PN-HRI-015
71664

Report 91-08

Agencia de Los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
USAID/Guatemala
y
La Oficina de Energía del Departamento de Ciencia y Tecnología
AID/Washington, D.C.

Informe sobre el

Estudio para el Establecimiento de Una Metodología para el Cálculo de Costos Marginales de Generación Eléctrica y Lineamientos para Contratos con Cogeneradores en Guatemala

Preparado por

Winrock International Institute for Agricultural Development
y
T. Head, Inc.

BIOMASS ENERGY SYSTEMS AND TECHNOLOGY PROJECT
DHR-5737-A-00-9058-00

ABRIL DE 1991

RECONOCIMIENTO

Este estudio fue realizado por el equipo formado por los siguientes consultores, a través de contratos con Winrock International y T. Head, Inc.:

- Jorge E. Manrique, jefe del equipo de consultores, es especialista en el planeamiento de sistemas energticos. Para participar in este proyecto, el Sr. Manrique contó con una licencia especial de su trabajo como ingeniero en la compania Pacific Gas & Electric. El Sr. Manrique fue contratado por Winrock International para este estudio. En la actualidad se desempeña como consultor independiente en San Francisco, California, y se especializa en el área energética de América Latina.

- María C. Richter, especialista en contrataciones, es vicepresidenta del Departamento de Finanzas Corporativas de Prudential Power Funding Associates, de Newark, New Jersey. Esta compania es subsidiaria de The Prudential Insurance Company of America. María C. Richter se especializa en inversiones en la industria energética independiente y fue contratada por T. Head, Inc., para este estudio.

- Rafael A. Campo, economista especializado en el sector enérgetico de América Latina, fue contratado por T. Head, Inc., para este estudio. El Sr. Campo se desempeña como consultor independiente en Washington, D.C.

- Steve Bubb, analista de sistemas de energía eléctrica, fue contratado por T. Head, Inc., para este estudio. El Sr. Bubb es el presidente de Electric Power Software, Inc., de Minneapolis, Minnesota.

- Mangesh Hoskote, fue el coordinador del proyecto Private Sector Energy Development (PSED) de T. Head, Inc.

- Jim Wimberly, fue el coordinador del proyecto Biomass Energy Systems & Technology (BEST) de Winrock International.

Los consultores y contratantes desean dejar constancia de su reconocimiento a todas las instituciones, empresas y personas de Guatemala y a las instituciones internacionales que contribuyeron para que este estudio fuera posible.

Los valiosos aportes y la participación directa del Ministerio de Energía y Minas (MEM), el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA), la Asociación de Azucareros de Guatemala (ASAZGUA), así como el apoyo de USAID/Guatemala y la oficina de Energía del Departamento de Ciencia y Tecnología, fueron factor determinante para que nuestra tarea fuera cumplida.

El estudio se enriqueció con la participación de muchas personas cuya colaboración fue necesaria para la consecución de los objetivos. Ellos fueron:

EN EL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (MEM)

Ing. Raul Castañeda Illescas, Ministro de Energía y Minas.
Ing. Carlos Mansilla, Director de la Sección de Planificación Energética.
Ing. Luis Ortíz, Asistente de la Dirección de Planificación Energética.

EN EL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION (INDE)

Ing. Renato Fernández, Gerente del Departamento de Planificación.
Ing. Enrique Moller, Director de Planificación.
Ing. German Obiols, Jefe de la Unidad de Planificación.
Ing. Fernando Oroxom, Unidad de Planificación.
Ing. Sergio Walford, Unidad de Planificación.

EN LA EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA (EEGSA)

Sr. Rolando Barillas Rodríguez, Gerente General
Ing. Manuel Valdez, Subgerente General
Ing. Rodolfo Santizo, Gerente de Operaciones
Ing. Eduardo Barrientos, Gerente de Planificación
Ing. Francis Barillas Wilken, Gerente del Departamento Comercial
Ing. Victor Urrutia, Unidad de Planificación

EN EL SECTOR PRIVADO

Ing. Ricardo Cáceres, Gerente de Nuevos Proyectos/Ingenio Pantaleón
Lic. Rodolfo Díaz Bonatti, Representante Legal/Ingenio Santa Ana
Ing. Roberto Balsells, Consultor Independiente
Ing. German López, Consultor en Sistemas de Computación

EN USAID

Roberto Figueroa, USAID/Guatemala
Alberto Sabadell, Oficina de Energía, Departamento de Ciencia y Tecnología.
Ross Pumfrey, Oficina de Energía, Departamento de Ciencia y Tecnología.
Mario Funes, Regional Office for Central America and Panama.

CONTRATANTES

Frank Tugwell, Winrock International, Director, BEST Program
John Hammond, T. Head, Inc., Director, PSED Program

EN EL GRUPO DE CONSULTORES

Emma de Solis, Coordinadora de la Oficina del Proyecto
Marta Mena, Editora y Traductora
Katherine Vandow, Secretaria

CONTENIDO

I RESUMEN EJECUTIVO 7

ENGLISH EXECUTIVE SUMMARY 19

II INTRODUCCION GENERAL 29
1. Introducción 30
2. La Energía Eléctrica en Guatemala 34
3. Potencial para Cogeneración en Guatemala 39
4. Fundamentos de la Participación del Sector Privado 40
5. Antecedentes del Proyecto 43
6. Objetivos del Estudio 44
7. Metodologia 46

III COSTOS MARGINALES 49
1. Introducción 50
2. Costos Marginales de Generacion 50
3. Estructuras Tarifarias Basadas en Costos Marginales 65

IV CONTRATOS 69
1. Introducción 70
2. Balance de Riesgos 71
3. Disposiciones para los Contratos de Compra y Venta de Energía Eléctrica 75

V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 83
1. Conclusiones 84
2. Recomendaciones 87

V I ANEXOS 93
A. 1. Sistema de Potencia de Guatemala 95
A. 2. Datos Básicos 99
A. 3. Tarifación Basada en Costos Marginales 103
B. Modelos LMSTM y WASP 109
C. Ejemplo de Disposiciones en un Contratode Compra y Venta de Energía Eléctrica 111

PARTE I
RESUMEN EJECUTIVO

1. INTRODUCCION

El presente documento es el Informe sobre el estudio para el establecimiento de una metodología para el cálculo de costos marginales de generación eléctrica y lineamientos para contratos con cogeneradores en Guatemala. El estudio fue realizado por un grupo de consultores contratado por Winrock International, a través de su proyecto Biomass Energy Systems and Technology (BEST), y por T. Head, Inc. a través de su proyecto Private Sector Energy Development (PSED). El estudio contó con la financiación y coordinación de la mision de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional en Guatemala (USAID/Guatemala) y de la Oficina de Energía del Departamento de Ciencia y Tecnología de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional en Washington, D.C.

2. ASPECTOS GENERALES

2.1 La Situación de la Energía Eléctrica en los Países en Vía de Desarrollo

La energía eléctrica representa un importante factor de crecimiento económico para los países en vía de desarrollo. La mayoría de los países confrontan una alta tasa de crecimiento de la demanda de electricidad y dificultades cada vez mayores por parte de las empresas estatales para financiar nueva capacidad de generación.

La participación del sector privado en la generación de electricidad abre una nueva opción para financiar la electrificación, sin afectar negativamente los sistemas económico-sociales de los países en vía de desarrollo.

2.2 El País

Guatemala es un país predominantemente montañoso y cuenta con un clima variado pero jamás extremo en el que se marcan dos estaciones: la estación seca, que en Guatemala es llamada popularmente "verano", que transcurre de noviembre a abril, y la estación lluviosa, llamada "invierno", que transcurre de mayo a octubre.

Se calcula que para 1990 la población de Guatemala sobrepasará los 9 millones de habitantes. La tasa de crecimiento natural de la población es de 3.2%. El ingreso per cápita en 1986 fue de US$930 anuales y la esperanza de vida al nacer es de 64 años para 1990.[1]

2.3 La Energía Eléctrica en Guatemala

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Guatemala, incluye tres instituciones: el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) y las Empresas Eléctricas Municipales. El Sector Público Energético está bajo la jurisdicción del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Aunque todas las políticas energéticas y la ejecución del Plan Nacional Energético están a cargo del Ministerio de Energía y Minas (MEM), el INDE es la entidad encargada de la planificación del SNI y de establecer, de acuerdo con el ministerio, las políticas para el subsector eléctrico.

El sistema de generación eléctrica de Guatemala se caracteriza por ser predominantemente hidroeléctrico. Las plantas hidroeléctricas proveen 488 megavatios (mW) de toda la capacidad instalada de 788 mW, y de estos 488 mW, unos 300 mW dependen del proyecto hidroeléctrico Chixoy, puesto en operación en 1986.[2] Dadas las condiciones climatológicas del país, con prácticamente dos estaciones, una seca y otra lluviosa, durante los meses de la estación seca (de noviembre a abril) la baja hidrología obliga a requerir el apoyo de la generación térmica. Este impacto de las variaciones hidrológicas en el sistema eléctrico es determinante en la planificación que realiza el INDE.

El INDE ha realizado un análisis de mediano y largo plazo para el SNI, deduciendo que entre 1991 y 1996 dicho sistema deberá incrementar su capacidad instalada en 191 mW y 1033 gigavatios/hora (gWh) por año. A largo plazo, entre 1997 y 2000 se requerirá la adición de 229 mW y 967 gWh por año, con lo que se podría cubrir la demanda pronosticada cumpliendo con niveles de seguridad y de reserva aceptables.[3]

En vista de las circunstancias, el INDE se interesó en otras opciones para la generación de energía y/o potencia eléctrica. Estas opciones implican una decidida participación del sector privado en la generación de electricidad.

2.4 La Cogeneración

La participación del sector privado en la cogeneración de energía eléctrica tiene sólidos antecedentes y fundamentos políticos, económicos y legales en Guatemala. Entre estos últimos destaca la Ley de Fomento de Fuentes Nuevas y Renovables de Energía (Decreto Ley 20-86, 8 de enero 1986).

El Plan Nacional de Energía de Guatemala comenzó a formularse y a ejecutarse a principios de 1986. Las acciones del Plan incluyen - para el sub-sector eléctrico - la promoción de la cogeneración eléctrica por parte del sector privado en ingenios azucareros y en otros procesos productivos. En el Sub-sector de Fuentes Alternas se incluye el estudio integral de los subproductos de la caña de azúcar y otros residuos animales y vegetales.[4]

Desde 1986 el INDE inició estudios para determinar el potencial de cogeneración con que cuenta el país e identificó un gran potencial a partir del bagazo de caña de azúcar (uno de los subproductos de la gran industria azucarera del país). Como se señaló en estudios realizados por consultores del Banco Interamericano de Desarrollo (BID),[5] los sectores con mayor potencial para cogeneración incluyen los molinos de caña (ingenios o trapiches) y otros sectores de la industria azucarera.

Durante 1989 se realizaron una serie de actividades con participación del MEM, el INDE y la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional con su Oficina Regional en Guatemala, USAID/ROCAP y la Oficina de Energía en el Departamento de Ciencia y Tecnología. Los participantes concluyeron en la necesidad

de establecer correctamente los costos marginales y el desarrollo de disposiciones para los contratos de generación.

De esa forma se planteó la cooperación de USAID y se determinaron los términos de referencia del Estudio cuyo Informe final presentamos.

3. OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Los objetivos del estudio fueron:

1o. Desarrollar un marco de trabajo que permitiera determinar los precios de la transferencia de electricidad desde los cogeneradores hacia la empresas eléctricas.

2o. Desarrollar una metodología para la fijación de precios a la energía eléctrica que sean los adecuados para maximizar los beneficios económicos netos del consumo de electricidad para la sociedad.

3o. Sugerir orientaciones generales para los contratos de compra y venta de potencia y/o energía entre productores privados y empresas eléctricas.

Para cumplir estos objetivos se establecieron tres tareas:

a) La aplicación de la metodología para la determinación de los costos marginales de generación

b) El adiestramiento necesario para la aplicación de la metodología

c) La sugerencia de lineamientos generales para los contratos de compra y venta de energía y/o potencia entre las empresas eléctricas y los cogeneradores privados en Guatemala

4. METODOLOGIA

La metodología puso enfásis en la utilidad operativa y práctica de los resultados del estudio para su aplicación en contratos de cogeneración.

La metodología para fijar los costos marginales a corto plazo (CMCP) tomó como referencia el Plan de Expansión para el Sistema Nacional Interconectado (SNI). En cooperación con el INDE y la EEGSA, el grupo de consultores revisó los datos usados para la planificación de expansión del SNI a costo mínimo y estableció cuales son los datos necesarios para el cálculo de los costos marginales a corto plazo.

Además, siempre de acuerdo a los términos de referencia, se seleccionó un modelo de simulación computarizado para producir los resultados requeridos. Dicho modelo debía ser compatible con el equipo disponible y con los modelos de planificación que ya existen en INDE y en EEGSA y que son apropiados para las condiciones existentes en el SNI.

Dado que el establecimiento de los costos de transferencia depende de la habilidad del personal local para realizar las revisiones periódicas tanto a los costos

marginales como a la tabulación de los costos de potencia y energía, se previó un proceso de adiestramiento para el personal local.

Finalmente se hiaeron recomendaciones con respecto al lenguaje, a las disposiciones y a las cláusulas que podrían incluirse en los contratos. La adecuación de los términos contractuales a la situación específica de Guatemala se logró por medio de la discusión de dichos lineamientos con los propios involucrados (INDE, EEGSA, sector privado).

El éxito del desarrollo de la industria de cogeneración en Guatemala depende en gran medida de que pueda establecerse un marco de trabajo institucional y un proceso de planeamiento en el cual puedan confiar todas las entidades involucradas, tanto públicas como privadas. El establecimiento de dicha estructura institucional y de dicho proceso requirieron una metodología participativa en la cual todas las partes interesadas se involucraron en todos los aspectos y en la toma de decisiones de consecuencia para el proyecto a través del estudio. Esto se logró a través del Comité Ejecutivo de Cogeneración.

5. COSTOS MARGINALES

En este estudio, los costos marginales se calcularon con base en el plan de expansión adoptado por INDE. El modelo utilizado para determinar el Plan de Expansión fue el modelo WASP (Wien Automatic System Planning Package). Para el cálculo de los costos marginales se usó el modelo LMSTM (Load Management Strategy Testing Model) y se tuvieron en cuenta los valores de energía y potencia correspondientes a las tres hidrologías (alta, media y baja) tanto para plantas filo de agua como de regulación. Los datos de entrada para ambos programas se hicieron consistentes.

Con base en los resultados obtenidos, se sugiere el establecimiento de tarifas horario-estacionales de acuerdo a la estación (seca o lluviosa) y al período del día (pico o fuera-de-pico). Se incluyen también los costos marginales de potencia distribuídos según el período horario-estacional.

En vista de que el sistema de potencia de Guatemala es predominantemente hidráulico (tan sólo Chixoy aporta el 65% de la energía total del país), se obtuvo del Plan de Expansión la disponibilidad de proyectos hidroeléctricos. El cálculo de la disponibilidad de energía hidroeléctrica se hizo en base a las series hidrológicas históricas y sintéticas de aportes de las plantas y simulaciones de generación del embalse de Chixoy, utilizando curvas guía que - a nivel anual - producen valores razonables.

La estacionalidad de la oferta, definida por el carácter binario del clima de Guatemala en dos estaciones, la seca y la lluviosa, tiene el efecto esperado sobre los costos marginales. Estos resultan mayores en la estación seca y menores en la estación lluviosa. Por otra parte, el comportamiento de la demanda histórica es relativamente estable a nivel estacional y presenta variaciones importantes a nivel horario-diario con un pico pronunciado en los días entre semana y de las 19 a las 21 horas.

La importancia de la energía hidroeléctrica se puede apreciar en el efecto que tiene sobre los costos marginales, los cuales llegan a un promedio anual de US$20 por megavatio/hora (mWh) en la época lluviosa de años con precipitación alta y adquieren un promedio de US$41/mWh con baja precipitación pluvial. La participación de la energía hidroeléctrica amortigua el impacto del incremento en el precio del combustible sobre los costos de operación del sistema.

En las proyecciones, los costos marginales promedio de energía (CMPE) anuales se incrementan de US$25/mWh a US$37/mWh entre 1990 y 1993 a medida que la demanda sube y se reduce la reserva de capacidad en el sistema. Estos costos bajan en 1994 a US$31/mWh como resultado de la nueva capacidad instalada en el sistema ese año. Este proceso es consistente con la teoría y la experiencia que se tiene en materia de costos marginales. En caso de retrasarse la entrega en las unidades generadoras programadas para 1994, los costos marginales continuarían subiendo.

Los costos marginales para el caso base fueron evaluados usando el costo del combustible vigente para las empresas generadoras fijado por el Gobierno. Dichos precios son similares al costo cuando el precio internacional del barril de crudo es de US$18. Teniendo en cuenta los cambios bruscos que sufre actualmente el precio del combustible, le corresponde al Ministerio de Energía y Minas establecer los precios que se fijarán para uso del INDE y otras entidades que consumen este tipo de combustibles. Después de la hidrología, el costo del combustible es la variable que más incide sobre los costos marginales. Así, cuando el precio del barril de petróleo aumenta de US$18 a US$25 resulta un incremento de US$32 /mWh a US$52/mWh en los costos marginales promedio del período 1990-2000.

En la parte dedicada a costos marginales se incluyen también el análisis de racionamiento, los costos marginales de potencia y el análisis de sensibilidad.

6. CONTRATOS

6.1 Introducción

En esta parte del informe se expone la manera en que se podrían estructurar los contratos de compra y venta de electricidad. Los lineamientos generales que se presentan están orientados en base a los contratos de este tipo que se han desarrollado en los Estados Unidos de América a partir de 1978, cuando el Congreso de ese país puso en vigor la Ley para Regulación de Empresas Eléctricas (Public Utility Regulatory Power Act, PURPA). En base a esta ley se han ido desarrollando durante los últimos 12 años contratos de compra y venta de energía y potencia eléctrica los cuales han hecho necesario definir nuevos riesgos según se han ido identificando.

6.2 Balance de Riesgos

Los modelos de contratos sugeridos por el grupo de consultores, usan un lenguaje que permite equilibrar los riesgos de ambas partes. Los riesgos que se tratan son:

a) Riesgos del vendedor

- riesgos de venta
- riesgos de pago
- riesgos regulatorios y políticos

b) Riesgos del comprador

- riesgos de compra
- riesgos de servicio
- riesgos de precio

En este balance de riesgos se han enfocado los riesgos principales que ambas partes deben evaluar al negociar el contrato de compra y venta de energía y/o potencia, especialmente al negociar la tarifa de precios. No todos los riesgos pueden cubrirse o disminuirse mediante disposiciones y cláusulas contractuales, pero podrían ser aceptables siempre y cuando el precio que se establezca compense los riesgos que una u otra parte no pueden dejar de correr.

6.3 Disposiciones para los Contratos de Compra y Venta de Electricidad

Las disposiciones generales que deberían incluirse en los contratos son: plazo del contrato, frecuencia y forma de los pagos, pagos por energía, pagos por potencia eléctrica, pruebas de disponibilidad de la energía y/o potencia y multas que se imponen por falta o falla de ésta, disputas y forma de dirimirlas e incumplimientos y manera de penalizarlos.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es importante hacer notar que muchas de las conclusiones y recomendaciones surgieron de las discusiones de grupo del Comité Ejecutivo, el cual incluyó representantes del sector público energético (MEM, INDE y EEGSA), y del sector privado (industrias azucareras).

7.1 Conclusiones

En general puede decirse que:

A) Existe un acuerdo en el sector energético de Guatemala en cuanto a la importancia de la participación del sector privado en la generación de electricidad a través de la cogeneración. El sector público ha principiado pues, a contar con la cogeneración entre los recursos eléctricos. El potencial para cogeneración y uso de recursos renovables en Guatemala es considerable y podría proveer un porcentaje significativo de la producción eléctrica total del país.

B) El proceso participativo - utilizado en este estudio -permitió a las entidades públicas y privadas nacionales involucradas en proyectos de generación de

energía, obtener una mejor comprensión del proceso de cogeneración y compartir sus puntos de vista, sus necesidades e intereses con mayor fluidez. Ha demostrado ser un procedimiento eficaz para viabilizar contratos de cogeneración.

C) Gracias a la participación conjunta del INDE y la EEGSA en el desarrollo de la metodología para el cálculo de los costos marginales, ambas instituciones comparten ahora una mejor comprensión del planeamiento de los sistemas eléctricos hidro-térmicos y del impacto que tiene la hidrogeneración en los costos de generación eléctrica en Guatemala.

D) La inclusión de la cogeneración dentro del sector eléctrico produciría necesariamente cambios traducibles en ajustes estructurales y funcionales en el sector eléctrico. La previsión de este hecho permitió iniciar algunas reflexiones en el seno del Comité Ejecutivo, acerca de los ajustes institucionales que facilitarán el desarrollo de la cogeneración en el país con sus consecuentes beneficios económico y social.

E) Se iniciaron las discusiones acerca de la necesidad de cambios estratégicos e institucionales para que se asignen las responsabilidades regulatorias a agencias gubernamentales distintas del propio Estado para operar las empresas eléctricas. Esto suministrará a las empresas eléctricas una meta clara y una visión empresarial que las aliente a proveer eficientemente sus servicios al consumidor.

7.2 Recomendaciones

7.2.1 Establecimiento de Costos Marginales

En la parte institucional, se recomienda que se establezca un proceso periódico de evaluación de costos marginales de energía y potencia para el SNI. Esta reevaluación periódica debería coincidir con el ciclo de planificación usado por el SNI. Los nuevos datos de costos marginales serían luego suministrados al sector privado para ser usados en la evaluación de proyectos de cogeneración.

En la parte técnica, se recomienda que la información sobre costos marginales obtenida en el presente estudio se use para afinar los resultados producidos por el modelo WASP al identificar el nuevo plan de expansión con costo mínimo. Este proceso ya ha sido iniciado por personal del sector de planificación del INDE.

También se recomienda que se evalúe la posibilidad de variar la operación del sistema hidroeléctrico para proveer más potencia y/o energía en períodos secos.

7.2.2 Orientaciones Generales para Contratos

Se recomienda que los contratos iniciales sean simples y tengan la forma y el valor de un contrato/Memorándum de Entendimiento, pero que incluyan las disposiciones importantes para el balance de riesgos. Usando como referencia el

Memorándum de Entendimiento, se establezca también un contrato básico estandarizado para todas las transacciones de proyectos independientes de energía.

Los aspectos que deberán tratarse en los contratos son:

- Los precios de venta, los cuales deberán fijarse usando como referencia los costos marginales calculados según la metodología desarrollada en este estudio tienendo en cuenta las variables que inciden en dichos costos.
- El plazo del contrato, cuyo término inicial mínimo deberá ser de 10 años con una renovación posible en plazos de 2 a 5 años.
- La responsabilidad de ambas partes en cuanto a la interconexión, los medidores (contadores) de electricidad, el voltaje, la comunicación, la transmisión de energía eléctrica y cualquier otro aspecto de interés.
- El procedimiento para resolver disputas entre las partes utilizando arbitraje, para lo cual se recomienda que se establezca un comité ad hoc para resolver problemas, dirimir disputas o zanjar controversias en las interpretaciones del contrato.
- La disposición de los pagos por potencia, la cual debe ocurrir cuando las partes estén seguras de poder cumplir y/o estén en capacidad de aceptar multas o penalizaciones por fallas o incumplimientos.

7.2.3 Recomendaciones Generales para el Sector Público

En términos generales se hace ver que un programa de ajustes que fomente la participación del sector privado en la generación eléctrica debería proceder partiendo de nuevas políticas de energéticos para luego hacer los ajustes a la estructura institucional y finalmente establecer la capacitación técnica en un proceso racional y organizado.

Entre las recomendaciones a las políticas nacionales se hacen sugerencias en cuanto a la forma de aplicación del subsidio para lograr que éste cumpla su cometido pero a la vez fomente la eficiencia tanto para los que sirven como para los que consumen electricidad. Se hacen sugerencias para reforzar los criterios ecológicos de las políticas nacionales y para buscar la integración de un sistema eléctrico regional coordinado para la América Central.

En relación a las estructura institucional se recomienda una reestructuración institucional para responder a las nuevas condiciones tecnológicas, económicas y sociales. Concretamente, se recomienda que dicha reestructuración provea la facilitación de la participación del sector privado en la generación de electricidad, separe las funciones productoras de las reguladoras en el sector eléctrico y evalúe en general la estructura institucional en búsqueda de un modelo más eficiente.

En cuanto a la asesoría técnica, se recomienda que se provea al sector público de capacitación técnica para:

a) El estudio de los costos de transmisión y distribución. Para complementar el presente estudio y proveer a las empresas eléctricas de herramientas análiticas para optimizar la expansión de su sistema eléctrico.

b) La optimización del sistema hidrotérmico de Guatemala. Ya que la energía hidroeléctrica es el componente más grande del SNI y es el recurso energético mayor de Guatemala, el uso óptimo de este recurso tendría un efecto importante sobre la operación de todo el sistema.

c) El mejoramiento de la eficiencia de producción y transmisión de electricidad. Este programa identificaría áreas para el mejoramiento de la eficiencia de operación de plantas generadoras y todo el sistema eléctrico e incluiría aspectos técnicos de diseño, mantenimiento, operación y gerencia.

d) El manejo de la demanda. El objetivo es permitir que se posponga la construcción de nuevas plantas generadoras. Este manejo de la demanda requiere información sobre el consumo y el costo del servicio para cada tipo de consumidor. El modelo LMSTM suministra las herramientas necesarias para dicha planificación. Además se necesita la asesoría técnica y el apoyo financiero para las entidades planificadoras.

e) El levantamiento de mapas de áel reas con potencial hidroeléctrico. La ubicación de proyectos hidroeléctricos con mayor eficiencia de costo es de suma importancia para asegurar el Plan de Expansión a costo mínimo para la nación. Este estudio también proveería una evaluación de áreas institucionales y técnicas que necesitan ser tenidas en cuenta por la entidades públicas o privadas interesadas en el desarrollo de tales proyectos.

7.2.4 Recomendaciones Generales para el Sector Privado

Para sector privado se recomiendan asesorías técnica y financiera.

A. Asesoría Técnica

La asesoría técnica al sector privado permitiría la participación máxima de entidades con potencial para la cogeneración. Este programa incluiría información técnica sobre la operación de sistemas eléctricos, maquinaria para la cogeneración, formas de instalar equipos de cogeneración en sus sistemas de producción, asesoría en la evaluación de proyectos.

B. Asesoría Financiera

La información acerca de entidades nacionales y multinacionales que proveen financiamiento para proyectos de cogeneración contribuiría a promover una participación más completa del sector privado en esta nueva industria. Parte de la asesoría podría ser informar a las entidades financieras locales acerca de la naturaleza de la industria de cogeneración para que éstas puedan tomar decisiones mejor informadas acerca de las solicitudes de crédito que se les planteen con ese fin.

---

[1]Todos los datos demográficos son proyecciones realizadas por el Instituto Nacional de Estadística de Guatemala (INE). No hay datos censales directos recientes.

[2] Información proporcionada por el INDE.

[3]Información proporcionada por la Unidad de Planificación del Sector Eléctrico (UPSE) del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala.

[4] Ministerio de Energía y Minas de Guatemala. Publicaciones.

[5]BID & MEM. "Private Power Generation in Guatemala: Opportunities and Issues" ("La Generación Privada de Electricidad, sus oportunidades y productos"). Informe preparado por Jack J. Fritz, 1990.

ENGLISH EXECUTIVE SUMMARY

Previous Page Blank

1. INTRODUCTION

This is the final report of the study for the establishment of a method for calculating marginal costs of electrical generation and guidelines for contract preparation for cogeneration in Guatemala. The study was carried out by a group of consultants contracted by Winrock International under its Biomass Energy Systems and Technology (BEST) project and by T. Head, Inc., as part of the Private Sector Energy Development (PSED) program. The study was funded by and coordinated with the U. S. Agency for International Development Mission in Guatemala and the Office of Energy, Bureau for Science and Technology, U.S. Agency for International Development, Washington, D. C.

2. GENERAL ASPECTS

2.1 The Electric Energy Situation in Developing Countries

Electricity represents an important factor in economic growth in developing countries. The majority of countries are experiencing rapidly increasing demand for electricity while at the same time state electric utilities face growing difficulties in financing new generating capacity.

The participation of the private sector in the generation of electricity offers a new option for financing electrification without negative effects on the socio-economic systems of developing countries.

2.2 The Country

Guatemala is a predominantly mountainous country with a climate which is variable but never extreme. The dry season, popularly called "summer" in Guatemala, occurs from November to April, and the rainy season, called "winter," extends from May to October.

The population of Guatemala was expected to exceed 9 million inhabitants in 1990. The population growth rate is 3.2%. Mean annual income per capita was $930 in 1986, and life expectancy was 64 years in 1990.[1]

2.3 Electrical Energy in Guatemala

The national grid, Sistema Nacional Interconectado (SNI), of Guatemala includes three institutions: National Institute of Electrification (INDE), Electrical Power Company of Guatemala (EEGSA) and municipal power companies. The public energy sector is under the jurisdiction of the Ministry of Energy and Mines (MEM).

Although all energy policies and the implementation of the National Energy Plan are the responsibility of MEM, the National Institute of Electrification is the entity

responsible for planning the operations of the national power grid and establishing policies for the electricity subsector.

The electrical generation system of Guatemala is predominantly hydroelectric. The plants provide 488 megawatts (mW) of the total installed capacity of 788 mW, and 300 mW of the 488 are from the Chixoy hydroelectric project, which began operation in 1986.[2] Because of the relatively limited water supply during the dry season, from November to April, hydroelectric generation must be supplemented by thermal generation. This a major factor in INDE's planning.

INDE has prepared an analysis for the medium and long range operation of the national grid, calculating that between 1991 and 1996 the system should increase installed capacity by 191 mW and 1033 gigawatthours (gWh) per year. For the longer term, between 1997 and 2000, the system will require the addition of 229 mW and 967 gWh per year to satisfy predicted demand with safe levels of generation and acceptable reserves.[3]

In view of these circumstances, INDE is interested in other options for its supply of energy and capacity. These options require a major participation by the private sector in generating electricity.

2.4 Cogeneration

The participation of the private sector in the cogeneration of electrical energy has solid political, economic and legal foundations in Guatemala. Among them is the Law of Production of New and Renewable Sources of Energy (Decree Law 20-86, 8 January 1986).

The formulation and implementation of the Guatemalan National Energy Plan began in early 1986. The Plan is the framework for the development of the production, transformation, use and conservation of the country's energy. The provisions of the plan include--for the electrical subsector-- the promotion of electrical cogeneration by the private sector in sugar refineries and in other productive processes. The Alternate Sources sub-sector included the integral study of the byproducts of sugar cane and other animal and vegetable residues.[4]

Beginning in 1986, INDE carried out studies to determine the cogeneration potential of the country and identified a great potential for sugarcane bagasse (a byproduct of the large sugar industry in Guatemala). As is noted in studies carried out by consultants from the InterAmerican Development Bank (IDB),[5] the sectors with the largest potential for cogeneration include sugar mills and other segments of the sugar industry.

During 1989 a series of activities were carried out cooperatively by MEM, INDE, and USAID. The participants agreed upon the need for determining marginal costs and developing conditions for contracting for private cogeneration.

This formalized the cooperation of USAID and determined the terms of reference of the study reported here.

3. STUDY OBJECTIVES

The objectives of the study were:

1. Develop a study plan for determining the costs of transferring electricity from the cogeneration entities to the electric utilities.
2. Develop a methodology to establish electrical energy prices adequate to maximize net economic benefits of electrical consumption to society.
3. Recommend general provisions for power purchase contracts between private generators and electric utilities.

To achieve these objectives, three essential tasks were identified:

a. The application of a methodology to determine marginal costs of cogeneration

b. Training in the application of the methodology.

c. Recommendation of basic provisions for power purchase contracts between the electric utilities and private cogenerators in Guatemala

4. METHODOLOGY

The methodology puts emphasis on the operational and practical utility of the study results for application in cogeneration contracts. The methodology for determining short term marginal costs (CMCP) is based on the Expansion Plan for the SNI. In cooperation with INDE and EEGSA, the consultants reviewed the data used for SNI's minimum cost expansion plan and determined the data necessary to calculate short term marginal costs.

In addition, in accordance with the terms of reference, a computerized simulation model was selected to process the data and produce the required results. The model had to be compatible with available equipment and with the planning models currently used by INDE and EEGSA, which were also appropriate for SNI conditions. Since establishing transfer costs depends on the ability of local personnel to make periodic adjustments to marginal costs and to calculate the actual costs of energy and capacity, a training program was included for local personnel.

Finally, recommendations were made for language, general terms, and performance clauses to be included in the contracts. The adequacy of the contract terms for the specific conditions in Guatemala was determined by discussing the provisions with those actually involved (INDE, EEGSA, and members of the private sector).

The successful development of the cogeneration industry in Guatemala depends in large part on the establishment of a planning process which can be relied upon by all entities involved, public as well as private. The establishment of an institutional structure and process requires a participatory methodology in which all those concerned are involved in all aspects and the consequent decision making for the project throughout the study. This was ensured by the Executive Committee for Cogeneration.

5. MARGINAL COSTS

In this study, the marginal costs calculated were based on the expansion plan adopted by INDE. The Wien Automatic System Planning Package (WASP) model was used to determine the expansion plan and the Load Management Strategy Testing Model (LMSTM) was used for calculating marginal costs. The values of energy and capacity corresponding to three hydrologies (high, medium, and low) were considered both for run-of-the-stream water levels and for reservoir-controlled levels. The data entered was consistent for both programs.

Based on the results obtained, the recommendation was to establish rates related to time of day (during peak-demand or off-peak) and season (dry or rainy). Also included were marginal costs of power distribution according to the same time and seasonal variations.

Since the electrical power system of Guatemala is predominantly hydroelectric (Chixoy alone provides 65% of the total electricity used in the country), the Expansion Plan incorporated the availability of hydroelectric projects. The calculation of availability of hydroelectricity was based on historical and calculated hydrologic patterns from actual results and simulations of generation at the Chixoy reservoir, using model curves which --on an annual basis-- give reasonable values.

Seasonality of production, influenced by the marked difference in rainfall between the wet season and the dry, affected the marginal costs, as was to be expected, with costs higher in the dry season and lower during the rainy season. On the other hand, the historic behavior of demand is relatively stable at the seasonal level and presents important variations with hour of the day, with a pronounced peak from 19:00 to 21:00 hours on weekdays.

The importance of hydroelectric power can be appreciated by its effects on marginal costs. Average annual marginal cost is US$20 per megawatthour (mWh) in the rainy season and $41/mWh during the dry season. Hydroelectric energy absorbs the impact of price increases of fossil fuels on the operational costs of the system.

In the projections, average annual marginal cost of energy increases from $25/mWh to $37/mWh between 1990 and 1993, assuming increased demand and reduced reserve capacity in the system. These costs will drop to $31/mWh in 1994 as a result of the new capacity installed in the system in that year. This process is consistent with the theory and experience of marginal costs. If the programmed new generating capacity for 1994 is not provided, marginal costs will continue to rise.

The marginal costs for the base case were evaluated using the current fuel cost set by the government. Those prices are equivalent to a price of $18/barrel of crude oil. In view of the abrupt changes in actual crude oil prices, MEM set the prices to be used for planning by INDE and other entities. After hydrology, fuel cost is the variable which most affects marginal costs. For example, an increase in petroleum cost from $18/barrel to $25/barrel would result in an increase from $32/mWh to $52/mWh in average marginal costs during the period 1990 - 2000.

The section dedicated to marginal costs also includes analyses of electricity rationing, marginal costs of power potential, and sensitivity analyses.

6. CONTRACTS

6.1 Introduction

This part of the report explains how power purchase contracts for electricity can be structured. The general provisions presented are based on contracts of this type which have been developed in the United States since 1978, when Congress enacted the Public Utility Regulatory Power Act (PURPA). Based on this law, over the last 12 years, power purchase contracts have been developed for electrical power and have necessitated definition of new risks which have been identified.

6.2 Balance of Risks

The model contracts recommended by the consultant group are written to balance the risks for both parties. The risks treated are:

a) Seller risks

-- Selling risks

-- Paying risks

-- Regulatory and policy risks

b) Buyer risks

-- Buying risks

-- Service risks

-- Pricing risks

In this balancing of risks, focus has been on the principal risks which both parties should evaluate in negotiating a power purchase contract for electrical power, especially in negotiating a table of prices. Not all risks can be eliminated or minimized by contractual provisions and clauses, but they can be considered acceptable when the established price compensates for those risks which one party or the other cannot avoid.

6.3 Provisions for Power purchase Contracts of Electricity

The general provisions which should be included in the contracts are: 1) durations of contract, 2) frequency and form of payment, 3) payment for electricity and payment for capacity, 4) proofs of availability of electricity and/or capacity, and penalties for shortages, 5) manner of resolving differences, failures in compliance, and establishment of penalties.

7. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

It is important to note that many of the conclusions and recommendations arose during the discussions of the Executive Committee, which included representatives of

the public energy sector (MEM, INDE, and EEGSA) and of the private sector (sugar industry).

7.1 Conclusions

In general, it can be said:

A. There is agreement in the energy sector in Guatemala in regard to the importance of the participation of the private sector in the generation of electricity by means of cogeneration. The public sector has begun to count on cogeneration among the sources of electricity. The potential for cogeneration and use of renewable resources in Guatemala is considerable and can provide a significant percentage of total national electricity production.

B. The participatory process --used in this study-- permitted both public and private entities to obtain a better and quicker understanding by of the process of cogeneration, as well as the respective points of view, necessities, and interests. The process has been shown to be an efficient way to produce viable cogeneration contracts.

C. Thanks to the joint participation of INDE and EEGSA in the development of methods for calculating marginal costs, both institutions now have a better understanding of planning hydro-thermal electric systems, and of the impact hydro-generation has on the costs of electricity in Guatemala.

D. The inclusion of cogeneration within the electricity sector necessarily produces certain changes affecting structural and functional adjustments in the electricity sector. Acknowledgement of this fact permitted the Executive Committee to consider initial institutional adjustments which will facilitate the development of national cogeneration, with consequent economic and social benefits.

E. Discussions were begun on the necessity for strategic and institutional changes in order to assign regulatory responsibilities for electricity companies to government agencies which are separate from the State. This will give electric utilities both a clear goal and an entrepreneurial vision which will motivate them to provide more efficient services to the consumer.

7.2 Recommendations

7.2.1 Establishment of Marginal Costs

In the institutional areas, a periodic process of evaluation of marginal costs for electricity and capacity for the national grid was recommended. This periodic re-evaluation should coincide with the planning cycle used for SNI. The new marginal costs data will then be supplied to the private sector to be used in evaluating cogeneration projects.

In the technical area, it was recommended that the information on marginal costs obtained in the present study be used to refine the results produced by the WASP model to develop a new expansion plan with minimum cost. This process has been initiated by personnel of the INDE planning sector.

7.2.2 General Orientation of Contracts

It is recommended that initial contracts be simple, having the form and value of a Memorandum of Understanding, but including the important arrangements for balancing risks. It is also recommended that the Memorandum of Understanding format be used as a reference or a basic standardized contract for all independent energy project transactions.

In this sense, the aspects which should be treated in contracts are:

- Sales prices, which should be set using marginal costs as a reference, calculated according to the methodology developed in this study and considering the variables which affect those costs.
- Length of contract, which should be, initially, a minimum of 10 years, with extensions permitted for terms of 2 to 5 years.
- Responsibility of both parties for the interconnection, the meters, the voltage, the communication, the transmission of electricity, and any other related aspect.
- Procedure for resolving disputes i.e., arbitration. Establishing an ad hoc committee is recommended for resolving problems, disputes, and controversies in interpreting the contract.
- Payments for capacity should occur when compliance is assured and/or the parties have the ability to accept fines or penalties for shortages or non-compliance.

7.2.3 General Recommendations for the Public Sector

In general terms, it is noted that a new adjustment program to promote the participation of the private sector in electricity generation should follow a rational and organized process. This process would start with a new energy policy, continue with changes to the institutional structure, and finally establish the needed technical capabilities within the private sector.

Among the recommendations for national policies are suggestions regarding the procedures for applying for subsidies so that their objectives are met, while at the same time promoting efficiency in serving consumers of electricity. Strengthening the ecological criteria of national policies and seeking integration of Central America power grid are also recommended.

Modification of institutional structures is recommended to respond to new technological, economic, and social conditions. Specifically, re-structuring should facilitate participation of the private sector in electricity generation, separate the

functions of generation and regulation in the electricity sector, and in general evaluate the institutional structure for a more efficient model.

In regard to technical assistance, it is recommended that the public sector be provided with technical training for:

a) Studying Transmission and Distribution Costs. To complement the present study and provide electric companies with analytical tools for optimizing the expansion of the electricity system.

b) Optimizing the hydro-thermal system in Guatemala. Since hydroelectric energy is the largest component of the SNI and is the largest energy resource of Guatemala, the optimum use of this resource may have an important effect on operations of the whole system.

c) Improving the Efficiency of Production and Transmission of Electricity. This program will identify areas for the improvement of operating efficiencies of generator plants and the entire system, including technical aspects of design, maintenance, operation, and management.

d) Managing Demand. The objective is to permit postponing the construction of new generator plants. This demand management requires information on the consumption and cost of service for each type of consumer. The LMSTM model provides the tools necessary for such planning. In addition, technical assistance and financial support is needed for the planning entities.

e) Mapping Areas with Hydroelectric Potential. Locating hydroelectric projects for maximum cost efficiency is very important to assure minimum cost of the planned expansion. This study also provides an evaluation of institutional and technical areas which need to be considered by public or private entities interested in the development of such projects.

7.2.4 General Recommendations for the Private Sector

For the private sector, technical and financial advice are recommended.

A. Technical Advice

Technical advice to the private sector will permit the maximum participation of entities with potential for cogeneration. This program includes technical information on the operation of electrical systems, machinery for cogeneration, forms of installing cogeneration equipment in the production systems, and advice in evaluating projects.

B. Financial Advice

Information about national and multinational entities providing financing for cogeneration projects contributes to promoting more complete participation of the private sector in this new industry. Part of the advice will be informing the

local financial entities about the nature of the cogeneration industry so that they can make better informed decisions about credit applications for such activities.

---

[1] All demographic data are projections of the Guatemala National Statistics Institute (INE). There are no recent direct census data.

[2]Information provided by the National Electrification Institute (INDE).

[3]Information supplied by the Planning Unit of the Electrical Sector (UPSE) of INDE.

[4]Publications of the Ministry of Energy and Mines of Guatemala.

[5]IDB and MEM. "Private power generation in Guatemala: Opportunities and issues." Report prepared by Jack J. Fritz, 1990.

PARTE II
INTRODUCCION GENERAL

1. INTRODUCCION

El presente informe describe las principales variables económicas, técnicas y políticas que están incidiendo en el proceso de participación del sector privado en la industria de generación eléctrica a través de la cogeneración. Como marco referencial. se resumen algunos datos acerca de la estructura física, política y socio-económica de Guatemala y se incluye una descripción del SNI de la electricidad en Guatemala.

1.1 Participación del Sector Privado en la Generación de Energía Eléctrica

El sector privado tiene una larga historia de participación en la generación de energía eléctrica tanto en los países desarrollados como en los países en vía de desarrollo. En los Estados Unidos, han funcionado desde el inicio de esta industria, compañías privadas que venden servicios eléctricos al consumidor. Los servicios de energía eléctrica en los países en vía de desarrollo fueron inicialmente prestados por compañías privadas pero, en su mayoría fueron convertidas a empresas estatales.

La participación del sector privado como cogenerador se inició en los Estados Unidos en el año 1978 cuando el Gobierno Federal emitió la Ley para Regulación de las Empresas Eléctricas, Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA). Esta ley requiere a las empresas eléctricas comprar energía producida por empresas privadas en proyectos que llenen los requisitos estipulados por esta misma ley. Desde cuando esta ley fue puesta en vigor, han surgido miles de compañías privadas que usan el calor residual de los procesos de producción para generar electricidad. Los cogeneradores producen ahora un gran porcentaje de la energía eléctrica que sirven las empresas eléctricas.

Entre los factores que influyeron en el desarrollo de la cogeneración hay aspectos económicos y técnicos. El gobierno de los Estados Unidos puso en vigor la mencionada ley PURPA con el fin de reducir la dependencia del sistema energético del país del petróleo extranjero y para promover el desarrollo de los recursos renovables. La ley PURPA dio como resultado una gran oferta de electricidad por parte de cogeneradores. Las empresas eléctricas por su parte, vieron en la participación del sector privado un medio para reducir sus riesgos de sobrecosto en la construcción de nuevas plantas generadoras. Hoy, las empresas eléctricas dependen de la cogeneración como fuente alternativa de energía y ellas mismas ofrecen cogeneración a otras empresas.

En vista de los obvios beneficios que la cogeneración trajo en los Estados Unidos, otros países han optado por incluirla en sus sistemas de generación. En un informe que presentó al Congreso de los Estados Unidos en marzo de 1988, la Agencia para el Desarrollo Internacional (USAID)[1] destacó el papel que el sector privado podría jugar contribuyendo a resolver el problema de la escasez de energía eléctrica en los países en vía de desarrollo.

1.2 La Situación Energética en los Países en Vía de Desarrollo

Mundialmente se reconoce que la energía eléctrica juega un papel muy importante en el crecimiento sostenido de los países en vía de desarrollo. La mayoría de estos países necesitan instalar más capacidad de generación eléctrica para propiciar un desarrollo económico mayor que el que pueden producir bajo las condiciones existentes.

La falta de energía tiene efectos paralizantes y regresivos sobre el desarrollo de los pueblos. Muchos países en vía de desarrollo, además de la falta de electricidad, carecen de recursos financieros para expander la capacidad generadora que tienen. El problema energético en estos países tiene síntomas y condiciones comunes: alto porcentaje de crecimiento de la demanda, dificultad de las empresas estatales para financiar nueva generación, problemas con el abastecimiento de combustibles, organizaciones institucionales con dificultad para desarrollar eficiencia suficiente para llenar las crecientes necesidades del sistema eléctrico, e impacto negativo sobre el medio ambiente.

1.2.1 Crecimiento de la Demanda

Para su crecimiento económico los países en vía de desarrollo requieren un incremento de sus recursos energéticos mayor que el que requieren los países desarrollados. Las proyecciones de la demanda de electricidad en los países en vía de desarrollo indican que esta aumenta en un promedio de 7% anual, lo cual representa la necesidad de aumentar la generación de energía eléctrica en aproximadamente 1,500,000 mW más entre los años 1988 y 2008.[2]

A medida que un país en vía de desarrollo se moderniza, los usos productivos de la electricidad de los sectores agrícola e industrial introducen una nueva y mayor demanda en el mercado. En los países desarrollados, en cambio, la nueva demanda de electricidad proviene del crecimiento del sector de servicios el cual es menos intensivo en el uso de electricidad que los otros sectores (agrícola e industrial) mencionados. El uso de la electricidad en los sectores comercial y residencial en países en vía de desarrollo también aumenta más rápidamente que en los países desarrollados.

1.2.2 Las Dificultades Financieras del Sector Eléctrico

Para suplir el crecimiento de la demanda en los países en vía de desarrollo, la cual sería de 1 millón de mW para el año 2008, las empresas eléctricas tendrían que invertir unos US$120 mil por año. El significado de esta cifra puede comprenderse si se compara con los US$ 60 mil que invierten anualmente en la actualidad.

Las empresas eléctricas estatales tienen además dificultades crediticias. En la medida en que usaron créditos internacionales para construir las plantas de generación más recientes, la deuda externa de sus países aumentó hasta el punto de afectar su capacidad de obtener nuevos créditos. También, a medida que las políticas nacionales de subsidios establecen tarifas que no cubren los costos reales de proveer la electricidad a los consumidores, la tasa de recuperación de estas empresas eléctricas se reduce y elimina su capacidad de obtener financiamiento privado.

Por otro lado, las entidades financieras multinacionales, que solían proveer financiamiento para las empresas eléctricas, están ahora confrontando el problema del alto monto de la deuda externa de los países en vía de desarrollo y no están interesadas en suministrar nuevo financiamiento sobre garantías nacionales. Las condiciones para préstamos tienden a requerir cambios políticos y económicos drásticos de parte de los países que los solicitan, lo cual los hace poco atractivos.

Como resultado de estas y otras circunstancias internas y externas, las empresas eléctricas estatales en países en vía de desarrollo están afrontando grandes dificultades para financiar nuevos proyectos de generación.

1.2.3 Las Condiciones Institucionales y la Necesidad de Mejorar la Eficiencia

Las empresas encargadas de producir, transmitir y distribuir energía eléctrica a los consumidores, en muchos de los países en vía de desarrollo son monopolios estatales cuya función no está claramente establecida y por lo tanto carecen de los incentivos normales de otro tipo de empresas para producir eficientemente. Esto se manifiesta en el hecho de que este tipo de empresas continúen usando métodos tradicionales para el planeamiento y operación del sistema eléctrico.

Generalmente, las plantas de generación en los países en vía de desarrollo se caracterizan por tener un nivel de eficiencia más bajo que el de países desarrollados (13,000 BTUs por kWh vs. 9,000 a BTUs). La falta de mantenimiento apropiado provoca además que las plantas se encuentren disponibles para la generación menos tiempo que sus equivalentes en países desarrollados. Todo esto se suma para agudizar el problema de la falta de capacidad de generación en los países en vía de desarrollo.

1.2.4 Limitaciones de Combustibles

La mayoría de los países en vía de desarrollo tienen una producción limitada de petróleo y se ven obligados a importar combustibles para las plantas de generación eléctrica. La importación de petróleo afecta el mercado de divisas y la deuda externa de estos países. Incluso si el país tiene suficiente petróleo para cubrir el consumo interno, el uso de combustibles en la generación eléctrica reduce el potencial de exportación de petróleo y con ello el ingreso de las divisas necesarias para la importación de otros productos.

Dadas las limitaciones de combustibles, los países en vía de desarrollo están tratando de reducir su consumo de combustibles y de usar recursos nativos. Esto también requiere inversiones en nuevas tecnologías.

1.3 Efectos de la Falta de Energía Eléctrica en los Países en Vía de Desarrollo

La calidad de un servicio eléctrico depende de la uniformidad, continuidad y confiabilidad con que pueda prestarse bajo todas las diversas condiciones de demanda que se le presenten. Para esto se requiere tener una capacidad de generación mayor que la demanda para poder cumplir con el servicio en casos críticos. Este requisito aumenta los costos de operación para el sistema. Aunque cada país tiene diferentes criterios de

planeamiento, existe un acuerdo generalizado en el sentido de que el servicio eléctrico debe ser fundamentalmente de alta calidad y confiabilidad.

El nivel de confiabilidad en el servicio eléctrico en países desarrollados es muy alto, de un nivel del 99.98 %, y las interrupciones del servicio son muy raras y de corta duración. Por lo general, la confiabilidad del servicio en los países en vía de desarrollo es más baja y las interrupciones son de mayor duración.

Los servicios eléctricos de baja confiabilidad dan como resultado mayores costos a corto y largo plazo para la economía de los países en vía de desarrollo. Estos costos incluyen ajustes hechos por los consumidores para cubrir las pérdidas producidas por malos servicios. Los ajustes a corto plazo incluyen a su vez, cambios en la forma de trabajo para adaptarse a las pérdidas de servicio. Los ajustes a largo plazo por su parte, incluyen inversiones para autogeneración o para suplementar el servicio suministrado por las empresas.

La pérdida de energía también puede causar pérdida de productos en el proceso de producción y destrucción de equipo. Estos costos pueden llegar a ser muy elevados para las empresas en particular y para la economía en general.

Los problemas crónicos de servicio requieren ajustes más duraderos, incluyendo inversiones como la instalación de equipo de emergencia o la autogeneración. Otra forma de ajuste para muchos inversionistas puede ser la decisión de invertir en otros países en donde el servicio eléctrico sea más confiable o posponer nuevas inversiones en el país cuyos servicios eléctricos sean poco confiables.

El costo de las pérdidas por deficiencias en los servicios eléctricos se calcula entre US$0.50/kWH y US$5.00/kWH.[3] Este costo no incluye componentes como el valor de servicio no provisto, la fuga de divisas al tener que importar más cantidades de combustible y las pérdidas al sector privado y público. Se calcula también que el costo económico de no tener un servicio eléctrico confiable representa del 1.5 % al 2.0% del Producto Nacional Bruto (PNB) de un país.

1.4 Efectos de la Inversión en Generación

La construcción de nuevas plantas de generación requiere un uso intensivo de capital. Esto hace que un país en vía de desarrollo tenga que divertir una gran parte de sus escasos fondos fuera de programas sociales o de infraestructura, para poder proveer el nivel necesario de servicio eléctrico. Tal concentración de recursos económicos podría dar como resultado serios problemas para el país.

Aproximadamente 45% de los US$120 mil en inversión anuales en nueva generación necesitadós en los países en vía de desarrollo tendrían que ser en moneda extranjera con los consiguientes efectos en la balanza de pagos local. Tales necesidades de financiamiento crearían una gran presión sobre la economía y dados los niveles de subsidios existentes, no podrían ser sostenidas.

Las opciones que siguen la forma tradicional de financiamiento son siempre costosas, o no se logra el crecimiento necesario del sistema eléctrico, o se sacrifica el desarrollo de otros sectores de la economía. La participación del sector privado, provee una alternativa nueva para el financiamiento del sistema eléctrico de una manera que no afecta negativamente a la economía.

2. LA ENERGIA ELECTRICA EN GUATEMALA

2.1 Información General sobre el País

Guatemala es la más septentrional de las repúblicas de América Central y la tercera en tamaño con una superficie de 108,889 km cuadrados. Su nombre oficial es República de Guatemala y su capital es la Ciudad de Guatemala. El territorio que ocupa está limitado al oeste y al norte por México, al Este por el territorio de Belice, el Mar de las Antillas y las repúblicas de Honduras y El Salvador. Al sur lo limita el Oceáno Pacífico.

El países predominantemente montañoso, pero en el norte se encuentra una zona baja y selvática que forma el departamento de Petén. Por su relieve montañoso y ubicación, a pesar de encontrarse a un promedio de 14 grados sobre el ecuador terrestre, Guatemala tiene un clima muy variado pero jamás extremo. La temperatura puede ser muy diferente de un lugar a otro que se encuentre a poca distancia y además según la época del año.

Las estaciones del año se marcan según la precipitacion pluvial. De mayo a octubre se producen las lluvias, la estación lluviosa coincide con el verano y otoño del hemisferio norte, y en Guatemala se llama "invierno". De noviembre a abril se produce la estación seca, entre el invierno y la primavera del hemisferio, pero que en Guatemala se denomina popularmente "verano". Esta aclaración es necesaria, porque estas denominaciones al ser traducidas textualmente pueden dar origen a confusión. Por su clima moderado y floración continua, Guatemala recibe el sobrenombre de "País de la Eterna Primavera". Al norte se extiende una selva tropical húmeda, en la zona en que tuvo su asiento el Imperio Maya. Por las costas de ambos oceános se extienden tierras bajas y cálidas.

La poblacin total de Guatemala se calcula en aproximadamente 9 millones de habitantes con una tasa de crecimiento del 3.2% anual.[4]

2.2 Desarrollo de la Industria de Energía Eléctrica en Guatemala.

La electrificación de la zona central de Guatemala se inició en 1896 con la instalación de una planta hidroeléctrica de 1632 kW, en el municipio de Palín en el departamento de Escuintla al sur de la capital. Esa primera planta fue propiedad de empresarios alemanes y luego, durante la primera guerra mundial, pasó a manos de una empresa estadounidense, la American Foreign Power Company.

Durante más de cincuenta años la distribución de energía eléctrica en esa zona central del país, estuvo sujeta a una concesión otorgada a la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) como subsidiaria de una compañía extranjera. La concesión para la zona del centro cubría los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez que representan en conjunto la zona de mayor desarrollo. La EEGSA instalaba todas las unidades de generación en el sistema, la mayoría de las cuales fueron térmicas.

En el año de 1959, se creó el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), como entidad estatal descentralizada responsable del desarrollo nacional del sector de energía eléctrica. En el año 1965, el INDE instaló su primera unidad térmica de

generación de 12,500 kW; y adquirió en 1967 las plantas de la EEGSA situadas sobre el río Michatoya (12,132 kW). Posteriormente, en el año de 1968, instaló una nueva unidad térmica de 12,250 kW. La primera planta hidroeléctrica construída por el INDE, fue la del río Los Esclavos en 1966, con una capacidad instalada de 13,000 kW; la segunda fue la de Jurún Marinalá con 60,000 kW de capacidad instalada.

2.3 Resumen de la Situación Actual

El SNI en Guatemala incluye tres grupos principales: el INDE, la EEGSA y las Empresas Eléctricas Municipales (EEM).

El INDE tiene una capacidad instalada de aproximadamente 645 mW. Es la entidad encargada de la planificación del SNI y de establecer las políticas para el subsector eléctrico de acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas.

La EEGSA es una empresa privada con personalidad jurídica como tal, pero el 94% de sus acciones son propiedad del INDE. La EEGSA es primordialmente una entidad distribuidora que compra energía en bloque del INDE y la distribuye en la Ciudad de Guatemala y otras áreas urbanas en la zona central del país.

En la actualidad hay cerca de once empresas municipales de energía eléctrica con una capacidad generadora total de aproximadamente 8 mW y que compran energía del INDE para distribuirla en áreas de baja densidad de población.

El sistema generador nacional se caracteriza por ser predominantemente hidroeléctrico. Las plantas hidroeléctricas proveen ahora 488 mW de la capacidad total instalada de 788 mW. Se requiere apoyo de la generación térmica durante los meses de la estación seca de diciembre a mayo. Esto viene ocurriendo desde el año de 1986 cuando se puso en operación el proyecto hidroeléctrico de Chixoy con una capacidad instalda de 300 mW. La dependencia en energía hidroeléctrica hace que el sistema de Guatemala se vea afectado por las variaciones en las condiciones hidrológicas. Este hecho, el INDE lo tiene en cuenta al hacer su planificación.

2.3.1 Crecimiento de la Demanda y Desarrollo del Sistema Generador

El departamento de planificación del INDE ha realizado los pronósticos de potencia y energía eléctrica a través de tres métodos:

a) El método de proyección global,

b) El método de proyección semiglobal sectorizado, y

c) El método de estudio del mercado y proyección regional sectorial.

La proyección y pronóstico adoptado la obtiene de la comparación de los resultados y criterios utilizados en las tres previsiones. Los resultados de estas proyecciones sirven de referencia para el estudio del mercado eléctrico y la previsión de la demanda a nivel departamental y sectorial.

En agosto de 1989 el INDE revisó la proyección de la demanda para el SNI para el período 1990-2005, en base a los datos históricos del Próducto Interno Bruto (PIB) hasta 1988 y a los datos históricos de potencia y energía hasta junio de 1989. Dicha proyección está dada en el Cuadro II - 1.

Cuadro II - 1

DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SNI[1]

	Potencia		Energía	
Año	Máxima Anual (mWh)	T.C. (%)	Total Anual (gWh)	T.C.[2] (%)
1990	467.6	7.7	2383.7	7.4
1991	496.7	6.2	2541.1	6.6
1992	530.1	6.7	2716.4	6.9
1993	565.3	6.6	2906.6	7.0
1994	603.9	6.8	3115.8	7.2
1995	642.7	6.4	3321.5	6.6
1996	682.8	6.2	3540.7	6.6
1997	727.4	6.5	3785.0	6.9
1998	773.5	6.3	4038.7	6.7
1999	821.1	6.1	4301.2	6.5
2000	869.5	5.9	4570.0	6.3
2001	921.1	5.9	4867.0	6.3
2002	976.0	5.9	5183.0	6.3
2003	1035.0	5.9	5520.0	6.3
2004	1097.0	5.9	5879.0	6.3
2005	1164.0	5.9	6261.0	6.3

Notas: Datos proporcionados por el INDE.

[1] SNI = Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.

[2] TC = Tasa de crecimiento anual.

Para poder satisfacer la creciente demanda de potencia y energía eléctrica se ha desarrollado la secuencia optimizada (mínimo costo), del programa de expansión de las nuevas centrales que deben entrar en servicio durante el período 1990-2005 presentado en el cuadro II-2.

Cuadro II - 2

PROGRAMA DE ADICION DE CENTRALES GENERADORAS

EXPANSION DEL SISTEMA GENERADOR

Proyecto	Potencia (mW)	Energía (gWh)	Año Entrada En Operación
Geo Zunil I	15	110	1994
Río Bobos	8	46	1994
Vapor III	100	700	1994
Santa María II	68	177	1996
El Palmar	54	180	1998
Jocotán	40	148	2000
Serchil	80	209	2000
Geotérmica II	55	430	1999
Chulac	334	1222	2003
TOTAL		754	3222

Notas: Datos proporcionados por el INDE.

Este programa de adición de centrales, tiene como premisa fundamental el aprovechamiento máximo de los recursos naturales renovables, y es el resultado de un análisis del sistema generador con base en simulaciones de operación del mismo, que

incluye las unidades generadoras existentes y el catálogo de proyectos, utilizando modelos de despacho de carga hidro-térmica anual y mensual.

Aún así, el cuadro de expansión tiene atrasos en la operación de nuevas plantas de generación, entre otras causas, por problemas de financiamiento. Estos retrasos tienen como consecuencia el incremento de la dependencia sobre plantas térmicas y la construcción de plantas con costos mayores de los considerados en el plan de expansión.

En el Cuadro II - 3 se muestran las características de los proyectos hidroeléctricos que forman parte del Plan de Expansión.

2.4 Proyecciones Futuras

2.4.1 Análisis de Corto Plazo

En 1986 se puso en operación Hidro Chixoy, una central que con su aporte puede cubrir el 70% de la demanda total anual de energía del país. En condiciones normales de operación el sistema podía cubrir la demanda pronosticada para 1990 y 1991 así como solventar contingencias en unidades generadoras independientes. Un aspecto especial que presenta el sistema y que merece atención es una eventual salida de operación de la central hidroeléctrica de Chixoy, a causa del riesgo de colapso del túnel principal.

El INDE ha determinado que tal salida forzada de Chixoy provocaría una condición crítica en el sistema eléctrico que podría conducir a medidas drásticas de racionamiento de electricidad.

Una de las medidas que se recomendaron para aliviar el potencial problema causado por la falla de Chixoy es adelantar la puesta en operación de la central térmica de vapor No.3. Otras medidas para corto plazo incluyen la reparación del parque térmico de Escuintla, de la unidad No. 2 de Aguacapa y de otras plantas hidroeléctricas en Jurún Marinalá, Los Esclavos, El Salto, El Porvenir y Río Hondo, lo que permitiría mejorar las condiciones de operación de esas centrales y aumentar la generación de energía en las mismas. Todo esto pone fuerte presión al sector público para encontrar financiamiento necesario a muy corto plazo.

2.4.2 Análisis de Mediano y Largo Plazo.

Según este análisis, en el período 1991 a 1996 el sistema generador nacional incrementará su capacidad instalada en 191 mW y 1033 gWh.

A largo plazo, el plan de expansión incluirá la adición de 225 mW y 1007 gWh en el período 1991 - 2000, con lo que se podrá cubrir la demanda pronosticada y cumplir con los niveles de seguridad y reserva aceptables.

Debe observarse que el presente plan de expansión incluye atrasos en la construcción de proyectos sobre lo ya contemplado y que si hubieran más atrasos esto podría requerir cambios totales en el plan existente que es muy sensitivo a retrasos.

Cuadro II - 3
PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS
PLAN DE EXPANSION 1990-2005

	Bobos	Santa María II	El Palmar (Saltos I y II)	Serchil	Jocotán
Ubicación	Izabal	Quezaltenango	Quezaltenango	Quiché	Chiquimula
Potencia (mW)	9	68	55	80	40
Energía (gWh)	43	282	236	209	180
Cuenca	Motagua	Samalá	Samalá	Chixoy	Motagua
Río	Bobos	Samalá	Samalá	Serchil	Grande
Caudal Medio (M3/seg)	2.4	7.2	11.0	12.5	24.2
Caudal de diseño (M3/seg)	3.5	13.7	19.0	39.6	40.0
Caída bruta (m)	308	601	353	280	131
Volumen útil de Embalse (m3)	22,000	146,000	65,500	98,000,000	5,042,000
Nivel de los estudios	Factibilidad	Factibilidad	Prefactibilidad	Prefactibilidad	Prefactibilidad

Nota: Datos proporcionados por la Unidad de Plan Maestro del INDE.

2.5 Conclusiones

El sistema de generación en Guatemala depende de la confiabilidad en la operación del proyecto Chixoy. A medida que este proyecto experimenta mayores fallas, como por ejemplo, una falla en el túnel principal, todo el sistema eléctrico entraría en una condición crítica de servicio.

El plan de expansión incluye proyectos nuevos de generación cuyas fechas de entrada en operación han sido ya pospuestas, entre otras causas, por falta de financiamiento. Se puede observar que muchas de las nuevas plantas entrarán en operación en 1994. Esta coincidencia ejerce una gran presión sobre la capacidad de financiamiento de las empresas eléctricas estatales en el período de 1990 a 1994.

Las medidas propuestas para disminuir la dependencia del sistema eléctrico del proyecto Chixoy, incluyen la aceleración del plan de construcción de nuevas plantas sobre un plan ya bastante avanzado de inversión. A esto se agrega la necesidad de paralelamente invertir en la rehabilitación de las plantas existentes que no están en funcionamiento. Una vez más, el efecto es el apremio de la necesidad de financiamiento para las empresas eléctricas. El INDE indica en su plan eléctrico que hay financiamiento para el estudio de los proyectos incluidos en el plan de expansión pero, a excepción del Proyecto geotérmico Zunil I, no hay financiamiento para la construcción de estos proyectos.

El INDE también hace notar que posponer la construcción de las nuevas plantas de generación incluidas en el plan de expansión, podría dar como resultado un cambio sustancial del plan de expansión con mayor dependencia de plantas termales que son más costosas de lo contemplado.

Dadas las situaciones que se prevén es imprescindible realizar estudios sobre otras posibilidades alternativas de generación de energía.

2.6 Otras Opciones de Generación

En base a todas las proyecciones de la oferta y la demanda de energía en el país tanto en un futuro inmediato como mediato, el MEM y el INDE están considerando seriamente en sus análisis otras opciones para incrementar la generación a corto y mediano plazo. Básicamente estas nuevas opciones están relacionadas con la apertura del subsector eléctrico a la participación privada, para la creación de nuevas fuentes de generación paralela.

Para que esto sea posible es necesario que tanto las empresas eléctricas como los potenciales cogeneradores comprendan el requisito indispensable que representan las seguridadades para ambas partes, tanto para los que invertirán en cogeneración (vendedores) como para los que dependerán de ella para el suministro al consumidor (compradores), así como incentivos económicos que son necesarios para la iniciativa privada, por medio de una estructura de precios de compra y venta de energía eléctrica en base a precios reales de generación y mercado.

3. POTENCIAL PARA COGENERACION EN GUATEMALA

En 1986 el INDE inició los estudios para determinar el potencial de cogeneración con que cuenta el país en el cual se ha identificado un potencial de generación de energía eléctrica a partir del bagazo de caña, el cual puede ser utilizado dentro del sistema eléctrico nacional con inversiones aceptables.

El uso de la energía cogenerada por la industria azucarera en Guatemala tiene las ventajas de reducir el uso de combustibles derivados del petróleo y la contaminación ambiental entre otras, además de que promueve nuevas fuentes de trabajo y mejora la productividad de la industria azucarera. La industria de caña de azúcar utiliza por ese medio la totalidad de los sub-productos (azúcar, melaza, bagazo, alcoholes, cachaza y otros) al usar los excedentes energéticos del propio proceso.

La industria azucarera es propicia a la cogeneración porque el proceso de elaboración del azúcar a partir de la caña de azúcar es esencialmente un proceso térmico-mecánico en donde el bagazo proporciona toda la energía. Cuanto más eficiente sea el proceso industrial, mayor será el ahorro de energía. La energía ahorrada puede usarse en cambio para la generación de energía eléctrica.

De acuerdo a estudios realizados por consultores del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), los sectores que potencialmente pueden producir más energía entre los que examinaron incluyen los molinos de caña, las mini-hidroeléctricas y otras industrias distintas de la industria azucarera.

Según el estudio del BID, los azucareros pueden aportar entre 15 y 20 mW y de 43 a 57 gWh por año, con inversiones poco significativas y en un plazo corto. Con niveles medios de inversión (US$58 millones), tendrían una capacidad disponible de 78 mW y 225 gWh/año en un plazo de 4 años. El período de producción de energía eléctrica se estima en 120 días durante la época de zafra (diciembre-abril).[5]

Un estudio realizado en Guatemala calcula el potencial teórico para la cogeneración en base a bagazo de caña en 136 mW aproximadamente. En el Cuadro II

- 4 puede apreciarse dicho potencial teórico de cogeneración en comparación con generación diesel.[6]

El mismo estudio del BID calcula el potencial de cogeneración basado en el proceso industrial no azucarero en 20 a 25 mW que provienen de una decena de plantas. Esta capacidad podría aumentar a 35 mW en un período de tres años.

El potencial de generación en base a pequeñas hidroeléctricas no se puede calcular con exactitud, pero el INDE calcula como posibles unos 400 mW con plantas de un tamaño de aproximadamente 5mW.

Cuadro II - 4
POTENCIAL TEORICO DE COGENERACION Y COMPARACION CON GENERACION DIESEL

Ingenio [1]	Energía Generada (gWh)	Potencia Generada (kW)	Valor De La Generación C/Bagazo (millones Q)	Valor De La Generación C/Diesel (millones Q)
Concepción	52.93	18,380	10.59	14.82
Pantaleón	80.96	28,100	16.19	22.70
Palo Gordo	30.33	10,530	6.07	8.49
Madre Tierra	37.05	12,860	7.41	10.37
La Unión	39.99	13,880	8.00	11.20
Santa Ana	59.15	20,540	11.83	16.56
Magdalena	30.12	10,460	6.02	8.43
El Pilar	37.29	12,500	7.46	10.44
Tierra Buena	25.98	9,020	5.20	7.27
TOTAL	393.80	136,270	78.77	110.28

Nota: Los datos provienen de el estudio sobre el "Potencial de Cogeneración de la Industria Azucarera en Guatemala" hecho por el señor Guzmán Flores como parte de su tesis presentada en 1990 a la Escuela de Ingeniería Eléctrica en Guatemala.

[1] Incluye ingenios con molienda mayor de 4,000 toneladas por día.

4. FUNDAMENTOS DE LA PARTICIPACION DEL SECTOR PRIVADO

4.1 Estrategías Energéticas Nacionales

4.1.1 Plan Nacional de Energía, Ministerio de Energía y Minas (MEM)

El Plan Nacional de Energía de Guatemala comenzó a formularse y ejecutarse a principios de 1986. Este fue el primer esfuerzo que se hizo por integrar todo el sector. Al mismo tiempo se inició la puesta en vigor de una política económica-energética de precios de la energía. Este plan define el marco general para la formulación de las acciones necesarias para el desarrollo de la producción, transformación, consumo y conservación de la energía del país. Entre sus objetivos está la búsqueda de la independencia energética mediante la exploración y explotación de los recursos

energéticos naturales a la par que incentivos para la conservación y el uso racional de la energía.

El sector energía en Guatemala está formado por tres sub-sectores: hidrocarburos, electricidad y fuentes alternas de energía.

El sub- sector eléctrico está básicamente integrado por el INDE, la EEGSA, las Empresas Eléctricas Municipales y los autoproductores o sea entidades que generan electricidad para sus propias necesidades.

Dentro del sub-sector de fuentes alternas de energía están entidades privadas y organismos gubernamentales que promueven y patrocinan la producción, distribución, comercialización y consumo de recursos naturales energéticos renovables de tipo "biomásico" tales como la leña y el bagazo de caña de azúcar. También se incluyen acá pequeñas centrales hidroeléctricas, el vapor geotérmico de baja y mediana temperatura, el alcohol carburante y otras.

Entre las acciones del plan para el sub-sector eléctrico, se incluye la incentivación de la cogeneración eléctrica por parte del sector privado en ingenios azucareros y en otros procesos productivos. En el sub-sector de fuentes alternas se incluye el estudio integral de los sub-productos de la caña de azúcar y de otros residuos animales y vegetales.

El MEM ente gubernamental a cargo de la ejecución del Plan, es además quien debe regular los precios de todo tipo de energía y realiza esfuerzos tendientes a diseñar el sistema nacional de precios de la energía para el mercado interno.

4.1.2 El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y el Plan de Electrificación.

El INDE es el ejecutor del plan nacional de electrificación que constituye el instrumento rector del desarrollo futuro del sub-sector eléctrico en Guatemala.

Este plan pretende establecer el desarrollo integral del sistema eléctrico del país para los próximos años. El plan del INDE se enmarca dentro del Plan Nacional de Desarrollo del Gobierno de la República de Guatemala (1987-1991) y proporciona los lineamientos necesarios para orientar a la institución en la identificación de los proyectos de energía eléctrica y el mejoramiento de la calidad del servicio que exige el desarrollo económico del país.

Los proyectos seleccionados se orientan a ampliar la infraestructura del SNI, en la cantidad necesaria para satisfacer la demanda de energía eléctrica del país hasta el año 2,005. El INDE tiene las funciones de dirección y coordinación del sub-sector eléctrico de acuerdo a su ley orgánica y por ser propietario de la mayor porción de acciones de la EEGSA.

De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo el Plan Nacional de Electrificación debe proveer, desde el sub-sector energía eléctrica, al cumplimiento de las estrategías relacionadas directamente con aumento de la capacidad de servicio del sector y mejoramiento de su calidad, aumento de la infraestructura de la transmisión y distribución de energía eléctrica, y fomento de la participación del sector privado en la ejecución de proyectos de energía.

El sub-sector eléctrico (formado básicamente por el INDE y la EEGSA) cuenta entre sus estrategias el desarrollo del sistema de generación por medio de la explotación de recursos naturales renovables del país, con fines de aprovechamientos eléctricos, en proyectos de generación de pequeña, mediana y gran capacidad para aumentar la oferta de energía eléctrica, tendiente a la satisfacción del crecimiento previsto de la demanda.

Teniendo en cuenta la demanda actual y las proyecciones de dicha demanda el INDE, dentro de las acciones tendientes al cumplimiento del Plan Nacional de Electrificación, está analizando otras opciones alternativas para incrementar la generación a corto y mediano plazo apoyadas por el sub-sector y por el gobierno central.

Estas opciones nuevas se relacionan básicamente con la apertura del sector eléctrico a la participación privada, para la creación de nuevas fuentes de generación paralela.

4.1.3 La Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) y la Participación del Sector Privado.

La EEGSA como componente importantísimo del sub-sector eléctrico al lado del INDE y dentro del Plan Nacional de Energía y el Plan Nacional de Electrificación ha puesto en acto políticas tendientes a la inserción del sector privado en la generación de energía. En 1989, impulsó como mecanismo de desarrollo a mediano y a largo plazo, la cogeneración, con resultados satisfactorios.

De acuerdo con la "Memoria de Labores 1989"[7] de la EEGSA, en ese año se establecieron los mecanismos para que el ingenio Pantaleón se interconectara a las lineas de transmisión y distribución de la EEGSA en 1990 para vender energía excedente de su proceso de producción azucarera. La EEGSA está fuertemente comprometida a seguir impulsando la cogeneración con otras industrias y agro-industrias (especialmente de caña de azúcar) para interconectarlas al SNI.

4.2 Bases Legales

Existen fundamentos legales para la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica. La Constitución Política de la República de Guatemala en Artículo 129, contempla esta participación.

El Decreto 57-78 (30 de Octubre de 1978) que elevó la antigua Secretaría de Energía y Minas a la categoría de ministerio, ratificó en su Artículo 5o., Inciso 3, la existencia de la Dirección General de Fuentes Nuevas y Renovables de Energía, para "estudiar, fomentar, controlar, supervisar y fiscalizar todo lo relacionado con fuentes nuevas y renovables de energía", dentro de ese ministerio. Según el Acuerdo 66-84, del MEM, esta Dirección, a través de su Departamento de Investigaciones debe "estudiar y dictaminar sobre las instalaciones de prototipos productores de energía no convencionales en el sector público" y a través de su Departamento de Desarrollo "supervisar y evaluar la ejecución de proyectos que en el campo de las fuentes nuevas y renovables de energía lleven a cabo en el territorio nacional instituciones públicas y privadas".

La Ley de Fomento al Desarrollo de Fuentes Nuevas y Renovables de Energía[8], por su parte, concede la facultad para realización de proyectos de fuentes nuevas y renovables de energía a "toda persona individual o jurídica, nacional o extranjera, que pueda actuar legalmente en el país" dentro del marco de las leyes vigentes.

Aunque la ley de creación del INDE concede a éste el derecho de controlar la producción de electricidad en el país, de acuerdo a decretos y acuerdos posteriores como los que hemos mencionado, no hay impedimento legal para establecer contratos de compra y venta de energía con el sector privado.

5. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

En 1986 el INDE inició estudios para determinar el potencial de cogeneración con que cuenta el país. De acuerdo con los informes preliminares se identificó un potencial de cogeneración usando el bagazo de caña, que puede ser utilizado dentro del sistema eléctrico nacional con inversiones aceptables.

Basado en esa información, el MEM solicitó el apoyo de la USAID para realizar un seminario a nivel nacional sobre cogeneración. La Oficina de Energía del Departamento de Ciencia y Tecnología (ST/EY) y la Oficina Regional para Centroamérica y Panamá (ROCAP), coordinaron con el MEM la organización de la conferencia sobre cogeneración que tuvo lugar en Guatemala en agosto de 1989 contando con la participación de técnicos norteamericanos y guatemaltecos, los cuales totalizaron 104 participantes.

Una de las recomendaciones más importantes que surgió de ese Seminario fue la de integrar una comisión específica, con personas de nivel ejecutivo y decisorio adecuado, que propusiera acciones a corto plazo para la implementación de un programa de cogeneración. La comisión propuesta debía trabajar con lineamientos realistas, concretos y específicos.

En noviembre de 1989, el Ministro de Energía y Minas presentó al Director de la USAID en Guatemala el "Perfil del Programa de Cogeneración de Energía" preparado por la Dirección General de Planificación y Desarrollo Energético. Este documento contenía los lineamientos para el desarrollo del programa de cogeneración en Guatemala, los cuales presentaban las proyecciones a corto, mediano y largo plazo. En ese mismo momento el MEM de Guatemala solicitó a USAID su apoyo para promover la integración, dentro del sistema eléctrico, de bloques importantes de energía eléctrica e indicó que la política del MEM al respecto es promover e implementar efectivamente proyectos de cogeneración que promuevan eficientemente el consumo de energía renovable en el país.

Específicamente el MEM propuso que la participación del sector privado en la generación de energía podría iniciarse a través del uso del bagazo de la caña de azúcar para cogenerar el vapor del proceso como electricidad y que parte de esta última sea vendida a las empresas eléctricas.

En discusiones posteriores entre el MEM y los funcionarios de USAID se llegó a la conclusión de que la necesidad más urgente era obtener asesoría para la

formulación de una metodología útil y practicable, para determinar y ajustar el costo de la transferencia de electricidad entre los molinos de caña y el SNI.

La USAID consideró muy positivo el interés del MEM en la promoción y realización de proyectos de cogeneración eléctrica para el aprovechamiento racional de los recursos renovables. Por eso en noviembre de 1990 aceptó empezar a concretar su apoyo inmediatamente para la etapa a corto plazo definida en el Programa de Cogeneración de Energía, proporcionando asistencia técnica para la fijación de las bases técnico-legales para la operación comercial de la cogeneración. La USAID sugirió la elaboración de términos de referencia para dicha asistencia técnica, con la participación de técnicos del Ministerio de Energía y Minas, de la Asociación de Azucareros y de la propia USAID.

La ST/EY en Washington y la Misión de la USAID en Guatemala coordinaron una serie de reuniones en Guatemala para facilitar discusiones entre el sector público y privado sobre la participación del sector privado en la generación eléctrica. Las reuniones se llevaron a cabo en el mes de febrero de 1990 con la participación del MEM, INDE, EEGSA, la Asociación de Azucareros de Guatemala y la USAID. La efectiva participación de los representantes de la ST/EY y de la USAID/Guatemala contribuyó a que se lograra en estas reuniones consenso sobre el uso de costos marginales para el SNI como guía para establecer el precio de la energía generada por el sector privado en Guatemala.

Las reuniones en febrero de 1990 tuvieron como producto el establecimiento de los términos de referencia para este proyecto y la formación de el comité ejecutivo para cogeneración con representación de las entidades antes mencionadas. La ST/EY, proporcionó sus servicios a la USAID/Guatemala, para contratar a Winrock International y T. Head Inc. quienes subcontrataron al grupo de consultores y administraron la ejecución del proyecto.

6. OBJETIVOS DEL ESTUDIO

6.1 Objetivos del Estudio

El objetivo del presente estudio es facilitar el aprovechamiento de la generación de energía eléctrica por parte de co-generadores privados en Guatemala, desarrollando para ello un marco de trabajo que permita determinar los precios de la transferencia de electricidad por parte de estos co-generadores hacia las empresas eléctricas.

El propósito es crear mecanismos para determinar precios atractivos que, como parte de los contratos de compra y venta de energía entre estos productores y las empresas eléctricas, promuevan la participación del sector privado en la generación de electricidad. Para ello era necesario establecer una metodología para la determinación de los costos marginales de generación a usarse como guía para establecer los precios de la electricidad vendida por el sector privado a las empresas eléctricas. Considerando la necesidad de crear y garantizar un clima de confianza mutua entre las partes negociantes se pensó además en sugerir cláusulas, disposiciones y lenguaje para los

contratos que permitieran minimizar los riesgos y maximizar los beneficios mutuos así como los beneficios sociales.

6.2 Términos de Referencia

Para cumplir adecuadamente con el objetivo de la consultoría, se establecieron, de acuerdo a los términos de referencia, tres tareas medulares que deberían llevarse a cabo.

Tarea 1: Determinación de los Costos Marginales.

La metodología para fijar los costos marginales a corto plazo (CMCP), tomaría como punto de referencia el Plan de Expasión para el SNI, basado en proyecciones de la demanda de electricidad y cargas pico (punta), y modelos de bajo costo para generación de electricidad.

En cooperación con el INDE y con la EEGSA, el equipo de consultores debía:

a) revisar los estudios de proyección de la demanda existentes y los modelos de planeamiento de menor-costo para el SNI.

b) establecer cuáles son los datos necesarios para el cálculo de los costos marginales, y establecer las hipótesis necesarias para llevar a cabo la tarea.

c) seleccionar un modelo de simulación computarizado que produjera los resultados requeridos y que fuera compatible con el equipo de computación disponible y con los modelos de planeación que ya existen en INDE y en EEGSA, y que fueran al mismo tiempo apropiados para las condiciones existentes en el SNI.

d) calcular los costos marginales para las diversas condiciones operacionales, y para días representativos. Explorar la opción de diferenciar los costos marginales sobre la base de diferentes condiciones hidrológicas.

e) tabular los costos de potencia y energía en función de los bloques de tiempo que deberán determinarse como parte del estudio (para cada temporada, tiempo por día, día de la semana).

Tarea 2: Adiestramiento

El equipo de consultores debía proveer un modelo de simulación para las operaciones de la empresa de electricidad, que pudiera usarse para calcular los costos marginales tal como se describen en la Tarea 1. Este modelo debía ser instalado en las computadoras de INDE. Como parte de dicha asistencia, el personal de INDE, EEGSA, MEM y un representante del sector privado debían ser adiestrados en el uso del modelo de simulación.

El equipo de consultores debía organizar un curso de adiestramiento de una semana de duración para un grupo de aproximadamente 10 personas en Guatemala. El objetivo de dicho adiestramiento es que el grupo de trabajo sea capaz de poner al día y tabular los costos de potencia y energía.

Tarea 3: Preparación de los Lineamientos Generales de los Contratos para la Compra y Venta de Potencia y/o Energía

El equipo de consultores debía sugerir el lenguaje para los artículos y las claúsulas de los convenios de compra y venta de potencia y/o energía, entre productores privados y empresas eléctricas. Más aún, los consultores suministrarían muestras de contratos que se usan en los Estados Unidos de América, que se refieren ampliamente a los asuntos que deben tenerse en cuenta.

7. METODOLOGIA

7.1 Combinación de Teoría, Método Técnico y Proceso Institucional

El objetivo primordial de este proyecto fue combinar la aplicación de una teoría y una metodología confiables para determinar los costos marginales de las empresas eléctricas con el establecimiento de un proceso autosostenible y permanente de planificación que provea datos confiables de costos y que sea utilizado por dichas empresas eléctricas y por los cogeneradores en sus transacciones. Este objetivo requería prestar atención a la parte técnica para suministrar una metodología viable para el desarrollo de los costos marginales y de un proceso de planificación que proveyera la suficiente confianza, tanto a las entidades públicas como a las privadas, para decidirlas a entrar en contratos de cogeneración poco después de la finalización de este proyecto.

7.2 Costos Marginales de Energía y de Potencia

Este estudio evalúa los costos marginales de energía a corto plazo y los costos marginales de potencia del SNI. La decisión de usar los costos marginales de energía a corto plazo como directriz para la negociación de contratos de cogeneración surgió de las discusiones con el comité ejecutivo en febrero de 1990 cuando se definieron los términos de referencia del proyecto.

Los costos marginales de energía a corto plazo se escogieron porque reflejan apropiadamente los costos que evita la empresa eléctrica cuando reemplaza por cogeneración su propia generación eléctrica. El desarrollo de costos marginales horarios suministra suficiente información detallada para que la metodología pueda ser aplicada a proyectos con diferentes tipos de modelos de generación. Ahora, por lo tanto, es posible evaluar los costos de energía que se evitan en proyectos de cogeneración que operan durante todo un año (con carga base) así como los de proyectos que operan únicamente durante ciertas horas del día, ciertos días del mes o ciertos meses del año.

La información detallada acerca de los precios ayuda a los cogeneradores a diseñar sus proyectos para maximizar el valor de su producto, y también ayuda a la empresa eléctrica a proveer incentivos para la construcción de nuevos proyectos. Las empresas eléctricas pueden también usar estos datos para optimizar la operación de sus propias instalaciones.

El modelo LMSTM se eligió para calcular los costos marginales de energía por la facilidad de su uso y su capacidad para incluir la evaluación de la planificación de otras áreas de recursos eléctricos tales como el manejo de la demanda, las tarifas al consumidor y los costos de la inversión financiera. Otro criterio empleado para la selección de este modelo fue su compatibilidad con el modelo WASP III que actualmente está usando el INDE para la selección del plan de expansión a costo mínimo del SNI.

Los costos marginales de energía a corto plazo se evaluaron con base en este plan de expansión ya selecionado por las instituciones públicas guatemaltecas. Aunque es posible que como parte de este proyecto se hubiera podido identificar un plan de expansión a menor costo, se decidió utilizar este plan por las siguientes razones:

1. El plan de expansión oficial fue seleccionado antes del inicio del presente estudio después de una amplia revisión de las opciones disponibles y de extensas consultas entre las entidades responsables en Guatemala.

2. El financiamiento y otras dificultades que están afectando el desarrollo de nuevos proyectos que se incluyen en el plan de expansión oficial, afectarán a cualquier otro plan que se decida recomendar.

3. Centrar la atención en el desarrollo de un nuevo plan de expansión no nos hubiera permitido prestar atención al establecimiento de un nuevo proceso de planificación que se necesita para la operación sostenida de los proyectos de cogeneración en Guatemala. Fue necesario hacer un balance entre obtener los costos marginales tan precisos como fuera posible en las actuales circunstancias y, establecer un proceso que seguirá su marcha después de que nuestra participación acá haya concluido.

4. La relación dinámica que existe entre costos marginales y la planificación de recursos eléctricos requiere que los costos marginales sean puestos al día periódicamente. Se le hizo énfasis al comité Ejecutivo en la necesidad de recalcular los costos marginales periódicamente y cada vez que ocurre un cambio importante en la estructura del sistema eléctrico.

Los costos marginales de potencia se calcularon utilizando los costos de inversión para una turbina de gas como aproximación. Se eligió la turbina de gas porque es el tipo de unidad de generación con mayor probabilidad de ser construida en Guatemala, especialmente si las nuevas plantas incluidas en el plan de expansión actual no llegan a operar como y cuando están programadas.

Es importante observar que la industria de cogeneración en Guatemala está apenas principiando a operar y las empresas eléctricas todavía no han establecido claramente los requisitos para una ejecución confiable de éstas. Tampoco los potenciales cogeneradores tienen claro el tipo de inversión y los cambios que necesitan hacer para que su proceso productivo sirva de potencia firme a las empresas eléctricas. Por este motivo se recomienda que los cogeneradores y las empresas eléctricas se dediquen inicialmente sólo a negociar la energía y que incluyan negociaciones de potencia más adelante, cuando hayan ganado experiencia en la nueva industria.

7.3 Proceso Participativo

Uno de los factores fundamentales que caracteriza el presente proyecto, radica en que a través del propio proceso de estudio, por ser un proceso participativo, consigue metas importantes como un valor agregado a sus objetivos.

Dado que el estudio era importante para el sector público tanto como para el sector privado que se verán involucrados en la cogeneración, durante su proceso se formó un comité ejecutivo, como equipo de trabajo integrado por personas delegadas por las instituciones públicas del sector energético (MEM, INDE, EEGSA) y por personas representantes del sector privado potencialmente cogenerador (industrias azucareras). La representación de la consultoría actuó como facilitador para la investigación participativa.

Todo el estudio a la postre es resultado de los aportes de todos, pero durante el proceso se discutieron cada uno de los aspectos que fueron saliendo a luz y hubo oportunidad de entrar en acuerdos y desacuerdos que al final resultaron en conclusiones. Este encuentro entre los sectores que van a ir adelante con los proyectos de cogeneración permitió no sólo escuchar los puntos de vista - a veces opuestos - de todos, sino la abierta discusión de ellos y por supuesto obtener consensos y convergencias de opiniones que al final son tan o más valiosas que el estudio mismo, porque permitirán la puesta en práctica de las metodologías y sugerencias aquí expuestas con mayor fluidez que si tuvieran todavía que ser discutidas. La puesta en común previa no sólo permitirá esa fluidez sino ha dejado un mejor conocimiento mutuo de las partes. En este sentido el haber aplicado un método participativo hizo la mayor diferencia.

---

[1] Informe de la USAID al Congreso de los Estados Unidos., Marzo 1988.

[2] Ibid.

[3] Ibid.

[4] Todos los datos estadísticos son proyecciones del Instituto Nacional de Estadística. No existen datos censales directos recientes.

[5] BID & Ministerio de Energía y Minas de Guatemala: Generación Privada de Electricidad en Guatemala, oportunidades y productos. Informe final del estudio preparado por Jack J. Fritz.

[6] Guzmán Flores, Estuardo: "Potencial de Cogeneración de la Industria Azucarera en Guatemala" USAC, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería.

[7] Empresas Electricas de Guatemala S.A. , "Memoria de Labores, 1989".

[8] Decreto Ley 20-86 del 8 de enero de 1986.

PARTE III
COSTOS MARGINALES

1. INTRODUCCION

Esta sección del informe está dedicada a la obtención de costos marginales de generación (o producción), para ser utilizados en el establecimiento de tarifas de generación privada, particularmente en proyectos de cogeneración que usan bagazo de caña de azúcar. Se obtienen además costos marginales de capacidad y costos incrementales de transmisión, con el objeto de ilustrar su cálculo. Los costos de capacidad y transmisión pueden ser utilizados para proyectos posteriores de generación privada, de mayor envergadura que los que se consideran acá, y para el establecimiento de tarifas basadas en costos marginales.

Los costos marginales de generación a corto plazo se obtienen utilizando el programa de computación LMSTM [1] (Load Management Strategy Testing Model), el cual es un modelo que simula la operación óptima del sistema de potencia. El plan de expansión de Guatemala se obtuvo empleando el programa WASP. Los datos de entrada a ambos programas se hicieron consistentes. El Anexo B hace una breve descripción de los dos modelos (WASP y LMSTM).

En base a los resultados de costos marginales de generación se sugieren tarifas horario-estacionales, según la estación (seca, lluviosa) y el período del día (pico, fuera de pico). Se calculan también costos marginales de potencia y se distribuyen según el periodo horario-estacional. Se hace lo mismo con los costos incrementales promedios de largo plazo (CIPLP) de transmisión a 230 y a 138 kV y de transformación a 69 kV.

El Anexo A.3 contiene las bases teóricas para la obtención de costos marginales y las fórmulas más importantes que se utilizan en esta sección, en la que se hace referencia a ese material, cuando se considera necesario.

2. COSTOS MARGINALES DE GENERACION

2.1 Hipótesis de Trabajo

Para realizar el presente estudio de costos marginales se mantuvo el Plan de Expansión adoptado por el INDE, cuyos lineamientos generales se encuentran en el documento llamado " Plan Nacional de Electrificación" de noviembre de 1988. Dicho plan de expansión se obtuvo empleando ciertos valores de energías (y de potencias) hidraúlicas correspondientes a tres hidrología baja, media y alta), para plantas filo de agua y de regulación. Los mismos valores se utilizaron en este trabajo.

Debe anotarse que en el momento actual el sistema eléctrico de Guatemala es predominantemente hidraúlico, ya que 95% a 98% del total de energía generada proviene de las plantas hidroeléctricas. Mas aún, el solo proyecto hidraúlico de Chixoy, con regulación anual, proporciona cerca del 65% de la energía total.

Para fijar el plan de expansión, se obtuvo la disponibilidad de potencia de plantas termales y proyectos hidroeléctricos para los períodos bimensuales en los cuales se dividió el período del plan asumiendo tasas de salida forzada; y calendarios de

mantenimiento preventivo también fueron establecidos para cada unidad de generación. Las disponibilidades de energía se calcularon en base a series históricas y sintéticas de aportes y a simulaciones de Chixoy utilizando curvas guía que, aunque no necesariamente reflejan una operación óptima, a nivel anual producen valores razonables e incluyen aumentos planificados en la capacidad del embalse. Las curvas guía se obtuvieron maximizando la energía producible en el proyecto, haciendo que el embalse se encuentre lleno al comienzo de la estación seca. Se procuró además homogeneizar la producción energética a nivel mensual.

Los datos del sistema de generación que se usan aquí se encuentran descritos en el Anexo A.1.

La utilización de períodos bimensuales en este informe proviene de la división anteriormente anotada, del horizonte de planificación en los mismos períodos, el cual se hizo con el objeto de aliviar los requisitos computacionales de WASP. Esta división se mantuvo por consistencia, aunque el período mayo-junio, que aquí se clasificó como seco, incluye un mes predominantemente de verano, mayo, y otro predominantemente lluvioso, junio.

LMSTM puede fácilmente manejar períodos mensuales, sin aumentos considerables de tiempo de computación. Para análisis posteriores sería preferible utilizar períodos mensuales.

2.2 Plan de Expansión de Generación

El plan de expansión de generación para el período 1990-2005 se proporciona en el cuadro III-1 a continuación. Como puede observarse, se trata de un plan que preserva el carácter predominantemente hidráulico del sistema de generación guatemalteco.

Cuadro III-1

Año De Entrada	Central	Tipo	Potencia (mW)	Energía (gWh)
1994	Geo Zunil I	GT	15	110
1994	Río Bobos	H	8	46
1994	Vapor III	T	100	700
1996	Sta. María II	H	68	177
1998	El Palmar	H	54	180
2000	Jocotán	H	40	148
2000	Serchil	H	80	209
1999	Geotérmica II	GT	55	430
2003	Chulac	GT	334	1222
TOTAL			754	3222

Adicionalmente, el plan de expansión contempla los retiros incluidos en el cuadro III - 2:

Cuadro III-2
PLAN DE RITIRO DE UNIDADES GENERADORAS

Año De Retiro	Central	Potencia (mW)
1990	Escuintla Gas 1 y 2	20
1993	Laguna Vapor 1 y 2	7
1993	Laguna Gas 1	10
1995	Diesel INDE	5
1995	Hidro. Sta. María I	6
Total		48

Nota: Datos proporcionados por el INDE.

2.3 Estacionalidad de la Oferta

El carácter predominantemente hidraúlico del sistema de Guatemala hace clara la existencia de dos estaciones: la seca (verano) que abarca predominantemente los meses de noviembre a mayo y la lluviosa (invierno), que incluye los meses de junio a octubre.

2.4 Análisis de la Curva de Carga

La figura III-1 proporciona el promedio anual histórico de la curva de carga típica del sistema, para un día entre semana y para un día de fin de semana. La figura III-2 proporciona la misma información para el mes de diciembre, en el cual usualmente se observan las demandas máximas de potencia y de energía. Como era de esperarse, la curva de carga de un día de trabajo durante la semana está por encima de la curva de carga de un día de fin de semana. Adicionalmente, el período pico abarca 4 horas (las horas 18, 19, 20 y 21), con el pico localizado en la hora 19 cuando la demanda en el sector residencial llega a su máximo nivel.

El comportamiento de las curvas de carga para SNI sugiere que, para efectos tarifarios, lo anterior sugiere el establecimiento de cuatro períodos horario-estacionales:

(1) estación seca, período pico durante la semana.

(2) estación seca, período fuera de pico y de fin de semana.

(3) estación lluviosa, período pico durante la semana.

(4) estación lluviosa, período fuera de pico y de fin de semana.

2.5 Costos Marginales de Energía

La figura III-3 proporciona los costos marginales promedio esperado de energía para cada uno de los años entre 1990 y el 2000, correspondientes al caso base y a la hidrología media. [Nótese que la energía anual producible en Chixoy bajo hidrología media tiene un valor igual a 1493 gWh, por encima del promedio ponderado de energía bajo las tres hidrologías, que es 1426 gWh]. Puede observarse que, a medida que la demanda en el SNI incrementa y no se pone en operación nuevas unidades de generación, los costos aumentan gradualmente entre 1990 y 1993 hasta alcanzar un nivel promedio de US$35/mWh. Los costos marginales promedio bajan a US$30/mWh

en 1994 cuando un nuevo bloque significante de generación es puesto en línea. Entre los años 1994 al 2000, los costos marginales se mantienen casi constantes en un nivel de US$33/mWh. Los costos para cada una de las condiciones hidrológicas y el costo promedio bajo las tres hidrologías se pueden observar en la figura III-3. La marcada diferencia entre los costos marginales para las condiciones hidráulicas baja, media, y alta sobresalta la importancia de la generación hidraúlica en los costos marginales. El costo promedio aparece un poco por encima del costo correspondiente a la hidrología media (unos US$32/mWh), pero presenta una evolución similar en el tiempo.

Los costos marginales para cada período bimensual y para cada año del horizonte de planificación aparecen en las figuras 5 y 6. Como era de esperarse, se observa una variación estacional que corresponde a la estacionalidad de la oferta: los costos marginales de producción son mayores en la estación seca (noviembre a junio) y bajan en la estación lluviosa (julio a septiembre). Para efectos de costos marginales, puede escogerse como representativo el año 1996, que se encuentra en un período de adaptación de la oferta a la demanda y, en consecuencia, puede suponerse que tiene equipamiento óptimo. El precio promedio para la estación seca de este año (1996) es de US$34 /mWh y para la estación lluviosa de US$27 /mWh. Estos valores no requieren de ajuste al ser referidos a 1990, dado que los precios de combustible no se escalonaron.

La figura III-6 permite apreciar los costos marginales por estación (lluviosa, seca) y por período (pico, fuera de pico). La poca variación en los costos marginales para las horas pico refleja el hecho de que la carga para dichas horas es casi el doble de la carga promedio en el sistema. Esto requiere la operación de plantas térmicas para complementar la generación hidráulica en horas pico, aún durante la época lluviosa.

En base a promedios ponderados para costos por estación y por período, se puede obtener la estructura horario-estacional de costos marginales de energía presentada en el Cuadro III-3.

Cuadro III - 3
COSTOS MARGINALES DE ENERGIA
1996

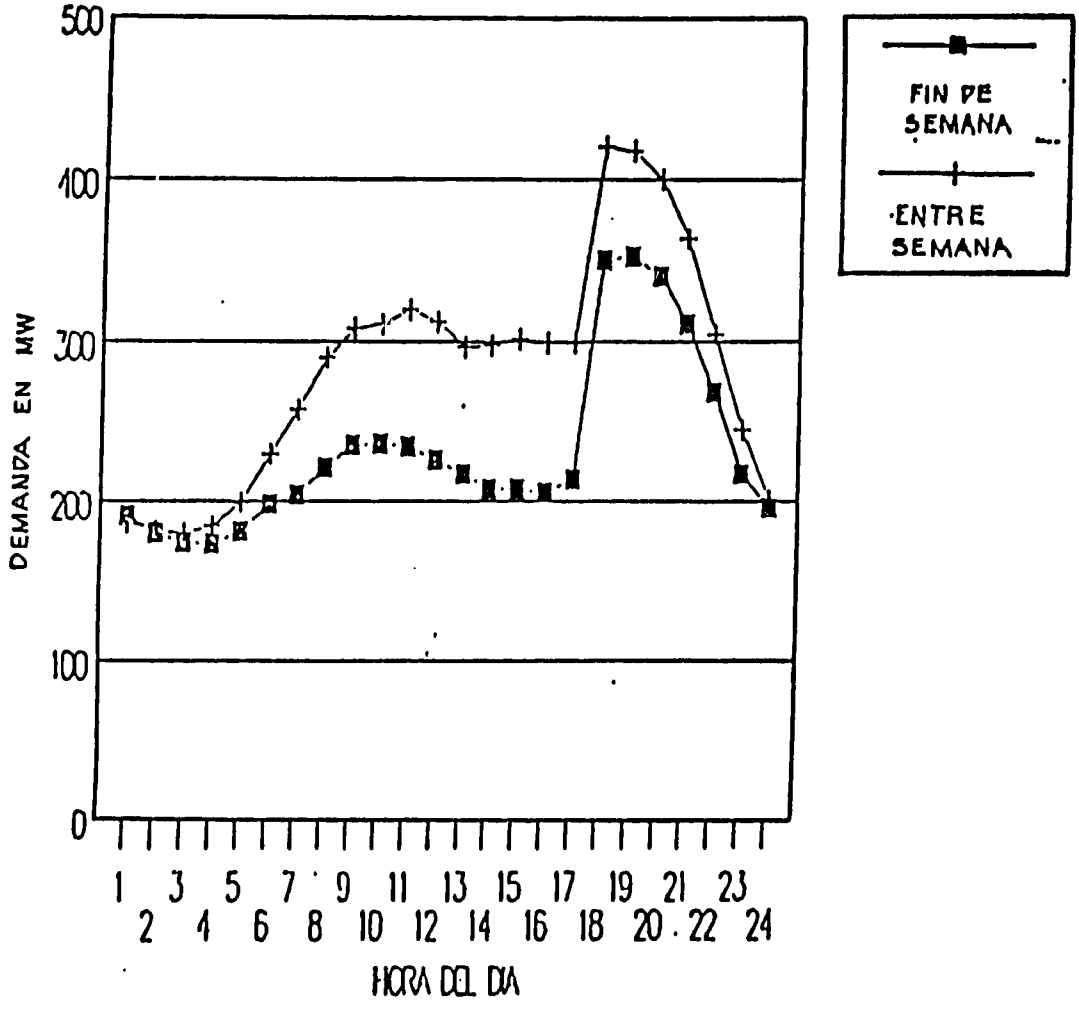
	Pico $/mWh	Fuera De Pico $/mWh
Estación Seca	36	33
Estación Lluviosa	33	26

Notas: Basadas en los costos marginales horarios producidos por el modelo CMSTM y datos del SNI proporcionados por el INDE.

2.6 Análisis de Racionamiento

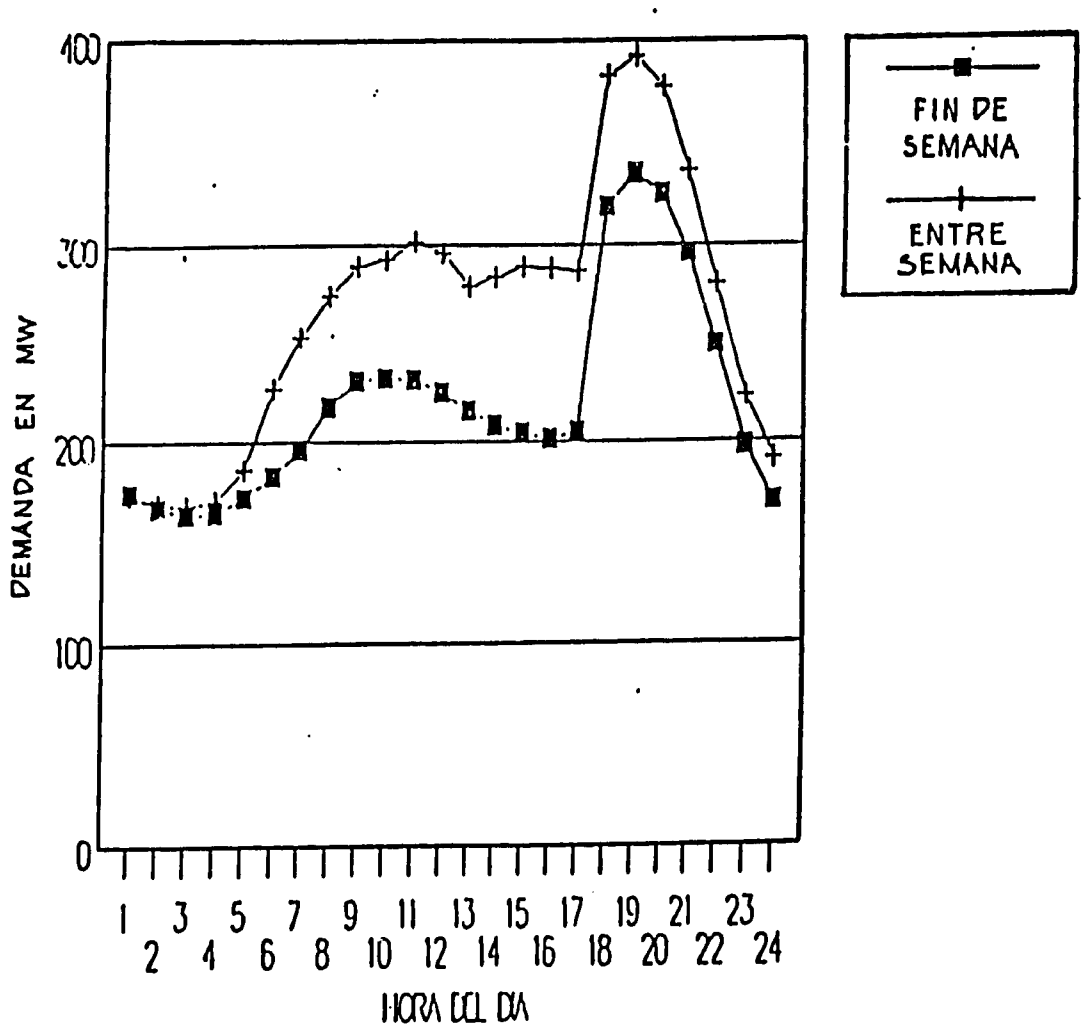
El Cuadro 2 proporciona la energía esperada de racionamiento (mWh) en cada período para el año de 1996. En base a estos valores (se asume que el racionamiento ocurre únicamente en el pico) se calcula la distribución del racionamiento, la cual se incluye en el mismo Cuadro entre paréntesis.

Figura III - 1
DEMANDA SNI
PROMEDIO ANUAL HISTORICO



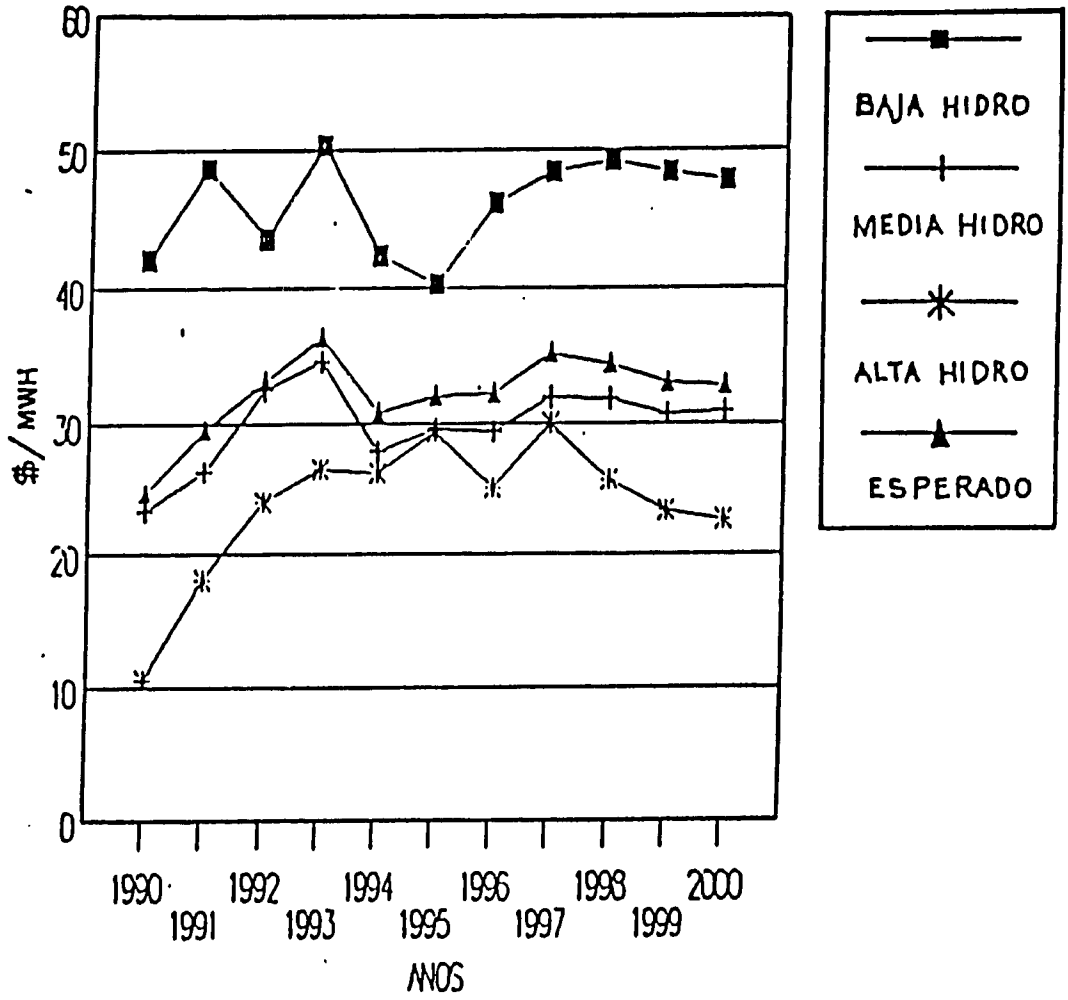
Notas: Datos proporcionados por el INDE. Refleja demanda actual.

Figura III - 2
DEMANDA SNI
DICIEMBRE HISTORICO



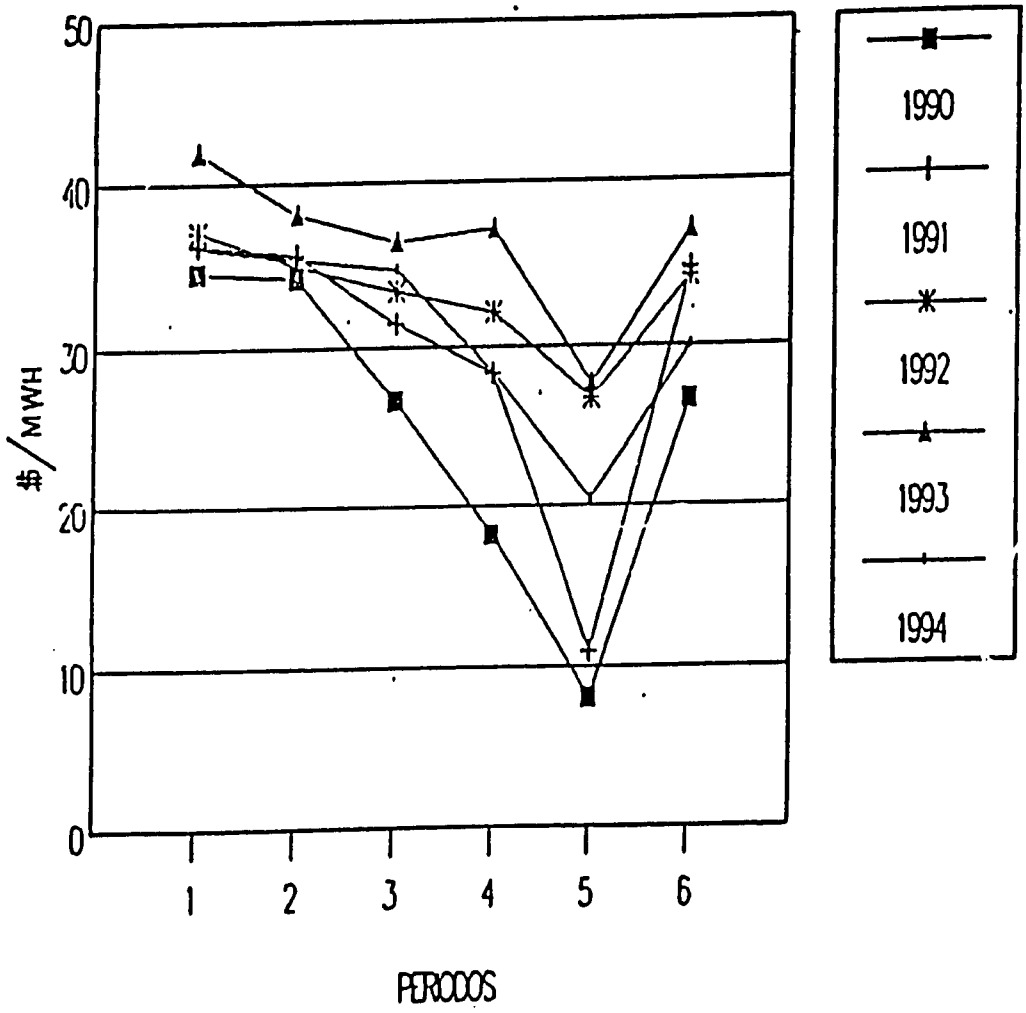
Nota: Datos proporcionados por el INDE.

Figura III - 3
SNI COSTOS MARGINALES
PROMEDIO ANUAL



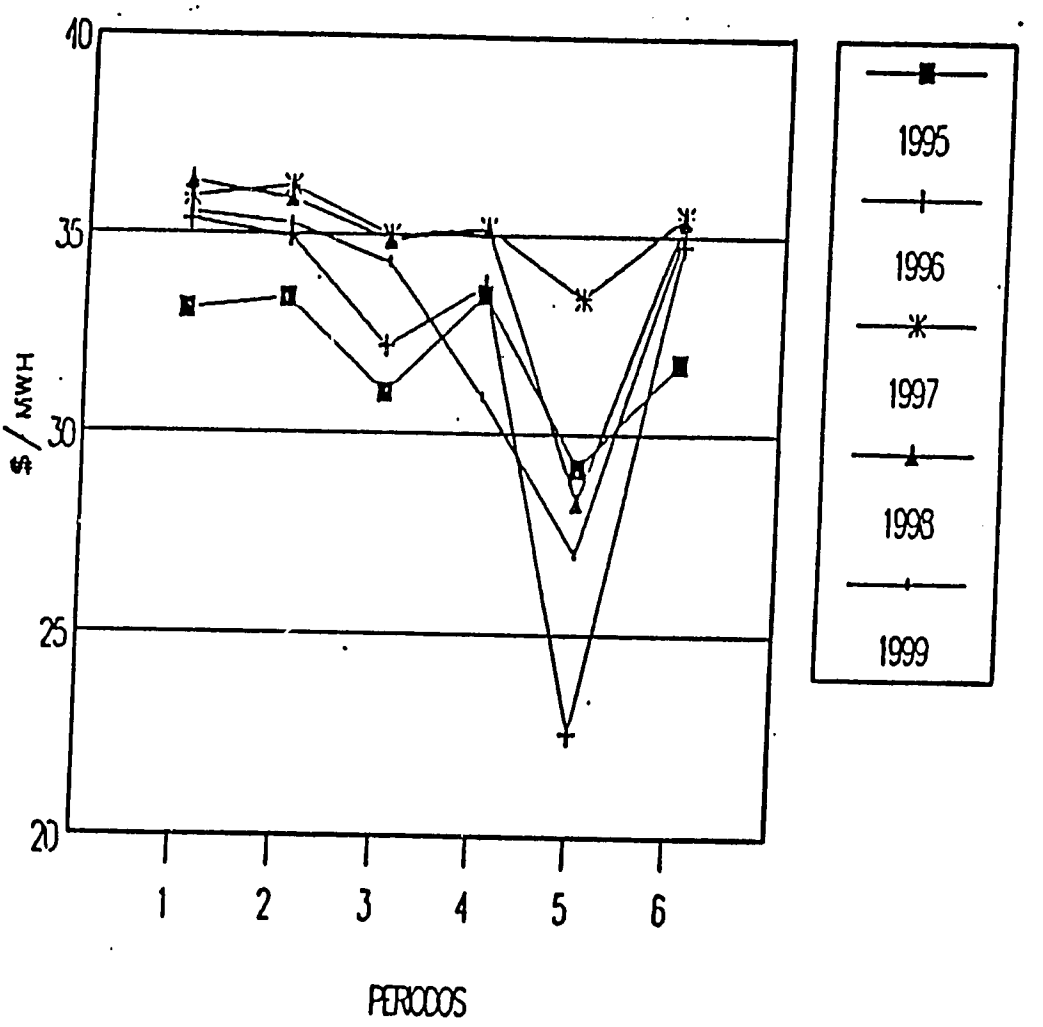
Notas: Datos generados usando el modelo LMSTM y los datos de planificación para el caso base proporcionado por el INDE.

Figura III - 4
COSTOS MARGINALES SNI
PROMEDIO POR PERIODO



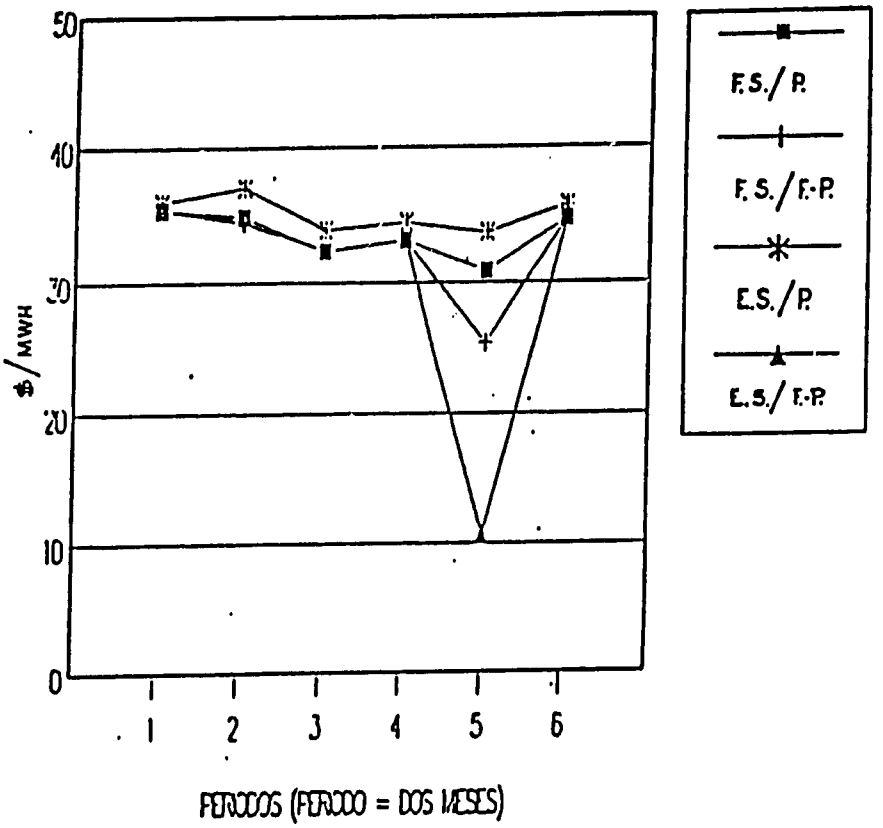
Notas: Datos generados usando el modelo LMSTM y los datos de planificación para el caso base proporcionado por el INDE.

Figura III - 5
COSTOS MARGINALES PROMEDIO
POR PERIODO 1996



Notas: Datos generados usando el modelo LMSTM y los datos de planificación para el caso base proporcionado por el INDE.

Figura III - 6
COSTOS MARGINALES PROMEDIO
POR PERIODO 1996



Notas: Datos generados usando el modelo LMSTM y los datos de planificación para el caso base proporcionado por el INDE.

1/ FS = Días de Fin de Semana

2/ P = Horas Pico

3/ FP = Horas fuera de Pico

4/ ES = Días entre Semana.

Cuadro III-4
ENERGIA (Y DISTRIBUCION) DEL RACIONAMIENTO EN EL SNI

	Pico	
Estación Seca	1,830	(73%)
Estación Lluviosa	680	(27%)

Nota: Basado en los datos del SNI proporcionados por el INDE.

2.7 Costos Marginales de Potencia

El costo marginal anual de potencia puede obtenerse en base a la anticipación un año de 1 kw de equipo de pico, menos los ahorros de combustible que esta anticipación produce. En el sistema guatemalteco el equipo de pico es una turbina de gas, para la que se supone en este estudio un costo unitario de inversión igual a US$450 /kw, incluyendo intereses. El factor de recuperación de capital, para la vida útil de la turbina (que se supone es de 15 años) y una tasa de descuento del 10% es igual a 13%, de acuerdo con la fórmula de la Sección 1.3.3 del Anexo 3. Los costos anuales de operación y mantenimiento pueden calcularse suponiendo un promedio de 4 horas diarias durante 8 meses al año de uso (estación seca) durante. Sobre la base de US$1/kw-mes para costo fijo de mantenimiento y de US$0.10/mWh para costo variable, se encuentra para gastos de operación y mantenimiento un factor igual a un total anual de US$8.096, es decir, 0.018 con relación a la inversión anual. La tasa de salida forzada (incluyendo mantenimiento) puede suponerse igual al 10% y la de pérdidas totales (por calor, altura, transmisión) al 5%.

Los ahorros en costos de operación obtenidos al introducir en el sistema una turbina de gas nueva, pueden estimarse por medio de la siguiente fórmula:

$$ACO = 8.76 \times FCP \times CMPE$$

en donde el ahorro en costos de operación FCP es el factor de carga de pico del sistema, que se puede estimar en .11, correspondiente a 240 días y 4 horas promedias de trabajo por día. CMPE, el Costo Marginal Promedio de Energía, en este caso es igual a US$34/mWh.

Substituyendo estas cantidades en la fórmula [6] del Anexo A.3, tenemos:

$$((.13 + .018) * 450 - 8.76 * .11 * 34) / (.9 * .95) = 40$$

El costo marginal de potencia obtienido es US$40/kW por año. La repartición de esta cantidad sobre los cuatro períodos definidos anteriormente se hace en base a la distribución del racionamiento en cada uno de esos períodos, tal como aparece en el Cuadro III-4. Los resultados se encuentran en el siguiente Cuadro III-5, en $/kW.

Cuadro III - 5
COSTOS MARGINALES DE POTENCIA
($ 1Kw - Yr)

	Pico
Estación Seca	29
Estación Lluviosa	11

2.8 Análisis de Sensibilidad

Se hicieron análisis de sensibilidad con respecto a los siguientes factores:

(a) tasas de salida forzada de las unidades

(b) costos de operación y mantenimiento

(c) reserva rodante

(d) costos de energía no servida

(e) costos de combustible

Se encontró que los costos marginales para el SNI son poco sensibles a cambios en los primeros tres factores. Sin embargo, como era de esperarse, varían con el precio del combustible y con el de la energía no servida.

La siguiente figura III-7 indica la evolución de los costos marginales cuando el precio del barril de petróleo se eleva de US$18 (correspondiente al caso base) a US$ 25 y los demás parámetros permanecen iguales. Los precios del crudo, diesel y bunker correspondientes a un determinado valor del barril de petróleo, dependen de la política de precios del MEM y son considerados por el INDE como exógenos a la operación del SNI.

Se puede concluir entonces que cuando el precio del barril de petróleo se pasa de US$18 a US$25, el costo marginal promedio para 1996 pasa de US$32/mWh a unos US$52/mWh. Los costos marginales por período horario-estacional son entonces, aproximadamente, los dados en el Cuadro III-6.

Cuadro III-6
COSTOS MARGINALES DE ENERGIA CON PETROLEO A $25 POR BARRIL ($/mWh)

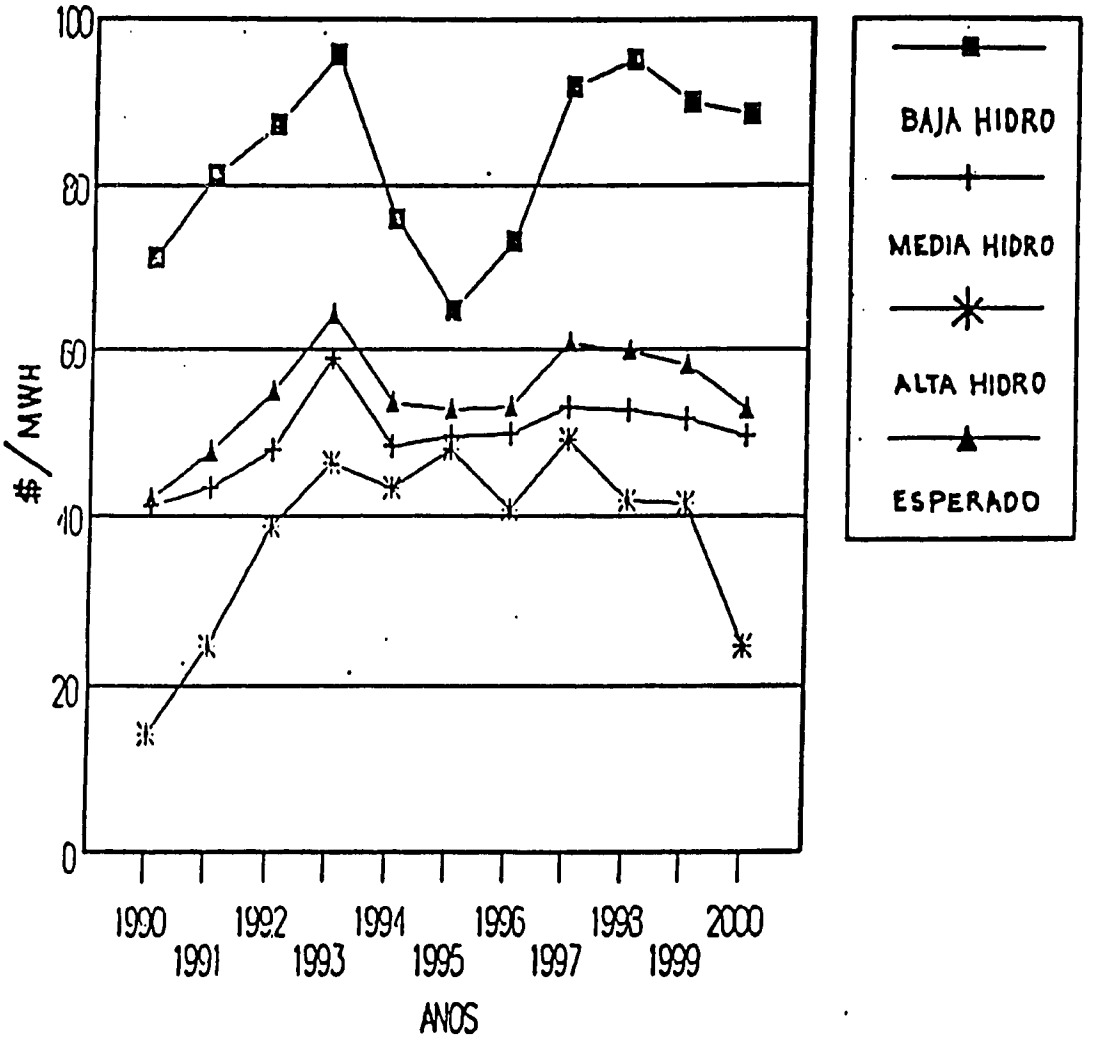
	Pico	Fuera De Pico
Estación Seca	59	54
Estación Lluviosa	52	54

Nota: Basado en los datos del SNI y usando US$2 por barril de petróleo.

La figura III-8 y el cuadro III-7 muestran los costos marginales del SNI si el precio del barril de petróleo se incrementa a US$30, se obtiene la evolución de costos marginales de la figura 9.

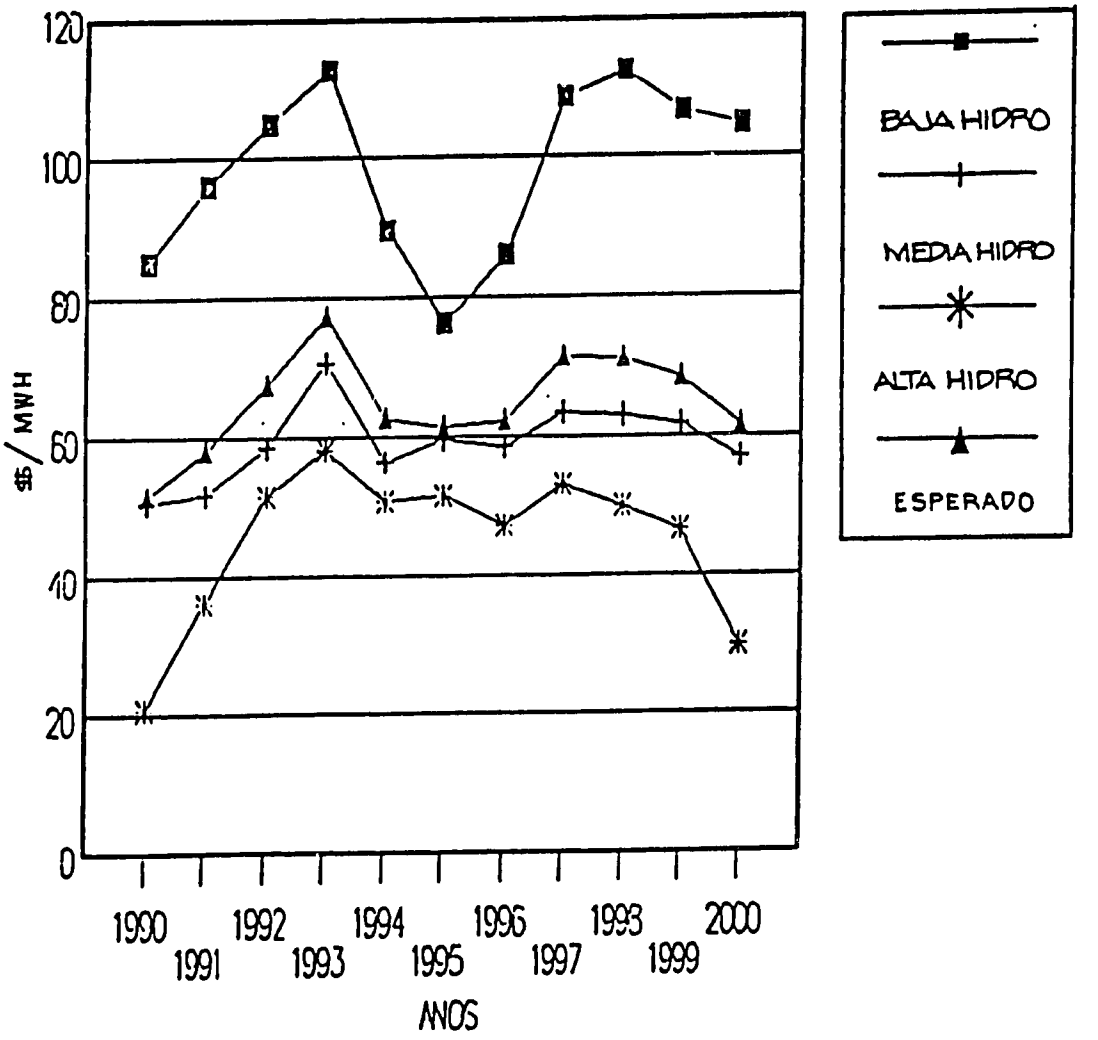
Puede observarse en la figura III-8 que el costo marginal promedio de energía para 1996 adquiere el valor de US$62/mWh, lo que conduce a la siguiente distribución horario-estacional:

Figura III - 7
SNI COSTOS MARGINALES
PROMEDIO ANUAL



Notas: Basado en costos marginales calculados con el modelo LMSTM, basados en datos proporcionados por el INDE y usando US$ 25 por barril de petróleo.

Figura III - 8
SNI COSTOS MARGINALES
PROMEDIO ANUAL



Notas: Costos marginales calculados con el modelo LMSTM, basados en los datos del SNI proporcionados por el INDE y usando US$30 por barril de petróleo.

Cuadro III - 7
COSTOS MARGINALES DE ENERGIA CON PETROLEO A $30 POR BARRIL ($/mWh)

	Pico	Fuera De Pico
Estación Seca	70	64
Estación Lluviosa	62	50

Nota: Basado en datos del SNI proporcionados por el INDE y usando US$30 por barril de petróleo.

2.9 Costos Incrementales de Transmisión

Esta sección calcula el costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) de transmisión a 230 y 138 kV y de transformación a 69 kV. Para el efecto se utilizaron los datos que se encuentran en el "Plan Nacional de Electrificación" de 1988, páginas 55 y 56, correspondientes al programa de expansión de 1990 al 2000. Para los cálculos se supuso una tasa de cambio de 2.50 quetzales (moneda local) por US$1.00 . Se utilizan las últimas predicciones de la demanda. Las inversiones se expresan en miles de dólares y las demandas en megavatios (mW). Como el Plan de Transmisión ha sido actualizado, esta Sección tiene un carácter meramente ilustrativo. Los cálculos se indican en el Cuadro III-8.

Cuadro III - 8
COSTOS INCREMENTALES DE TRANSMISION A 230 Y 138 KV Y DE TRANSFORMACION A 69 KV

	Inversión	Demanda	Incremento en demanda
1990		467.6	
1991	21,809	496.7	29.1
1992	26,995	530.1	33.4
1993	16,148	565.3	35.2
1994	7,356	603.9	38.6
1995	12,398	642.7	38.8
1996	11,328	682.8	40.1
1997	3,162	727.4	44.6
1998	22,314	773.5	46.1
1999	20,638	821.1	47.6
2000	30,323	869.5	48.4

Utilizando los valores del Cuadro III-8, se obtiene una inversión total actualizada igual a US$105,860,000 (se empleó una tasa de descuento igual al 10%) e incrementos actualizados de demanda pico iguales a 236.82 mW.

El factor de recuperación de capital se calcula en base a treinta (30) años de vida útil de la inversión y resulta ser:

$$rec = 0.106$$

Si suponemos que los gastos relacionados con pérdidas eléctricas y operación y mantenimiento representan un 2% de la inversión anual, una aplicación directa de la

fórmula [7] del Anexo A.3, permite obtener el siguiente resultado para el CIPLP de transmisión y transformación hasta 69 kV.

$$(.106 + .02) * (105,860/ 236.82) = \$56/\text{kw año}.$$

La repartición de este valor en pico y fuera de pico, puede hacerse proporcionalmente a la duración del período de pico en ambas estaciones, en base a la suposición de que para los equipos considerados, el período crítico se presenta en el pico.

Cuadro III - 9
REPARTO DE CICLO DE TRANSMISION (230,138 KV) Y TRANSFORMACION A 69 KV. ($/mWh)

	Pico
Estación Seca	37
Estación Lluviosa	19

Nota: Basado en datos para el sistema de transmisión proporcionado por el INDE.

3. ESTRUCTURAS TARIFARIAS BASADAS EN COSTOS MARGINALES

3.1 Introducción

La estructura de tarifas que se establezca para generación privada debe ser sencilla, clara y debe enviar las señales adecuadas para asegurar que el uso que se le dé a la generación privada esté acorde con los objetivos fijados en el plan energético nacional. Debe también incluir términos que tengan en cuenta la calidad del suministro, lo cual se puede medir en función de factores de carga (o disponibilidad), para cada uno de los períodos horario-estacionales. Tanto la estructura tarifaria de venta al usuario final como la de compra de generación privada deben estar basadas en costos marginales, entre otras razones, para dar las señales de precio correctas a los potenciales productores de energía y para asegurar consistencia.

Como principios básicos adicionales, se establecen costos marginales de energía y de potencia, por estación (lluviosa, seca) y por hora del día (pico, fuera de pico). Los costos de potencia incluyen generación, transmisión y transformación AT/MT (Alta Tensión/ Media Tensión) y los de energía, costos de combustible.

3.2 Compensación por Energía

Una compensación por energía puede hacerse en base a los costos marginales que se encontraron en la sección 2.5 para ventas según la estación (seca, lluviosa) y el período (pico, fuera-de-pico). Estos costos de nuevo, son calculados para el año 1996 [2] en el cuadro III-10.

Cuadro III - 10

	Pico ($/mWh)	Fuera De Pico ($/mWh)
Estación Seca	36	33
Estación Lluviosa	32	26

3.3 Compensación por Potencia

Una compensación por potencia y por transmisión/transformación puede hacerse en base a los valores indicados en los Cuadros III - 3 y III - 4 anteriores y a la calidad del suministro de la energía entregada, la cual pudiera estimarse utilizando para el efecto el factor de carga, o la disponibilidad que se define en función de la energía suministrada (E), la potencia contratada (Pc) y el número de horas (T) por el cual se contrata esta potencia, como sigue:

$$D = (E / (Pc \times T)) \times 100$$

3.4 Ejemplo de Cálculo

Esta sección ilustra el cálculo de cantidades que se pueden utilizar para el establecimiento de estructuras tarifarias. Ejemplos de estas últimas se encuentran en la sección de contratos.

Supongamos que un generador privado propone el siguiente contrato de venta de energía:

Cuadro III - 11

Período Horas-Estimadas	Número De Horas	Potencia Contratada (mW)	Factor De Carga Contratado (%)
Nov-Jun Pico	640	10	80
Jul-Oct Pico	320	10	80

Supongamos además, que la energía que en realidad se suministra es como sigue:

(a) En pico, de noviembre a junio = 5,600 mWh.

(b) Fuera de pico,de noviembre a junio = 20,000 mWh.

(c) En pico, de julio a octubre = 2,600 mWh.

(d) Fuera de pico, de julio a octubre = 10,000 mWh.

De los totales anteriores las siguientes cantidades de energía fueron suministradas a una potencia superior a 10 mW:

(a) En pico, de noviembre a junio = 400 mWh.

(b) En pico, de julio a octubre = 300 mWh.

Entonces, las energías que intervienen para el cálculo del factor de carga son las siguientes:

(a) En pico, de noviembre a junio = 5,200 mWh.

(b) En pico, de julio a octubre = 2,300 mWh.

Con estas energías puede calcularse el factor de carga observado:

En pico, de noviembre a junio:

$$100 * (5{,}200/ (640 * 10)) = 81.25\%$$

En pico, de julio a octubre:

$$100 * (2{,}300 / (320 * 10)) = 71.88\%$$

Las cantidades relacionadas con compensación por capacidad se pueden calcular suponiendo que por debajo de un factor de carga igual al 50% la compensacion es nula y que, por encima del 50%, aumenta linealmente entre 0 y 100% de su valor. La aplicación de esta regla conduce a los resultados que se incluyen a continuación.

(a) En pico, de noviembre a junio, el costo marginal de capacidad es US$29/kW. Se obtiene entonces una cantidad total por potencia igual a:

$$2 * ((80 - 50)/ 100) * 29 * 10{,}000 = 174{,}000.$$

(b) En pico, de julio a octubre, el costo marginal de capacidad es US$11 /kw. Se obtiene entonces una cantidad total por potencia igual a:

$$2 * ((80 - 50)/ 100)* 11 * 10{,}000 = 66{,}000$$

Para este período, sin embargo, se observó un factor de carga (71.88%) inferior al contratado (80%). Es necesario entonces, aplicar una penalización cuyo monto se calcula de acuerdo con el contrato respectivo. Supongamos que la penalización es igual a $10,725

Los totales por transmisión y transformación pueden hacerse utilizando una fórmula parecida a la de capacidad, pero con un umbral del 75%. Se obtiene entonces para el período de pico de noviembre a junio un total igual a:

$$2 * ((80 - 75) / 100) * 37 * 10{,}000 = 37{,}000$$

De manera similar, para el período de pico de julio a octubre el monto total por transmisión y transformación sería:

$$2 * ((80 - 75) /100) * 19 * 10{,}000 = 19{,}000$$

Sin embargo, puesto que para este período el factor de carga observado está por debajo del contratado, se hace necesario aplicar una penalización que, de nuevo, se calcularia de acuerdo con el contrato. Supongamos que su valor resulta ser igual a US$3,088.

La cantidad total por energía se calcula utilizando los costos marginales del Cuadro 1. Se obtiene entonces el siguiente resultado:

$$(5,600) * 36 + (20,000) * 33 + (2,600) * 32 + (10.000) * 26 = 1,204,800$$

Las cantidades totales serían entonces:

$$1,204,800 + 174,000 + 37,000 - 10,725 - 3,088 = 1,402,000$$

Esto corresponde a un promedio anual total de US$36.70 /mWh, de los cuales aproximadamente US$31.54 /mWh son atribuibles a energía y US$5.16/ mWh a potencia. Aunque en este ejemplo los cálculos se han hecho a nivel anual, en realidad lo más probable es que se hagan a nivel mensual, para de obtener los pagos a los generadores privados de acuerdo con el contrato que se negocie (ver Sección de Contratos).

3.5 Evolución de la Tarifa

Los costos marginales en base a los cuales se calculan las tarifas dependen del plan de expansión y de parámetros tales como los costos de combustibles. Deben por tanto actualizarse cuando se produzcan cambios significativos en los datos de entrada. Para cambios pequeños puede suponerse que se mantiene el mismo parque generador.

La introducción de proyectos de cogeneración significativos en el sistema de generación, sin embargo, podría forzar a una nueva optimización del plan de expansión. En este caso, los beneficios del proyecto de generación privada se podrían estimar representando el proyecto por medio de una unidad de generación (proxy) y simulando la operación del sistema, con y sin esta unidad representativa. Los pagos por generación privada se calcularían en base a estos beneficios.

---

[1] El modelo LMSTM fue producido por Decision Focus Inc. bajo contrato con EPRI (Electric Power Research Institute) y es administrado por la compañía Power Software Inc.

[2] Costos marginales calculados para el caso base: con un precio de petróleo fijado a US$18 por barril en 1990 y sin ser escalado hasta 1996.

PARTE IV
CONTRATOS

1. INTRODUCCION

Esta sección del informe está dedicada a explicar la manera en que se estructuran los contratos de compra y venta de energía eléctrica.

En general, el contrato debe contener los detalles suficientes para que ambas partes contratantes cubran sus riesgos. Antes de negociar, ambas partes deben estudiar y evaluar los riesgos que el contrato implica: riesgos para el comprador y riesgos para el vendedor, tal como se detallan en el Capítulo 2 de esta parte.

Las sugerencias que acá se presentan están orientadas en base a los contratos de compra y venta de energía eléctrica que se han desarrollado en los Estados Unidos de América desde 1978. En 1978, el Congreso de los Estados Unidos puso en vigor una ley reguladora, "Public Utilities Regulatory Policies Act" (PURPA), para promover la cogeneración y el uso de los recursos renovables.

En base a la ley PURPA, se ha desarrollado en los Estados Unidos de América una industria de producción de energía eléctrica que alcanza a varios miles de millones de dólares anualmente. De igual manera, se han ido desarrollando durante los últimos 12 años, los contratos de compra y venta de energía eléctrica de tal forma que puedan cubrir nuevos riesgos cada vez que éstos van siendo identificados.

En el presente informe, después de explicar los riesgos que el comprador y el vendedor deben analizar, se sugieren aspectos que deberían incluirse en un contrato de compra y venta de electricidad. Estas modalidades o aspectos surgen de las recomendaciones que se hacen en la Parte III de este mismo informe, en relación con los costos marginales.

El Anexo C.1 contiene lenguaje para los aspectos importantes que debe contemplar el contrato.

1.1 Antecedentes de Contratos de Compra y Venta de Energía Eléctrica en Guatemala

Existen en Guatemala dos antecedentes para los contratos de compra y venta de electricidad. El primer antecedente surge de la relación entre el INDE y la EEGSA, los cuales han firmado un contrato de largo plazo para la compra y venta de energía eléctrica que tiene como propósitos:

1o. Fijar y regular las bases y condiciones bajo las cuales el INDE venderá potencia y energía eléctrica a la EEGSA.

2o. Fijar los términos bajo los cuales ambas partes pueden transmitir energía eléctrica a través de sus respectivas instalaciones.

3o. Fijar las normas para la operación interconectada entre ambas partes para poder así suministrar mejor calidad de servicio.

En dicho contrato se le adjudica a la EEGSA la responsabilidad de suministrar energía eléctrica al consumidor en un área de servicio. Este tipo de compra y venta puede calificarse como una venta al por mayor y se hace con toda las formalidades de un contrato.

El contrato INDE-EEGSA es una buena base para la negociación de los contratos de compra y venta con los generadores privados ya que dicho contrato contiene muchas de las disposiciones que se acostumbra incluir en los contratos cuando el comprador (en este caso EEGSA) depende de que se cumpla el contrato para poder servir al consumidor.

El segundo antecedente es un proyecto de contrato preparado por la EEGSA en 1989 para la compra de energía eléctrica de una empresa azucarera. Ese proyecto de contrato tenía como propósitos los mismos que se definen en el contrato INDE-EEGSA.

Cabe notar que entre los propósitos de estos contratos, no se menciona la compra de energía y potencia, sino que se habla solamente de la venta. Estos antecedentes de contratos pueden servir como base para los nuevos contratos con los cogeneradores, ampliando los puntos para incorporar las sugerencias que se presentan a continuación.

1.2 Incorporación de Riesgos

Miembros de las diferentes entidades que forman parte del comité ejecutivo para los proyectos de compra y venta de energía eléctrica y que han participado en este estudio para establecer los costos marginales, han expresado preocupaciones que pueden traducirse en previsión de riesgos. Los compradores expresaron preocupación sobre la seguridad de poder contar con la energía eléctrica que los vendedores se proponen o prometen proveer; el vendedor por su parte, verbaliza el riesgo de pago que debe facturar en el precio de compra y venta. En el Capítulo 2 se definen los riesgos para ambas partes.

El contrato de compra y venta debe tratar de incorporar disposiciones que sirvan para disminuir los riesgos y para determinar la forma de compensar reparar el incumplimiento, aunque existen riesgos que, al no poderse disminuir por medio del contrato, deberán facturarse en el precio.

2. BALANCE DE RIESGOS

2.1 Introducción

Los riesgos que cada parte prevé que tendrá al entrar en el proyecto de cogeneración deben ser identificados y estudiados claramente antes de empezar las negociaciones del contrato. El conocimiento de estos riesgos servirá para establecer el precio al cual el vendedor puede justificar la inversión de capital para llevar a cabo su venta así como el precio que el comprador está dispuesto a pagar.

Los riesgos que se explican a continuación, surgen de las preocupaciones expresadas al grupo de consultores por los miembros de las entidades que forman el comité ejecutivo para proyectos de cogeneración. Además, se agregan algunos riesgos derivados de la situación general en Guatemala, por ejemplo, el hecho de no tener un órgano regulador independiente.

2.2 Riesgos del Vendedor

Los riesgos a los cuales se sujeta el cogenerador dispuesto a vender electricidad o potencia se clasifican en tres tipos generales: riesgos de venta, riesgos de pago y riesgos regulatorios.

2.2.1. Riesgos de Venta

Una planta de generación eléctrica requiere una inversión de capital por parte del vendedor. Esta inversión generalmente se hace después de firmar el contrato de compra y venta de electricidad o por lo menos un Memorandum de Entendimiento que tenga fuerza de ley. En base al contrato y a la expectativa de venta, el vendedor toma una obligación a pagar la inversión necesaria para construir una planta para la generación de energía eléctrica. El riesgo de venta - que se puede caracterizar como "riesgo de que no exista el mercado para vender la electricidad" y al no existir el mercado no se puede recuperar la inversión de capital- se disminuye con la firma de un contrato que obligue a ambas partes, pero no se elimina dadas las posibilidades de incumplimiento por parte del comprador.

Este riesgo se debe a que el contrato de compra y venta le permite al cogenerador/vendedor el acceso al mercado pero sólo a través de un comprador. Por otra parte, basado en el contrato de compra y venta, el cogenerador/vendedor adquiere obligaciones financieras pero en el caso de que el comprador, en este caso "su" comprador, no pueda o se niegue a cumplir con el contrato su acceso al mercado está cerrado y carece de opciones para la venta de su producto.

2.2.2. Riesgos de Pago

Este es el riesgo más severo para el vendedor. El riesgo implica que el vendedor tiene a quien venderle la generación de la planta pero que el comprador no paga por la electricidad o potencia, o paga siempre con retraso. Ciertamente el vendedor tiene el recurso de no producir más si no recibe pago, pero esto no disminuye sus riesgos sino que traslada el riesgo de pago a riesgo de venta (ver 2.2.1)

También el vendedor tiene el riesgo de que aunque se le pague, el precio que se acordó en el contrato no sea lo suficiente para recuperar el costo de inversión o los costos reales de mantenimiento de la planta eléctrica. Esto puede ocurrir si la estructura tarifaria establecida en el contrato no fluctúa o aumenta proporcionalmente a las fluctuaciones de los costos reales del vendedor. Este hecho afecta más en los casos de generadores que usan productos derivados de petróleo como combustible.

Este riesgo también aumenta si los precios de compra y venta no se fijan de antemano para todo el tiempo de vigencia del contrato o si se establecen en base a una fórmula que luego no los incrementa - cuando es necesario - al nivel esperado.

De la misma forma, la estructura tarifaria basada en costos marginales de las empresas eléctricas, y cualquier fórmula que se establezca para ajustes estas tarifas, dependerá, en gran medida, de cierta información que existe fuera del control del vendedor. Esto se debe, tal como se indica en el Capítulo 3 de la Parte II de este informe, a que los costos marginales, que son la base para la negociación de la estructura tarifaria, se han calculado tomando como referencia un plan de expansión

suministrado por el INDE y unos costos de combustible - fijados por el momento por el Gobierno - en los cuales los cogeneradores no pueden influir salvo que negocien sobre el costo de combustible en el contrato.

2.2.3. Riesgos Regulatorios y Políticos

En Guatemala no existe un órgano regulador independiente con poderes reguladores para controlar las actividades de las empresas eléctricas y de los cogeneradores cuando éstos generen electricidad. Los órganos, entidades o agencias reguladoras independientes han jugado un papel de mucha influencia en los países en donde la cogeneración ha llegado a ser parte importante de la electrificación. A base de incentivos tales como tarifas de compra y venta a precios mínimos que exceden los costos marginales, los reguladores han conseguido promover la industria de cogeneración. Esto lo han podido hacer porque una de las tareas más importantes de los órganos reguladores es ejecutar la política energética del país y velar por los intereses de los consumidores. Estas agencias regulan el funcionamiento de las empresas eléctricas en sus transacciones con cogeneradores y controlan las tarifas que las empresas eléctricas cobran a los consumidores.

En los Estados Unidos de América las empresas eléctricas públicas y privadas están sujetas a regulaciones para controlar que no abusen de su monopolio dado que cada cual tiene un cierto territorio de servicio garantizado. Estas empresas están sujetas a regulación a nivel estatal para garantizar que cumplan con su obligación de servir al consumidor, y a nivel federal, para controlar principalmente las ventas al por mayor. Los miembros de estos órganos reguladores son personas electas o nombradas sin conexión alguna con la empresa eléctrica.

En Guatemala, la función reguladora la comparten el MEM y el INDE. La ley de creación del INDE le concede a éste muchos poderes de carácter regulador tales como la obligación de "dar solución...a la escasez de fuerza eléctrica en la Nación y procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal" y "proponer la emisión de las leyes, ordenanzas y reglamentos que tiendan a normar, facilitar y expeditar el uso de energía eléctrica en el país."

Existe pues una cierta confusión sobre quién tiene el exclusivo derecho de controlar el servicio eléctrico en el país. Además, a nivel ejecutivo existe participación de miembros del MEM en las directivas del INDE y EEGSA.

Al no existir en Guatemala un órgano regulador independiente, los compradores o vendedores no tienen a quien acudir para dirimir disputas que surgen del contrato. Las ventajas de acudir a los reguladores, en vez de a otros medios legales disponibles, se deben a que éstos poseen experiencia en asuntos de cogeneración y acudirían a dirimir disputas teniendo en cuenta no sólo los intereses y objetivos de ambas partes sino también la política energética nacional y los intereses del consumidor.

Otro riesgo de carácter regulador y/o político al que están sujetos los vendedores de electricidad es el riesgo de nacionalización al pasar la planta cogeneradora a ser parte integral de la red de electrificación del país, de la cual puede llegar a depender el comprador para suministrar su servicio.

En igual forma, existen riesgos de cambios futuros en la legislación que influyan de manera negativa la compra y venta de electricidad y de potencia entre los cogeneradores y las empresas eléctricas. Peor aún, que una nueva legislación prohíba estas transacciones y las vuelva al control exclusivo del estado sin participación del sector privado.

Al permitir la participación del sector privado en la electrificación del país, la Constitución Política de la República de Guatemala no define cómo se deberá llevar a cabo esa participación. Sin embargo, lo que sí se puede suponer es que ni la Constitución ni ninguna otra legislación vigente contempla ventas de parte de los cogeneradores directamente al consumidor. Esto queda bajo la jurisdicción completa del INDE y la EEGSA. Al no tener la posibilidad de vender directo a otras terceras partes, y al tener que recurrir a medios tradicionales para resolver disputas, los vendedores corren el riesgo, como mínimo, de demoras durante las cuales pueden perder la oportunidad de vender electricidad.

2.3 Riesgos al Comprador

Los riesgos a los cuales se sujeta el comprador de electricidad y potencia se pueden categorizar en tres áreas generales: riesgo de compra, riesgo de servicio y riesgo de precio.

2.3.1 Riesgo de Compra

El comprador corre el riesgo de no tener disponible en el momento necesario la potencia o la energía eléctrica contratada. Generalmente, en los contratos que se estructuran solamente con tarifas para el pago por energía eléctrica, si no se le vende energía eléctrica, el comprador queda sin responsabilidad de pagar.

Solamente en los casos de ventas de potencia se acostumbra imponerle multas al vendedor si la potencia resulta no estar disponible en el momento necesario. Como resultado, en contratos de compra y venta de energía eléctrica, el comprador puede quedar sin protección si el vendedor abandona la generación de electricidad y ésta (de la cual dependía el comprador) ya no le está disponible.

Este riesgo aumenta en cuanto la potencia contratada es un porcentaje significativo de la potencia total del sistema eléctrico. El comprador también se sujeta al riesgo de firmar un contrato de compra y venta y a que luego el vendedor nunca lleve a cabo sus planes de generación.

2.3.2 Riesgo de Servicio

Más serio para el comprador es el riesgo que corre al depender del vendedor para suministrar su servicio al consumidor. Este riesgo se manifiesta al depender de que la potencia y electricidad estén disponibles y al depender del servicio que el vendedor le aporte. El comprador en Guatemala estaría comprando energía eléctrica de un vendedor que en principio no tiene experiencia en generación de energía eléctrica para uso en el SNI.

El comprador corre también el riesgo de que al interconectarse su sistema eléctrico con la planta eléctrica del vendedor, éste pueda -por no tener la experiencia

necesaria en el sistema eléctrico - causarle algún daño al sistema eléctrico (del comprador).

2.3.3 Riesgo de Precio

De igual manera como el vendedor, el comprador corre el riesgo de que la estructura tarifaria no refleje el valor de la energía o potencia. Al negociar una tarifa, el comprador se sujeta a que cambios económicos o ambientales afecten sus costos marginales de tal manera que acabe pagando mucho más por energía o potencia eléctricas de lo que hubiere pagado con su propia generación.

El comprador también corre el riesgo de convenir con el vendedor en una estructura tarifaria que refleje y acomode los riesgos de ambas partes pero que, sin embargo, lo limite en su capacidad para recuperar estas tarifas del consumidor. Es decir que, aunque la estructura tarifaria sea factible, el comprador de hecho esté pagándole más al vendedor de lo que pueda cobrarle al consumidor. Este riesgo surge dado que las tarifas al consumidor están actualmente subsidiadas y no se fijan en base a los costos reales de generación.

2.4 Conclusión

Estos son los riesgos principales que ambas partes deben consideran al negociar el contrato de compra y venta y especialmente al negociar la tarifa de compra y venta. En muchos casos, al no poder disminuir los riesgos mediante disposiciones contractuales, estos se pueden aceptar si el precio compensa a las partes. Es decir que, algunos de los riesgos se pueden aceptar y disminuir en el contrato (ej. riesgo de servicio), mientras que otros (ej. riesgo regulatorio y político) no hay manera de disminuirlos y se deben tener en cuenta al negociar los precios.

El contrato de compra y venta es el vehículo para que las partes negocien protecciones contra los riesgos que estas partes perciban. En el Capítulo 4, se explican varias disposiciones que se han venido desarrollando como manera de prevenir los riesgos y/o disminuirlos. Como se indicó en el Capitulo 1, los contratos de compra y venta se han ido desarrollando a medida que las plantas eléctricas de los cogeneradores han aumentando en tamaño y constituyen un alto porcentaje de la generación disponible al comprador, pasando a ser parte integral de su red eléctrica.

3. DISPOSICIONES PARA LOS CONTRATOS DE COMPRA Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA

3.1 Disposiciones Generales que Deberían Incluirse en los Contratos

Se recomienda que el contrato incluya disposiciones generales que establezcan la intención de las partes contratantes y las bases para las negociaciones. Es decir, que se establezcan en la parte introductoria del contrato las intenciones y expectativas de ambas partes.

En general, en el contrato se debe establecer qué tipo de planta va a utilizarse para vender electricidad, qué uso se le va a dar (si va a ser planta de carga básica o despachable), si las ventas van a ser de energía solamente o si se incluirá un factor de potencia. De igual manera el contrato debe establecer la fecha de inicio y ciertas etapas cuyas metas deben cumplirse para que el comprador tenga la certeza de que la planta eléctrica se está construyendo.

Aunque lo que se firme sea un memorándum inicial para la compra y venta, éste puede incluir todas estas mismas disposiciones generales.

Las disposiciones que acá se desarrollan se han identificado en base a las reuniones que ha tenido el grupo de consultores con los miembros del comité ejecutivo que participa en el proyecto de cogeneración. Este capítulo no intenta exponer todas las disposiciones que se podrían incluir en un contrato de compra y venta. De igual manera, las secciones que se incluyan se pueden ir expandiendo y desarrollando a medida que las partes vayan obteniendo experiencia en la cogeneración.

El Anexo C.1 contiene ejemplos de disposiciones que se pueden ir incorporando en contratos a medida que éstos se vayan desarrollando. Aunque el primer contrato no tiene necesariamente que incluir tal nivel de detalles, se recomienda que ambas partes consideren estas disposiciones e incluyan aquéllas que sean aplicables a su contrato.

3.2 Plazo del Contrato

Es importante que se establezca de antemano el plazo del contrato. Esto contribuye a que el vendedor pueda prever el tipo de financiamiento y el período que le tomará recuperar su inversión y le permita al comprador prever sus gastos e impactos a sus planes de potencia.

Generalmente un contrato de compra y venta tiene un período mínimo de 10 años. La duración del contrato depende de la vida útil de la planta eléctrica. Los contratos para la compra y venta de electricidad hidráulica son de más larga duración (generalmente llegan a 40 años) en vista de que el equipo hidráulico tiene, por regla general, una larga vida útil.

El contrato de cogeneración se puede establecer por un término fijo (aproximadamente 10 a 15 años) o se puede establecer por un período más corto (aproximadamente 7 años, con plazos fijos de renovación). Al terminarse el primer período, el contrato automáticamente sería renovable por uno o dos períodos más de igual duración.

El contrato INDE- EEGSA se estableció con un plazo mínimo de nueve (9) años con la posibilidad de renovarse. Usando este contrato entre INDE y EEGSA como referencia, el grupo de consultores sugiere que el contrato inicial con los cogeneradores tenga un primer plazo de entre 5 y 10 años para permitir reajustes a medida que las partes ganan experiencia en esta nueva industria.

3.3 Frecuencia y Forma de Pago

El contrato debe establecer la frecuencia y forma de los pagos. Se recomienda que los pagos se hagan mensualmente dentro de los treinta (30) días posteriores a la medición y que las tarifas se fijen en dólares. Los pagos pueden ser hechos en

quetzales, ajustados mensualmente según las variaciones que muestre la cotización del quetzal con respecto al dólar.

3.4 Pagos por Energía

Dado que la industria de generación privada está surgiendo en Guatemala, deben tenerse en cuenta diferentes opciones de pago por energía eléctrica.

Existen dos formas básicas para estructurar la sección de tarifas de pago por energía eléctrica en los contratos de compra y venta. Se pueden establecer tarifas a base de precios fijos proyectados o contar con una estructura tarifaria a base de precios que fluctúen en base a una fórmula.

3.4.1 Tarifa en Base a Precios Fijos

Para una estructura tarifaria basada en precios fijos proyectados, la empresa eléctrica (comprador) calcula los precios de la electricidad usando como base las proyecciones futuras de sus costos marginales. Estos llegan a establecerse en base a los datos conocidos en el momento en que se hacen los cálculos y se proyectan hacia el futuro para todo el tiempo de vigencia del contrato.

En base a dichas proyecciones, el comprador y el vendedor negocian una tabla de tarifas eléctricas para la vigencia del contrato, las cuales se pueden afinar para incluir algunos otros factores básicos como las horas del día (pico y fuera-de-pico) y las estaciones del año (húmeda, seca).

Al convenir en una tabla de tarifas pre-establecidas, el vendedor puede prover sus ingresos siendo entonces su único riesgo la generación de electricidad. Desde el punto de vista del vendedor, ya que es él quien genera la electricidad, deben pagársele las tasas pre-convenidas. Sin embargo, el vendedor pasa por alto el beneficio potencial que puede derivarse si una fórmula de escalonamiento basada en los factores que influyen sobre los costos marginales fuera la base para el aumento de las tarifas y el costo del vendedor no se escalonara proporcionalmente al del comprador, de acuerdo con la fórmula.

Los precios fijos facilitarían la participación de inversionistas que dependen de financiamiento para desarrollar sus proyectos de inversión.

Para el comprador, la ventaja de tener una tabla de tarifas fijas es que le representa la oportunidad de comprar electricidad a precios fijos sin equipararla a su costo de generación, lo cual le permite (al comprador) los beneficios de obtener tasas potencialmente más bajas en épocas de sequía extrema o al tener imprevistamente una planta fuera de servicio, cuando estas tasas se han fijado en base a un caso promedio.

Sin embargo, una tarifa pre-establecida priva al comprador de la posibilidad de obtener ahorros futuros como resultado de mejoras que haga en su sistema de generación o de la eficiencia de dicho sistema.

3.4.2 Tarifa de Pago en Base a Precios Fluctuantes

La forma más convencional de establecer tarifas de pago en los contratos, es por medio de una estructura tarifaria que ajuste el precio de acuerdo a una fórmula basada en las variables que inciden sobre los costos marginales del comprador. En el

contrato se establecería un precio base para las ventas de energía eléctrica y/o potencia y debería ser aplicable a todo el primer año de su vigencia. El precio base se escalonaría de conformidad con la fórmula convenida. La fórmula se negociará entre el comprador y el vendedor teniendo en cuenta los supuestos usados para determinar el precio base inicial asignando diferentes valores a los distintos componentes.

Dado que los precios del combustible y las condiciones hidrológicas son factores que inciden en los costos marginales, la fórmula para escalonamiento de precios deberá tener en cuenta dichos factores. Por ejemplo una fórmula recomendable para el escalonamiento se podría establecer usando, entre otros, los siguientes componentes: precio del combustible, contenido calorífico, rendimiento kWh/Btu.

La ventaja que esta estructura tarifaria le ofrece al comprador es que el precio por energía eléctrica se incrementaría en relación con los incrementos en sus costos marginales.

La estructura tarifaria puede también establecer más de un precio base, para acomodar diferencias durante los períodos pico, o fuera-de-pico, aunque la fórmula para escalonar los precios sería la misma.

En el Anexo C se presentan varios ejemplos para estructuras tarifarias con base en precios fluctuantes. Estas se presentan con carácter puramente ilustrativo para servir como guía para negociar posibles estructuras tarifarias.

3.5 Pagos por Potencia Eléctrica

El contrato también se puede estructurar con un pago por potencia separado del pago por energía eléctrica. Los pagos por potencia tienen el propósito de compensar al vendedor por proveer potencia eléctrica al comprador con la misma disponibilidad de sus propias plantas. El comprador conviene en pagar un precio por potencia porque espera tenerla disponible para suministrarla al consumidor e incluirla en sus cálculos de reserva y planes de expansión.

Al convenir en recibir un pago por potencia, el vendedor se compromete a mantener toda la capacidad de generación de la planta (o parte de ella de acuerdo a lo indicado en el contrato) disponible para el comprador. Los pagos por potencia pueden tomar diferentes formas: pago por potencia firme y/o pago por potencia disponible.

También es recomendable que, si las empresas eléctricas de Guatemala consideran conveniente tener la posibilidad de despachar la planta (por ejemplo, dejándola fuera de operación), el pago por la potencia esté estructurado de tal forma que garantice al vendedor el reembolso de su inversión sin perjuicio de si la electricidad sea o no concedida y vendida, ya que el motivo para la disminución o cese de las ventas es la capacidad que se le concede al comprador para despachar.

El Anexo C incluye - en calidad de ilustración - varios modelos previstos para pago de potencia, sea que ésta se entregue en forma continua o se suministre si se tiene disponible como se indica a continuación. El contrato también puede establecer condiciones para los pagos por potencia, de acuerdo a la capacidad tecnológica y operativa de la planta.

3.5.1 Pago por Suministro Continuo de Potencia (Potencia Firme)

Si se establecen pagos por el suministro continuo de potencia, éstos se determinan en base a la potencia que el vendedor se compromete a suministrarle al comprador. Esta potencia, para efectos del contrato, se denomina "potencia firme" y debe mantenerse al inicio de operaciones comerciales.

El pago por potencia se puede estructurar como un pago separado del pago de energía o se puede incluir como parte de la misma tarifa por ventas de energía eléctrica.

En contratos por venta de electricidad con base en el despacho, siempre se acostumbra determinar pagos por la potencia firme. Por ejemplo, cuando el comprador tiene el derecho de "despachar" la planta del vendedor y dejarla sin operar. En este caso, el pago por potencia debe ser suficiente para reembolsar al vendedor su inversión aún en los casos en que el comprador decida no comprar la energía eléctrica.

Este tipo de compromiso requiere tener mucha confianza en la capacidad operacional de la planta a los niveles requeridos dado que se acostumbra negociar la imposición de multas si la potencia no está disponible.

3.5.2 Pago por Potencia Disponible que Excede a la Potencia Comprometida

En este tipo de contratos, se negocia un margen de potencia que puede estar disponible excediendo a la potencia comprometida de una manera firme, y el comprador se compromete a comprar esa potencia si el vendedor la pone a su disposición a un precio más bajo.

A las empresas eléctricas de Guatemala les interesa poder contar en el futuro con la potencia de plantas generadoras del sector privado. Sin embargo, a medida que la generación privada es una nueva industria en Guatemala no se tiene aún la suficiente experiencia como para comprometer toda la potencia de las unidades cogeneradoras siendo consideradas de manera firme, a un precio y con posibilidad de que se les impongan multas. Por consiguiente, se recomienda que solamente se comprometa una parte de la potencia de manera firme y el resto se venda únicamente si está disponible a un precio más bajo.

3.6 Pruebas y Multas

Los contratos con estructuras tarifarias que suponen pagos por potencia, acostumbran siempre incluir pruebas para verificar la capacidad de la planta de tener disponible la potencia. Las pruebas pueden realizarse anualmente o semi-anualmente. También los contratos estipulan ciertas penalidades (multas por ejemplo) que deberán cubrirse como reparación al comprador si la potencia con la que éste contaba no está disponible.

Dado que la producción de los recursos de generación de Guatemala varían de acuerdo a los cambios estacionales, el grupo de consultores recomienda que los contratos en los que se establezcan pagos por potencia prevean las pruebas de la capacidad de la planta que deban efectuarse por lo menos una vez al año, y que en el

contrato se fijen las fechas para las pruebas. Las fechas que se establezcan en dicho contrato pueden seleccionarse para que coincidan con el inicio previsto de la baja hidrológica. Esto suministrará al comprador un nivel confiable de certeza de que la potencia generada estará disponible al ser necesaria.

Si la planta no puede operar al nivel requerido cuando se haga la prueba inicial, el contrato puede autorizar que la prueba de potencia se vuelva a realizar dentro de un período de tiempo especificado.

En el Anexo C.1 se sugiere también lenguaje para pruebas de potencia.

Las multas que se le impongan al vendedor si la potencia no está disponible, se convierten en una garantía financiera a favor del comprador, que le permite ser compensado si se viera obligado a obtener potencia proveniente de otras fuentes como resultado de la incapacidad del vendedor para servírsela.

3.7 Disputas e Incumplimientos

El grupo de consultores está consciente de que existe un cierto grado de preocupación tanto de parte del comprador como de parte del vendedor en cuanto a cómo resolver diferencias una vez que el contrato ha sido firmado.

Al comprador le preocupa la posibilidad de incumplimiento de parte de el vendedor (generador privado) si no fuera capaz de generar electricidad con el mismo grado de confiabilidad que una empresa eléctrica.

Al vendedor le preocupa que el comprador falle en comprarle la potencia después de haber invertido considerables cantidades de dinero, como resultado del hallazgo de fuentes alternativas de potencia o como consecuencia de cambios en las regulaciones, expropiación, nacionalización, etcetera.

El grupo de consultores también percibió cierto grado de preocupación de ambas partes en cuanto a la capacidad de una y otra de cumplir con las obligaciones financieras que puedan resultar en pagos por faltas; ya sea que el comprador sea incapaz de pagar la potencia vendida o que el comprador no pueda pagar las multas debidas. En última instancia, muchas de las fallas en la ejecución o incumplimientos pueden traducirse en faltas de pago.

El grupo de consultores recomienda que todos los actos o condiciones consideradas como faltas se detallen en el contrato. En el Anexo C.1 se sugieren, en una lista, los posibles casos de incumplimiento. Se recomienda que se definan lo más posible las causas de incumplimiento, dado que siempre suelen surgir en el contrato disputas acerca de los casos que se consideran como incumplimiento.

El grupo de consultores recomienda que en el propio contrato se establezcan mecanismos para resolver disputas de una forma expedita como prevención y previsión de posibles fallas. Aún antes de que un acontecimiento resulte en una falla de incumplimiento total, posiblemente emergerá alguna disputa que requiera solución. Ya que ambas partes cuentan con que se cumpla el contrato (el vendedor dependiendo de las ventas y el comprador de las compras) cualquier disputa, sea de carácter técnico, financiero o de otro tipo, deberá resolverse por la vía más expedita de tal forma que no afecte la ejecución inmediata que se requiere de cada una de las partes y para prevenir una situación que pudiera a la postre resultar en un fallo total.

Con este propósito, el grupo de consultores recomienda que se establezca un comité cuya función sea la resolución de disputas que puedan aparecer entre las partes contratantes. La necesidad de tener una entidad que arbitre la resolución de disputas surge de dos motivos principales:

1) La naturaleza de la transacción que, como se indica anteriormente, con cada una de las partes contando en una ejecución programada se vería seguramente afectada si cualquier disputa solamente fuera a resolverse a nivel de procesos legales que pueden ser tardados y costosos.

2) La presente falta de un cuerpo regulador independiente que tenga poder y capacidad para interferir, controlar, regular y administrar los contratos de compra y venta de electricidad.

Por consiguiente, se recomienda que todo tipo de controversias sean referidas en primera instancia a esta entidad, la cual puede estan compuesta por miembros elegidos por ambas partes contratantes. También es recomendable que un tercer miembro independiente en el comité tenga conocimiento de los intereses de ambas partes. El comité de tres miembros tendría como función esencial ser un grupo de arbitraje para resolver disputas que surjan durante la vigencia del contrato.

Si el comité fracasa en hallar una solución, tendrá que pasarse a las reparaciones legales tradicionales o a un arbitraje formal. El Anexo C.5 muestra un lenguaje que se puede utilizar para la resolución de disputas.

3.8 Otras Disposiciones

En el Anexo C.1 también se incluyen disposiciones que tratan con los siguientes asuntos: medidores de electricidad, procedimientos operativos de interconexión, programa de etapas-meta y garantías. Estos asuntos se presentan únicamente a guisa de ilustración, como ejemplo de la forma como se han resuelto estos asuntos en otros contratos de compra y venta. Se sugiere que estas disposiciones se empleen como orientaciones para la negociación de los contratos. Más adelante, la forma final del contrato, deberá redactarse de acuerdo a los riesgos y a los resultados de las negociaciones.

PARTE V
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Previous Page Blank

1. CONCLUSIONES

Esta sección del informe presenta las conclusiones del estudio y recomendaciones para lograr una participación efectiva del sector privado en la cogeneración. Las conclusiones y recomendaciones que aquí se presentan abarcan, necesariamente, un aspecto global sobre las condiciones en Guatemala y aspectos particulares para el sector cogenerador.

Existe en Guatemala acuerdo en cuanto al importante papel que el sector privado puede jugar complementando al sector público en la generación de energía eléctrica por medio de la cogeneración.

El potencial para cogeneración y uso de recursos renovables en Guatemala en enorme y podría proveer un porcentaje considerable de la producción eléctrica total del país. Esto vendría a cambiar radicalmente la estructura y el funcionamiento presentes del sector eléctrico. El sector eléctrico necesitaría organizarse de tal forma que pudiera proveer la información necesaria para una eficiente participación del sector privado. Las decisiones sobre los recursos que se deben desarrollar tendrían que ser tomadas de forma expedita y clara para no retardar las inversiones de beneficio social y para evitar la duplicidad de proyectos de desarrollo.

1.1 Impacto del Presente Estudio

El proceso usado en este proyecto para la determinación de los costos marginales de generación y para desarrollar orientaciones generales para contratos de cogeneración, ha dado como resultado una mayor comprensión acerca de lo que ésta significa y puede representar en Guatemala.

Ha habido bastante progreso en la comprensión de la cogeneración y en la formación de las políticas a nivel nacional e institucional para incluir la cogeneración en la planificación de los recursos energéticos en Guatemala. Los progresos realizados en los últimos quince meses han sido en el aspecto conceptual de la cogeneración. Se ha establecido un proceso de participación conjunta que ha aumentado la confianza entre el sector privado y el público. Ahora sólo resta que los avances conceptuales se traduzcan en nuevas políticas y en la puesta en marcha de estrategias para que la cogeneración sea una realidad en Guatemala.

En general puede decirse que:

A) Existe un acuerdo en el sector energético de Guatemala en cuanto a la importancia de la participación del sector privado en la generación de electricidad a través de la cogeneración. El sector público ha principiado contar con la cogeneración entre los recursos eléctricos. El potencial para cogeneración y uso de recursos renovables en Guatemala es considerable y podría proveer un porcentaje significativo de la producción eléctrica total del país.

B) El proceso participativo - utilizado en este estudio -permitió a las entidades públicas y privadas nacionales involucradas en proyectos de generación de

energía, obtener una mejor comprensión del proceso de cogeneración y compartir sus puntos de vista, sus necesidades e intereses con mayor fluidez. Ha demostrado ser un procedimiento eficaz para viabilizar contratos de cogeneración.

C) Gracias a la participación conjunta del INDE y la EEGSA en el desarrollo de la metodología para el cálculo de los costos marginales, ambas instituciones comparten ahora una mejor comprensión del planeamiento de los sistemas eléctricos hidro-térmicos y del impacto que tiene la hidrogeneración en los costos de generación eléctrica en Guatemala.

D) La inclusión de la cogeneración dentro del sector eléctrico produciría necesariamente cambios traducibles en ajustes estructurales y funcionales en el sector eléctrico. La previsión de este hecho permitió iniciar algunas reflexiones en el seno del comité ejecutivo, acerca de los ajustes institucionales que facilitarán el desarrollo de la cogeneración en el país con sus consecuentes beneficios económico y social.

E) Se iniciaron las discusiones acerca de la necesidad de cambios estratégicos e institucionales para que se asignen las responsabilidades regulatorias a agencias gubernamentales distintas del propio Estado para operar las empresas eléctricas. Esto suministrará a las empresas eléctricas una meta clara y una visión empresarial que las aliente a proveer eficientemente sus servicios al consumidor.

1.2 Costos Marginales

Los costos marginales calculados en este estudio están basados en el plan de expansión adoptado por INDE. A medida que este plan de expansión no se pone en marcha, los costos marginales para los años que principian en la fecha de operación para la primera adición al sistema, se verán afectados.

Los costos marginales promedio de energía incrementan de US$25/mWh a US$37/mWh entre 1990 y 1993 a medida que la demanda sube y reduce la reserva de capacidad en el sistema. Los costos marginales bajan en 1994 a US$31/mWh como resultado de la nueva capacidad instalada en el sistema ese año. Este proceso es consistente con la teoría y la experiencia que se tiene en costos marginales. En caso de tardarse la operación de las unidades generadoras programadas para 1994, los costos marginales continuarían subiendo.

La importancia de la energía hidroeléctrica se puede apreciar en el efecto que tiene sobre los costos marginales, los cuales llegan a un promedio anual de US$20/mWh en la época lluviosa de años con precipitación alta y adquieren un promedio de US$41/mWh con baja precipitación pluvial. Es la participación de la energía hidroeléctrica la que amortigua el impacto del incremento en el precio del combustible sobre los costos de operación del sistema.

Los costos marginales para el caso base que se mencionan acá fueron evaluados usando un costo de combustible de US$18 por barril de petróleo. Teniendo en cuenta los cambios bruscos que sufre actualmente el precio del combustible, le corresponde al

MEM establecer los precios que se fijarán para uso de INDE y otras entidades que consumen este tipo de combustibles. Hay que hacer notar que el costo del combustible es la variable que más incide sobre los costos marginales después de la hidrología. Es así que cuando el barril de petróleo aumenta su precio de US$18 a US$25 da como resultado un incremento en los costos marginales de US$32/mWh a US$52/mWh.

El costo marginal de potencia se calcula usando la turbina de gas como proxy. Este método es correcto porque son las turbinas de gas las unidades que más probablemente se construirán para suministro de potencia, si los proyectos que actualmente se incluyen en el plan de expansión no se materializan.

1.3 Contratos

Tanto el sector público como el sector privado en Guatemala tienen interés en que se lleve a cabo la participación del sector privado en la cogeneración. Por otra parte, miembros de las diferentes entidades que forman el comite ejecutivo que trabajó en este proyecto, han manifestado su preocupación en cuanto a los riesgos que se corren al entrar en un contrato de cogeneración.

Uno de los aspectos determinantes para la participación efectiva del sector privado en la cogeneración es el desarrollo de la confianza entre todas las partes involucradas en el proceso. Esa confianza crece a medida que cada parte gana experiencia en la nueva industria y a medida que la comunicación entre las partes se mantiene abierta.

El proyecto de estudio de costos marginales, usando un método participativo, ha promovido el intercambio de información como una forma de aumentar la confianza entre el sector público y privado. Esta apertura de comunicación se manifestó en cierta forma durante el intercambio de data de planificación entre las diferentes entidades públicas y entre el sector público y el sector privado.

La función del contrato de cogeneración es proveer a cada parte las garantías necesarias para poder participar en la compra y venta de energía eléctrica y hacer posible un balance entre riesgos y beneficios para ambas partes. La descripción que se hace en el presente informe de los riesgos percibidos por cada parte incluye solamente algunos de los tipos de riesgos identificados en contratos de cogeneración, pero se dirige especialmente a las preocupaciones expresadas por las entidades guatemaltecas.

1.4 Sistema Regional Centroamericano

La participación de Guatemala en un sistema eléctrico a nivel regional centroamericano beneficiaría tanto a Guatemala como a los otros países. La coordinación de las demandas nacionales con características temporales y geográficas diferentes ayudaría a optimizar los recursos de cada nación y los beneficios resultantes serían compartidos por todos. La misma experiencia ganada en las transacciones con los cogeneradores se puede usar para establecer transacciones mutuamente beneficiosas entre países. El primer paso dado por Guatemala con el establecimiento de los costos marginales de producción, al ser utilizado por todas las entidades nacionales en la región centroamericana, podría tambien servir para promover el intercambio de energía eléctrica a través de las fronteras.

La información sobre costos de produción y transmisión de cada país y el principio de mercado se podrían usar para optimizar la inversión en recursos energéticos a nivel regional en vez de solamente nacional.

2. RECOMENDACIONES

Las recomendaciones que aquí se incluyen se refieren a los tres objetivos del proyecto:

a) establecimiento de costos marginales

b) orientaciones para contratos de compra y venta de energía y

c) recomendaciones generales para estudios y actividades consecutivas.

2.1 Costos Marginales

Las recomendaciones del grupo de consultores cubren aspectos institucionales y técnicos.

En la parte institucional, se recomienda que se establezca un proceso periódico de evaluación de costos marginales de energía y potencia para el SNI. Esta reevaluación periódica debería coincidir con el ciclo de planificación usado por el SNI. Los nuevos datos de costos marginales sería suministrada al sector privado para su uso en la evaluación de proyectos de cogeneración.

Podrían incluirse representantes del INDE y de la EEGSA entre el equipo humano que hará la planificación y que determine el plan de expansión para el SNI y otra data que deba usarse en el cálculo de costos marginales.

Los resultados del proceso de reevaluación de costos marginales serían consistentes con la data usada en el sistema eléctrico para planificación. Estos resultados serían presentados al MEM o a otra entidad con responsabilidad reguladora de los asuntos de cogeneración.

En la parte técnica, se recomienda que la información obtenida en el presente estudio de costos marginales se use para afinar los resultados producidos por el modelo WASP para identificar el nuevo plan de expansión con costo mínimo. Este proceso ya ha sido iniciado por personal del sector de planificación del INDE.

También recomendamos que se evalúe la posibilidad de variar la operación del sistema hidroeléctrico para proveer más potencia y/o energía en períodos secos. Esta evaluación se beneficiaría del programa de asesoría técnica incluido a continuación en las recomendaciones generales.

2.2 Orientaciones Generales para Contratos

En relación a los contratos de compra y venta de energía y/o potencia entre empresas eléctricas y cogeneradores, el grupo de consultores recomienda tener en cuenta los siguiente aspectos:

a) Que los contratos iniciales tengan la forma y el valor de un contrato/ memorandum de entendimiento pero que incluyan las disposiciones

importantes para el balance de riesgos. Los aspectos que deberán tratarse incluyen:

- los precios de venta, que deberán fijarse en base a la metodología de costos marginales usados en el estudio y que deberán variar de acuerdo a una fórmula que tenga en cuenta las variables que inciden en dichos costos.

- el plazo del contrato, cuyo plazo inicial mínimo deberá ser de 10 años con una renovación posible en plazos de 2 a 5 años.

- la responsabilidad de ambas partes en cuanto a la interconexión, los medidores de electricidad, el voltaje, la comunicación, la transmisión de energía eléctrica y cualquier otro aspecto interés.

- el procedimiento para resolver disputas entre las partes a un nivel ejecutivo o utilizando arbitraje, para lo cual es necesario que se establezca un comité ad hoc para resolver problemas, dirimir disputas o zanjar controversias en interpretaciones del contrato.

- la disposicíon de los pagos por potencia hasta después de un período de prueba o hasta la primera renovación del contrato cuando las partes estén seguras de poder cumplir y/o estén en capacidad de aceptar multas o penalizaciones por fallas o incumplimientos.

b) Que estas recomendaciones se tengan en cuenta y se incorporen en los contratos, conforme se va estudiando y comprendiendo mejor su finalidad e intención.

c) Que usando como base el memorandum de entendimiento, se establezca un contrato básico estandarizado para todas las transacciones de proyectos independientes de energía.

2.3 Recomendaciones Generales para el Sector Público

Las recomendaciones generales se agrupan en políticas nacionales, estructura institucional, y asesoría técnica. Generalmente, se nota que un programa de cambio y adaptación para fomentar la participación del sector privado en la generación eléctrica debe iniciarse con nuevas políticas de energéticos, después hacer ajustes a la estructura institucional que permitan la participación del sector privado y establecer programas de capacitación técnica. La idea es comenzar con nuevas políticas y evolucionar hacia el detalle en forma racional y organizada.

2.3.1 Políticas Nacionales

El método usado en Guatemala para proveer subsidio al consumidor de electricidad no permite determinar con claridad los costos de suministro de los servicios eléctricos. Esto da como resultado una disminución de la eficiencia. Al no tener la información sobre costos, los empleados de las empresas eléctricas carecen de incentivos para llevar a cabo proyectos para el incremento de la eficiencia. La gerencia

también tiene dificultades para establecer programas de eficiencia y para darles retroalimentación en cuanto a niveles de eficiencia a sus empleados.

El subsidio a la energía eléctrica también trae como consecuencia el mal uso del servicio. Las tarifas al consumidor deberían reflejar el costo real de suministro del servicio. Esta "señal correcta" del costo indica a los usuarios cómo y en cuánto ajustar su consumo y promueve la eficiencia en el consumo.

La ineficiencia en la producción y operación de las empresas se podría solucionar en parte, aun manteniendo una política de subsidio al consumidor. Para esto, el subsidio debería de aplicarse directamente al consumidor en el momento de pagar las tarifas. Actualmente en Guatemala, el INDE genera y vende energía en bloque a EGGSA, para que ésta la distribuya al consumidor cobrando las tarifas establecidas por el mismo INDE de acuerdo a las políticas nacionales. Gracias a estas políticas, las tarifas son menores que los costos de suministrar los servicios y ocultan los costos de producción, transmisión, distribución, etc. Estos "costos ocultos" no permiten establecer programas para mejorar la eficiencia de INDE o EEGSA.

Un programa de estudios de tarifas ayudaría a determinar la forma como los costos de servicios son consecuencia del proceso de servicios, producción, transmisión, distribución, etc. para los varios grupos y tipos de consumidores. Este estudio permitiría al Gobierno de Guatemala tomar una decisión mejor informada sobre el nivel del subsidio que deba proveerse a los consumidores y los tipos de consumidores que deberían recibirlo.

Se deberían incluir dentro de un plan energético otros aspectos de las políticas nacionales incluyendo programas de conservación de la energía eléctrica, protección del medio ambiente, reducción de emisiones, etc.

Aunque no se puede clasificar propiamente como política nacional, la participación de Guatemala en un sistema eléctrico a nivel regional centroamericano beneficiaría tanto a éste como a los otros países.

2.3.2 Estructura Institucional

La organización institucional en Guatemala refleja la evolución del sistema eléctrico del país que principió con una compañia privada y continuó con la creación del INDE en 1959 como empresa estatal encargada de todos los aspectos del servicio eléctrico. Esta estructura de integración vertical de producción, transmisión y distribución de electricidad era la más generalizada en aquella época y la que se consideraba como más eficiente dadas las circunstancias políticas, económicas y tecnológicas.

La estructura institucional de la industria eléctrica está cambiando a nivel mundial. Este cambio responde a las nuevas condiciones tecnológicas y económicas prevalentes. El monopolio de la producción y la integración vertical de todas las partes y componentes del servicio eléctrico están ahora siendo reemplazados por una nueva estructura en la que la producción se comparte entre varias entidades públicas y privadas. Se está contemplando además la participación de varias entidades en la transmisión y distribución.

La nueva política de participación del sector privado en generación eléctrica en Guatemala, trae consigo la necesidad de que la estructura institucional del sistema eléctrico cambie a su vez para permitir una efectiva participación del sector privado. Independientemente de la participación de este sector, la reestructuración institucional de la industria eléctrica en Guatemala se hace necesaria para lograr que funcione eficientemente.

Un aspecto clave de la reestructuración institucional es la separación de las funciones de regulación y de producción. La entidad reguladora debe tener como función la protección de los intereses de los consumidores y ser independiente de la entidad productora (empresas eléctricas), cuyo objetivo es suministrar la energía eléctrica demandada por los consumidores. La independencia de la entidad reguladora tambien sería vital para que funcione como árbitro en las transacciones entre las empresas eléctricas y los cogeneradores, lo que proveería un recurso legal para los generadores privados, incentivando así la participación del sector privado.

Se recomienda un estudio que evalúe la estructura institucional actual del sector eléctrico en Guatemala y que recomiende los cambios estructurales que promuevan su desarrollo institucional en búsqueda de la eficiencia. Dicho estudio también evaluaría los ajustes que son necesarios para una eficiente y eficaz participación de los cogeneradores con el sector.

2.3.3 Asesoría Técnica

El avance técnico de la industria eléctrica de Guatemala, tanto en cuanto al desarrollo de nuevas herramientas analíticas o de operación como en la capacitación del personal en las entidades públicas y privadas, es esencial para el diseño de nuevas políticas energéticas y la reestructuración institucional. Con una política energética clara y una estructura institucional eficiente, la capacitación técnica también permitirá el desarrollo eficaz de la cogeneración y permitirá el alcance de los objetivos nacionales.

Las cinco áreas en las cuales se recomienda que se provea asesoría técnica al sector público se describen a continuación.

2.3.3.1 Estudio de Costos de Transmisión y Distribución

Este estudio complementaría el estudio de costos marginales de producción contemplado como parte de este proyecto y permitiría al Gobierno de Guatemala calcular los costos totales del servicio eléctrico. La información sobre los costos totales del sistema permitiría establecer tarifas al consumidor que reflejen el costo de servicio y también establecer todos los efectos que la energía suministrada por los cogeneradores tendría sobre el SNI.

El estudio de los costos de transmisión y distribución también proveerá información y herramientas analíticas que permitan a las empresas eléctricas optimizar la expansión de su sistema eléctrico.

2.3.3.2 Optimización del Sistema Hidrotérmico de Guatemala

La energía hidroeléctrica es el componente más grande del SNI y es el recurso energético mayor de Guatemala, por lo tanto el uso óptimo de este recurso tendría un efecto importante sobre la operación de todo el sistema.

Se recomienda hacer un estudio hidrológico de Guatemala para determinar la frecuencia de los flujos en las cuencas principales y evaluar diversas opciones de funcionamiento y expansión del sistema hidroeléctrico. Este estudio incluiría la determinación del potencial para el desarrollo de sistemas de embalse multianuales y para la optimización de la operación de dichos sistemas, para reducir la necesidad de nueva potencia térmica.

2.3.3.3 Levantamiento de Mapas de Areas Con Potencial Hidroeléctrico

Dada la magnitud del plan de expansión en Guatemala y la abundancia de áreas con potencial hidroeléctrico para proyectos de mediana y pequeña envergadura, una política de inserción de tecnología a nivel apropiado sería recomendar la construcción de plantas hidroeléctricas de hasta 50 mW.

La ubicación de proyectos hidroeléctricos con mayor eficiencia de costo es de suma importancia para asegurar el Plan de Expansión de costo mínimo para la nación. Esto se puede lograr por medio de un estudio de las cuencas en Guatemala en el que se identifiquen áreas con potencial para desarrollo de proyectos hidroeléctricos clasificándolos por eficiencia económica. Este estudio tambien proveería una evaluación de áreas institucionales y técnicas que necesiten ser tenidas en cuenta por la entidades públicas o privadas interesadas en el desarrollo de tales proyectos.

2.3.3.4 Mejoramiento de la Eficiencia de Producción y Transmisión de Electricidad

Este programa identificaría áreas para el mejoramiento de la eficiencia de operación de plantas generadoras y todo el sistema eléctrico e incluiría aspectos técnicos de diseño, mantenimiento, operación y gerencia.

Las plantas térmicas del SNI han sido operadas en los últimos años con un nivel de mantenimiento mínimo. Varias de ellas han llegado a su tiempo de retiro. Su eficiencia y por lo tanto su producción total, se ha reducido afectando la base generadora accesible al SNI.

Los sistemas de transmisión y distribución necesitan ser evaluados para determinar áreas de mejoraminto y para reducir pérdidas. Se puede lograr un incremento significativo de la eficiencia de las plantas generadoras y del sistema de transmisión con un nivel bajo de inversión.

2.3.3.5 Conservación y Manejo de la Demanda

El manejo de la demanda permite posponer la construcción de nuevas plantas generadoras. Ya que el nivel de consumo existente es bajo comparado con el nivel de consumo en países desarrollados, los programas de conservación de energía tendrán un

impacto limitado en el consumo total de energía. Aun así, el impacto de programas de conservación y manejo de la demanda sería mayor sobre la demanda de potencia en las horas-pico reduciendo la presión existente para construir nuevas plantas de generación.

El manejo de la demanda requiere información sobre el consumo y el costo del servicio para cada tipo de consumidor. Los programas para el manejo de la demanda deben coordinarse con programas para establecer planes de expansión del sistema de generación. Esto debe ser incluido en un programa de planeamiento de costo mínimo.

El modelo LMSTM suministra las herramientas necesarias para establecer un programa de planeamiento de costo mínimo en forma efectiva. Lo que se necesita es la asesoría técnica y financiera para que las entidades planificadoras de Guatemala obtengan la información necesaria y establezcan su programa.

2.4 Sector Privado

Solamente la participación máxima del sector privado en la nueva industria de generación eléctrica puede garantizar el incremento de la eficiencia en la producción de electricidad y la reducción de costos marginales. Para promover la competencia en esta industria se necesitan empresas saludables y efectivamente competitivas. Como en cualquier otra industria, la participación limitada del sector privado produciría la concentración de poder económico y con la consecuente falta de incentivos para lograr la eficiencia que promueve un sistema de mercado.

El sector privado necesitaría en suma dos tipos de asesoría: una asesoría técnica y una asesoría financiera.

2.4.1 Asesoría Técnica

La asesoría técnica al sector privado permitiría la participación máxima de entidades con potencial para la cogeneración. Este programa incluiría información técnica sobre la operación de sistemas eléctricos, maquinaria para la cogeneración, formas de instalar equipos de cogeneración en sus sistemas de producción, asesoría en la evaluación de proyectos, etc.

Esta asesoría cubriría aspectos de cogeneración y aspectos de desarrollo de recursos renovables. Este último haría uso de la información acerca del potencial para desarrollo de proyectos hidroeléctricos. La publicación de información técnica y económica para proyectos hidroeléctricos basada en el programa de mapeo hidroeléctrico mencionado anteriormente, permitiría que el sector privado también participara en el desarrollo organizado y lógico del recurso energético más abundante de Guatemala.

2.4.2 Asesoría Financiera

La información acerca de entidades nacionales y multinacionales que están proveyendo financiamiento para proyectos de cogeneración contribuiría a promover una participación más completa del sector privado en esta nueva industria. Parte de la asesoría podría ser informar a las entidades financieras locales acerca de la naturaleza de la industria de cogeneración para que éstas puedan tomar decisiones mejor informadas acerca de las solicitudes de crédito que se les planteen con ese fin.

PARTE VI
ANEXOS

A N E X O A. 1 SISTEMA DE POTENCIA DE GUATEMALA

Previous Page Blank

INFORMATION TECNICA SOBRE PLANTAS EN EL SISTEMA NACIONAL INTEGRADO

PLANTAS INDE:

HIDRAULICAS:

No.	Unidad	Capacidad	Factor de carga	Factor de hidro.	Promedio (kwh/gal)	Año entrada	Año salida	Combustible utilisado
1	Chaixoy	280.00		5373		1983		
2	Aguacapa	60.00		1528		1982		
3	Jurun Marinala	60.00		2740		1970		
4	Los Esclavos	13.00		1325		1966		
5	Santa Maria	6.00		6438		1966	1996	
6	Michatoyas	3.00		5690		1950		
7	Rio Hondo	3.00		8209		1962		
8	El Porvenir	2.00		9428		1968		
9	Chichaic	0.80		6087		1979		
10	Rio Bobos	8.00		7850		1994		
11	Santa Maria 2	68.00		2980		1996		
12	Jocotan	40.00		3770		2000		
13	El Palmar	55.00		3750		1998		
14	Serchil	80.00		2982		2000		

TERMICAS:

15	Zunil 1	15.00	7865		.0000	1994		
16	Zunil 2	55.00	8925		.0000	1999		
17	B. Vapor 1	30.00	8000		12.0000	1972		Bunker
18	B. Vapor 2	50.00	8875		12.7800	1977		Bunker
19	B. Vapor 3	100.00	8000		13.0000	1994		Bunker
20	B. Gas 1 y 2	20.00	5000		8.7000	1968	1990	Diesel
21	B. Gas 3	20.00	5500		9.7000	1976		
22	B. Gas 4	20.00	5500		9.7000	1976		Diesel
23	B. Gas 5	32.00	2800		9.7000	1985		Diesel

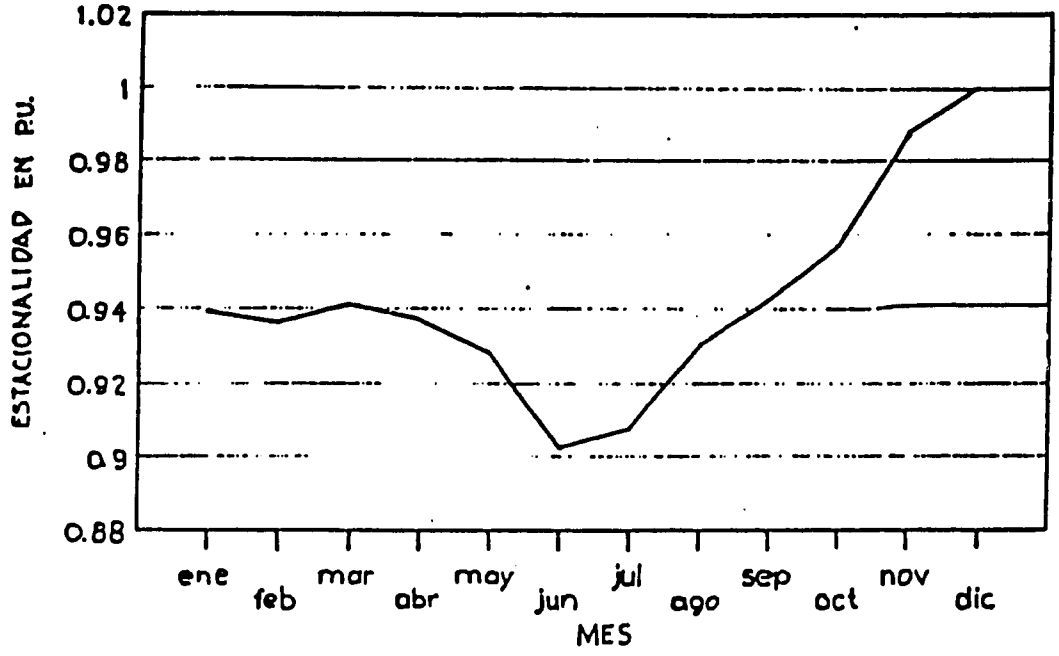
PLANTAS EEGSA:

24	L. Vapor 1 y 2	1.00	8000		8.3100	1949	1993	Bunker
25	L. Vapor 3	13.00	8740		10.2000	1959	2001	Bunker
26	L. Vapor 4	13.00	8740		10.2000	1961	2002	Bunker
27	L. Gas 1	9.00	5500		7.9060	1964	1993	Bunker
28	L. Gas 2	17.00	7030		8.6432	1978	2001	Diesel/Crudo
29	L. Gas 3	17.00	7030		8.6432	1978	2002	Diesel/Crudo
30	L. Gas 4	30.00	7030		10.5000	1990		Diesel/Crudo

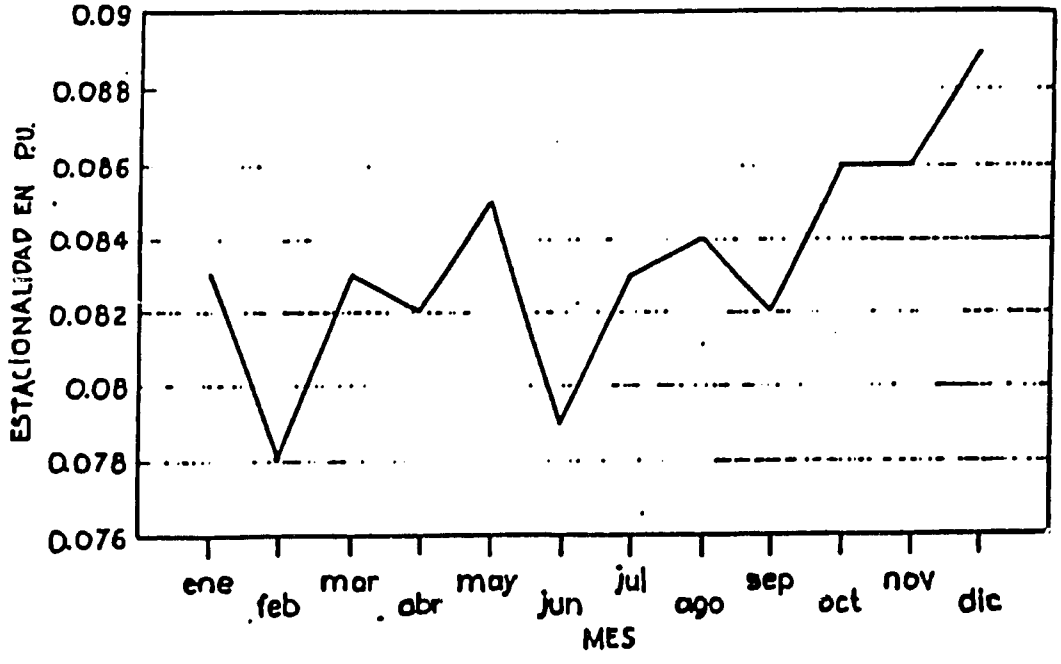
PRODUCCION ANUAL DE ENERGIA DEL SISTEMA HIDROELECTRICO BAJO DIVERSOS GRADOS DE PROBABILDAD (GWH AL AÑO)

	Nombre	95%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%
1	Hidro Peque	57.1	60.1	64.0	67.0	68.9	70.9	73.8	75.8	77.8	80.7
2	Los Esclavos	40.0	43.0	46.0	49.0	51.0	53.0	55.0	57.0	59.0	62.0
3	Jurun Marinala	123.9	132.9	144.0	151.0	158.1	164.1	171.2	178.2	185.3	195.4
4	Aguagapa y Unidades	136.3	177.2	238.0	268.4	298.8	353.3	377.4	401.6	429.9	482.3
5	Pueblo Viejo (Chixoy)	1030.5	1172.8	1318.0	1346.5	1406.3	1465.2	1499.6	1535.9	1570.2	1608.5
6	Sta. Maria II	133.0	151.1	177.0	198.6	220.2	243.5	261.6	289.2	323.8	379.9
7	Bobos	44.8	49.4	55.5	59.3	63.6	67.7	71.8	76.2	81.4	90.1
8	Palmar	138.0	155.0	180.0	201.0	221.0	242.0	265.0	290.0	325.0	380.0
9	Serchil	161.5	178.0	200.0	213.8	229.2	214.1	258.7	274.5	293.5	324.8
10	Jupilingo	6.9	7.6	9.0	9.7	11.1	11.8	13.2	13.8	15.2	18.0
11	Canotan	32.3	35.0	39.0	41.7	45.1	47.7	51.1	55.1	59.2	65.9
12	Jocotan	93.8	108.0	131.0	146.0	162.9	179.7	199.2	221.3	256.7	309.8
13	Geozunil 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	Geozunil 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	Geo-AMAT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	Chulac	1031.6	1120.2	1222.0	1313.7	1384.9	1450.1	1527.5	1629.3	1731.2	1934.8
17	Xalala	1160.6	1234.7	1317.0	1358.2	1440.5	1496.0	1543.4	1646.3	1718.3	1831.5

ESTACIONALIDAD DE LA POTENCIA
SISTEMA NACIONAL INTEGRADO

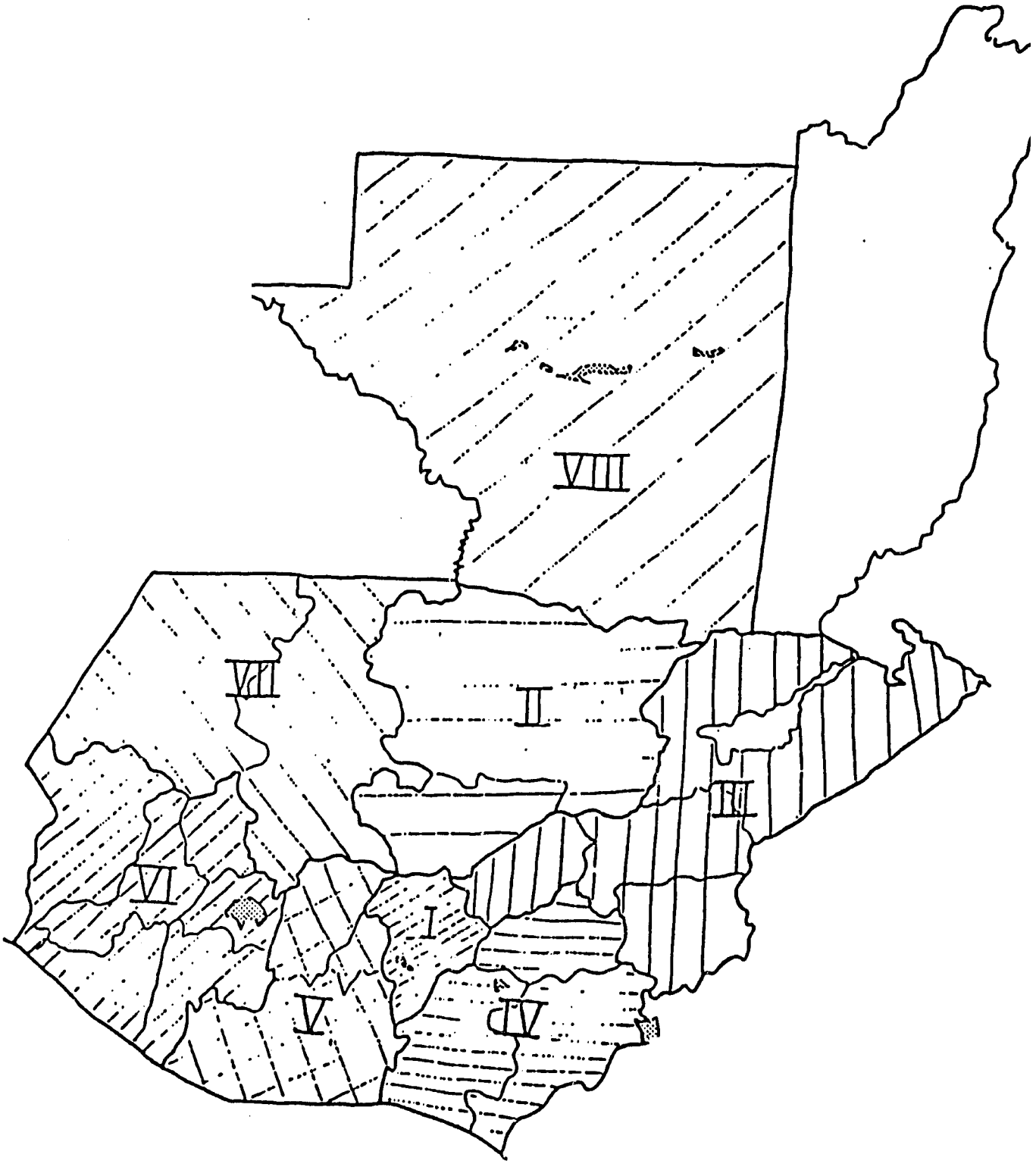


ESTACIONALIDAD DE LA ENERGIA
SISTEMA NACIONAL INTEGRADO



A N E X O S A.2 DATOS BASICOS

REGIONALIZACION DE LA REPUBLICA DE GUATEMALA



POBLACION 1990

Región y Departamentos	Población (millares)	Area km^2	Habitantes por km^2
República	9,198.4	108,889	84
I- Metropolitana	1,963.0	2,126	923
Guatemala	1,963.0	2,126	923
II- Norte	753.3	11,810	64
Baja Verapaz	179.6	3,124	57
Alta Verapaz	573.7	8,686	66
III- Nororiente	828.0	16,026	52
El Progreso	106.2	1,922	55
Izabal	316.2	9,038	35
Zacapa	158.7	2,690	59
Chiquimula	246.9	2,376	104
IV- Suroriente	795.1	8,237	47
Santa Rosa	262.3	2,955	89
Jalapa	186.1	2,063	90
Jutiapa	346.8	3,219	108
V- Central	1,035.3	6,828	152
Sacatepéquez	175.0	465	376
Chimaltenango	334.1	1,979	169
Escuintla	526.2	4,384	120
VI- Suroccidente	2,332.5	12,230	191
Sololá	234.7	1,061	221
Totonicapán	289.1	1,061	272
Quetzaltenango	542.6	1,951	278
Suchitepéquez	352.0	2,510	140
Retalhuleu	231.9	1,856	125
San Marcos	682.3	3,791	180
VII- Noroccidente	1,250.8	15,778	79
Huehuetenango	693.8	7,400	94
Quiché	557.0	8,378	66
VIII- Petén	240.4	35,854	7
Petén	240.4	35,854	7

ANEXO A.3. TARIFACION BASADA EN COSTOS MARGINALES

1. Costos Marginales De Generación

1.1 Costos Marginales y Teoría Económica

La teoría de Pareto aduce que, en una economía en la que el nivel de precios de los bienes corresponde a su óptimo de producción, una empresa individual alcanza su punto óptimo cuando, entre otros requisitos, vende a costos marginales.

Adicionalmente, la empresa debe satisfacer la demanda y minimizar sus costos de producción. Nótese que estas condiciones son dinámicas puesto que la demanda cambia con el tiempo, lo que requiere una continua adaptación por parte de la oferta. En el caso de empresas de electricidad existe, en efecto, un continuo condicionamiento de la oferta (que se decide durante la planificación de expansión) por parte del consumidor, a través de la demanda, y de la demanda por parte de la empresa, a través de la tarifación. Esto lo podemos representar en la figura VI - 1.

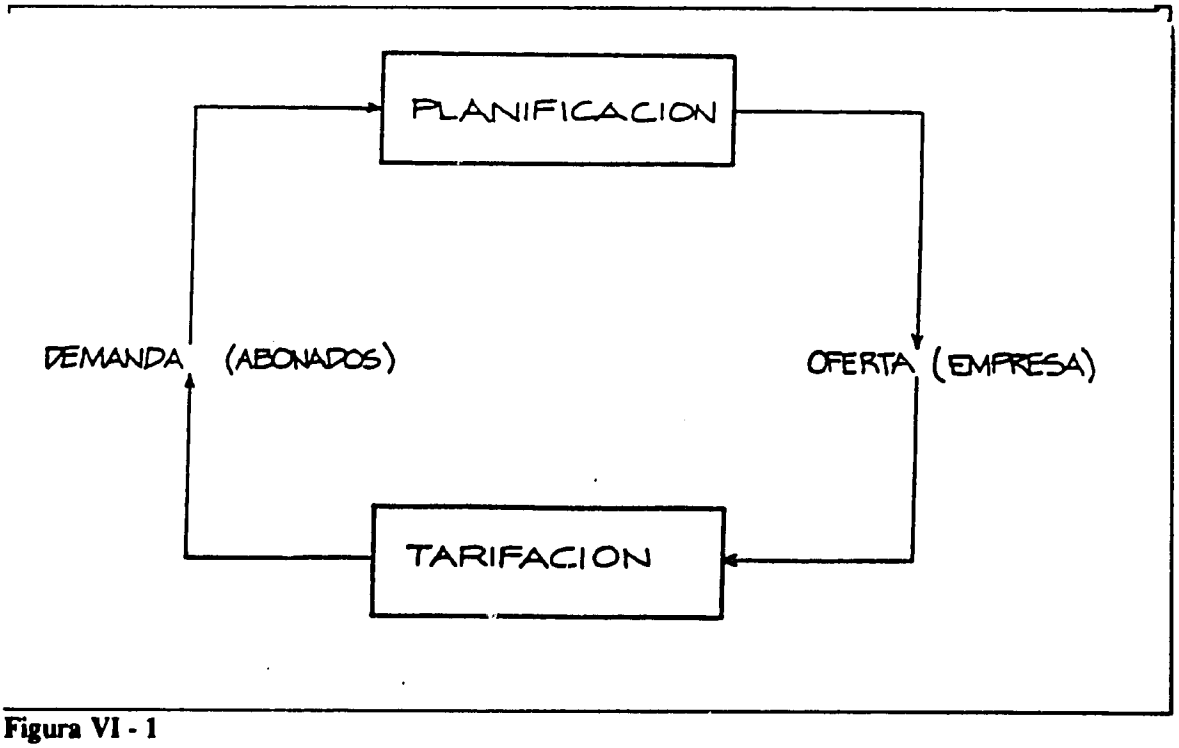


Figura VI - 1

1.2 Definición y Propiedades Importantes

Los costos marginales corresponden a costos de generación, transmisión y distribución producidos por el suministro de una unidad adicional de energía eléctrica en un período determinado de tiempo. Son de corto plazo cuando no se puede ampliar la capacidad de los equipos y de largo plazo cuando sí se puede.

revious Page Blank

Los costos marginales de largo y corto plazo son iguales para cualquier suministro cuando el equipamiento es óptimo, se mantienen los criterios de reserva y no cambia el costo unitario de construcción de nuevos proyectos durante el horizonte del largo plazo. Efectivamente, si el costo de corto plazo es mayor al del largo plazo, conviene anticipar ampliaciones en la capacidad del sistema. El hecho de que el costo de corto plazo esté por debajo del de largo plazo es indicativo de un sobre-equipamiento.

Generalmente se prefiere trabajar con costos de corto plazo, puesto que en el corto plazo se tiene más información, en particular, relacionada con el despacho. Esto permite descomponer el costo marginal en costo de potencia y costo de energía y asignar costos diferentes según períodos horario estacionales.

La condición de optimalidad enunciada anteriormente, garantiza que los costos de corto plazo coinciden con los de largo plazo cuando existe un nivel óptimo de equipamiento.

Con el objeto de seleccionar una estructura tarifaria para consumidores estable, que le envíe señales adecuadas a los consumidores, se acostumbra escoger para el análisis un año lo suficientemente alejado en el futuro, para el cual el parque de producción esté adaptado a la demanda.

1.3 Costos Marginales de Generación

1.3.1 Definición

Los costos marginales de generación son iguales a la derivada parcial de la función de costos de expansión de generación con respecto al crecimiento de la demanda. Este crecimiento en demanda es lo que crea la necesidad de hacer la expansión. La función de costos se puede expresar de la manera que se indica a continuación que, tal como se verá más adelante, es equivalente a expresarla en términos de las demandas de potencia pico y de energía.

$$CT = f(INV, O\&M, CMB, PER, RAC) \ldots [1]$$

en donde:

CT = Costos Totales,

INV = Costos de Inversión,

O&M = Costos de Operación y Mantenimiento,

CMB = Gastos de Combustible,

PER = Costos de Pérdidas

RAC = Costos de Racionamiento (Energía no servida)

La inversión en equipamiento se hace generalmente para satisfacer incrementos en la demanda máxima (potencia). En sistemas predominantemente hidraúlicos, sin embargo, puede también hacerse para satisfacer incrementos en la demanda de energía.

Los costos de operación y mantenimiento pueden ser fijos, asociados al tipo y tamaño de las instalaciones (en cuyo caso se originan por incrementos en la demanda de

pico) o variables, si dependen de la generación, (en cuyo caso se deben a incrementos en la demanda de energía).

Los gastos de combustible dependen de la demanda de energía y los de racionamiento de ambas, la demanda de pico y la de energía.

Las observaciones anteriores nos indican que la función de costos depende enteramente de la demanda de potencia de pico (P) y de la demanda de Energía (E);

$$CT = f(P,E) \qquad [2]$$

El costo marginal de generación puede separarse entonces en costo marginal de potencia y costo marginal de energía:

$$CMP = \frac{\delta f(P,E)}{\delta p} \qquad [3]$$

$$CME = \frac{\delta f(P,E)}{\delta E} \qquad [4]$$

El cálculo de costos marginales de generación con la ayuda de las anteriores ecuaciones se dificulta por el hecho de que no existe una función analítica "f". Adicionalmente, no hay una adaptación permanente de la oferta a la demanda, ya que los incrementos de oferta son discretos. Esto hace que el problema no sea continuo y que la función "f" no sea diferenciable, lo que requiere el uso de metodologías especiales de cálculo.

1.3.2 Costo Marginal Promedio de Generación (CMPG)

Se acostumbra a expresar costos marginales de generación con respecto al incremento en la demanda energética, lo que conduce a introducir el concepto de costo marginal promedio de generación (CMPG), el que se define como la relación entre los costos de generación en un período dado y el incremento correspondiente de la demanda de energía en el mismo período. Se expresa en US$/ kWH, por ejemplo, y se calcula como la suma del costo marginal de potencia (CMP) y el costo marginal de energía (CME).

1.3.3 Costo de Marginal de Potencia (CMP)

Este costo se puede obtener a partir de la anticipación de la inversión en equipo de pico, generalmente una turbina de gas, menos las economías de combustible que se obtienen como resultado de su funcionamiento. Para un año determinado, el costo de anticipación (CANT) puede obtenerse como sigue:

$$CANT = (rec + om) * INV \ldots [5]$$

en donde:

INV = inversión anual unitaria (US$/kW), incluyendo los intereses durante la construcción (IDC);

rec = factor de recuperación del capital, que incluye reemplazo de la unidad de generación al final de su vida útil y una tasa apropiada de descuento (por ejemplo, 10%). Este factor se calcula como sigue:

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

en donde

"a" es la tasa de descuento y

"n" la vida útil del equipo.

om = costos fijos anuales de operación y mantenimiento de la unidad marginal.

Si CEC son las economías de combustible que se obtienen durante un año, gracias a la anticipación del equipo de pico, el costo marginal de potencia se puede expresar como sigue:

$$CMP = (CANT - CEC) \ / \ ((1 - TSF) * (1 - TPT)) \ldots \quad [6]$$

en donde TSF es la tasa de salidas forzadas de la unidad de pico y TPT es una tasa de pérdidas que mide consumo propio de la unidad, pérdidas por calor y pérdidas de transmisión.

1.3.4 Costo Marginal de Energía (CME)

Se pueden distinguir dos posibilidades, según la capacidad de producción sea o no superior a la demanda. Si es superior, el costo marginal de energía es el costo de producción de la unidad de generación marginal, que es la última despachada, para ese nivel de demanda. De lo contrario, corresponde al costo unitario de racionamiento.

En el ejemplo de la figura VI - 2, existen tres niveles de demanda. Si la demanda está entre P(1) y P(2), el costo marginal corresponde a la central de carbón y depende del precio del carbón y de la eficiencia de la planta de carbón. Si la demanda está entre P(2) y P(3), es la unidad de bunker la que, junto con el precio del bunker, determina el costo marginal. Para valores de la demanda superiores a P (3), el CME se calcula en base a la turbina de gas.

Si en el ejemplo de la figura 2 no hubiera estado presente la turbina de gas, hubiera habido necesidad de racionar. En general, un racionamiento puede presentarse por errores de planificación o por factores fortuitos relacionados, por ejemplo, con contingencias, condiciones hidrológicas bajas, etc. En planificación se utiliza comúnmente un criterio de reserva adecuado que, sin embargo, no puede cubrir todas las eventualidades que se pueden presentar. Un criterio de reserva muy alto no es económico, pues ocasiona que el factor de utilización de las unidades de pico sea muy bajo.

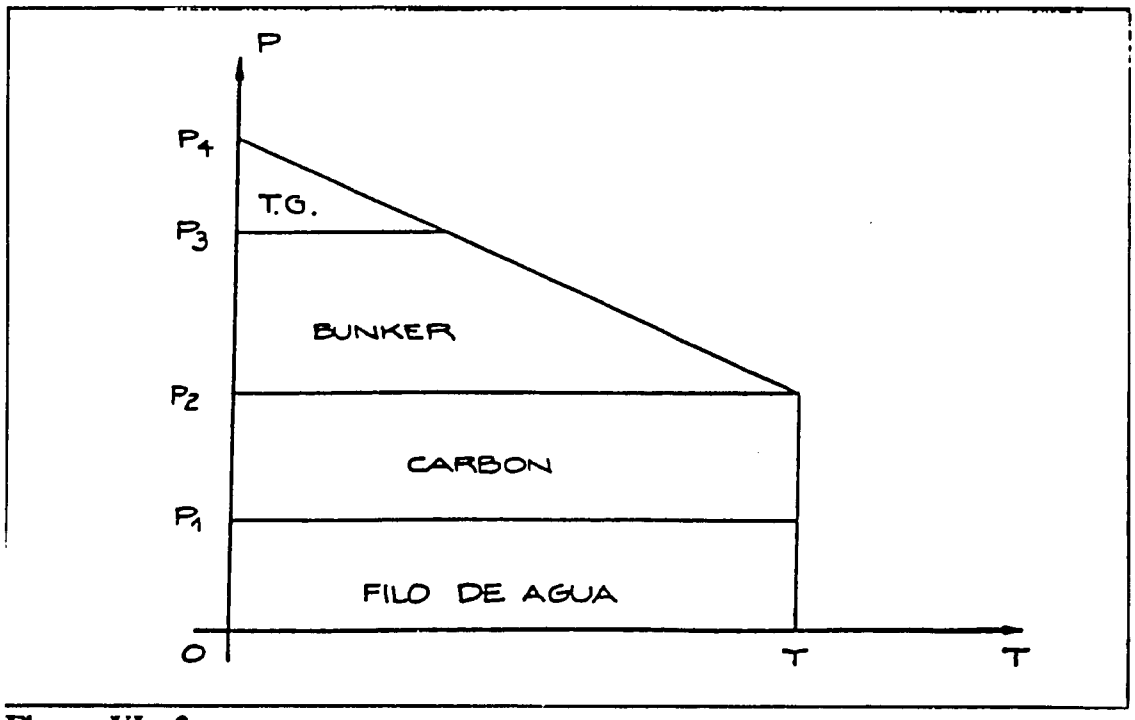


Figura VI - 2

El costo de racionamiento se evalúa a veces en forma implícita y corresponde al costo de anticipar equipo nuevo que permita suplir la demanda adicional. Una manera alterna de calcularlo consiste en evaluar el impacto del racionamiento sobre la economía nacional. Este procedimiento encuentra una estructura de costos que depende del nivel del racionamiento y al colocar el déficit en un contexto nacional, produce valores acordes con la economía del país. En planificación (y planificación de operaciones), se acostumbra representar el racionamiento por medio de una planta térmica con costo unitario (US$/kWh) de generación más alto que el de todas las demás unidades existentes.

1.4 Bloques Horario-Estacionales

Las tarifas de generación privada deben reflejar variaciones en costos de generación ocasionados por variaciones estacionales (estación seca y estación lluviosa) de la oferta, debidos a la preponderancia del componente hidraúlico en el sistema guatemalteco y a variaciones de la demanda con la hora del día (pico y base). Como se explicó en la Sección 2.4 del texto principal, un análisis del sistema guatemalteco conduce a la definición de cuatro bloques horario estacionales que combinan la estación (seca,lluviosa) con la hora del día (pico, fuera-de-pico).

2. Costos de Transmision y Transformacion AT/MT

Debido a que las inversiones en transmisión y transformación AT/MT son bastante discretas, los costos marginales de transmisión y transformación se estiman mediante el costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP), que permite "alisar"

cambios bruscos en inversiones y obviar la necesid de obtener (mediante modelos de gestión) la distribución de flujos eléctricos en las líneas del sistema.

Supongamos que I(t,V) es el costo de inversión en líneas y subestaciones durante el año t, al nivel de voltaje V y que DM (t,V) es el correspondiente incremento de demanda de potencia máxima. Entonces CIPLP al nivel voltaje V puede obtenerse como sigue:

$$CIPLP\ (V) = (rec + om) * [\ \Sigma_t \{ I\ (t,V) / (1 + a)^t \}] / [\ \Sigma_t \{ DM\ (t,V) / (1+a)^t \}] \ldots . [7]$$

En la ecuación anterior, "rec" y "om" aparecen a causa de los costos de recuperación del capital (rec) y de los costos fijos de operación y mantenimiento (om), tal como fueron definidos anteriormente.

A N E X O B. MODELOS LMSTM Y WASP

Paquetes Computacionales

El modelo LMSTM fue proporcionado por la USAID como parte del proyecto para ser usado por las entidades encargadas de planificación del sistema eléctrico de Guatemala. La USAID proporcionó los servicios de un especialista en computación experto en el modelo para instalar este y proveer entrenamiento a los técnicos guatemaltecos.

El proceso de entrenamiento incluyó dos fases: a) entrenamiento general sobre la metodología usada para el cálculo de costos marginales de genración electrica y aspectos generales de la operación del modelo para los representantes técnicos del INDE, EGGSA, MEM y el sector privado.

a) El entrenamiento general cubrió aspectos principales del proceso de planificación para sistemas eléctricos como proyecciones de demanda, criterio de operación y mantenimiento, etc. También se cubrió en forma general el proceso usado por el modelo LMSTM para calcular los costos marginales a corto plazo del sistema eléctrico. Esto incluyó una descripción de los datos de entrada para el modelo LMSTM y su interfase con el modelo WASP, los algoritmos de proceso de datos y reportes producidos por el modelo LMSTM.

b) Referente al entrenamiento específico, éste incluyó más detalle sobre la operación del modelo LMSTM y entrenamiento práctico, dirigido por el especialista en computación en las oficinas del INDE y del Proyecto. Representantes del INDE, EGGGSA, MEM y el sector privado operaron el modelo LMSTM usando inicialmente datos para una empresa eléctrica imaginaria y después los datos de planificación actual del INDE. Esto permitió que los representantes técnicos se adiestraran completamente en el funcionamiento y aplicación del modelo LMSTM.

El entrenamiento proporcionado en Guatemala para el modelo LMSTM se complementó con la asesoría técnica del experto del modelo desde los Estados Unidos. Esto permitió que los técnicos pudieran solucionar preguntas específicas que aparecieran en la aplicación del modelo LMSTM. Este servicio se incluyó para asegurar la eficiente aplicación del modelo aún después de la visita de los consultores.

Para Planificación de Expansión se usó WASP, que tiene las siguientes características:

(a) Encuentra la opción para planificación de mínimo costo en valor presente.

(b) Representa la demanda por medio de la curva de duración de carga.

(c) Representa salida forzada de unidades por medio de convoluciones.

(d) Energías (y potencias) hidraúlicas por período, son datos de entrada.

(f) Despacha energía hidráulica filo de agua en base, y de regulación, nivelando la carga ("peak shaving").

(e) Simula despachos óptimos de energías de regulación diaria y semanal.

Los costos marginales de producción se encontraron con la ayuda del programa LMSTM (Load Management Strategy Testing Model) el cual es un Programa de Gestión que optimiza la operación del sistema de potencia al nivel horario, para lo cual:

(a) Modela la demanda por medio de la curva cronológica de carga.

(b) Hace una asignación optima de unidades a nivel diario.

(c) Hace un despacho óptimo horario.

(d) Utiliza técnicas de Monte Carlo para simular salidas forzadas de unidades.

(e) La energía (y potencia) hidráulica filo de agua es un dato de entrada y se despacha en base.

(f) La energía (y potencia) hidráulica de regulación es un dato de entrada y se despacha nivelando la curva de carga ("peak shaving").

ANEXO C. EJEMPLO DE DISPOSICIONES EN UN CONTRATODE COMPRA Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA

1. Introducción para Contratos a Base de Precios Fijos

Se sugiere que el contrato incluya un lenguaje que manifieste las intenciones de las partes y que podría ser redactado de la forma siguiente:

"Los precios que se pagarán al vendedor por [energía y/o potencia] de acuerdo al presente contrato, han sido fijados [parcial o totalmente] en el momento de su realización. Los costos marginales reales al momento de las ventas podrían estar sustancialmente por encima o por debajo de los precios fijados en el presente contrato. Por tanto, las partes expresamente se comprometen a los precios fijados en este contrato por el período de ejecución aplicable y no intentarán o no tendrán el derecho de renegociar dichos precios por ningún motivo."

Los consultores sugerimos que este lenguaje se agregue a la parte introductoria del contrato si el contrato se hace por precios fijos.

2. Ventas De Energía y Potencia

(a) El vendedor, venderá y entregará y el comprador comprará y aceptará la entrega de [potencia y/o energía] al Nivel de Voltaje_____ de (tensión de)____kWs.

(b) El vendedor proveerá [energía y/o potencia] de su [descripción de la planta que provee el servicio] kWs, Instalación localizada en [localización geográfica de la instalación].

(c) La Fecha Programada de Operación Comercial para la Instalación es [fecha]. Al final de cada trimestre calendario, el vendedor dará aviso por escrito al comprador de cualquier cambio en la Fecha Programada de Operación Comercial.

(d) Para evitar que se excedan las limitaciones físicas de las Instalaciones de Interconexión, el vendedor limitará la tasa de entrega real de la Instalación al sistema del comprador a____kW.

(e) La fuente de energía primaria para la Instalación es

3. Tarifas de Ventas

3.1 Ventas de Energía Eléctrica

A continuación se presentan varios ejemplos de lenguaje para tarifas por ventas de energía eléctrica.

Ejemplo 1

Después de la Fecha de Operación Comercial, el comprador pagará al vendedor por energía entregada según la opción de pago de energía acordada en la siguiente forma.[Escoger una de las Opciones siguientes]:

a) Opción de Pago por Energía a Precio Fijo. Durante el término del contrato, el comprador pagará al vendedor por la energía neta producida de la Instalación sobre la base de kWh de acuerdo a las tasas que se muestran en la Tabla I.

b) Opción de Pago por Energía a Precios Variables. Durante el término del contrato, el comprador pagará al vendedor por la energía neta producida por la Instalación, sobre una base de kWh, de acuerdo a una tasa igual al Precio de Venta de Energía. El Precio de Venta de Energía está compuesto de un Precio Compensatorio Base. El Precio Compensatorio Base fluctuará de acuerdo a la siguiente fórmula :

PRECIO COMPENSATORIO BASE = PCB x [_____]

Ejemplo 2

En este ejemplo, se permite un período de tiempo de prueba y luego de ese período de prueba, hay penalizaciones si el vendedor no cumple su obligación de vender. En este caso, no habría otra multa por potencia.

(a) El vendedor generará y venderá energía eléctrica al comprador durante todo el término del presente contrato y durante el término de cualesquiera prórrogas o renovaciones que de aquí en adelante se determinen en base anual para horas-pico, las cuales, principiando con el [cuarto] año de operación de la planta después de la Fecha de Operación Comercial y por cada año de allí en adelante, no serán menores del [85%] del promedio de generación anual producida y rendida para horas-pico durante los [tres] años inmediatamente precedentes de operación de la planta ("Generación Promedio").

(b) Si el monto de energía eléctrica anual realmente entregada al comprador durante las horas-pico en cualquier año después del [tercer] aniversario de la Fecha de Operación Comercial ("Generación Real"] es menor del [85%] de la Generación Promedio, entonces el vendedor pagará al comprador una cantidad por ejecución igual a la cantidad de kWh en la cual el [85%] de la Generación Promedio (x) excede a la Generación Real (y), multiplicado por [tantos] centavos por kWh.

(c) Con el fin de calcular la Generación Promedio y la Generación Real de la planta, se excluirán, en cualquier caso, cualesquiera kWh que la planta no haya generado durante tal período de [cuatro {4} años] en horas-pico por razones de fuerza mayor, por revisión total de la instalación, y por desconexión de la planta o por alguna interrupción, corte o reducción de las ventas de electricidad por parte del comprador.

3.2 Ventas de Potencia

Ejemplo 1

Este ejemplo, contiene lenguaje para ventas de potencia que permite imponer multas al vendedor si la potencia no está disponible.

(a) El vendedor deberá demostrar la capacidad de la planta para proveer al comprador con la Potencia especificada en el contrato, dentro de los _____días después de la Fecha de Operación Comercial.

(b) Después de la Fecha de Operación Comercial, dos veces al año a solicitud del comprador, el vendedor deberá, una vez durante los [Meses-Pico de verano] y una vez durante los[Meses-Pico de invierno], demostrar la capacidad de la planta para suministrar la Potencia contratada para dicho período de tiempo.

(c) Si el vendedor no puede demostrar la capacidad de la planta para suministrar la Potencia contratada, pero puede demostrar la capaciad de la planta para suministrar por lo menos el [85%] de la Potencia contratada, el vendedor hará todos los esfuerzos razonables para poner la planta en condiciones de suministrar la Potencia que el contrato determina.

(d) Si el vendedor no logra demostrar la capacidad de la Instalación para suministrar por lo menos el [85%] de la Potencia contratada, el componente de Potencia contratada del precio que deba pagarse por energía eléctrica deberá ser reducido en los siguientes montos por tanto tiempo como el vendedor sea incapaz de demostrar la capacidad de la planta para suministrar la Potencia contratada:

Potencia Demostrada
---------- X Componente de Potencia en el Precio
Potencia Contratada

Ejemplo 2

El lenguaje que se usa en el siguiente ejemplo, puede utilizarse en un contrato para una planta despachable, cuando el comprador determina la cantidad que le interesa comprar. Dadas las restricciones que no se utilizan en el ejemplo, se ecomienda que éste se use cuando los pagos por potencia que se han negociado son lo suficientemente altos.

(a) Durante el término del contrato, el comprador pagará al vendedor por___ mWs de Potencia Firme [o___ mWs de Potencia Firme durante los Meses Pico y ___ mWs de Potencia Firme durante los Meses Fuera-de-Pico], los cuales se consideran como un "Período", empezando en la Fecha de Disponibilidad de la Potencia Firme según la[s] tasa[s] que se muestran en la Tabla II.

(b) La Fecha de Disponibilidad de la Potencia Firme es el día siguiente al día en el cual todo el equipo y la producción de la Instalación se ha

demostrado, a satisfacción razonable del comprador, que son capaces de operar simultáneamente para entregar Potencia Firme continuamente dentro del sistema del comprador. El vendedor notificará al comprador cuando la Instalación esté lista para la Primera Prueba de este tipo (Prueba Inicial). El comprador supervisará la Prueba Inicial. Si la Prueba Inicial se completa exitosamente a satisfacción de las partes, el comprador situará la Potencia Firme a cualquier nivel por encima del nivel al que se refiere el párrafo (a) anterior pero no en exceso de dicho nivel.

(c) No menos de [14] días antes del inicio de [los Meses Pico y de los Meses-fuera-de-Pico] durante el término de este contrato, el comprador designará una nueva Potencia Firme (la cual no será mayor de la capacidad a la cual se refiere el párrafo (a) anterior), dado que para tal período los pagos por Potencia Firme se basarán en dicha nueva designación. Si el comprador elige cambiar la Potencia Firme haciendo una nueva designación, entonces el vendedor tendrá el derecho de supervisar una prueba de Potencia Firme en cualquier momento dentro de un período de [catorce] días antes del inicio del siguiente Período.

(d) Si la Potencia Firme se sitúa por encima del Período Anterior tal como se designa de acuerdo con este Artículo, los pagos por dicha Potencia Firme se incrementarán de acuerdo, siendo efectivos en el día que comienza el nuevo Período. Si la Potencia Firme se sitúa por debajo de la Potencia Firme anterior tal como se designa de acuerdo con este Artículo, los pagos por Potencia Firme deberán ser reducidos siendo efectivos en el día en que principia el nuevo Período.

(e) Para recibir pagos por potencia total, la Potencia Firme será entregada en todas las Horas-Pico de los Meses-Pico, sujetos a un [20] por ciento de aceptación por Interrupciones Forzadas en cualquier mes. El cumplimiento de esta disposición se basará en las entregas totales en-pico de la Instalación para cada uno de los Meses-Pico y excluirá cualquier energía asociada con niveles de generación mayores que la Potencia Firme.

(f) Si el vendedor no ha podido alcanzar los niveles de ejecución requeridos porque el comprador considera necesario interrumpir o reducir las entregas para [construir, instalar, mantener, reparar, reemplazar, cambiar, investigar, o inspecionar cualquiera de sus equipos o cualquier parte de su sistema], o [si se determina que dicha interrupción o reducción es necesaria por cualquier motivo aducible al sistema del comprador como emergencias, desconexión forzada, fuerza mayor, o cualquier práctica prudencial con la Instalación], el comprador continuará haciendo los pagos por potencia.

(g) Si el vendedor no puede alcanzar los niveles de ejecución requeridos por causa de fuerza mayor, el comprador continuará haciendo los pagos por potencia por (90) días después de la ocurrencia de la fuerza mayor. De allí

en adelante se considerará que el vendedor será el responsable por no haber llenado las condiciones de ejecución."

3.3 Modelo

Un modelo que ilustra una posible forma de pago que distingue entre pagos por potencia y pagos por energía es el que se presenta a continuación. Los precios son ficticios y no tienen ninguna relación con precios reales.

Componentes del Precio, ¢/kWh:	4.21	Energía Nivelada
	8.30	Potencia Nivelada
	4.39	Energía Variable
Precio Inicial Total Estimado:	16.90¢/kWh (Promedio)	
Pago por Horas-Pico:	1.50 x (Energía Nivelada + Energía Variable)	
Pago por Horas Fuera-de-Pico	.50 x (Energía Nivelada + Energía Variable)	
Temporada Pico, en Horas-Pico Pago por Potencia	5.31 ¢/kWh	

El pago por Horas-Pico durante los meses de_____a_____ será de 1.50 multiplicado por (Energía Nivelada + Variable) + (pago por Temporada- Pico, Hora- Pico de 5.31 ¢/kWh).

Las Horas-Pico se definen como de_____a_____(de lunes a viernes). Todas las otras horas, incluyendo _____días festivos deberán considerarse fuera-de-pico.

Todos los precios son fijados para la vigencia del contrato excepto en el caso del Pago por Energía Variable el cual se calcula basándose en [los costos marginales]. Esta cantidad se establecerá al inicio del contrato y se indexará de acuerdo con el porcentaje del incremento/decremento en [_____] para todo el período de vigencia del contrato.

4. Incumplimiento y Reparaciones

Ejemplos de eventualidades que pueden dar como resultado incumplimiento o falla:

" Uno sólo o más de los siguientes eventos constituirá causa de incumplimiento bajo el presente contrato, y los términos "Casos de Incumplimiento" significará cualquiera uno o más de los siguientes casos:

(a) La incapacidad del comprador para vender la electricidad [y/o potencia] de acuerdo con los términos del presente contrato;

(b) La incapacidad de cualquiera de las partes para pagar cualquier monto adeudado y pagadero de acuerdo con el presente contrato, durante _____días después de que dicho monto sea debido y pagadero;

(c) [subsecuente a la Fecha de Operación Comercial, la incapacidad del vendedor para entregar electricidad al comprador por un período de seis (6)

meses consecutivos, período que podrá prorrogarse a doce (12) meses consecutivos si al final de los primeros seis (6) meses el vendedor está tomando todas las medidas razonablemente necesarias para restaurar sus operaciones;]..."

Reparaciones:

(a) Siempre que haya ocurrido y continúe ocurriendo algún tipo de incumplimiento, la parte afectada por el incumplimiento podrá, dentro de los _____días después de haber dado aviso por escrito a la parte que incumple, dar por terminado el presente contrato y por tanto, el presente contrato cesará y se dará por terminado salvo que dentro de dicho período de ____ días antes de tal terminación, todas las causas de incumplimiento hayan cesado o bien la parte que incumple haya instituido acciones correctivas a satisfacción de la otra parte, para reparar dicho incumplimiento.

(b) Siempre que haya ocurrido cualquier hecho que afecte materialmente la ejecución de la parte que incumple y que este hecho continúe, la otra parte estará autorizada a suspender de inmediato las acciones que para ella dispone el presente contrato hasta que se corrija el incumplimiento. Si el incumplimiento no cesa o no es corregido, la parte que no está en incumplimiento procederá a dar por terminado el presente contrato de acuerdo con la disposición anterior (en este mismo contrato)."

5. Resolución de Disputas

Estas disposiciones contemplan tres formas de resolver disputas: Por medio de un Comité, por medio de arbitraje y por los recursos legales.

"(a) Antes de que cualquier disputa surgida durante el presente contrato, sea sometida a lo que prevé el presente artículo para los casos de litigio o arbitraje, un comité conformado por funcionarios de ambas partes (con el nivel mínimo de Vice-Presidente o superior) y que tenga plena autoridad para dirimir disputas (en adelante llamado **"el Comité"**), se reunirá personalmente y tratará de buena fe de resolver la disputa. Si, a pesar de esto, una de las partes se rehúsa a esta reunión, se deberán invocar las disposiciones del párrafo (b) a continuación por la otra parte sin las negociaciones de buena fe requeridas bajo el presente párrafo (a).

(b) Cualquier disputa que surja durante el presente contrato deberá ser resuelta en Guatemala por un arbitraje obligado de acuerdo con las condiciones del presente párrafo.

(i) La parte que desea el arbitraje acerca de un asunto dará aviso por escrito para tal efecto a la otra parte y deberá en tal aviso señalar como árbitro suyo a una persona desinteresada de reconocida competencia en el campo en el cual ha surgido dicho asunto, con por lo menos (10) años de

experiencia en dicho campo. Dentro de los (30) días siguientes, el recipiendario de dicho aviso deberá, por medio de aviso por escrito a la parte que envió el aviso original, señalar como árbitro por su parte a una persona desinteresada de reconocida competencia con por lo menos (10) años de experiencia en el dicho campo. Los árbitros, así designados, designarán a una tercera persona de reconocida competencia con (10) años de experiencia en el dicho campo excepto que:

(X) el segundo árbitro no fuere designado en el tiempo antedicho, en cuyo caso el primer árbitro procederá por sí solo a determinar los asuntos; y

(Y) dentro de los (30) días después de haberse designado el segundo árbitro, los dos árbitros no hayan podido ponerse de acuerdo en cuanto a designar al tercer árbitro, en cuyo caso deberán dar aviso por escrito de esta falta de acuerdo a las partes, y si, dentro de (30) días posteriores, las partes no llegan a acuerdo en cuanto a la selección de un tercer árbitro, cualquiera de las partes con la condición de dar aviso por escrito a la otra parte, podrá solicitar que se señale a un tercer árbitro por parte de la [Asociación Americana de Arbitraje], cuyo designado llenará a satisfacción los criterios señalados en este párrafo.

(c) Los árbitros actuarán tan pronto como sea posible para determinar y concluir el asunto (s) sometido a su arbitraje. Cada una de las partes señaladas tendrá derecho a presentar evidencias y argumentos a los árbitros. Los árbitros, o el único árbitro, cualquiera que sea el caso, dará[n] aviso por escrito a las partes declarando su determinación y suministrará[n] a cada parte una copia de dicha determinación. La determinación de la mayoría de los árbitros (o del único árbitro) será, según lo previsto en el presente artículo, conclusiva para las partes y su juicio será comunicado a cualquier corte o juzgado que tenga jurisdicción sobre las partes y sobre el asunto materia de la disputa. Durante la pendencia de cualquier acto de arbitraje, las partes no serán excusadas de continuar haciendo pagos en tiempo que deban hacerse bajo las términos del presente contrato.

(d) Los árbitros tendrán jurisdicción y autoridad únicamente para interpretar y determinar quejas con las disposiciones del presente contrato, hasta donde sea necesario para la determinación de los asuntos sometidos apropiadamente a ellos. Los árbitros no tendrán jurisdicción o autoridad para alterar, enmendar, cancelar o rescindir ninguna de las disposiciones del presente contrato.

(e) Cada una de las partes pagará los honorarios y gastos de los árbitros señalados por ella y la mitad de los honorarios y gastos del tercer árbitro (incluyendo los gastos de administración y otros). Si únicamente se señala un árbitro, cada una de las partes pagará la mitad de los honorarios y gastos de dicho árbitro."

6. Garantías de Construcción

Estas se emplearían en situaciones cuando se quiere asegurar el comprador de que la planta se va a construir e implica que se han negociado en el contrato precios de potencia a niveles altos.

"El vendedor pagará un depósito en dinero que podrá ser en la forma de un seguro (fianza), carta de crédito u otra, por un monto igual a US$_____por cada kW de la Capacidad Confiable Estimada para asegurar que se complete la planta eléctrica para la fecha prevista como Fecha de Operación Comercial. Si la Fecha de Operación Comercial no ocurre en la fecha de Operación Comercial prevista, y salvo que haya alguna excusa considerada en el contrato, entonces, comenzando _____meses después de la Fecha de Operación Comercial prevista y siguiendo cada mes durante _____meses o hasta la Fecha de Inicio de Operaciones el comprador retendrá el _____% mensual del monto del seguro o retirará _____% del valor de la Carta de Crédito, según sea el caso, como liquidación de daños por el efecto en su detrimento que haya tenido el retraso de la disponibilidad de la Potencia Confiable sobre los planes de generación del comprador. Si después de _____meses de la fecha de Operaciones Comerciales prevista la Fecha de Operaciones Comerciales no ha ocurrido, entonces el comprador dará por concluido este convenio. Si la Fecha de Operaciones Comerciales sucede menos de ___ meses después de la Fecha de Operaciones Comerciales prevista tal como se especifica en el contrato, el comprador reembolsará cualquier monto remanente o retornará la Carta de Crédito, según sea el caso, al vendedor."

7. Medidores

A continuación se presentan las disposiciones que más comúnmente tratan la medición de la energía eléctrica.

"(a) La energía eléctrica [y/o la potencia] entregada por el vendedor al comprador se medirá por medio de medidores eléctricos (contadores) y equipo adjunto. Tales medidores deberán ser instalados a costa del vendedor y serán propiedad del comprador quien los operará y mantendrá.

(b) El vendedor proveerá, instalará, poseerá, operará y mantendrá a costa del vendedor todo lo que sea necesario para instalar el medidor (contador) y el equipo adjunto.

(c) El vendedor tendrá el derecho de instalar medidores y herramientas de medición con el propósito de hacer un doble-control (seguimiento).

(d) El comprador permitirá que los medidores se fijen en el transformador del lado del comprador. Si los medidores están fijados en el tranformador del lado del comprador el servicio se proveerá al voltaje primario y no se hará ningún ajuste por pérdidas de transformación. Si el vendedor elige tener los medidores colocados del lado del vendedor, en el transformador, se deberá aplicar un factor de ajuste por pérdidas de transformación estimadas, igual al [2%], salvo que las partes acuerden algo en contrario.

(e) El equipo de medición usado para determinar la energía eléctrica, o la energía y la potencia entregada al comprador, será sellado y los sellos solamente serán rotos por el personal del comprador cuando los medidores tengan que inspeccionarse, probarse, o ajustarse y el vendedor tendrá el derecho de estar presente en dichas ocasiones y se le dará aviso [2] semanas antes de esta eventualidad.

(f) Las pruebas periódicas del dicho equipo de medición, a intervalos que no excedan de _____años, serán llevadas a cabo por el comprador sin costo alguno para el vendedor y se llevarán a cabo pruebas adicionales en cualquier momento razonable a pedido del vendedor. Si, como resultado de dichas pruebas, se encuentra que el equipo de medición es defectuoso o impreciso, será restaurado para que sea preciso o reemplazado.

(g) Si se lleva acabo una prueba del equipo de medición a solicitud del vendedor con el resultado de que dicho equipo de medición se encuentra registrando correctamente o dentro de (2%) más o menos del cien (100%) por ciento, el vendedor conviene en pagar los gastos de dicha prueba. Si se lleva a cabo una prueba del equipo de medición con el resultado de que se encuentra que dicho equipo está registrando con un error mayor del dos por ciento (2%) más o menos de un ciento (100%) por ciento, el comprador conviene en pagar los gastos de dicha prueba. Todos los medidores deberán ser ajustados tan cerca como sea práctico al cien por ciento (100%) en el momento de la instalación y de las pruebas.

(h) Si cualquiera de las pruebas en el equipo de medición demuestra que el error de dicho equipo excede al dos por ciento (2%) más o menos del cien por ciento (100%), y el período de inexactitud no puede ser determinado razonablemente, entonces el período de inexactitud se asumirá que principió en el punto medio (la mediana) entre el hallazgo de la inexactitud y la lectura previa del medidor. Cualquier corrección de la facturación como resultado de dicha corrección en los registros del medidor deberán hacerse en el pago del mes siguiente que haga el comprador después de que se descubre la inexactitud, y dicha corrección -cuando se haya hecho- constituirá un completo y final arreglo de cualquier reclamo que surja entre las partes a causa de la inexactitud del equipo de medición.

(i) Si cualquier equipo de medición instalado por el comprador falla al registrar la energía eléctrica [y/o la potencia] entregada durante cualquier período de tiempo, la cantidad de energía eléctrica entregada durante dicho período la calculará el comprador según las cantidades entregadas previamente durante períodos similares bajo condiciones sustancialmente similares; si se diera el caso de que pudieran obtenerse lecturas de medidores (contadores) de cualquier equipo instalado por el vendedor, entonces las partes se pondrán de acuerdo para utilizar dichas lecturas en el cálculo de la cantidad adeudada."

8. Interconexión

"(a) El vendedor, por su cuenta y riesgo, conviene en construir, instalar, poseer y mantener el equipo de Interconexión que permitirá que la planta del vendedor se interconecte al sistema del comprador tal como se muestra en el esquema, y cumpliendo con los requisitos que se exponen más adelante en el Apéndice _____.

(b) El vendedor someterá al comprador, para su revisión y aprobación, los diseños y planos de ingeniería del equipo de Interconexión (del vendedor), en detalle (diseños, esquemas, etc.). Dichos diseños de ingeniería serán lo suficientemente amplios y detallados para permitir al comprador comprobar que estén de conformidad con los requisitos suyos (del comprador) que se describen más adelante en el Apéndice_____.

(c) El vendedor enviará dichos diseños al comprador por lo menos ____días antes de la Fecha de Operación Comercial propuesta. Los diseños finales deberán ser sometidos por lo menos_____días antes de la fecha de Operación Comercial propuesta.

(d) El comprador deberá informar al vendedor si los diseños llenan o no llenan las requisitos, dentro de los ___días después de haberlos recibido.

(e) El vendedor reembolsará al comprador por el incremento razonable de los costos y gastos en que haya incurrido el comprador en relación a la instalación, continuación o refuerzo de cualesquiera instalaciones que el comprador (i) necesite que continúen en servicio para poder recibir energía eléctrica [y/o potencia] estipulada en este contrato, [ii] que necesite instalar para poder recibir la energía eléctrica [y/o la potencia] estipulada en este contrato, y (iii) que necesite instalar para poder reforzar el sistema del comprador para la recepción de energía eléctrica [y/o potencia] estipulada en este contrato ("Instalaciones Específicas").

(f) Dado que el capital de operación y los costos de mantenimiento de las Instalaciones Específicas se recuperan total o parcialmente de otras tasas o cargos señalados por el comprador, incluyendo los cargos por instalaciones empleadas por el comprador para vender energía eléctrica [y/o potencia] al vendedor, tales costos no serán incluidos en ninguno de los pagos estipulados en el presente contrato."

9. Etapas- Meta del Programa para la Planta

Las siguientes actividades deberán constituir las Etapas-Meta del Programa de la Planta:

(a) El vendedor suministrará al comprador documentación por escrito, a satisfacción del comprador, relativa a que el vendedor tiene derecho a/o está autorizado para montar [la planta en tal o cual lugar].

(b) El vendedor suministrará al comprador documentación por escrito, a satisfacción del comprador, que demuestre que el vendedor ha solicitado (y recibido) todas las licencias, aprobaciones y permisos que sean necesarios para, y que le han sido otorgados por [quienes deba otorgarlos].

(c) El vendedor suministrará al comprador documentación por escrito, a satisfacción del comprador, relativa a que el vendedor ha completado al detalle la ingeniería de la planta la cual debe entenderse como todo, la situación, construcción, mecanización, electrificación y construcciones civiles [realizadas por tal y cual empresa en tal y tal fecha y forma].

(d) El vendedor suministrará al comprador documentación por escrito, a satisfacción del comprador, relativa a que el vendedor ha principiado a construir por [parte de quien]

(e) El vendedor comenzará la Operación Comercial en [tal y tal fecha]."

10. Procedimientos de Operación

Se recomienda que el vendedor y el comprador conjuntamente desarrollen por escrito los Procedimientos de Operación, a más tardar noventa [90] días antes de la Fecha de Operación Comercial prevista. Los Procedimientos de Operación serán un convenio mutuo basado en el diseño de la planta y en el diseño de la interconexión al sistema del comprador. Se entenderá que los Procedimientos de Operación son una guía acerca de cómo integrar la planta al sistema del comprador. Los asuntos cubiertos en dichos Procedimientos de Operación deberán incluir, pero no necesariamente estar limitados a, métodos para la comunicación diaria, lista de claves personales para los centros de operación tanto del vendedor como del comprador, prácticas de envío y conexión, programa de entregas, informes de potencia y de energía diarios y registros de operaciones unitarias.

11. Despachabilidad

Este tipo de disposiciones son aplicables únicamente a las plantas que puedan ser despachables:

(a) El comprador tendrá control operativo sobre la cantidad de energía eléctrica que debe ser generada por la planta y debe dirigir el despacho de la planta basándose en aspectos económicos, así como de seguridad y confiabilidad.

(b) El comprador despachará la planta únicamente en las Horas-Fuera-de-Pico.

(c) El vendedor deberá, por su cuenta y riesgo, instalar y mantener el equipo necesario para que el comprador pueda despachar la planta.

(d) El arranque y la parada de las operaciones de la planta, excepto cuando se refieren a paradas forzosas o de mantenimiento, estarán limitados cada uno a un máximo de_____veces al año durante las Horas-Fuera-de-Pico.

(e) El mínimo de tiempo para avisar que se arrancará será de _____horas y, excepto en casos de emergencia, el tiempo mínimo de operación después de cada arranque será de _____horas.

(f) Cada semana, el comprador suministrará al vendedor los Programas de Despacho, que muestren, hora a hora, la cantidad calculada de energía eléctrica que deberá ser generada por la planta durante la semana siguiente. El comprador pondrá al día tales programas diarios antes de las operaciones de los días siguientes."

12. Mantenimiento

Estas disposiciones pueden emplearse para coordinar el Mantenimiento de la planta con el sistema del comprador:

(a) Excepto en el caso de cualquier mantenimiento no programado, el vendedor hará todo lo posible para coordinar con el comprador el mantenimiento que la planta necesita para asegurar su perfecto funcionamiento y el funcionamiento con sistema del comprador y para maximizar los beneficios económicos del comprador en circunstancias normales.

(b) Excepto en casos de emergencia, el mantenimiento de mayor envergadura no se programará ni se realizará durante los meses desde [tal y tal] hasta [tal y tal].

(c) Hacia [tal época de cada año] el vendedor deberá suministrar un programa de los períodos fuera de servicio para mantenimiento que se espera tener en el año. Además, el vendedor deberá suministrar datos sobre la duración que se espera tengan los períodos forzosos fuera de servicio dentro de las _____horas después de que han ocurrido, y un programa para [tantos] año de cuando se espera tener reparaciones y revisiones mayores de la planta.

(d) El vendedor mantendrá la planta en condiciones de operar correctamente de tal manera que pueda garantizar una generación [ininterrumpida] y una entrega de energía eléctrica [también ininterrumpida]."

13. Fuerza Mayor

Estas disposiciones sirven para delinear las circunstancias que excusan el incumplimiento por ser eventos de Fuerza Mayor.

(a) El término "Fuerza Mayor" tal y como se usa en el presente contrato, incluye, pero no está limitado a, fenómenos de la naturaleza, incendios, inundaciones, tormentas, huelgas, conflictos laborales, motines, insurecciones, hechos de guerra, [actos de gobierno imprevisibles, reglamentaciones, o asuntos judiciales], o cualesquiera otras causas imprevisibles allende el razonable control de y sin que haya mediado falta o negligencia de la parte que declara Fuerza Mayor.

(b) Si cualquiera de las partes por causa de Fuerza Mayor resulta incapaz total o parcialmente para cumplir las obligaciones que se le estipulan en el presente convenio, dicha parte deberá ser dispensada de ejecutar aquellas acciones y de cumplir aquellas obligaciones que han sido afectadas por la Fuerza Mayor en la medida en que ésta las afecte, y no podrá ser demandada por los daños causados por esa falta de ejecución siempre que:

(i) La parte que no está cumpliendo, dentro de los ____días después de que se da cuenta o cuando se dé cuenta de que no podrá cumplir, da aviso por escrito a la otra parte de la ocurrencia de la Fuerza Mayor, incluyendo un cálculo de la duración esperada y del probable impacto que esta ocurrencia tendrá en el cumplimiento de las obligaciones pactadas acá y presenta evidencia satisfactoria de la existencia de la Fuerza Mayor.

(ii) La suspensión de la ejecución no es de tal magnitud y de tal duración que se requiera apelar a la Fuerza Mayor.

(iii) Ninguna de las obligaciones de cualquiera de las partes que surgieron antes de la ocurrencia que causó la suspensión son excusadas como resultado de la ocurrencia.

(iv) La parte que no está ejecutando hace todo cuanto es posible para remediar expeditamente su incapacidad para operar. Este párrafo no entiende requerir el arreglo de ninguna huelga, paro o cierre o cualesquiera otros conflictos laborales en términos en los que, a juicio únicamente de la parte involucrada en el conflicto, fueran contrarios a sus intereses. Se sobreentiende y conviene en que el arreglo de huelgas, paros, cierres u otros conflictos laborales estará enteramente a discrecionalidad de la parte a la que se le presenta tal dificultad.

(v) Cuando la parte que no está ejecutando tiene la capacidad de reasumir la ejecución de las obligaciones pactadas bajo el presente convenio, tal parte dará aviso por escrito a la otra parte para tal efecto.

(vi) La Fuerza Mayor no fue causada o no está relacionada con ningún tipo de negligencia o con cualesquiera actos intencionales, errores u omisiones, o faltas de cumplimiento con cualquier ley, regulación, orden u ordenanza o por cualquier quebrantamiento o falla en relación con el presente contrato.

(c) En ningún caso la Fecha de Operación Comercial será prorrogada por causa de Fuerza Mayor por más de _____años después de la Fecha de Operación Comercial especificada en el presente contrato."

The Office of Energy

The Agency for International Development's Office of Energy plays an increasingly important role in providing innovative approaches to solving the continuing energy crisis in developing countries. Three problems drive the Office's assistance programs: high rates of energy and economic growth accompanied by a lack of energy, especially power in rural areas; severe financial problems, including a lack of investment capital, especially in the electricity sector; and growing energy-related environmental threats, including global climate change, acid rain, and urban air pollution.

To address these problems, the Office of Energy leverages financial resources of multilateral development banks such as The World Bank and the InterAmerican Development Bank, the private sector, and bilateral donors to increase energy efficiency and expand energy supplies, enhance the role of private power, and implement novel approaches through research, adaptation, and innovation. These approaches include improving power sector investment planning ("least-cost" planning) and encouraging the application of cleaner technologies that use both conventional fossil fuels and renewable energy sources. Promotion of greater private sector participation in the power sector and a wide-ranging training program also help to build the institutional infrastructure necessary to sustain cost-effective, reliable, and environmentally-sound energy systems integral to broad-based economic growth.

Much of the Office's strategic focus has anticipated and supports recently-enacted congressional legislation directing the Office and A.I.D. to undertake a "Global Warming Initiative" to mitigate the increasing contribution of key developing countries to greenhouse gas emissions. This strategy includes expanding least-cost planning activities to incorporate additional countries and environmental concerns, increasing support for feasibility studies in renewable and cleaner fossil energy technologies that focus on site-specific commercial applications, launching a multilateral global energy efficiency initiative, and improving the training of host country nationals and overseas A.I.D. staff in areas of energy that can help to reduce expected global warming and other environmental problems.

To pursue these activities, the Office of Energy implements the following projects: (1) The Energy Policy Development and Conservation Project (EPDAC); (2) The Biomass Energy Systems and Technology Project (BEST); (3) The Renewable Energy Applications and Training (REAT); (4) The Private Sector Energy Development Project (PSED); (5) The Energy Training Project (ETP); (6) The Conventional Energy Technical Assistance Project (CETA); and (7) its follow-on Energy Technology Innovation Project (ETIP).

The Office of Energy helps set energy policy direction for the Agency, making its projects available to meet generic needs (such as training), and responding to short-term needs to A.I.D.'s field offices in assisted countries.

Further information regarding the Office of Energy's projects and activities is available in our Program Plan, which can be requested by contacting:

Office of Energy
Bureau for Science and Technology
U.S. Agency for International Development
Room 508, SA-18
Washington, D.C. 20523-1810
Tel: (703) 875-4052