

Revista Energética



Energy Magazine

**Año 15
número 1
enero-abril 1991**

**Year 15
number 1
January-April 1991**



**Tema: Participación de la iniciativa privada
en el Sector Energético**

**Topic: Participation of private initiatives
in the energy sector**



Participación Privada en el Subsector de Energía Eléctrica de los Países de América Latina: Un Estudio de Caso en Guatemala*

Rafael Campo, Jorge Manrique,
Carlos Mansilla y María Richter

1. INTRODUCCION

Para los países en desarrollo, la energía eléctrica es un factor importante para su desarrollo económico. La mayoría de esos países, sin embargo, enfrentan problemas financieros y organizacionales que dificultan la construcción de nueva capacidad de generación. Además, deben tomar decisiones difíciles en cuanto a la asignación de sus escasos recursos para satisfacer o las necesidades sociales urgentes o los requerimientos del subsector eléctrico.

Bajo esas circunstancias, la participación del sector privado parece una opción atractiva que permite disponer de los fondos necesarios sin desviar recursos prioritarios que se necesitan en otras áreas socioeconómicas. Existen ventajas adicionales derivadas de los períodos más cortos que se requieren para poner en marcha una nueva capacidad (dos a tres años), debido a la naturaleza de la tecnología utilizada (usualmente cogeneración y proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas) y a la toma de decisiones más eficiente relacionada con el sector privado.

En el presente artículo, des-

cribimos una experiencia reciente que tuvo éxito en Guatemala, que consistía en vender una generación eléctrica producida a base del bagazo de la caña de azúcar a la red nacional de distribución eléctrica.

2. SUBSECTOR ELECTRICO DE GUATEMALA

Guatemala dispone de una abundancia de recursos energéticos naturales, incluyendo la energía hidroeléctrica, la geotermia y el biogas. Existen algunas reservas comprobadas de petróleo y gas natural. Sin embargo, el país es un importador neto de petróleo.

El subsector eléctrico de Guatemala está constituido por las siguientes instituciones:

a. El Instituto Nacional de Electrificación (INDE), la empresa nacional estatal encargada de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en todas las provincias más densamente pobladas (menos tres). El INDE genera aproximadamente 95% del total nacional y distribuye cerca de 17% del consumo total. De la capacidad instalada

del INDE de 694 MW, 488 MW son de hidroenergía y el resto que suma 206 MW es térmica. INDE coordina con el Ministerio de Energía y Minas (MEM) para fijar las tarifas de electricidad.

b. La Empresa de Energía Eléctrica de Guatemala (EEGSA) era una empresa privada de servicio público hasta 1972, año en el cual 92,5% de sus acciones fueron adquiridas por el Gobierno y transferidas al INDE. No obstante, la EEGSA sigue operando como una empresa privada, siendo principalmente una empresa de distribución eléctrica (sus ventas representan 80% del total nacional), con 95 MW de generación térmica instalada. Sus clientes están concentrados en las áreas más desarrolladas del país.

c. Municipalidades y empresas eléctricas privadas, de pequeñas dimensiones y que tienen alguna capacidad de generación, que compran sobre todo del INDE.

El MEM desempeña un papel importante de intermediario entre las empresas. En la administración anterior, en la cual este proyecto fue ejecutado, el Ministro de Energía y

* El éxito de este proyecto requirió la cooperación del personal ejecutivo y técnico de todas las partes interesadas. Los autores desean expresar sus agradecimientos especiales a L. Ortiz del MEM, G. Obiols y F. Oroxom del INDE, R. Santizo y E. Barrientos de EEGSA, L. Cáceres de los Productores de Caña de Azúcar y R. Figueroa de la misión USAID en Guatemala por sus valiosas contribuciones.

Minas también era Presidente Ejecutivo del INDE y Presidente del Consejo Directivo de la EEGSA. Sin embargo, no existe un organismo regulador independiente que tenga la autoridad de arreglar diferendos entre las empresas eléctricas y los productores independientes.

De una estimación total de generación de 2384 GWh en 1990, alrededor de 95% es hidroenergía y cerca de 65% viene de un solo proyecto, Chixoy, con una regulación anual. Los otros proyectos hidroeléctricos tienen principalmente una regulación diaria. Existen dos estaciones muy bien definidas: la estación seca, que comprende los meses de noviembre a mayo y la estación húmeda, que comprende el resto del año. La generación térmica se basa en el petróleo importado.

3. FORMULACION DE PROYECTO

La participación del sector privado en la generación eléctrica no es nueva, aún para países en desarrollo. La cogeneración (producción simultánea de vapor y electricidad en los procesos industriales) se inició en los Estados Unidos con la implementación en 1978 del Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA), es decir la promulgación de la Ley sobre Políticas Reguladoras de las Empresas de Servicio Público, que incentivó la participación del sector privado en la generación de la electricidad. Los beneficios de cogeneración fueron ampliamente apreciados y muchos países recogieron la iniciativa de los norteamericanos.

Se formularon los lineamientos para el Plan Energético Nacional de Guatemala al principio de 1986 en el cual se incluyó específicamente la cogeneración por el sector privado como alternativa para estudiar y promover. El 8 de enero del mismo año, se aprobó una ley que

Se formularon los lineamientos para el Plan Energético Nacional de Guatemala al principio de 1986 en el cual se incluyó específicamente la cogeneración por el sector privado como alternativa para estudiar y promover

permitía y proporcionaba incentivos legales y económicos para una generación basada en recursos nuevos y renovables. Posteriormente, el INDE, el MEM y los consultores del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) identificaron la generación en base a caña de azúcar y pequeños proyectos hidroeléctricos como los candidatos principales para la participación del sector privado y realizaron estimaciones preliminares del potencial de ambos recursos. De acuerdo con esos estudios, la industria de caña de azúcar puede instalar entre 15 y 20 MW y generar entre 43 y 57 GWh por año, con inversiones reducidas y en un período corto de tiempo. Con inversiones adicionales (aproximadamente US\$58 millones), se podrían instalar 78 MW y generar 225 GWh en aproximadamente cuatro años. Se estima que el potencial a largo plazo para ese tipo de generación se eleva a 136 MW.

En 1989, el MEM solicitó el

apoyo técnico de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) y se realizaron varias reuniones en las cuales se acordó llevar a cabo estudios técnicos para incluir formalmente la participación del sector privado en la industria eléctrica, con los siguientes objetivos concretos:

- a. Desarrollar una metodología para determinar los precios adecuados de venta de la electricidad producida por los cogeneradores con el fin de optimizar los beneficios para la sociedad en su totalidad.
- b. Producir los lineamientos generales para establecer contratos entre productores privados y empresas eléctricas.
- c. Capacitar al personal local de las empresas.

4. METODOLOGIA DEL PROYECTO

Para lograr los objetivos establecidos en la sección anterior, se decidió fijar los precios de compra-venta de electricidad de acuerdo con los costos marginales de corto plazo, en base al plan de expansión existente para el Sistema Nacional Interconectado (SNI). En cooperación con el INDE, EEGSA y MEM, los consultores revisaron cuidadosamente los datos y modelos utilizados para producir el plan de expansión. Luego se seleccionó un programa de informática apropiado para el análisis de costos marginales y se determinaron los costos. Finalmente, se recomendaron el lenguaje y el contenido de los contratos para la venta de energía y/o electricidad, a base de las experiencias en otros países, sobre todo los Estados Unidos. Se proporcionó al mismo tiempo una capacitación para el personal de las empresas públicas y del sector privado.

Un Comité Ejecutivo que incluía representantes del MEM, la USAID, el INDE, la EEGSA, la industria azucarera y los consultores

supervisó la implementación del proyecto. El Comité Ejecutivo discutió y tomó las decisiones. El equipo de consultores siempre estaba disponible para todas las partes implicadas y fue percibido por esas partes como un grupo técnico independiente y competente. Esto era esencial para el éxito del proyecto. Esta estructura permitió que las partes interesadas obtuvieran un entendimiento más concreto y realista de la cogeneración y de la participación privada en el subsector eléctrico, ya que el sector público empezó a contar con el sector privado como recurso importante que debía tomarse en cuenta en los planes de expansión y como una nueva actividad productiva, en vez de solamente una adición a los procesos existentes.

El enfoque participativo que se utilizó incluyó la discusión y aprobación por el Comité Ejecutivo de los datos requeridos para el análisis de costos marginales. Luego se llegó a un acuerdo sobre la metodología para determinar los costos marginales. Se recalcó que los costos marginales constituyen sólo una pauta que se debía utilizar en las negociaciones contractuales y que había que equilibrar y reflejar en las tarifas los riesgos tanto para los vendedores como para los compradores. El éxito de la cogeneración en los países en desarrollo depende en mucho de la existencia de un marco institucional apropiado y de un consenso sobre las metodologías y resultados del proceso de planificación por todas las partes interesadas. Se logró ese éxito en Guatemala asegurándose que los representantes del Gobierno, las empresas públicas y el sector privado participaran en todas las etapas del proyecto y en la toma de decisiones, a través del Comité Ejecutivo.

Es más fácil entender este proyecto utilizando el marco de referencia de la estructura denominada en inglés Appreciation-Influence-Control (AIC), es decir

apreciación, influencia y control, introducida y ampliamente utilizada por William E. Smith de la Organization for Development - An International Institute (ODII), una organización para el desarrollo localizada en Washington, D.C.. A continuación se presenta una breve introducción a las ideas de Smith.

Se puede considerar que un proyecto consiste en tres etapas. En la primera, la de apreciación, se forma una base común de entendimiento entre todas las partes implicadas con respecto a las realidades y posibilidades del proyecto. En la segunda, la fase de influencia, un grupo relativamente pequeño de personas, representando a todas las partes interesadas, recoge los lineamientos establecidos por la primera fase y actúa como intermediario entre los intereses del grupo entero y los de cada una de las partes. Solamente la tercera etapa, la de control, está dirigida específicamente hacia el trabajo técnico y la ejecución del proyecto.

En Guatemala, la fase de apreciación se realizó durante la formulación del proyecto. El grupo que llevó a cabo la fase de influencia era el Comité Ejecutivo.

La fase de control fue ejecutada principalmente por los consultores y el personal de planificación del INDE. Esa etapa implicó un diálogo continuo con el Comité Ejecutivo: inicialmente, se discutieron y aprobaron los datos requeridos por los representantes de las partes interesadas en el Comité para el análisis de los costos marginales. Luego se llegó a un acuerdo sobre la metodología para determinar los costos marginales. Es importante señalar que la mayor parte de las recomendaciones y conclusiones se originaron dentro del Comité. Eso era esencial para el éxito del proyecto.

No se puede subestimar la importancia de la fase de influencia, sobre todo en las culturas deno-

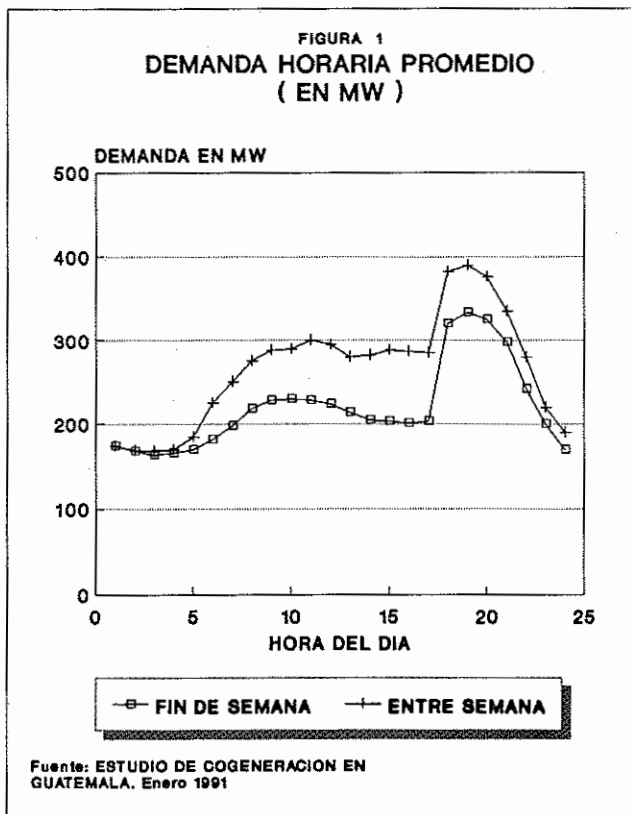
minadas de "influencia" como las latinoamericanas. En cambio, las culturas asiáticas son principalmente "apreciativas" y las nórdicas enfocadas especialmente hacia el "control". Tal como lo indica Smith, la mayor parte de los proyectos fracasan porque sus gestores pasan demasiado rápidamente de un entendimiento parcial de los temas (una apreciación incompleta) a la ejecución de las decisiones (control), sin prestar la debida atención al punto intermedio que asegura el apoyo y compromiso de la gente que dispone de la autoridad para afectar los resultados. En los ministerios y las empresas públicas existen estantes forrados de informes (generalmente sólidos del punto de vista técnico) completamente ignorados por la gente que se suponía tenía que beneficiarse de ellos, debido a que sus autores no dieron suficiente importancia a la fase de influencia.

5. DETERMINACION DE LOS COSTOS MARGINALES

En esta sección explicamos brevemente el procedimiento utilizado para determinar los costos marginales de corto plazo de la energía y la capacidad, que deberán utilizarse en las negociaciones contractuales entre las empresas públicas y los generadores privados. Utilizando los costos marginales, se pueden determinar tarifas horario-estacionales de acuerdo con la estación (seca, húmeda) y el período del día (pico, fuera de pico).

5.1 Costos marginales de generación

Un análisis de la curva de carga de Guatemala pone en evidencia un pico diario (bastante marcado) de 4 horas entre las 18 y 21 horas (Figura 1). Las cargas en los fines de semana y los feriados son inferiores (como se puede esperar) a los días



regulares entre semana. No existe estacionalidad marcada en la demanda. Existe, no obstante, una fuerte variación estacional en la generación hidroeléctrica, según uno se encuentra en la estación seca o la húmeda. Todo eso indica la existencia de cuatro períodos horario-estacionales para los costos marginales, de acuerdo con la estación y con el período del día, ya sean las horas de pico (día regular entre semana, de las 18 a las 21 horas) o las horas fuera de pico (todas las otras horas). Una estructura de tarifas basada en esos costos marginales proporcionará las señales apropiadas tanto a los consumidores como a los cogeneradores.

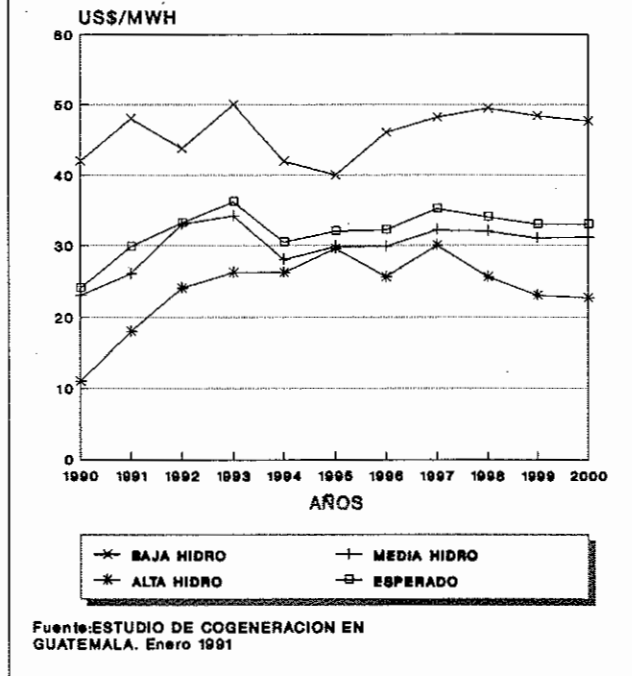
La presencia de un proyecto hidroeléctrico grande en el sistema guatemalteco (Chixoy), con regulación anual, sugiere la necesidad de utilizar un algoritmo de despacho óptimo (muy probablemente basado

en una programación dinámica estocástica), para determinar las políticas óptimas de generación hidráulica y el valor del agua como función de los contenidos del embalse. Un modelo que simula los aportes hídricos podría entonces utilizarse para determinar los promedios para cada período del horizonte de planificación. Entre los resultados que se pueden obtener de esa manera están los costos marginales para cada segmento de la curva de la duración de carga.

Para ese estudio, sin embargo, no había un algoritmo de despacho disponible y, debido a limitaciones de tiempo y presupuesto, no fue posible desarrollar o adaptar uno. Debido a la situación de suministro limitado en Guatemala, sin embargo, era evidente que la política óptima era que Chixoy produjera la mayor energía posible dentro de sus límites físicos y eléctricos, con el embalse lleno al princi-

Un modelo que simula los aportes hídricos podría entonces utilizarse para determinar los promedios para cada período del horizonte de planificación

FIGURA 2
COSTOS MARGINALES
PROMEDIO ANUAL



pio de la estación seca y llegando a su más bajo nivel al principio de la estación húmeda (primeros diez días de junio). Además, debido a la dimensión relativamente reducida del embalse de Chixoy en comparación con sus aportes de agua, la mejor política durante la estación húmeda es generar tanto como sea posible (en todos los años de la operación de Chixoy se han presentado alivios). Durante los meses secos una política óptima estará orientada a generar casi la misma cantidad todos los meses (no existe estacionalidad en la demanda), de tal manera que el embalse estará casi vacío al final de la estación seca. Con esas reglas, fue posible simular la operación de Chixoy bajo varias hidrologías (se utilizaron 100, históricas y sintéticas) y conseguir valores de generación hidroeléctrica que corresponden más o menos a los aportes altos, medianos y bajos, con sus probabilidades conoci-

das de ocurrencia. Se obtuvo la generación de los proyectos hidroeléctricos filo de agua para los mismos aportes.

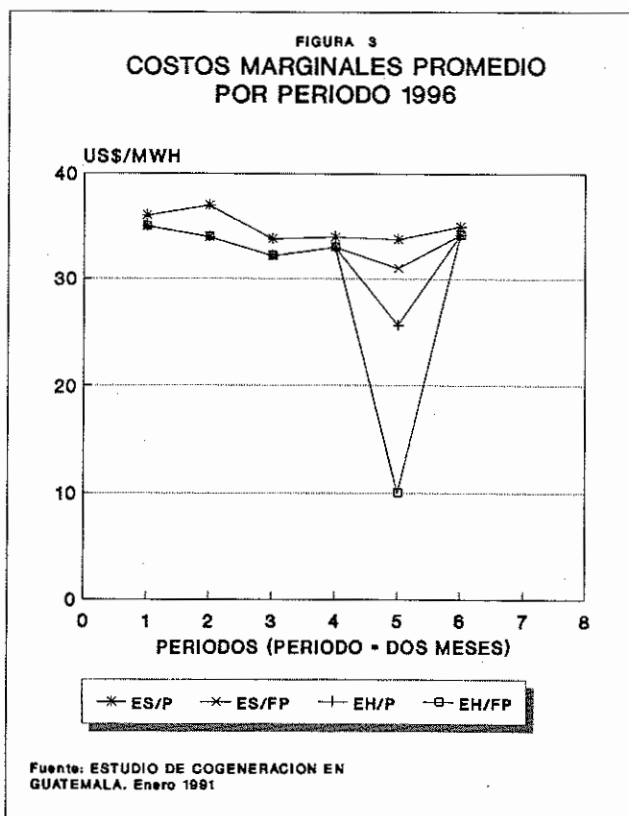
Una vez que se ha encontrado la generación hidroeléctrica, la generación térmica y los costos de racionamiento determinan los costos marginales. Un programa de informática con una buena modelación de asignación y despacho es muy apropiado para ese propósito. El programa denominado Load Management Strategy Testing Model (LMSTM), es decir el Modelo para Probar la Estrategia del Manejo de Carga, fue escogido por esa razón, ya que permite un buen nivel de detalle y precisión en los cálculos de los costos marginales. El LMSTM primero despacha la generación hidráulica para nivelar la carga (afeite de los picos). Se asigna en forma óptima la generación térmica y se la despacha, simulando una amplia

gama de condiciones de salidas forzadas. Los costos marginales de cada hora corresponden al costo incremental del último, y más costoso, segmento de la última unidad despachada para la hora (se despachan las unidades por orden de mérito). Se representa al racionamiento como una unidad térmica con un alto costo incremental.

Se obtuvieron costos marginales promedios a corto plazo para cada año de 1990 a 2000, para períodos bimensuales de cada uno de esos años y para las horas pico y fuera de pico (entre semana y fines de semana) de los períodos bimensuales. La Figura 2 proporciona los costos marginales anuales bajo las tres condiciones hidrológicas y los costos marginales promedios. Vale observar la importancia de la generación hidroeléctrica para determinar los costos marginales en el sistema de Guatemala.

La Figura 2 indica que los costos marginales aumentan después de 1990 debido a los aumentos en la demanda, hasta 1993 cuando se agregan 59 MW al sistema. Permanecen bastante estables entre 1994 y 1996, indicando un equilibrio oferta-demanda, y empiezan a aumentar otra vez después de 1996, alcanzando un tope en 1997 para luego bajar a un valor cercano a US\$30/MWh para el año 2000. Se escogió al año 1996 para el análisis de los costos marginales ya que se encuentra en un período de equilibrio oferta-demanda, que se supone corresponde a un nivel óptimo de la capacidad de generación. La Figura 2 corresponde al valor "caso de base" de las variables de insumo con un valor asumido de US\$18 por barril de petróleo.

Se efectuó un análisis de sensibilidad para las tasas de salida forzada, los escenarios de mantenimiento, los costos de combustible, las reservas rodantes y los costos de racionamiento. Se determinó que



solamente los costos de combustible y los costos de racionamiento tenían impactos significativos en los costos marginales. Se supuso que los costos de racionamiento se elevaban a US\$150/MWh, de acuerdo con los estudios recientemente llevados a cabo en Colombia y Brasil, cuando el racionamiento está por debajo de 2%, lo que ciertamente es el caso en Guatemala.

Se observó que, si el precio del petróleo aumenta de US\$18 a US\$25 por barril, el costo marginal medio en 1996 sube de US\$32 a US\$52/MWh. La Figura 3 proporciona, para el caso de base, los costos marginales para las horas pico y fuera de pico y las estaciones secas y húmedas para períodos bimensuales de 1996. Tomando en cuenta esos valores, la siguiente estructura es apropiada para los costos marginales de energía en US\$/MWh:

Período	Estación	
	Seca	Húmeda
Pico	36	33
Fuera de pico	32	26

Se debe observar que, debido a que la cogeneración a base del bagazo de la caña de azúcar se efectúa durante la cosecha, que coincide con el período seco de diciembre a abril, se introduce una diversidad oportuna con la generación hidráulica.

5.2 Costos marginales de capacidad

Se determinaron los costos marginales de capacidad a base de los costos anticipados de la unidad de punta, una turbina de gas en Guatemala, menos las economías de combustible obtenidas como resultado de su introducción en la mezcla de generación. Para cualquier año

dado, el Costo Anticipado (CANT) puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$CANT = (rec + om) * INV$$

donde INV es la inversión anual por unidad (US\$/kw), incluyendo los intereses durante la construcción; "om" corresponde a los costos fijos de operación y mantenimiento anual; y "rec" al factor de recuperación de capital:

$$rec = (a * (1 + a)^n) / (1 + a)^n - 1$$

donde "a" es la tasa de actualización y "n" la vida de la unidad.

Si FEC son las economías anuales de combustible obtenidas por la anticipación del equipo de carga máxima, el Costo Marginal de Capacidad (CMC) puede expresarse como sigue:

$$CMC = (CANT - FEC) / ((1 - FOR) * (1 - FLS))$$

donde FOR es la tasa de salida forzada y FLS la tasa de pérdida que toma en cuenta el calor, el autoconsumo y las pérdidas de transmisión.

Para el sistema de Guatemala, el CMC resultó ser US\$40/kw, repartido en base a la distribución observada del racionamiento en cada uno de los períodos horario-estacionales (73% en los períodos pico de la estación seca y 27% en los períodos pico de la estación húmeda; ningún racionamiento en los períodos fuera de pico), como se indica a continuación:

Costos Marginales de Capacidad	US\$/kw
Pico, estación seca	29
Pico, estación húmeda	11

6. ASPECTOS CONTRACTUALES Y LEGALES

El papel de los contratos de cogeneración es proporcionar a cada parte las garantías necesarias para vender y comprar la energía eléctrica para compartir los riesgos y beneficios de manera equitativa. Los riesgos específicos son para el vendedor:

- a. El riesgo de vender, debido a la existencia de solamente un comprador.
- b. El riesgo de pago, relacionado con pagos morosos o incumplimiento de pago.
- c. Los riesgos políticos y reguladores, que se vuelven más graves en los países en desarrollo por la falta de organismos reguladores independientes.

Los principales riesgos para el comprador incluyen:

- a. El riesgo de comprar, es decir que puede ser que la energía y/o capacidad contratada no esté disponible cuando el comprador la necesita.
- b. El riesgo de servicio: los cogeneradores carecen de experiencia en la generación de electricidad y la calidad del servicio que suministran puede estar por debajo de las normas requeridas por el comprador.
- c. El riesgo de precio: al negociar una tarifa, el comprador se sujeta a condiciones económicas cambiantes que pueden afectar sus costos marginales, de tal forma que pueda terminar pagando mucho más por la energía y/o capacidad adquirida de los cogeneradores que la generada por sus propios recursos.

Los consultores sugirieron modelos de contrato que permiten equilibrar esos riesgos entre los compradores y los vendedores. Se subrayó que no se puede cubrir o

reducir todos los riesgos con un contrato pero que se puede hacerlos aceptables con una estructura apropiada de tarifas.

Los consultores proporcionaron recomendaciones adicionales con respecto a las disposiciones generales sobre los siguientes aspectos:

- a. El contrato inicial debe ser bastante sencillo, tal vez en forma de un Memorandum de Entendimiento, con la inclusión de puntos para equilibrar los riesgos.
- b. Plazos contractuales: se sugirió un plazo inicial mínimo de diez años, con una posible renovación cada dos a cinco años.
- c. Se recomienda fijar los precios en base a los costos marginales, ajustados periódicamente para reflejar los cambios en los datos de insumo. Para el contrato inicial se recomendó no incluir pagos por capacidad, hasta que los cogeneradores adquieran suficiente experiencia y las empresas públicas que compran su electricidad tengan suficiente confianza en ellos.
- d. Responsabilidad tanto de los compradores como de los vendedores con respecto a aspectos técnicos tales como niveles de voltaje, comunicaciones, estabilidad, etc.
- e. Frecuencia y forma de los pagos.
- f. Multas cobradas por no cumplir con las obligaciones contractuales y formas de arreglar divergencias. Se recomendó la utilización de un proceso de arbitraje para ese propósito por un comité especial establecido para tal fin.

7. CONCLUSIONES

El establecimiento del Comité Ejecutivo, así como el trabajo dentro del Comité, era esencial para el éxito del proyecto de cogeneración. Aunque esta forma de implemen-

tación requiere un esfuerzo adicional, en contraste con la forma usual de consultoría, los resultados obtenidos por el proyecto fueron mucho mejores que lo previsto, permitiendo así una más completa apreciación del potencial de cogeneración y de las reformas institucionales necesarias para aprovecharlo plenamente por parte del Gobierno, las empresas públicas y el sector privado.

Se pueden sacar las siguientes conclusiones del presente estudio:

- a. Existe un considerable potencial para la cogeneración en Guatemala que, si se desarrolla, podría suministrar un porcentaje significativo de los requerimientos de energía eléctrica del país.
- b. La mejor forma de aprovechar la cogeneración es mediante la participación del sector privado.
- c. El enfoque participativo utilizado en este proyecto resultó efectivo, ya que facilitó las negociaciones contractuales de cogeneración y estimuló al sector privado a aceptar la cogeneración como una nueva actividad productiva importante y a las empresas públicas para que la vean como un recurso que se debe incluir en los planes de expansión.
- d. La necesidad de reformas institucionales apropiadas (por ejemplo, la necesidad de establecer un organismo regulador independiente) fue reconocida por todas las partes integrantes del Comité Ejecutivo, incluyendo al Gobierno Nacional, y se procedió a ejecutar esas reformas.
- e. Se apreció mejor la naturaleza de los riesgos incurridos tanto por los compradores como por los vendedores, así como los medios para eliminar, reducir o compensarlos en los contratos, con el fin de lograr un adecuado equilibrio entre los riesgos y los beneficios.

Private Participation in the Power Subsector of Latin American Countries: A Case Study in Guatemala*

*Rafael Campo, Jorge Manrique,
Carlos Mansilla y María Richter*

1. INTRODUCTION

For less developed countries (LDCs), electric energy is an important factor for their economic development. Most of these countries, however, are facing financial and organizational problems that make it difficult for them to build new generation capacity. Moreover, they have to make tough choices as to the allocation of scarce resources to meet either pressing social needs or the requirements of the electric power subsector.

Under these circumstances, private sector participation appears as an attractive option that provides the necessary funds, without diverting resources badly needed in other socioeconomic areas. Further advantages derive from shorter lead times needed to put new capacity on line (two to three years), due to the nature of the technology involved (usually cogeneration and small hydro projects) and from faster decision-making associated with the private sector.

In this article, we describe a recent successful experience in Guatemala involving the sale of

power generation based on sugarcane bagasse to the national electric grid. Emphasis is laid on aspects of implementation that we feel made substantial contributions to the project's success.

2. THE GUATEMALAN POWER SUBSECTOR

Guatemala has an abundance of natural energy resources, including hydroelectric, geothermal, and biogas. There are some proven reserves of oil and natural gas. The country, however, is a net oil importer.

The Guatemalan power subsector is made up of the following institutions:

a. The National Electrification Institute (Instituto Nacional de Electrificación - INDE), the state-owned national utility, in charge of power generation, transmission, and distribution in all but three of the most densely populated provinces. INDE generates about 95% of the national total and distributes close to 17% of overall consumption. Of INDE's installed

capacity of 694 MW, 488 MW are hydro and the rest (206 MW) are thermal. INDE coordinates with the Ministry of Energy and Mines (Ministerio de Energía y Minas - MEM) the establishment of electricity tariffs.

b. The Electric Energy Utility of Guatemala (Empresa de Energía Eléctrica de Guatemala - EEGSA) was a privately owned utility until 1972, at which time 92.5% of its stock was acquired by the Government and transferred to INDE. EEGSA, however, still operates as a private company, being predominantly a distribution utility (its sales account for 80% of the national total), with 95 MW of installed thermal generation. Its clients are concentrated in the most developed areas of the country.

c. Municipalities and investor-owned utilities, of small size and some generation capacity, which mostly buy from INDE.

MEM plays an important mediating role between the utilities. In the previous administration, under

* The success of this project required the cooperation of the executive and technical personnel of all parties involved. The authors would like to especially thank L. Ortiz of the MEM, G. Obiols and F. Oroxom of INDE, R. Santizo and E. Barrientos of EEGSA, L. Cáceres of the Sugarcane Growers, and R. Figueroa of the USAID mission in Guatemala for their valuable contributions.

which this project was implemented, the Minister was also the Executive President of INDE and President of the Board of Directors of EEGSA. At present, however, there does not exist an independent regulatory body with the authority to settle differences between the utilities and independent producers.

Out of an estimated total generation of 2384 GWh in 1990, about 95% is hydro, with close to 65% coming from a single project, Chixoy, with an annual regulation. The other hydro projects mainly have daily regulation. There are two very well-defined seasons: the dry season, from November to May and the rainy season, that includes the rest of the year. Thermal generation is based on imported oil.

3. PROJECT FORMULATION

Private sector participation in electric generation is not new, even for less developed countries. Cogeneration (simultaneous production of steam and electricity in industrial processes) took off in the U.S. with the implementation of the Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) in 1978, which promoted private sector involvement in power generation. Cogeneration benefits became widely appreciated and many countries followed the American lead.

Guidelines for the Guatemalan National Energy Plan were formulated at the beginning of 1986 and specifically included cogeneration by the private sector as an alternative to be studied and promoted. A law was approved on January 8 of the same year allowing and providing legal and economic incentives for generation based on new and renewable resources. Later on, INDE, MEM and the Inter-American Development

Guidelines for the Guatemalan National Energy Plan were formulated at the beginning of 1986 and specifically included cogeneration by the private sector as an alternative to be studied and promoted

Bank (IDB) consultants identified the sugarcane industry and small hydro projects as the main candidates for private sector participation and made preliminary estimates of the potential of both resources. According to these studies, the sugarcane industry can install between 15 and 20 MW and generate between 43 and 57 GWh per year, with small investments and in a short period of time. With further investments (some US\$58 million), 78 MW could be installed and 225 GWh could be generated in about four years. Long-term potential for this type of cogeneration was estimated at 136 MW.

In 1989, the MEM requested technical support from the United States Agency for International Development (USAID), and several meetings took place in which it was agreed to perform technical studies to formally include private sector involvement in the electric industry,

with the following concrete objectives:

- a. To develop a methodology for determining appropriate sale prices for electricity produced by cogenerators, so as to maximize benefits for society as a whole.
- b. To produce general guidelines for setting up contracts between private producers and electric utilities.
- c. To train local utility personnel.

4. PROJECT METHODOLOGY

To achieve the objectives laid out in the previous section, it was decided to base prices for the buying and selling of electricity on short-run marginal costs, determined on the basis of the existing expansion plan for the National Interconnected System (SNI). In cooperation with INDE, EEGSA and MEM, the consultants carefully reviewed the data and models used to produce the expansion plan. An appropriate computer program was then selected for marginal cost analysis, and costs were estimated. Finally, the language and the content of the contracts for the sale of energy and/or power were suggested, on the basis of experiences in other countries, especially in the United States. Training for utility and private sector personnel was provided along the way.

The project's implementation was supervised by an Executive Committee that included representatives of MEM, USAID, INDE, EEGSA, the sugar industry, and the consultants. Decisions were discussed and made by the Executive Committee. The team of consultants was always available to all parties and was perceived by them as independent, neutral, and technically competent. This was essential for the pro-

ject's success. This set-up allowed interested parties to gain a more concrete and realistic understanding of cogeneration and private involvement in the power subsector. The public sector started viewing cogeneration as an important resource to be considered in its expansion plans, and the private sector began to accept it as a new productive activity, instead of just an addition to existing processes.

The participative approach that was used included discussion and approval by the Executive Committee of data needed for marginal cost analysis. Agreement was then obtained on the methodology for determining marginal costs. It was emphasized that marginal costs are only a guideline to be used in contractual negotiations and that risks for both sellers and buyers had to be balanced and reflected in the tariffs. Success of cogeneration in developing countries largely depends on the existence of an appropriate institutional framework and consensus on the methodologies and results of the planning process by all interested parties. This was accomplished in Guatemala by ensuring the involvement of representatives of government, utilities, and the private sector in all project phases and decision making, through the Executive Committee.

This project is best understood in terms of the Appreciation-Influence-Control (AIC) framework, introduced and used extensively by William E. Smith of Organization for Development - An International Institution (ODII), based in Washington, D.C. A brief introduction to Smith's ideas is provided below.

A project can usually be divided into three phases. In the first, the "appreciation" phase, a common base for understanding the project's realities and possibilities is established

among all parties involved. In the second "influence" phase, the guidelines produced by the first phase are adopted by a relatively small group of people, who represent the interests of all the stakeholders and act as intermediaries between the group as a whole and each stakeholder. Only the third "control" phase deals specifically with technical work and implementation.

In Guatemala, the "appreciation" phase took place during project formulation. The group that conducted the "influence" phase was the Executive Committee.

The "control" phase was largely executed by the consultants and the planning staff at INDE. This phase involved continuous dialogue with the Executive Committee: initially, the data needed for marginal cost analysis were discussed and approved by representatives of the interested parties on the Committee. Agreement was then obtained on the methodology for determining marginal costs. It is important to point out that most recommendations and conclusions came from within the Executive Committee. This was essential for the project's success.

The importance of the "influence" phase cannot be overemphasized, particularly for "influence" cultures, like the Latin American. Asian cultures, however, are predominantly "appreciative", and Nordic cultures mainly focus on "control". As noted by Smith, most projects fail because managers are too quick to jump from a partial understanding of the issues (incomplete appreciation) to the implementation of decisions (control), disregarding the middle ground that ensures support and commitment from people with the power to affect results. Bookshelves at utilities and ministries are littered with reports that are generally technically sound but

totally ignored by the people who are expected to benefit from them, due to the failure of their authors to give proper importance to the "influence" phase.

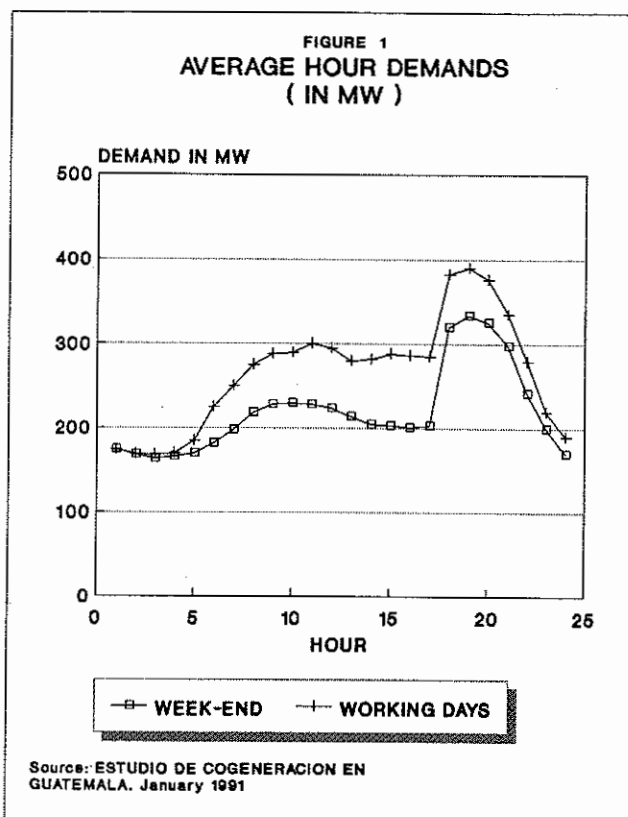
5. DETERMINATION OF MARGINAL COSTS

In this section, we briefly explain the procedure used to determine short-run marginal energy and capacity costs, to be used in contractual negotiations between the utilities and private generators. Using marginal costs, hourly-seasonal tariffs can be calculated according to the season (dry or rainy) and the period of the day (peak or off-peak).

5.1 Generation Marginal Costs

An analysis of the Guatemalan load curve reveals the existence of a fairly pronounced four-hour daily peak between 18:00 and 21:00 (Figure 1). As expected, loads on weekends and holidays are lower than on regular weekdays. There is no other pronounced seasonality in the demand. There is, however, a strong seasonality in hydro generation, depending on whether you are in the dry or in the rainy season. All of this points towards the existence of four hourly-seasonal periods for marginal costs, depending on the season and on whether the hourly period is peak (regular weekday from 18:00 to 21:00) or off-peak (all other hours). A tariff structure based on these marginal costs will send appropriate signals to both consumers and cogenerators.

The presence of a large hydroelectric project in the Guatemalan system (Chixoy), with annual regulation, suggests the need to utilize an optimal dispatch algorithm (most likely based

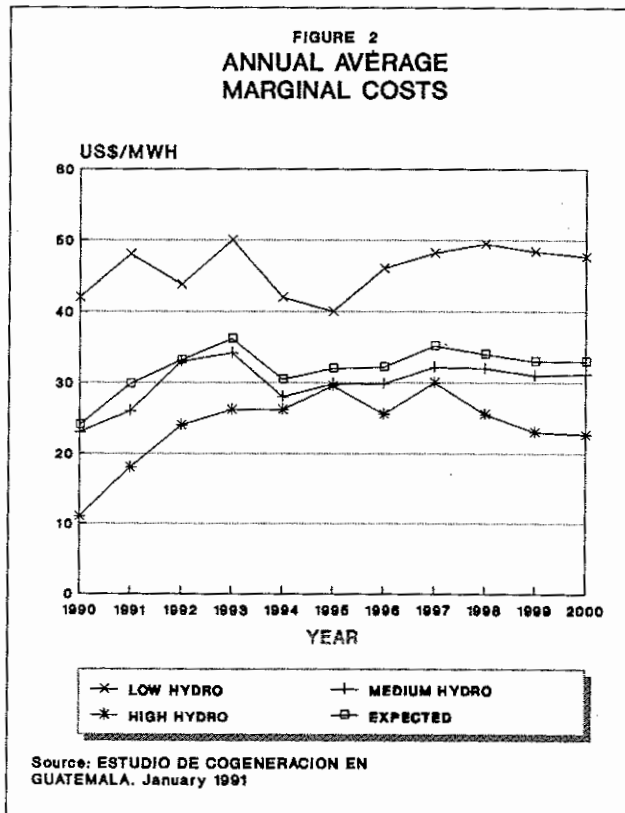


on stochastic dynamic programming), to determine optimal release policies and the value of water as a function of reservoir contents. A model that simulates hydro inflows can then be used to determine averages for each period of the planning horizon. Marginal costs for each segment of the load duration curve can thus be obtained from these results.

For this study, however, such a dispatch algorithm was not available and, due to time and budget constraints, it was not possible to develop or adapt a suitable one. Due to the tight supply situation in Guatemala, however, it was evident that the optimal policy was for Chixoy to produce the maximum energy, in keeping with its physical and electric constraints, with the reservoir starting full at the beginning of the dry season and attaining its lowest level at the beginning of the rainy season (first ten days

of June). Furthermore, due to the relatively small size of Chixoy's reservoir, compared to its inflows, the best policy during the rainy season is to generate as much as possible (during all the years of Chixoy's operation, spilling has been present). During the dry months, an optimal policy will generate close to the same amount all months (there is no seasonality in the demand), so that the reservoir will be near empty at the end of the dry season. Using these guidelines, it was possible to simulate Chixoy's operation under several hydrologies (100 were used, both historical and synthetic) and to obtain hydro generation values roughly corresponding to high, medium, and low inflows, with known probabilities of occurrence. Generation of run-of-the-river hydro projects was obtained for the same inflows.

A model that simulates hydro inflows can then be used to determine averages for each period of the planning horizon



Once the hydro generation is found, thermal generation and rationing costs determine marginal costs. A computer program with good modeling of commitment and dispatch is well suited for this purpose. The Load Management Strategy Testing Model (LMSTM) was chosen for this reason, since it permits a high level of detail and accuracy in marginal cost calculations. First, LMSTM dispatches hydro generation to levelize the load (peak-shaving). Then, thermal generation is optimally committed and dispatched, simulating a wide variety of outage conditions. Marginal costs for each hour correspond to the incremental cost of the last, most expensive segment of the last unit dispatched for the hour (units are dispatched by order of merit). Rationing is represented as a thermal unit with a high incremental cost.

Average short-run marginal costs were obtained for each year from 1990 until 2000, for bimonthly periods of each of these years and for the peak and off-peak (weekday and weekend) hours of the bimonthly periods. Figure 2 provides yearly marginal costs under each of the three hydrological conditions and average marginal costs. The importance of hydro generation for determining marginal costs in the Guatemalan system should be emphasized.

Figure 2 indicates that marginal costs increase after 1990, due to increases in demand, until 1993, at which time 59 MW are added to the system. They remain fairly stable between 1994 and 1996, indicating that a balance between supply and demand has been achieved, start increasing again after 1996, reaching a peak in 1997, and finally decrease to

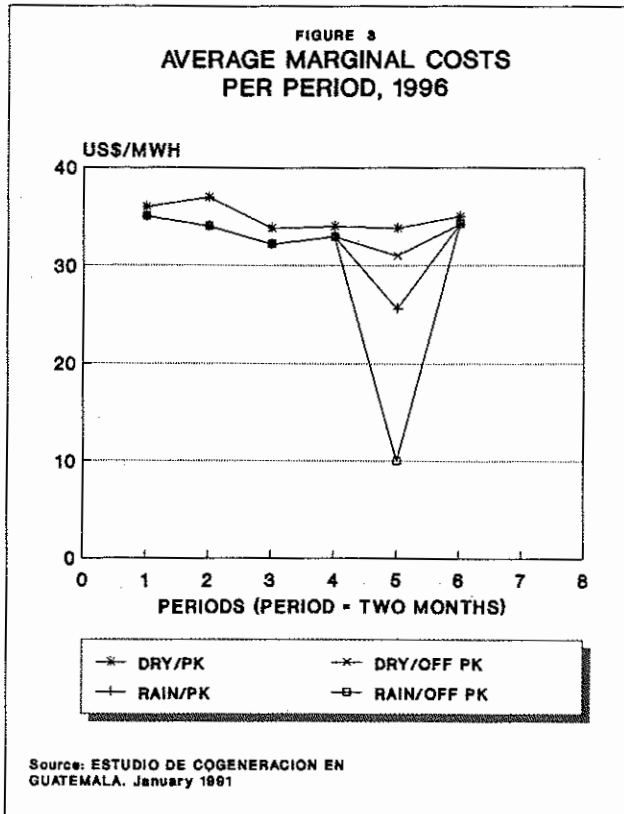
about US\$30/MWh around the year 2000. The year 1996 was chosen for the marginal cost analysis, since it is a period of supply-demand balance and therefore can be assumed to correspond to an optimal level of generation capacity. Figure 2 indicates a "base-case" value of input variables, with an assumed value of US\$18 per barrel of oil.

A sensitivity analysis was conducted for forced outage rates, maintenance scenarios, fuel costs, spinning reserves, and rationing costs. It was determined that only fuel and rationing costs exerted substantial impacts on marginal costs. Rationing costs were assumed to be US\$150/MWh, in accordance with studies recently conducted in Colombia and Brazil, when rationing is less than 2%, which is certainly the case in Guatemala.

It was noticed that, if the price of oil increased from US\$18 to US\$25 per barrel, the average marginal cost in 1996 would rise from US\$32 to US\$52/MWh. Figure 3 provides, for the base case, marginal costs for peak and off-peak hours and dry and rainy seasons for bimonthly periods of 1996. In view of these values, the following is an appropriate structure for marginal costs of energy in terms of US\$/MWh:

Period	Season	
	Dry	Rainy
Peak	36	33
Off-peak	32	26

It should be observed that, since generation based on sugarcane bagasse takes place during the harvesting season and therefore coincides with the dry period from December to April, a welcome diversity with hydro generation is introduced.



5.2 Capacity Marginal Costs

Capacity marginal costs were calculated using the anticipation costs of the peaking unit, a gas turbine in Guatemala, minus fuel economies obtained as a result of its introduction into the generation mix. For a given year the anticipation cost (CANT) may be obtained as follows:

$$\text{CANT} = (\text{rec} + \text{om}) * \text{INV}$$

where INV is the annual unit investment (US\$/kw), including the interests during construction; "om" corresponds to fixed annual operation and maintenance costs; and "rec" to the capital recovery factor:

$$\text{rec} = (a * (1 + a)^n) / ((1 + a)^n - 1)$$

where "a" is the discount rate and "n" the unit life.

If FEC are the annual fuel economies obtained by the anticipation of the peaking equipment, the capacity marginal cost (CMC) can be expressed as follows:

$$\text{CMC} = (\text{CANT} - \text{FEC}) / ((1 - \text{FOR}) * (1 - \text{FLS}))$$

FOR being the forced outage rate and FLS a loss rate that takes into account heat, self-consumption, and transmission losses.

For the Guatemalan system, CMC turned out to be US\$40/kw, which were distributed on the basis of observed distribution of rationing in each of the hourly-seasonal periods (73% in peak periods of the dry season and 27% in peak periods of the rainy season, but no rationing in off-peak periods), as follows:

Capacity Marginal Costs

	US\$/kw
Peak, dry season	29
Peak, rainy season	11

6. CONTRACTUAL AND LEGAL ASPECTS

The role of cogeneration contracts is to provide each party with the necessary guarantees to sell and buy power, in order to share risks and benefits in an equitable manner. The specific risks for the seller include:

- a. Selling risk, due to the existence of essentially one single buyer.
- b. Payment risk, stemming from nonpayment or arrears.
- c. Regulatory and political risks, aggravated in LDCs by the absence of independent regulatory agencies.

The main risks for the buyer

are:

- a. Buying risk: contracted energy and/or capacity might not be available when the buyer needs it.
- b. Service risk: cogenerators usually lack experience in power generation, and the quality of service that they provide might be below the standards needed by the buyer.
- c. Price risk: by negotiating a tariff, the buyer is subject to changing economic conditions that might affect his marginal costs, so that he might end up paying much more for energy and/or capacity acquired from cogenerators than for energy obtained from his own resources.

The consultants suggested contract models that allowed balancing these risks between buyers and sellers. It was emphasized that not all risks can be covered or reduced by a contract but that they can be made

acceptable by an appropriate tariff structure.

Further advice was provided by the consultants regarding general provisions on the following aspects:

- a. The initial contract should be fairly simple, perhaps in the form of a "Memorandum of Understanding", including items for risk balancing.
- b. A minimum initial contract term of ten years was suggested, with possible renewal every two or five years.
- c. Prices should be set on the basis of marginal costs, adjusted periodically to reflect changes in the input data. It was recommended that the initial contract not include capacity payments, until cogenerators gain sufficient experience and the utilities purchasing their power develop greater trust in them.
- d. The responsibility of both buyers and sellers regarding technical aspects like voltage levels, communications, stability, etc., should be established.
- e. The frequency and form of payment should be determined.
- f. Fines for failure to fulfill contrac-

tual obligations should be included, and arbitration was recommended for settling disputes with an ad hoc committee especially set up for this purpose.

7. CONCLUSIONS

Setting up and working with the Executive Committee was fundamental for the success of the cogeneration project. Although this mode of implementation required additional efforts, compared to the usual way in which consulting is conducted, the results obtained by the project were much better than what had been anticipated, allowing for a more complete appreciation of the potential of cogeneration and of the institutional reforms needed to take full advantage of this potential, by the government, the utilities, and the private sector.

The following are some specific conclusions that can be drawn from this study:

- a. There is considerable potential for cogeneration in Guatemala that, if developed, could provide a significant percentage of the country's total power needs.

- b. The best way to take advantage of cogeneration is through private sector participation.
- c. The participative approach taken in this project proved to be effective in facilitating cogeneration contractual negotiations and in encouraging the private sector to accept cogeneration as an important new productive activity and the utilities to think of it as a resource to be included in its expansion plans.
- d. The need for appropriate institutional reforms (for example, the necessity of setting up an independent regulatory body) was recognized by all parties of the Executive Committee, including the National Government, and steps were taken to implement these reforms.
- e. A greater appreciation of the nature of the risks incurred by both buyers and sellers, as well as the means to eliminate, reduce, or compensate for them in the contracts so as to achieve a proper balance between risks and benefits, was achieved.