessary but also current conditions in which the power sector is evolving must be taken into account.

In the sector's new structure, which is aimed at ensuring an open and competitive market, with a vertical and horizontal separation of the businesses that comprise the electric power system, the responsibilities to develop energy efficiency are too divided,

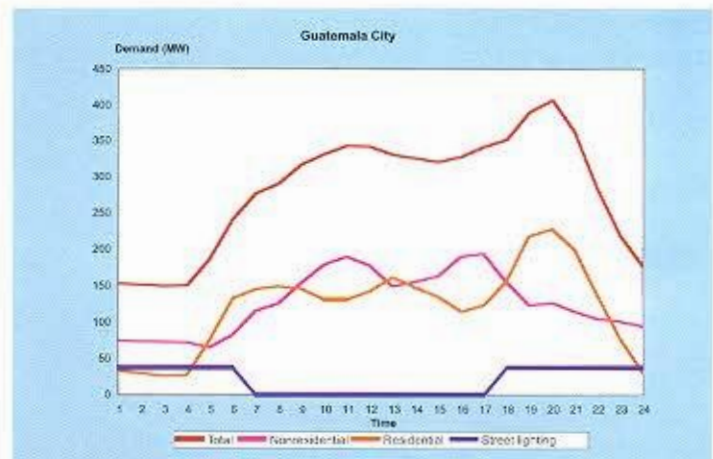


Figure 6. Share of consumption sectors in the load curve of Guatemala City

owing to the participation of many players, which include at least the following: power generation utilities, transmission utilities, and distribution utilities, to which must be added another kind of company because of the trend of incorporating a new player, the marketing companies.

Furthermore, the benefits that efficiency brings to a vertically integrated power utility are not clear for some of the new players. For example, the evaluation of efficiency programs in an integrated company permitted the quantification of direct benefits for generation by calculating the decline in operating costs and the possible postponement of new investment. In the electric power market's new structure, improved efficiency for the group of stations that comprise the entire supply is not the same as that for an individual generator.

Likewise, distribution utilities, whose remuneration depends on the amount of energy that is taken to their users, only look at the possible decline of their income, because of reduced sales as a result of the operation of an electric power efficiency program. There are few executives from these utilities who envisage the possibility of improving their marketing efforts on the basis of the added value stemming from efficiency programs and, over the longer term, of keeping more efficient customers. This means not only keep-

ing the users as their customers but also ensuring the permanence of their distribution utilities on the power grid, thanks to their higher competitiveness.

On the other hand, the State can no longer be relied upon to carry out actions stemming from an energy efficiency policy since, in all the countries, the State is gradually withdrawing from implementation activities.

In addition, it is necessary for someone with an *overall vision* for all energy subsectors and all players of the chain to update the evaluation of the results of any energy efficiency program. It should not be forgotten that this evaluation is critical because of the difficulty of drawing comparisons with a situation that never existed before. This is because efficiency programs exert an impact on demand, reducing its growth. That is, the evaluation of results is always carried out with respect to a forecast demand (without DSM). The more thoroughly the reference base for the analysis is established, the better is the follow-up of the evolution of demand and, as a result, the evaluation will be more reliable.

The above-mentioned conditions can only be reached with a *specialized group* that permanently carries out previous work for the implementation of efficiency programs, to act as a catalyst for the orchestration and drafting of bills or regulations with a global

vision for the energy sector to reach the suitable decision-making levels of each State and thus ensure ratification.

In addition, the labeling of technical standards of equipment requires a long process of coordination between politicians, technicians, standard-setting organizations, producers, distributors, and, to the extent possible, consumer and user associations. To ensure a broad-based participation in this process, there must be a group capable of undertaking the tasks that are required, such as: preparing proposals with sufficient technical bases, the logistic organization of meetings, the documentation and follow-up of results, and the resulting follow-up on resolutions, the publicity of standards proposed among all Central American countries.

The definition itself of an energy efficiency policy requires the elaboration of a proposal based on a careful analysis of the conditions and needs of each country so that it can contribute to supporting a favorable environment for the development of energy efficiency.

All of the above leads to the proposal of following the example of the majority of the industrialized countries, which have an *institution specializing in energy efficiency*, which in the case of Central America could be region-wide in order to save resources and avoid the duplication of efforts.

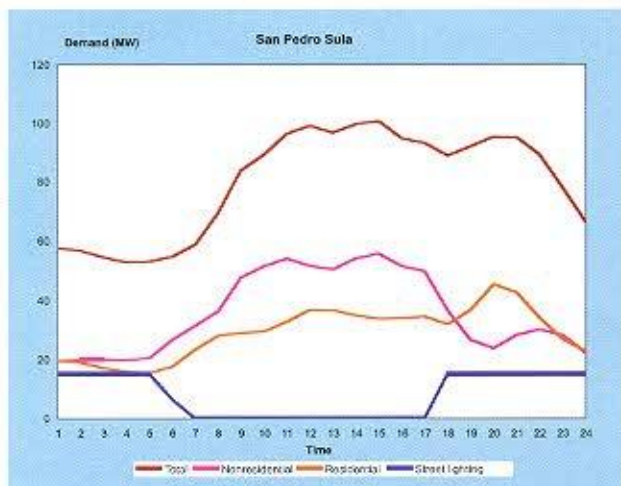


Figure 7. Share of consumption sectors in the load curve of San Pedro Sula

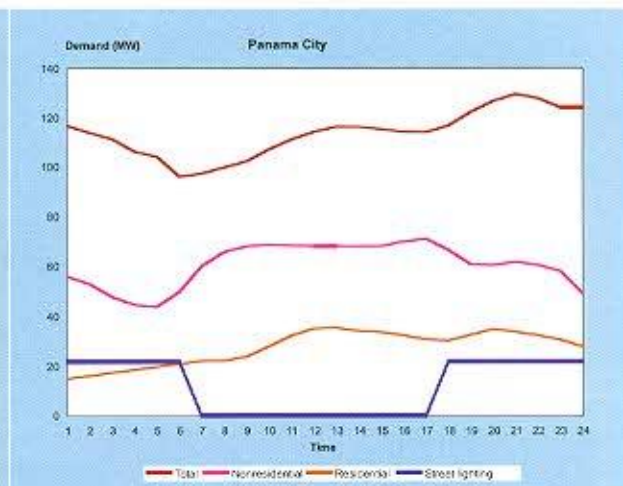


Figure 8. Share of consumption sectors in the load curve of Panama City