

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
ESCUELA DE ECONOMIA

**EL SISTEMA DE INTERCONEXION ELECTRICA
CENTROAMERICANO Y SU IMPACTO EN EL MERCADO DE
ELECTRICIDAD EN GUATEMALA**

TESIS

PRESENTADA A LA HONORABLE JUNTA DIRECTIVA DE LA FACULTAD
DE CIENCIAS ECONOMICAS

POR

HUGO LEONEL MORALES ESPINOZA

PREVIO A CONFERIRSELE EL TITULO DE

ECONOMISTA

EN EL GRADO ACADEMICO DE

LICENCIADO

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2005

**MIEMBROS DE LA HONORABLE JUNTA DIRECTIVA
DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS**

Lic.	Eduardo Antonio Velásquez Carrera	Decano
Lic.	Oscar Rolando Zetina Guerra	Secretario
Lic.	Canton Lee Villela	Vocal 1°
Lic.	Albaro Joel Girón Barahona	Vocal 2°
Lic.	Juan Antonio Gómez Monterroso	Vocal 3°
P.C.	Mario Roberto Flores Hernández	Vocal 4°
P.C.	José Abraham González Lemus	Vocal 5°

**PROFESIONALES QUE REALIZARON EL EXAMEN
GENERAL PRIVADO**

Lic.	Cesar Augusto Sierra Calderón	Presidente
Lic.	Mario Napoleón Serrano Granados	Secretario
Licda.	Angela Gumercinda López Young	Examinador
Lic.	Edgar José Reyes Escalante	
	Examinador	
Lic.	Julio Rodas Ruíz	
	Examinador	

**TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN
PRIVADO DE TESIS**

Lic.	Alberto Eduardo Guerra Castillo	Presidente
Lic.	Antonio Muñoz Saravia	Examinador
Lic.	Hugo René Vásquez Gómez	Examinador

Guatemala,
22 de Noviembre 2004.

Licenciado

Eduardo Antonio Velásquez Carrera
Decano Facultad de Ciencias Económicas
Universidad de San Carlos de Guatemala
Su Despacho.

Señor Decano:

En atención a la resolución de Junta Directiva de fecha 17 de Noviembre 2003, en donde se me nombra para asesorar a el Señor HUGO LEONEL MORALES ESPINOZA, carné 8317597, en la investigación de tema de tesis titulado "EL SISTEMA DE INTERCONEXION ELECTRICA CENTROAMERICANO Y SU IMPACTO EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN GUATEMALA" previo a obtener el título de Economista en el Grado Académico de Licenciado.

El Señor Morales Espinoza, realizó los cambios y tomó en cuenta las sugerencias pendientes. Al haber concluido el Señor Estudiante la investigación que reúne requisitos académicos y científicos me permito recomendarla para que sea analizada y discutida en el Examen General Privado de Tesis previo a optar el Título de Economista en el Grado Académico de Licenciado.

Atentamente,


Lic. Marco Aurelio Osorio A. de H.
Economista Colegiado 6416

DECANATO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS. GUATEMALA,
CUATRO DE OCTUBRE DE DOS MIL CINCO.

Con base en el Punto CUARTO, inciso 4.3, Subinciso 4.3.1 del Acta 30-2005 de la sesión celebrada por la Junta Directiva de la Facultad el 29 de septiembre de 2005, se conoció el Acta ECONOMIA 109 2005 de aprobación del Examen Privado de Tesis, de fecha 26 de agosto de 2005 y el trabajo de Tesis denominado: "EL SISTEMA DE INTERCONEXION ELECTRICA CENTROAMERICANO Y SU IMPACTO EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN GUATEMALA", que para su graduación profesional presentó el estudiante HUGO LEONEL MORALES ESPINOZA, autorizándose su impresión.

Atentamente,

"D Y ENSEÑAR A TODOS"

LIC. OSCAR ROLANDO ZETINA GUERRA
SECRETARIO



LIC. EDUARDO ANTONIO VELÁSQUEZ CARRERA
DECANO



Smp.


Oscar Rolando Zetina Guerra

ACTO QUE DEDICO

A DIOS: Ser supremo, por permitirme llegar a cumplir esta meta.

A MI ESPOSA: Ana Elizabeth, por su amor y comprensión.

A MIS HIJOS: Astrid, Edgar y Natalí, Con amor, que sea un estímulo para su superación.

A MIS PADRES: Elvira y Eliseo, por el esfuerzo, la decisión y determinación de enseñarnos el camino de la superación.

A MIS SUEGROS: Elizabeth y Edgar, por su apoyo incondicional.

A MIS HERMANOS: Jorge, Luis y Virginia, con amor fraternal.

A MIS CUÑADOS: Patricia, Fabiola, Hugo, Edwin y Edgar, con aprecio.

A: Mi familia en general, agradecimiento sincero.

A: Familia Ortiz Tórtola, con aprecio y cariño.

A: Mis amigos y compañeros, a todos mil gracias.

A: Compañía de Servicios Técnicos, S.A.

A: La Facultad de Ciencias Económicas.

INDICE

Introducción	i
Marco Teorico	iv
Justificación	vi
Planteamiento del Problema	vii
Definición	viii
Hipótesis	ix
Supuestos de la Investigación	ix
Objetivos	x

CAPITULO I

1. ANTECEDENTES	1
1.1 El proceso de Integración Centroamericano	1
1.1.1 Mercado Común Centroamericano MCCA	1
1.1.2 Antecedentes del MCCA	3
1.1.3 Estructura Institucional	4
1.1.4 Evolución General	6
1.2 Perspectivas del Proceso de Integración	8
1.2.1 El Estado de la Integración	8
1.2.2 Futuro de la Integración de cara al Plan Puebla Panamá	11

3.1.2	Distribución	45
3.1.3	Transmisión	47
3.1.4	Interconexión con México	49
3.1.5	Gasoducto Guatemala-México	49
3.2	Marco Regulatorio	51
3.2.1	Generalidades	51
3.2.2	Organos Normativos y Reguladores	51
3.2.2.1	El Ministerio de Energía y Minas	51
3.2.2.2	La Comisión Nacional de Energía	52
3.3	Instalación de Centrales Generadoras	53
3.3.1	Generalidades	53
3.3.2	Instalación de Sistemas de Transmisión	54
3.3.3	Instalación de Redes de Distribución	55
3.4	El Mercado Mayorista	56
3.4.1	Generalidades	62

CAPITULO IV

4.	ANALISIS DE LA OFERTA, DEMANDA Y PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA	63
4.1	DEMANDA	63
4.1.1	Características de los Consumidores	76

4.1.2 Demanda de Guatemala	79
a) Demanda Interna	79
b) Consumo Aparente	80
c) Demanda Potencial	83
d) Demanda Insatisfecha	85
e) Principales Consumidores	86
4.2 OFERTA	
91	
4.2.1 Origen de la Oferta	91
a) Producción Local	92
b) Producción Nacional	93
c) Condiciones de la Oferta	95
4.3 PRECIOS	98
4.3.1 Precios Internos	99
4.3.2 Formación de Precios en el Mercado	99
4.3.3 Estacionalidad de los Precios	107
4.3.4 Comportamiento de los Precios	108
Conclusiones	112
Recomendaciones	115
Bibliografía	118
Anexos	120

INDICE DE CUADROS

Cuadro	Página
1. Distribución en Kilómetros Línea Guatemala-Panamá	28
2. Ahorro Promedio en Costo de Inversión	31
3. Consumo Bruto en el Sistema Nacional Interconectado Período 1998-2002	38
4. Consumo Aparente de Energía Eléctrica Período 1998-2007	82
5. Demanda Potencial de Energía Eléctrica Período 1998-2007	83
6. Demanda Insatisfecha de Energía Eléctrica Período 1998-2007	85
7. Oferta Total de Energía Eléctrica Período 1998-2007	93
8. Producción Nacional Período 2001-2002	95
9. Precio Promedio Período 1998-2001	109

INDICE DE GRAFICAS

Grafica	Página
1. Ruta de Interconexión Propuesta	23
2. Distribución de Consumidores año 2003	78
3. Crecimiento Esperado de Demanda de Energía Período 1998-2007	89
4. Curva Diaria de Demanda Período 1998-2007	90
5. Curva de Duración del Precio Spot	107

INTRODUCCION

El panorama político mundial, la coyuntura nacional y los diferentes factores que inciden directa e indirectamente en el Tratado de Libre Comercio no impiden que continúe su marcha. Mientras en Estados Unidos y en Centro América se discute sobre su aprobación, los pobladores centroamericanos y algunos del país del norte aún ignoran las consecuencias que estos puedan tener para el istmo, algunos consultores nacionales evalúan positivamente en el sentido de que amplían las relaciones comerciales de Centroamérica y crea nuevas oportunidades de trabajo, aparentemente la ampliación de mercados para los empresarios centroamericanos es otra de las ventajas que generarán estos acuerdos, sin embargo no todo es beneficio pues puede llegarse a afectar a los empresarios del sector agrícola derivado de que éstos ya tienen acceso directo a los mismos y éste puede restringirse, pero no todo queda allí porque los mas afectados serán los pequeños y medianos empresarios que tendrán que diseñar las estrategias adecuadas para hacer frente a la competencia que se avecina, debido a esto los productores nacionales deberán prepararse para alcanzar mayor competitividad.

Dentro de estas estrategias de libre comercio también se encuentran una serie de proyectos que originan planes que consideran una iniciativa regional tal es el caso del Plan Puebla Panamá (PPP), el cual fue lanzado por el gobierno Mexicano desde los primeros meses del año 2001, con el afán de sacar del

rezago al sur de ese país, (Chiapas, Tabasco, Campeche, Yucatán), este plan incluye una serie de iniciativas entre las cuales se encuentra el Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC).

Llama la atención que esta iniciativa mexicana considere a Centroamérica como parte de un plan socioeconómico, pues las relaciones comerciales entre México y el istmo en muchas ocasiones se han visto afectadas por la falta de colaboración de los empresarios mexicanos en cuanto a sus medidas de protección aduanera además de que los gobiernos de Guatemala no han podido negociar en beneficio del mercado nacional cediendo en gran parte a las demandas de los mexicanos, lo cual ha provocado un saldo desfavorable para la economía nacional, es por ello que el SIEPAC se constituye en un megaproyecto de mucha importancia pues a través del mismo se pueden alcanzar mejores negociaciones con el país vecino además de lograr una serie de beneficios para la población, a la hora de negociar con las transnacionales que sin duda serán en su gran mayoría del país tricolor, derivado de que se trata de un servicio de los de mayor importancia para la economía, como lo es el servicio de energía eléctrica.

El contenido del presente trabajo esta integrado por cuatro capítulos en los cuales se encontrará inicialmente una descripción general de lo que es el Mercado Común Centroamericano, como base del proceso de integración, sus perspectivas y su relación con el Plan Puebla Panamá (PPP).

En el capítulo II se analiza el SISTEMA DE INTERCONEXION ELECTRICA PARA LOS PAISES DE AMERICA CENTRAL, como una de las iniciativas del PPP, a partir de la situación actual de las interconexiones eléctricas en América Central así también como el costo y financiamiento del proyecto, sus beneficios, los avances y las oportunidades que se puedan generar.

El Mercado Eléctrico Guatemalteco es analizado en el capítulo III, enfocando a los actores del Mercado Eléctrico Nacional realizándose un análisis del marco regulatorio y una descripción de las instalaciones de las centrales generadoras así como del mercado mayorista.

El capítulo IV enfoca aspectos financieros, económicos y sociales del proyecto, incluyéndose el análisis de la demanda, partiendo de las características de los consumidores y de su importancia, por el lado de la oferta se analiza, su origen, la producción local, nacional y las condiciones actuales de la misma, otro aspecto importante a considerar son los precios, su formación en el mercado, su estacionalidad y su comportamiento a nivel del área.

Finalmente se presentan las conclusiones de la investigación, las recomendaciones y un anexo especial con graficas que ilustran al lector con relación al tema estudiado.

MARCO TEORICO

El proyecto SISTEMA DE INTERCONEXION ELECTRICA PARA LOS PAISES DE AMERICA CENTRAL –SIEPAC-, es el pilar de una serie de proyectos de infraestructura, hidroagricolas y de energia, los cuales forman parte del PLAN PUEBLA PANAMA –PPP-, consta de ocho iniciativas dentro de las cuales aparece la Iniciativa de Integración Energética como un componente orientado a la ejecución de proyectos estratégicos regionales e ínter-fronterizos, entre ellos el SIEPAC, Interconexión México-Centroamérica a través de inversiones estatales y del Sector Privado.¹

En este tema es necesario conocer el entorno macroeconómico del país, conocer el comportamiento de otros mercados energéticos para establecer cual será el impacto en el mercado de energía eléctrica de Guatemala, se hace necesaria la investigación de los acuerdos anteriores al SIEPAC, para determinar los alcances de estos, debe conocerse sobre que base legal se han llevado a cabo las negociaciones y como se han formalizado en los diferentes países de la región, así también como se ha estructurado administrativamente el sector eléctrico para determinar cual es la importancia en las actividades económicas de Guatemala.

¹ Revista Presencia, Año 12, Numero 8, Agosto del 2002

El suministro de energía eléctrica presenta características propias que lo hacen diferente a otros mercados: imposibilidad de almacenamiento (lo que implica igualar la producción con la demanda segundo a segundo), fluctuación de la demanda, necesidad de mantener la estabilidad del sistema, dependencia de la hidrología imperante (sistemas con algún grado de producción hidráulica), etc.

Existen diferentes esquemas de organización en la industria eléctrica a lo largo del mundo, que responden a requerimiento y necesidades distintas. Además estos esquemas han ido variando a través del tiempo, en la medida que los objetivos para los que fueron creados han cambiado. Su organización responde a objetivos y características tanto globales como particulares.

La importancia del SIEPAC es relevante a raíz del poco desarrollo económico que tienen los países del área esto lleva también algunas posibilidades de encontrar tropiezos con la población que aun no conoce la profundidad del proyecto, ya que el SIEPAC, se considera como una alternativa de predistribución de las inversiones en regiones deprimidas, por lo que en Centroamérica este criterio debería ser reafirmado, toda vez que los indicadores de desarrollo y de concentración del ingreso, la riqueza y los factores productivos se centralizan en determinados espacios o ciudades mientras que el resto del país y específicamente Guatemala, las disparidades regionales y locales son dramáticamente concentradas.¹ Sin embargo la generación de empleo y las mejoras en las tarifas de energía eléctrica para el consumidor final con tendencia hacia la baja, hacen del SIEPAC, un proyecto que en su momento

² *Ibíd*

beneficiará a un gran segmento poblacional, además de mejorar el servicio de energía se prevé impulsar la introducción de gas natural, transformando las actuales plantas termoeléctricas y la instalación de futuras utilizando este combustible, generando con ello beneficios ambientales para el país y Centroamérica y un ahorro en el conjunto de derivados del petróleo.

Por otro lado el SIEPAC, como un proyecto derivado del PPP, se concibe como parte de un proceso integracionista el cual en el caso de Centroamérica, debe enfrentarse en un solo bloque, integrados como región y elaborar estrategias propias que den viabilidad y factibilidad a las propuestas de desarrollo conjunto. Se debe asumir el PPP en todo aquello que coadyuve a mejorar la situación económica y social por la que atraviesan los pueblos centroamericanos, y el SIEPAC, como eje de desarrollo regional que logrará en el mediano y largo plazo la integración de los sistemas eléctricos de los seis países, generando un gran paso hacia la integración regional.

JUSTIFICACION

El presente trabajo de investigación se plantea ante la necesidad de conocer en que consiste el PROYECTO DE INTERCONEXION ELECTRICA DE LOS SEIS PAISES DE AMERICA CENTRAL (SIEPAC), su impacto en la economía de Guatemala al poner en marcha dicho proyecto, derivado de que el SIEPAC es uno de los proyectos de integración más antiguos, cuenta con avances importantes en los acuerdos legales e institucionales que se han

suscrito al amparo del proyecto, también con ponencias de los diferentes sectores involucrados lo cual permite realizar un análisis objetivo sobre los beneficios y los riesgos para el desarrollo del mercado eléctrico nacional. En ese sentido, este trabajo permitirá proporcionar a la Facultad de Ciencias Económicas un documento de consulta con un tema de actualidad y gran relevancia a nivel nacional que debe analizarse y discutirse en el área de problemas nacionales para que este genere pronunciamientos con autoridad sobre este tema y oriente a la población en general.

Los resultados de esta investigación permitirán aclarar los alcances socio-económicos que pueda generar para Centroamérica y especialmente para Guatemala.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La importancia en el desarrollo socioeconómico del área centroamericana de la puesta en marcha del Proyecto denominado PROYECTO DE INTERCONEXION ELECTRICA DE AMERICA CENTRAL, se basa en los beneficios que la población de los diferentes estratos sociales y el desarrollo de la industria puedan obtener con el aumento de la oferta y la diversificación de las fuentes de generación de energía eléctrica, sin contratos que comprometan el beneficio de unos pocos en perjuicio de la mayoría de la población.

DEFINICION

Especificación del Problema

Para desarrollar el presente tema es necesario conocer: los avances del Proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica Centroamericana (SIEPAC), establecer el estado actual de la infraestructura eléctrica y cuales serán los resultados de la implementación del SIEPAC en Guatemala, específicamente en el período 1998-2006.

Delimitación del Problema

La unidad de análisis para el diagnóstico socioeconómico comprenderá a las entidades encargadas de la producción de energía eléctrica de Guatemala, promoviendo un mercado nacional de energía eléctrica y su impacto en la economía nacional, basado en los datos históricos del período 1998-2002

HIPOTESIS

La interconexión eléctrica abrirá nuevas oportunidades económicas y sociales para la región, permitiendo un mejor abastecimiento de energía eléctrica en cada uno de los países miembros y la posibilidad de reducción de costos en la comercialización.

SUPUESTOS DE LA INVESTIGACION

- Por su naturaleza el SIEPAC, se convertirá en el más importante proyecto de las iniciativas regionales de integración.
- La población Guatemalteca se verá beneficiada con la puesta en marcha del proyecto SIEPAC, particularmente en los mercados de trabajo y en las tarifas de energía eléctrica.
- El SIEPAC será una obra de infraestructura regional que contribuirá a consolidar el proceso de integración económico y social del istmo centroamericano y creará un mercado eléctrico regional competitivo al unir los seis sistemas eléctricos del área.
- El abastecimiento energético para Centroamérica será mas seguro.
- Promoverá la concesión de la instalación de plantas de generación de electricidad con capacidad regional, cubriendo con ello los incrementos naturales en la demanda de los diferentes países.

OBJETIVOS

a) General

Conocer el SIEPAC, sus efectos en las economías centroamericanas haciendo énfasis en la economía Guatemalteca, y quienes serán los afectados y beneficiados con su puesta en marcha.

b) Específicos

1. Determinar si Guatemala esta preparada para enfrentar los retos que acarrea la puesta en marcha del Proyecto SIEPAC.
2. Determinar cuales serán las repercusiones en el mercado eléctrico en función del proyecto.
3. Determinar el impacto en la tarifa eléctrica y como afecta el ingreso del consumidor.
4. Incidencia en la oferta.

1. Determinar cuales serán las repercusiones en el mercado eléctrico, al poner en marcha el proyecto SIEPAC en el marco de la iniciativa Mesoamericana de Interconexión Eléctrica.
2. Trasladar información a través del trabajo final a los investigadores, estudiantes y docentes interesados en el tema.
3. Analizar la Oferta y la Demanda de energía eléctrica del mercado guatemalteco.

CAPITULO I

1. ANTECEDENTES

1.1 El proceso de Integración Centroamericano

1.1.1 Mercado Común Centroamericano MCCA

Es él más antiguo de los esquemas de integración del continente. Sus miembros han mantenido vínculos históricos estrechos y sus economías son pequeñas y de grado de desarrollo comparativamente similar. El objetivo es crear un Mercado Común, para lo cual solamente se cuenta con una unión aduanera imperfecta.

El Mercado Común Centroamericano esta integrado por Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua, se rige por el Tratado de Managua (1960), y sus protocolos modificados, su población representa un 6,5% y su territorio un 2,1% del total de América Latina. Su producto Interno Bruto un 2,2% del de la región, de acuerdo con cifras de 1997 del Banco Interamericano de Desarrollo BID.

El MCCA fue muy dinámico en su primera etapa, pero posteriormente una serie de acontecimientos políticos obstaculizaron su desarrollo. El tamaño relativamente pequeño del mercado ha sido también un obstáculo después de que se aprovecharon las primeras etapas de la sustitución de importaciones. En la década de los años noventa este mecanismo se ha revigorizado.

Estados Unidos de Norteamérica es el principal socio comercial de los países del MCCA, desde 1991 sus miembros obtienen preferencias contempladas en la Iniciativa de la Cuenca del Caribe, estas se han visto erosionadas por la formación del Tratado de Libre Comercio de América Latina (TLCAL) pues para unos representa la oportunidad de ampliar mercados y aumentar las ventas, pero para otros es como una amenaza que podría acabar con sus empresas.

El comercio con el resto de América Latina es de poca magnitud, hasta hace poco las relaciones formales con los otros países de la región eran escasas, excepto en caso del Acuerdo de San José, por medio del cual los países centroamericanos obtienen financiamiento de México y Venezuela para sus compras de petróleo.

La Unión Europea otorga un tratamiento preferencial a las exportaciones del MCCA así como cooperación en la forma de asistencia técnica.

En julio de 1997, los presidentes de Centroamérica en su XIX reunión, ejecutada en Panamá, acordaron un proceso de reforma institucional del Sistema de Integración Centroamericano, que este se realizará con la flexibilidad necesaria que permita la eventual adhesión de Belice y la República Dominicana. Además existen negociaciones que tienen como objetivo construir una zona de libre comercio entre los países de Centroamérica y Panamá.¹

1.1.2 ANTECEDENTES DEL MERCADO COMUN CENTROAMERICANO

La sección de antecedentes de la integración latinoamericana se resume la evolución del MCCA hasta principios de la década de los ochenta. A mediados de esta se obtuvieron algunos progresos, a pesar de las dificultades políticas que enfrentaba la sub. región. En 1985 se firmó el acuerdo de Cooperación de Luxemburgo con la Comunidad Europea, en 1987 se suscribió el Tratado Constitutivo del Parlamento Centroamericano y en 1990 los presidentes centroamericanos acordaron reestructurar, fortalecer y reactivar el proceso de integración, así como sus organismos. En abril de 1993 se

¹ AUTORES VARIOS, Guía de la Integración, El Salvador, SELA, 1997, Pág.1-7.

llegó a un acuerdo de Libre Comercio que tiene como objeto el intercambio de la mayoría de los productos, la liberalización de capitales y la libre movilidad de personas. Nicaragua obtuvo en esta oportunidad un tratamiento preferencial. A partir de 1995 todos los miembros del MCCA pertenecen a la Organización Mundial del Comercio (OMC).

La reforma acordada en julio de 1997 contempla el fortalecimiento del Parlamento Centroamericano, la reforma de la Corte Centroamericana de Justicia y la unificación de las Secretarías en una sola Secretaría General con sede única en San Salvador, asumiendo ésta las funciones administrativas de la presidencia de forma temporal.

1.1.3 Estructura Institucional

El protocolo de Tegucigalpa de 1995 crea el Sistema de Integración Centroamericana (SICA), que agrupa a los organismos de integración económica. La Corte Centroamericana de Justicia, el Parlamento Centroamericano y un Comité Consultivo Multisectorial. El SICA agrupa a los países miembros del MCCA y adicionalmente a Panamá.

El mercado Común propiamente dicho (que es un subsistema del SICA) está constituido por el Consejo de Ministros de Integración, el Comité Ejecutivo de Integración Económica (CEIE) y la Secretaría de Integración Económica Centroamericana SIECA. Cabe destacar que las reuniones periódicas en el ámbito presidencial tienen una fuerte gravitación en la orientación del proceso de integración. Entre los organismos de apoyo, debe mencionarse, por su tradición y solidez el Banco Centroamericano de Integración Económica BCIE.

La estructura institucional del MCCA se ha mantenido, con los cambios recién señalados, a pesar de los altibajos del proceso de integración. La proliferación de instituciones condujo a que se planteara la reforma aprobada en julio de 1997. Esta se hará a través de procesos graduales de ejecución progresiva y flexible y estará basada en un solo instrumento jurídico, salvo los casos del Parlamento Centroamericano y la Corte Centroamericana de Justicia, dada la naturaleza de sus funciones.²

¹ Ibíd. Pág. 3

1.1.4 Evolución General

La evolución del MCCA demuestra que cuando se ha alcanzado cierto nivel de integración es muy difícil destruir el proceso. Para finales de la década de los setenta los países centroamericanos habían alcanzado un comercio recíproco equivalente a una cuarta parte de sus exportaciones totales. Se había construido una infraestructura común y se establecieron relaciones entre sus mercados y empresarios.

A partir de entonces y a lo largo de prácticamente toda la década de los ochenta, la inestabilidad política en la mayoría de los países de la sub. Región, las tensiones que se crearon entre ellos y el hecho de haberse convertido en un centro de conflictos de alcance internacional conformaron una situación totalmente adversa a los esfuerzos de integración.

Tales circunstancias se reflejaron en el comercio sub. Regional, al punto de que para 1986 su monto se había reducido en más de la mitad de lo que había sido cinco años antes. Sin embargo una vez superada en lo esencial la crisis política, la reanudación del proceso de integración fue relativamente rápido. Para 1996 el comercio recíproco había logrado su revigorización.

El problema que se presenta ahora a los países centroamericanos es como continuar avanzando en la integración sin recurrir a políticas que signifiquen desviación de comercio. Un problema similar al que enfrentaron los países latinoamericanos más grandes cuando agotaron las llamadas etapas fáciles de la sustitución de importaciones. La solución mas obvia seria obtener acceso a nuevos mercados y organizar las actividades de la sub. Región en función de ellos. Una mayor integración a nivel regional o hemisférico pudiera contribuir en ese sentido, siempre que se asegure que las condiciones de acceso a los nuevos mercados sean estables y tengan permanencia de mediano y largo plazo.

El proyecto de crear una Zona de Libre Comercio con Panamá y el interés por incorporar a Belice y República Dominicana manifestada en la reunión de Presidentes de julio de 1997 muestra que se tiene plena conciencia de ampliar el ámbito de la integración sub. Regional.

En la declaración final de esa reunión, los presidentes expresaron que las transformaciones profundas que ha experimentado Centroamérica, la culminación de los procesos de pacificación en el área con los acuerdos de paz firmados en Guatemala, el afianzamiento de la democracia y las

transformaciones institucionales, justifican una reforma del sistema de integración, aun más profunda que las anteriores, con el fin de consolidar a Centroamérica como una región próspera.³

1.1 Perspectivas del Proceso de Integración

1.1.1 El Estado de la Integración

Después de 43 años de haberse suscrito el Tratado General de Integración Económica y 13 de la fundación del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), que intentó crear las condiciones para un punto de inflexión que sirviera para reimpulsar el proceso de integración centroamericana, es relativamente poco lo que se ha avanzado, de esa cuenta los avances de la integración pueden matizarse así:

- a) Un proceso de Unión Aduanera embrionaria impulsado principalmente por El Salvador y Guatemala, en tanto que Nicaragua y Honduras se están involucrando recientemente al marco de integración, primero del bloque Centroamérica 4 (CA-4), y después del Triángulo Norte (TN) que involucra a

³ Reporte Político, Revista de Opinión Política INCEP, Nos. 183-184, Guatemala, junio-julio 2002. Pág. 21,22.

Honduras, El Salvador y Guatemala, aunque más ha funcionado en las negociaciones de libre comercio. Costa Rica por su parte anunció su deseo de adherirse al proceso. Así la Unión Aduanera se plantea bajo el concepto de construir un espacio aduanero entre Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua.

- b) Un proceso de desgravación arancelaria que 10 años después de haberse firmado un acuerdo para alcanzarlo, no se ha completado, lo que a la postre ha impedido la existencia de un arancel externo común.

- c) Un proceso de reforma de la institucionalidad centroamericana a través de la integración que desde que los gobiernos lo asumieron como un compromiso en 1997 en una cumbre regional, por un lado no se observa un avance real respecto a lo planteado en la propuesta original, y tampoco en el ámbito oficial.

Más que por voluntad política Centroamérica se ha visto obligada a ceder en sus divergencias comerciales que impiden la integración, con el objetivo de vender la región como un mercado global y a presentarse como un bloque, orillada por la emergencia de ingresar a los mercados de Estados Unidos y Europa a través de la negociación del TLC así como por la existencia del Plan Puebla Panamá.

La globalización exige acuerdos con mercados más compactos y unificados, y ello choca con las realidades que van más allá de los discursos de buena voluntad respecto a la integración que lucen los gobiernos, así como con el poco avance que ha experimentado. Por otra parte, las negociaciones comerciales deben tener como base una integración real y esta a su vez, una estrategia de crecimiento y desarrollo.

En síntesis, no existe una estrategia definida para consolidar el proceso de integración ni tampoco para enfrentar como bloque los desafíos que plantea el mercado global.

1.2.2 Futuro de la Integración de Cara al Plan Puebla Panamá

El Plan Puebla Panamá, conocido de manera oficial el 12 de marzo del 2001 en la ciudad de México, es una propuesta integral en lo económico, político, social, tecnológico y ambiental, que describe en su visión el esfuerzo conjunto que deben realizar el país azteca y los países centroamericanos para el desarrollo de la región, y convertirla en un polo de desarrollo de “clase mundial”, ubicado en la geografía latinoamericana, siendo el objetivo fundamental: superar el rezago estructural existente.

Es importante indicar que como parte de una estrategia que tiene como premisa principal el desarrollo de la región, este plan no puede darse sin la modernización y ampliación de la infraestructura existente, por lo cual dentro del PPP, se ha considerado como primera etapa la ejecución de proyectos de infraestructura, hidroagrícola y de energía, con vistas a integrar un programa de inversión básica, Centroamérica para poder enfrentar los problemas económicos futuros derivados de la globalización tiene como uno de sus principales retos la integración como región, además de elaborar estrategias propias que den viabilidad y factibilidad a las propuestas de desarrollo conjunto.

Se debe asumir el PPP en todo aquello que coadyuve a mejorar la situación económica y social por la que atraviesan los pueblos centroamericanos, en virtud de que los países del norte tienen intereses estratégicos por los controles que puedan ejercer a través del PPP, es importante que también Centroamérica vele y resguarde por los intereses propios.⁴

⁴ *Ibíd.* Pág.7

CAPITULO II

2. EL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA PARA LOS PAISES DE AMERICA CENTRAL -SIEPAC-

2.1 Situación de las Interconexiones Eléctricas en el Istmo Centroamericano

Este proyecto comenzó a ser estudiado en 1987, y entre 1994 y 1996 fue completamente replanteado, tomando en cuenta las reformas en la industria eléctrica que se estaba llevando a cabo en los países de la región.

El proyecto considera la construcción de la primera línea regional, la cual con el apoyo de las interconexiones eléctricas existentes entre los países, hará posible la creación de un mercado eléctrico regional y facilitará la integración entre los sistemas eléctricos nacionales, permitiendo:

- Desarrollar plantas de generación mas grandes, lograr menores costos unitarios más los beneficios derivados de las economías de escala;

- El comercio de energía y de excedentes que no tendrían colocación sin una interconexión robusta;
- Los beneficios económicos de la coordinación de la operación entre los sistemas de los seis países, aprovechando la diversidad de climas en la región centroamericana
- Aprovechar que las demandas punta no son coincidentes en los países de la región, por lo que las necesidades de reserva y expansión son menores para los sistemas interconectados;
- Reducir los costos de operación, al permitir mayores economías en un despacho regional;
- Ayuda a un país en caso de racionamiento, lo cual económicamente se traduce en menores costos de falla y reducción de la energía no servida; y
- Una mayor confiabilidad para la operación de los sistemas y mejor seguridad para la cobertura de la demanda.

Los estudios referidos incluyeron el análisis de seis escenarios de evolución del parque de generación, con distintos niveles de coordinación de la operación y expansión con dos hipótesis de demanda. Salvo en el caso de coordinación cero y crecimiento bajo de la demanda, en el resto de los escenarios los beneficios son altos, en un rango de 107 y 1,099 millones de dólares.

La comparación entre los ahorros económicos obtenidos y los costos de inversión que exige la construcción de una línea de interconexión, han permitido obtener la capacidad óptima, desde el punto de vista económico, del conjunto de la red de interconexión objetivo de los estudios realizados hasta el presente, y ha dado como resultado óptimo el actual diseño del primer sistema de transmisión regional del proyecto SIEPAC, basado en un a línea de un circuito de 230 kV en su primera parte.

El Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de Centro América (SIEPAC) considera la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista, así como el desarrollo del primer sistema de transmisión regional, lo cual permitiría introducir la competencia en el ámbito regional, de forma que cualquier agente calificado puedan vender o comprar electricidad, independientemente de su ubicación geográfica. Este mercado se creará sin menoscabo de los esfuerzos de reestructuración que cada país este llevando a cabo en el ámbito nacional.

Las interconexiones de electricidad en el Istmo se empezaron a concretar a partir de 1976, cuando entró en servicio el enlace entre Honduras y Nicaragua mediante una línea de 230 kilovoltios (kv).

En 1982 se puso en operación la interconexión entre Costa Rica y Nicaragua y en 1986 tanto la de Costa Rica-Panamá, como la de El Salvador-Guatemala, con lo cual se formaron dos subsistemas interconectados. La construcción del enlace entre El Salvador-Honduras complementa una interconexión sencilla a 230 kilovoltios (kv), estas interconexiones existentes entre cada par de países son enlaces sencillos, con capacidad limitada de transferencias y se concretaron para conectar subestaciones fronterizas cuando los sistemas eléctricos nacionales se fueron expandiendo.

Las interconexiones existentes han sido muy útiles para apoyo mutuo en emergencias y para intercambiar excedentes de energía, básicamente hidráulica; sin embargo, no permiten concertar transacciones firmes y los límites de transferencia son reducidos, ya que la salida imprevista del enlace deja a un sistema deficitario, muy posiblemente sujeto a apagones. Además, existe un rezago en el mantenimiento que se refleja en menor confiabilidad y mayores pérdidas de energía; en varios países hay subestaciones con sobrecarga y aun demanda reprimida por falta de capacidad en redes y subestaciones.

La capacidad limitada de las actuales líneas de interconexión impide que se puedan concertar transacciones de compra-venta de

electricidad de carácter firme que pudieran justificar la instalación de plantas generadoras de mayor tamaño que el necesario para atender el mercado de cada país. Esto explica en parte que las centrales instaladas en los años más recientes (en los 90), en la mayoría de los países hayan sido pequeñas centrales de combustión interna o turbinas de gas usando diesel, con costos elevados.

Ante las deficiencias anotadas y con la perspectiva de aprovechar las ventajas de un mercado eléctrico con alcance regional, los países del Istmo impulsan el proyecto SIEPAC, apoyado en la creación de un mercado eléctrico regional y en la construcción de la línea de transmisión de alta capacidad que interconecte los países de la región. El sistema de transmisión regional incluye las instalaciones dirigidas a reforzar los sistemas eléctricos existentes, la construcción de la línea de interconexión a 230 kv desde Guatemala hasta Panamá, y las ampliaciones de las subestaciones asociadas. Se estima la puesta en operación de la línea en el año 2006.⁵

2.2 Marco Conceptual General

El tamaño del mercado eléctrico del istmo es relativamente pequeño. En 1999 el istmo centroamericano tenía una población de 35 millones de habitantes, una demanda máxima de 4,543 Mega

⁵ SIEPAC, Presentación Gabinete Económico 25/marzo/2002, pág. 6,7.

vattios (Mw) esto se refiere a la capacidad instalada en generación ó potencia útil y requerimientos de energía eléctrica por 24,900 Giga vattios hora (GWh) esto se refiere al consumo. Estimándose que la demanda máxima será de 6,400 Mw. Y 34,800 GWh de energía para el año 2005. Por considerar que ese mercado ya presentara un tamaño mas atractivo para la construcción de plantas de mayor tamaño que las construidas hasta ahora, y con el propósito de atraer generadores privados a precios y condiciones operacionales mas razonables que las logradas a la fecha y para impulsar la integración regional de los mercados de electricidad, los países decidieron la formación del Mercado Eléctrico Regional (el Mercado) y la construcción de una nueva línea de interconexión eléctrica regional.

Para el logro de la creación del Mercado y la infraestructura necesaria del proyecto SIEPAC, los países del istmo suscribieron en diciembre de 1996 el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (el Tratado), el cual fue ratificado por los Poderes Legislativos de los seis países y esta vigente a partir de diciembre de 1998. El Tratado es la base jurídica sobre la cual se sustenta la creación de un Mercado Eléctrico Regional competitivo. El tratado abre los mercados nacionales de los países a la región. Acceso abierto a la transmisión eléctrica, como a las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países. Sobre la base de este marco legal general, los países han

avanzado en el Diseño general del Mercado Eléctrico Regional (MER) y en la definición preliminar de las instituciones regionales que le darán sustento.⁶

El proyecto se inscribe en una fuerte tendencia internacional hacia la creación de mercados eléctricos regionales o supranacionales para mejorar la eficiencia económica del proceso completo de suministro eléctrico, a través de la creación de mercados competitivos de un tamaño suficiente como para aprovechar plenamente los efectos de las economías de escala y de la diversidad en los medios de producción. Esta tendencia es también relevante en el caso de América Central, en donde el tamaño reducido de los sistemas eléctricos nacionales no permite una implantación efectiva de las medidas liberalizadoras que se vienen impulsando a nivel de cada país, ni tampoco aprovechar las economías de escala que existen a nivel regional.

En ese sentido el proyecto SIEPAC, puede constituirse en un eje de desarrollo regional por medio del cual se logre en el mediano plazo la integración de los sistemas eléctricos de los países centroamericanos.

⁶ Ídem. Pág. 12

Igualmente el proyecto tendría un rol catalítico significativo en el proceso de integración de la infraestructura regional, no solamente desde el punto de vista de mejorar la eficiencia, confiabilidad y competitividad del sector eléctrico, si no que además facilitara la convergencia, con el futuro desarrollo de la industria del gas natural en la región. El proyecto promoverá la instalación de plantas de generación eléctrica con tecnologías avanzadas, con capacidad regional utilizando combustibles sustitutos más eficientes, es decir alternando con la utilización de gas natural, lo cual creara los incentivos para la construcción de gasoductos y una integración energética más amplia con los países vecinos, como México y Colombia, como potenciales suministradores de gas natural a la región. La industria eléctrica sería el principal consumidor de gas natural, transformando sus actuales plantas termoeléctricas y la instalación de futuras utilizando este combustible, también se ha identificado un mercado industrial importante sustituyendo el *fuel oil* (combustible para plantas eléctricas derivado del petróleo) y en menor escala el gas licuado de petróleo (GLP/ gas propano).

Igualmente se vislumbra la opción de utilizar la infraestructura de la línea de interconexión del proyecto para fortalecer los sistemas de telecomunicaciones e informática, mediante la instalación de fibra óptica utilizando la ruta y torres de interconexión previstas en el proyecto, también con una visión regional. Los representantes de

Los gobiernos ante el proyecto SIEPAC, están promoviendo con el apoyo de COMTELCA (Comisión Técnica Regional de Telecomunicaciones) el estudio de opciones orientadas a la utilización de la fibra óptica en el sistema de transmisión, para reforzar los sistemas de comunicación regionales.

Cabe mencionar también las iniciativas de interconexiones bilaterales que la Comisión Federal de Electricidad de México ha sostenido con el Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (INDE) a fin de desarrollar una interconexión a 400 kv entre ambos países. Este proyecto uniría las subestaciones de Tapachula, al sur del estado de Chiapas, con la subestación los brillantes (Retalhuleu) en Guatemala. La extensión de este tramo de línea es de aproximadamente 90 kilómetros.⁷

Este conjunto de iniciativas promovidas en cierto grado por el mismo proyecto SIEPAC, hace de este proyecto un motor para impulsar la integración regional, no solamente desde el punto de vista de la integración eléctrica, ya que también dará impulso decisivo a la introducción de gas natural y promoverá la concreción de las enormes inversiones que enfrenta la región en la generación de electricidad, estimadas en el equivalente a US\$ 7,000 millones en la próxima década, a la vez que servirá de base para eventualmente

⁷ *Ibíd.* Pág. 12

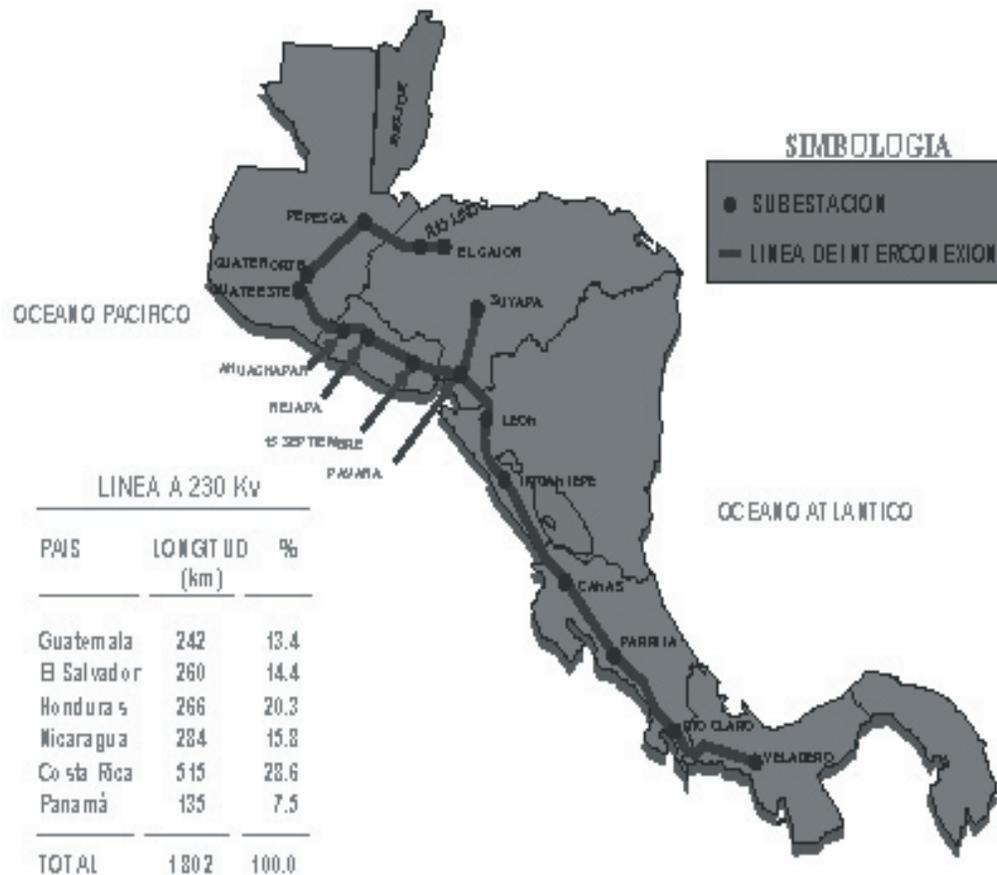
reforzar los sistemas de comunicación e informática regionales, con un impacto positivo en la competitividad en la región.

2.2.1 Descripción del Proyecto

Consiste en la creación de un mercado eléctrico centroamericano mayorista, y del desarrollo del primer sistema de transmisión regional en donde, cualquier agente calificado podrá comprar o vender electricidad, independientemente de su ubicación geográfica. Con el proyecto se pretende desarrollar un sistema troncal indivisible de transmisión de 230 kv. , de 1830 km. de longitud conectando 16 subestaciones, desde la subestación Veladero en Panamá hasta la subestación El Cajón en Honduras, pasando por Costa Rica, Nicaragua, El Salvador y Guatemala; con un ramal entre las subestaciones Pavana y Suyapa en Honduras.

Gráfica 1

RUTA INTERCONEXION PROPUESTA



Fuente: Plan Puebla Panamá, Antecedentes Avances y perspectivas, México D.F., 20 de Marzo 2,002

El Mercado es un espacio comercial de ámbito regional en el que los agentes habilitados para ello, puedan libremente realizar transacciones de compraventa de electricidad, ya sea dentro o fuera

de su país, accediendo sin discriminación alguna a las redes de transmisión con el pago de peaje. El Mercado evolucionará gradualmente y operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional, y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

La constitución del Mercado Eléctrico Regional enfrenta, entre otros, los siguientes retos principales:

2.2.1.1 Diseño e implantación de un marco regulatorio regional

Cuenta con un diseño general del Mercado aprobado por los representantes de los países en el proyecto, así como con el Tratado Marco Regional y sus instituciones. Enfrenta la tarea de desarrollar toda la regulación y normativa del detalle del Mercado, respetando la legislación vigente en cada país y en forma coherente con la heterogeneidad que presentan las reformas que se han venido implantando de los subsectores en cada país.

El gran desafío desde el punto de vista regulatorio, es el de asegurar que: Sea consistente con las legislaciones nacionales; de fácil aplicación; cuente con el respaldo político de los gobiernos y de

los entes reguladores nacionales para hacer cumplir y acatar las decisiones del ente regulador regional, y esté acompañada de un procedimiento sencillo de resolución de disputas.

2.2.1.2 Establecimiento de Instituciones Regionales

A fin de disponer de la institucionalidad que demandará el Mercado para su funcionamiento, el Tratado Marco dispone la creación de dos órganos regionales permanentes: La CRIE (Comisión Regional de Interconexión) como ente regulador del Mercado, y el Ente Operador Regional (EOR) organismo responsable de asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad y confiabilidad de los sistemas eléctricos. Los gobiernos ya han nombrado, en forma transitoria a los comisionados en estas dos organizaciones, las que se reforzaran en la medida que se avance en ejecución del proyecto. Los gobiernos deben definir las sedes de cada una de estas instituciones en sus respectivos países, y definir los cargos por regulación necesarios para el funcionamiento.

El principal desafío que enfrenta la CRIE es el de mantener la independencia que como ente regional le otorga el Tratado al constituirla como entidad regional, con personería jurídica propia y

capacidad de derecho publico internacional con independencia financiera a través de un cargo por regulación que deberán cubrir los agentes del mercado. Además, enfrenta el reto de hacer cumplir la regulación regional en coherencia con las leyes nacionales, y de mantener una estrecha coordinación y cooperación con los reguladores nacionales para facilitar la implantación de la normativa regional.

El rol de los estados miembros del proyecto será clave en apoyar la autoridad y autonomía del Ente Regional para ejercer sus funciones.

El EOR por su lado, se enfrenta al reto de asegurar una representatividad adecuada de los agentes del mercado en la composición de la Junta Directiva de la institución, y de los operadores de los mercados nacionales para asegurar que la operación y el despacho regional de electricidad son realizados con criterios económicos y en condiciones de seguridad adecuados, minimizando potenciales conflictos de interés y posiciones de los agentes participantes.

2.2.1.3 Adecuación de los órganos de gestión del proyecto

Actualmente los órganos de gestión del proyecto SIEPAC son:

- El Grupo Director (GD)
- El Comité de Programación y Evaluación (CPE)
- La Unidad Ejecutora.

El Grupo Director esta integrado por representantes de los ministros responsables del sector energético y del sector económico de cada país, así como de las empresas eléctricas de cada país. El GD tiene la responsabilidad final del desarrollo del Mercado y de tomar las decisiones necesarias para lograr los objetivos integrales del proyecto SIEPAC.

2.2.1.4 Desarrollo de una infraestructura regional de transmisión

En los estudios de factibilidad del proyecto se consideraron distintas opciones para el desarrollo de la transmisión. Se evaluaron múltiples escenarios de desarrollo de los sistemas eléctricos y de los resultados de coordinar la operación y la instalación de plantas generadoras futuras. La opción que resultó en los mayores beneficios económicos, dada la gama de incertidumbres, fue la construcción de una línea sencilla de 230 KV, que iría de Guatemala a Panamá, de

una longitud de 1802 kilómetros distribuidos como se muestra en el cuadro numero 1:

Cuadro 1
Distribución en Kilómetros
Línea Guatemala-Panamá

PAIS	Longitud (Km.)	%
Guatemala	242	13.4
El Salvado	260	14.4
Honduras	366	20.3
Nicaragua	284	15.8
Costa Rica	515	28.6
Panamá	135	7.5
Total	1802	100.0

Fuente: "Antecedentes, Avances y Perspectivas" Plan Puebla Panamá de la Republica, México, DF. 20 de marzo de 2002.

El cuadro anterior permite observar la cantidad de kilómetros que abarcará en cada país la distribución de cables de conducción de energía, en el cual destaca que Costa Rica y Honduras utilizarán los mayores porcentajes de cableado del proyecto esto implica que la inversión en esos países será mayor, en Guatemala es menor la cantidad de kilómetros a cubrir con este proyecto, derivado de que el área es menor aunque el proyecto específicamente para el país pretende llevar energía eléctrica a toda la población.

Sobre la base de los resultados técnicos económicos del proyecto, los representantes de los países decidieron llevar a cabo la

ejecución del proyecto con una visión y alcance regional, con el desarrollo de un mercado eléctrico competitivo, complementado con la construcción de la línea de transmisión antes descrita.⁸

2.3 Costo y Financiamiento del Proyecto

El costo total para el desarrollo y construcción de la línea de interconexión y subestaciones del proyecto se estima en el Equivalente a US\$ 330.00 millones, en adición se cuenta con una cooperación técnica para la implantación del Mercado y las instituciones regionales, con un costo total estimado en US\$ 16.4 millones.

Para el desarrollo de esta infraestructura, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó en 1997 un préstamo por US\$ 240.00 millones, de los cuales US\$ 170.0 millones provienen de su capital ordinario y US\$ 70.0 millones provienen de los fondos del V Centenario del Gobierno de España, administrados por el Banco y tienen un carácter concesional. El remanente se financia con aportes locales. La Cooperación Técnica esta financiada con un préstamo del Banco por US\$ 9.9 millones, mas US\$ 5.0 millones de donación y el resto corresponde a recursos de contrapartida local.

⁸ Estudios Complementarios de la Expansión de la Interconexión PTI-Informe –final, 15 de Agosto de 1997.pág.122.

En este sentido es importante que los países encuentren los mecanismos para superar sus dificultades en cuanto a ofrecer las garantías soberanas a los préstamos mencionados. Estas opciones deben crear las opciones de la participación de inversionistas privados en la construcción de las obras de infraestructura del proyecto, liberando de esta forma recursos y capacidad de endeudamiento de los países para destinarlos a proyectos en apoyo a la agenda de proyectos sociales.

2.4 Beneficios del SIEPAC

La evaluación económica del proyecto y los estudios de factibilidad demostraron la bondad del proyecto. Basados en el promedio de los beneficios económicos netos anuales para seis posibles escenarios analizados, la rentabilidad promedio del proyecto sería del 25.1%. De otra parte, los estudios de factibilidad del proyecto han estimado los beneficios por país valorizando los costos de servir la demanda de cada país con base en el concepto de costos marginales incluyendo los ahorros en costos de inversión y los ahorros en costos de explotación de las plantas de generación. Sobre la base de la diferencia entre lo que paga la demanda de cada país en los escenarios de referencia y lo que paga en los escenarios

coordinados se calcularon los ahorros que para la demanda de un país implica la construcción de la línea de interconexión SIEPAC. Estos ahorros en promedio para los seis países centroamericanos que se constituyen en los posibles escenarios analizados arrojan los siguientes valores expresados en millones de dólares de 1996 para cada país:

Cuadro 2
AHORRO PROMEDIO EN COSTO DE INVERSION
(Millones de dólares)

PAIS	US\$ Promedio
Guatemala	176.1
El Salvador	102.5
Honduras	79.9
Costa Ric	56.5
Panamá	70.2
Total Istmo	513.8

Fuente: Estudios Complementarios de la Interconexión, PTI-Informe Final. 15 de agosto de 1997.

El objetivo inmediato de la inversión en el proyecto es la disminución de los costos de generación de energía eléctrica para las poblaciones del istmo, en el cuadro número 2 se observa que el proyecto permitirá una economía de 176.1 millones de dólares de Estados Unidos de llevarse a cabo en Guatemala, bajo condiciones normales es decir que la reducción del costo del suministro eléctrico para los consumidores de la región, es factible sobre la base de los beneficios del proyecto y se deriva de dos factores fundamentales que el Mercado posibilitará mediante la introducción de competencia

efectiva en el ámbito regional; Los ahorros en costos de inversión y operativos que resultan del aprovechamiento de economías de escala de ámbito regional, la reducción de márgenes de operación y la coordinación económica regional de los medios de producción. La dimensión regional puede asimismo hacer viables grandes proyectos de suministro energético, como los gasoductos para proveer de gas natural a la región, teniendo en cuenta que el subsector eléctrico sería el principal consumidor.

2.5 Avances en la Ejecución del Proyecto

Los avances más importantes y que se pueden destacar son los siguientes:

- Firma y Ratificación por las Asambleas de los seis países del Tratado Marco
- Aprobación por parte del BID de dos préstamos; Uno para la infraestructura y el otro para un Programa de Cooperación Técnica para apoyar la creación del Mercado.
- Creación de la Empresa Propietaria de la Línea (EPL) con sede en Panamá.
- Establecimiento y puesta en funcionamiento de la Unidad Ejecutora en San José, Costa Rica

- Los estudios eléctricos avanzados del proyecto se encuentran en su fase final.
- Elaboración del Diseño General del Mercado, aprobado por los representantes de los gobiernos en el proyecto.
- Creación y composición transitoria de lo que será el futuro Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).⁸

2.6 Desafíos y Oportunidades del Proyecto.

Como resumen de los aspectos tratados, es importante indicar que los desafíos que surgen entre otros son los siguientes, sobre los cuales debiera enfocarse la acción y el rol de los gobiernos y las autoridades del proyecto para facilitar y promover decisiones institucionales y de política energética tendientes a acelerar la concreción de la iniciativa de la creación del Mercado y la Interconexión eléctrica regional. Los principales desafíos a enfrentar en el corto plazo son:

- Desde el punto de vista regulatorio institucional, asegurar que el diseño e implantación del marco regulatorio regional sea

⁹ *Ibíd.* Pág. 21

consistente a las regulaciones nacionales, de fácil aplicación, creíble y sustentable.

- Igualmente, es necesario poner en pleno funcionamiento los entes regionales previstos en el Tratado, el ente regulador regional (CRIE) y el ente operador del sistema regional (EOR), mantener y asegurar la independencia operativa y financiera que les otorga el Tratado a estos entes, así como asegurar la representatividad de los agentes del mercado en la composición del EOR.
- Otro reto que enfrenta el proyecto es el de superar las dificultades que enfrentan algunos de los países para otorgar garantías soberanas a los préstamos otorgados por el Banco, y buscar otras opciones que permitan una participación efectiva de inversionistas privados, liberando de esta forma recursos que pudieran utilizar los países en proyectos en apoyo de la agenda social.
- Adecuar los órganos de gestión del proyecto actual, especialmente el Grupo Director, para facilitar la toma de decisiones.

Oportunidades

Con la realización del proyecto SIEPAC, convertirá esta iniciativa en un motor para impulsar la integración regional, y no solamente desde el punto de vista de la integración eléctrica.

El proyecto:

- Promoverá la instalación de plantas de generación eléctrica con capacidad regional para cubrir las inversiones necesarias en generación de electricidad que enfrenta la región en la próxima década, estimadas en más de US\$7,000.00 millones, al facilitar la apertura efectiva de una inversión privada de calidad, con dimensión regional y asumiendo los riesgos de participar en un mercado que ofrece las suficientes garantías regulatorias e institucionales.
- Dará impulso decisivo a la introducción de gas natural, transformando sus actuales plantas termoeléctricas y la instalación de futuras utilizando este combustible. Este impulso se reflejaría también en el uso de gas natural en otros mercados en donde se ha identificado un mercado industrial importante sustituyendo los combustibles y en menor escala el gas licuado de petróleo, con los beneficios ambientales correspondientes.

- Servirá de plataforma para reforzar los sistemas de comunicaciones e informática regionales mediante la instalación de fibra óptica utilizando la ruta de torres de interconexión del proyecto.
- Eventualmente servirá de incentivo para concretar las iniciativas de interconexión eléctrica entre México y Guatemala, que pudieran hacerse extensivas al propio proyecto SIEPAC.
- Promoverá las propias inversiones en la interconexión regional, como fuente alternativa para sustituir los esquemas de financiamiento actuales del proyecto y liberar recursos para ser utilizados en otros proyectos prioritarios de los países.¹⁰

¹⁰ INDE; SIEPAC Presentación para el Gabinete Económico; 25/Marzo/2002. pág. 9,10.

CAPITULO III

3. EL MERCADO ELECTRICO GUATEMALTECO

El servicio eléctrico en Guatemala es provisto por Distribuidora de Electricidad de Oriente (DEORSA), Distribuidora de Electricidad de Occidente (DEOCSA), EEGSA y unas pequeñas empresas distribuidoras municipales. Diversos generadores independientes de tamaño relativamente importante, operan mediante contratos de suministro con EEGSA, y algunos otros, de menor tamaño suministran su potencia y energía al INDE.

El servicio eléctrico se realiza a través del Sistema Nacional Interconectado (SIN), al que están conectados los principales centros de generación y consumo del país, y cuenta con una interconexión internacional con la Republica de El Salvador, y algunos centros aislados, no interconectados al SIN. El consumo bruto total del país alcanzo a 5,806.2 GWh en 2002, con una demanda máxima de 1,190.0 MW.

Entre 1998 y 2002 el consumo bruto de electricidad en el SIN ha tenido un crecimiento promedio anual de 9%. No obstante, la cobertura eléctrica de Guatemala, que alcanza un 58% de acuerdo a información proporcionada por el INDE, es una de las más bajas de

Latinoamérica. El consumo eléctrico anual per capita es también muy bajo comparado con la media latinoamericana per capita y sobre todo con el consumo en países con ingreso per capita parecido al de Guatemala. Lo anterior sugiere que hay en el país una demanda insatisfecha por restricciones en la oferta debido al bajo desarrollo del sistema de transmisión y distribución. En estas condiciones, una nacionalización en la gestión del sector eléctrico nacional, puede conducir a tasas de crecimiento del consumo de electricidad superior a las históricas.

Los consumos brutos del SIN en el periodo 1998-2002 se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro 3
Consumo Bruto en el SIN
Período 1998-2002

Año	energía (GWh)	Crecimiento %
1998	4482.6	
—1999	4750.8	9.4
2000	5242.9	9.1
2001	5462.4	9.6
2002	5806.2	9.4

Fuente: EEGSA

El cuadro número 3 presenta un estimado del consumo bruto de energía la cual mantiene un crecimiento promedio de 9.38 % anual según los datos obtenidos, cabe destacar que el crecimiento del

consumo se mantiene constante en el quinquenio analizado lo cual puede explicarse por el aumento de la demanda de energía por la población y de la incorporación de nuevas áreas industriales en nuestro país, en el entendido que la capacidad de atención de los proyectos de parte de la Empresa Eléctrica y el INDE, se limita a ese porcentaje.

3.1 Principales Actores en el Mercado eléctrico Guatemalteco

INDE (Instituto Nacional de Electrificación)

El Instituto Nacional de Electrificación, entidad estatal autónoma y descentralizada, fue creado por el Decreto No. 1287 de 1959. Su misión era llevar a cabo el desarrollo de un sistema interconectado a nivel nacional, planificar y desarrollar la generación hidroeléctrica y termoeléctrica requerida por el país, satisfacer las necesidades de energía eléctrica de la población e impulsar la electrificación rural. El INDE fue dotado de poderes normativos, con capacidad de definir aspectos esenciales de la política eléctrica y de fijarse sus propias tarifas, lo que lo llevo a cumplir simultáneamente el rol empresario normativo, característico de los monopolios estatales de electricidad que prevalecieron en Latinoamérica entre los años 50 y 80. ¹ Si bien en 1983 se creo el Ministerio de energía y Minas como ente rector del Estado en materia de energía, hasta principios de los 90 su

¹¹ Smith Barney Salomón; PROCESO DE CAPITALIZACION SOCIAL Y VENTA DE ACCIONES PROPIEDAD DEL 12ESTADO DE GUATEMALA; Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Guatemala 1999 Pág.: 46.

capacidad técnica estuvo muy limitada, lo que dificultó ejercer un efectivo control de la política eléctrica nacional.

En 1995 el Gobierno de Guatemala envió al Congreso de la Republica un proyecto de la Ley General de Electricidad, que fue promulgado el 15 de noviembre de 1996.

EEGSA (Empresa eléctrica de Guatemala S.A.)

EEGSA fue fundada en 1894 permaneciendo en propiedad privada desde su inicio hasta el año de 1972. En ese año, el 91.75 de las acciones de la compañía pasaron a poder del estado. El resto de las acciones en ese momento, equivalentes a un 8.3% se encontraban en propiedad de diversos inversionistas privados.

EEGSA adecuo sus estatutos al Código de Comercio en vigencia el 26 de octubre de 1995, a partir de esa fecha, realizo una capitalización de utilidades.¹²

Hasta el año 1997, participaba en los tres componentes del sector eléctrico guatemalteco, generación, transmisión y distribución. Siguiendo los lineamientos de la Ley General de Electricidad, una

moderna legislación aprobada por el congreso de la Republica en 1996. Para diciembre de 1997 EEGSA suministraba electricidad a un total de 510,826 consumidores pertenecientes a los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepequez. Esta región es la más desarrollada del país, en ella se consume el 72% de la energía total del país con una demanda de 66% de la potencia del SIN. La base de consumidores consiste en consumidores residenciales, comerciales, alumbrado exterior particular, industrial, municipal y gubernamental. La demanda de potencia de EEGSA a diciembre de 1997 fue de 541.4 MW. Dicha demanda es principalmente suministrada por medio de contratos con productores privados, entre los que encuentran *Puerto Quetzal Power Corp.*, controlada por *Enron Corp.* Y *Central Energy Services, Tampa*, controlada por *Teco Power Services*, Sidegua, y diversos generadores privados del país.

3.1.1 Generación

Los intereses de los generadores responden a una maximización de beneficios, como corresponde a un mercado regido por las leyes de la oferta y demanda. El INDE es en la actualidad el principal generador del país, con una potencia instalada en SIN de 679,9 MW y el propietario de la mayor parte del sistema de transmisión en 230 y 138 kV. La capacidad

de generación del INDE esta concentrada en un grupo de centrales hidroeléctricas, de las cuales las más importantes son Chixoy (265 MW efectivos), y Jurun Marínala (75 MW efectivos) y en las unidades termoeléctricas a vapor y turbinas a gas ubicadas en Escuintla (90 MW). El INDE tiene además contratos de compra de energía con generadores hidroeléctricos privados por unos 14 MW.

Guatemalan Generating Group

El 16 de enero de 1998, se finaliza la venta de los activos de generación de EEGSA. La turbina de gas *Stewart & Stevenson* LM5000, ubicada en Escuintla, con una capacidad instalada de 46MW y una capacidad efectiva de 36 MW, y el complejo generador Laguna, situado en Amatitlán, que cuenta con ocho unidades generadoras de gas y vapor con una capacidad instalada de 131.73 MW y una capacidad efectiva de 52 MW.

Enron

La planta generadora consta de dos barcazas ubicadas en Puerto Quetzal, Escuintla, con una Capacidad nominal de 110 MW compuesta por 20 motores de combustión interna de 5.5.

El punto de interconexión al sistema es la subestación Alborada en 230 kV. El contrato fue firmado originalmente con *Texas-Ohio Power, Inc.* Con la meta de solucionar un situación de racionamiento. El 12 de marzo de 1992 dicho contrato fue cedido a *Nerón Poder Development Corp.*, entidad operadora actual. La vigencia del contrato es de 1992 a 2007.

El contrato es “*take or pay*” (generación y transporte), en cuanto a potencia y energía con una compra mínima de esta ultima del 50%.

Tampa

La planta generadora consta de dos turbinas de gas LM6000 de 39 MW para un total de 78 MW. Esta ubicada en Escuintla y tiene como punto de entrega la Subestación Alborada en 230 kV. El contrato, que tiene una vigencia de 15 años hasta 2010, es “*take or pay*” en potencia. El contrato fue firmado el 16 de diciembre de 1994 con Tampa Centro Americana de Electricidad (controlada por *Teco Power Services*).

Sidegua

La planta cuenta con 10 motores de combustión interna de 4.4 MW pero su entrega a la EEGSA es de 38.2 MW. La planta conecta

con la línea proveniente de Enron en un tramo y se integra al sistema nacional en la Subestación Alborada en 230 kV. El contrato es “*take or pay*” en cuanto a potencia y energía con una compra mínima de esa última del 65%. Dicho contrato fue firmado el 23 de enero de 1996 con una duración de un año, prorrogándose posteriormente su vencimiento hasta septiembre de 1998. El contrato fue firmado con la empresa Siderúrgica de Guatemala, S.A. en Escuintla.

Generadores Privados Nacionales

En 1994, y con vencimiento en el 2009, se firmaron contratos con los siguientes ingenios: Pantaleón, Magdalena, Madre Tierra, La Unión, así como también con empresas como la Generadora Eléctrica del Norte, Ltda.- GENOR-, Fabrigas, S.A. (Río Bobos y El Capulín), Recursos Naturales y Celulosas, S.A.(Renace), Electricidad *Enron* de Guatemala (*ENRON*) que genera a través de la Planta Generadora Puerto Quetzal, *Power Corp.* , Tecnoguat, S.A. (San Isidro Matanzas), Compañía Agrícola Industrial Santa Ana S.A., Agropoloctic (Las Margaritas), Secacao, S.A., Inversiones Pasabien, S.A., Grupo Generador de Guatemala, Cia, S.C.A., Papelera Internacional, S.A. (PAINSA), Proyecto Hidroeléctrico Santiaguito, Proyecto Hidroeléctrico Huijo, Proyecto Hidroeléctrico Río Las Vacas, Proyecto Hidroeléctrico San Judas, Proyecto Hidroeléctrico Santa

Teresa, Proyecto Hidroeléctrico Teculután. ¹El total de la potencia instalada de los ingenios y de las empresas es de 892.6 MW en su máxima capacidad. Los ingenios se encuentran situados en Escuintla, integrándose en puntos diversos. Mediante este contrato EEGSA esta obligada a comprar la totalidad de la energía en época de Zafra. La compra mínima contractual es de un 50% anual.

San José

Consiste en una planta de carbón con una capacidad de 120 MW, esta ubicada en Escuintla y tiene como punto de entrega la Subestación Alborada en 230 kV. El contrato tiene una duración de 15 años y es “*take or pay*” (generación y transporte), e inicio en 2002, en cuanto a potencia y energía con una compra mínima de esta última del 65%.

3.1.1 Distribución

Los distribuidores son los encargados de suministrar la energía a los clientes finales. Para esto deben construir una red de distribución y en general tienen la obligación de suministrar a quien

¹² Ministerio de Energía y Minas, directorio de Empresas Asociadas al Subsector Eléctrico, pág.1, 2.3.

se lo solicite (no –exclusión), a cambio de la concesión que les permite realizar su actividad. Esta por contener economías de ámbito asociadas a la red, se declara como monopolio, con lo cual el regulador debe fijar las tarifas. En general los intereses de esta clase de agentes son similares a los de las empresas de transmisión. La tarifa que cobran estas empresas, en general, esta asociada a un nivel de confiabilidad y seguridad de suministro determinado. Por lo que sus ingresos dependen de la seguridad del sistema. Esto las obliga a garantizar un nivel de confiabilidad y seguridad por medio de contratos que firman con las empresas generadoras. En general representa la mayor parte de la demanda de un sistema eléctrico. En ese sentido El INDE desarrolla una importante actividad de distribución en conjunto con empresas municipales, contado con clientes en todo el territorio cubierto por él SIN, con la excepción de los departamento de Guatemala, Escuintla y Sacatepequez. En atención a las disposiciones de la Ley General de Electricidad, a partir del mes de noviembre del año 1997 el INDE separa sus actividades de generación, transmisión y distribución, en empresas mercantiles distintas. En las municipalidades principales del interior de la republica, la venta de energía se hace en bloque a las mismas, para que ellas se encarguen de la distribución a los usuarios finales. Así también hay una serie de empresas privadas que se dedican a esta actividad entre las cuales se puede mencionar a las siguientes: Empresa Eléctrica de Guatemala, Distribuidora de Electricidad de

Occidente. S.A., Deocsa, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. Deorsa, las empresas municipales encargadas de distribuir la energía en el interior son las siguientes según el Directorio de Empresas Asociadas al Subsector Eléctrico; Empresa Municipal de Quetzaltenango, Huehuetenango, Santa Eulalia Huehuetenango, de San Marcos, de San Pedro Sacatepequez, de Tacana San Marcos, de Retalhuleu, de Joyabaj Quiche, de Playa Grande Quiche, de Guastatoya el Progreso, de Zacapa, de Gualan Zacapa, de Puerto Barrios, de Jalapa, de Sayaxché Peten, de Patulul Suchitepequez¹³.

3.1.3 Transmisión

Los intereses de los transmisores difieren del de los generadores al estar en un ámbito de actividad con economías de escala y monopólica con regulación de tarifas. La función de nexo entre la oferta y la demanda que realizan los transmisores les define intereses distintos a los otros agentes del mercado.

Los ingresos de las empresas transmisoras se encuentran definidos por la autoridad. En general estos ingresos dependen del nivel de confiabilidad de la red y frente a cortes, que pueden ser producto de su red, se ven sometidos a fuertes sanciones. Esto permite que las empresas de transmisión tengan incentivos para

¹³ *Ibíd.*, Pág. 33.

mejorar la confiabilidad de la red, esto en determinadas ocasiones se traduce en utilización de la red de transmisión con márgenes de reserva que en general son vistos por el resto de los agentes como actos no restrictivos y que aumentan el precio innecesariamente.

En Guatemala la energía generada en la Costa Sur del país es transportada hacia la capital mayoritariamente a través de la línea de 230 kV que une las subestaciones Escuintla y Guate Sur; mientras que la energía generada por Chixoy es transportada hacia la Subestación Guate Norte en 230 kv. Las subestaciones Guate Sur y Guate Norte, están interconectadas en 230 kV.

Las líneas y subestaciones hasta aquí mencionadas son propiedad del INDE.

La infraestructura de transmisión en 69 kV. de EEGSA inicia en las salidas de 69kV. de las Subestaciones Guate Sur y Guate Norte, consta aproximadamente de 833 kilómetros de líneas que sirven para conectar al sistema las 46 subestaciones de EEGSA, así como todos los generadores contratados por la misma.

3.1.4 Interconexión con México

El INDE Y LA Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, han preparado un convenio de interconexión eléctrica a través de una línea de transmisión que conectara el sistema de CFE en el sureste de México, partiendo de la Subestación Tapachula en 400 kV hasta la Subestación los Brillantes del sistema del INDE. Adicionalmente, se celebró un convenio de Exportación de Energía Eléctrica a tensión de 13,8 kV entre el INDE y CFE para suministrar electricidad a 40 poblaciones ubicadas en la frontera, el cual beneficiaría a 20,400 habitantes y atendería un total de seis municipios en dos departamentos.

3.1.5 Gasoducto Guatemala-México

La construcción de un gasoducto para conectar México con América Central es una posibilidad la cual pretende traer gas natural a Guatemala desde México, representará un suministro continuo de combustible a un costo mas favorable.

3.2 Marco Regulatorio

El 13 de noviembre de 1996, el congreso de la republica de Guatemala emitió la Ley General de Electricidad, con el objeto de normar el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. El 21 de marzo de 1997 el Organismo Ejecutivo, por conducto del Ministerio de Energía y Minas, emitió el Reglamento de la Ley General de Electricidad. El nuevo marco regulatorio que rige el funcionamiento de la industria eléctrica de Guatemala contempla la segmentación vertical y horizontal de la industria. Asimismo, la Ley creo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (la “Comisión”) como el organismo regulador y fiscalizador del sector eléctrico que es formalmente un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas con independencia funcional y presupuestaria. Las funciones básicas de la Comisión son, entre otras i) cumplir y hacer cumplir la Ley y velar por el cumplimiento de las obligaciones de generadores, transmisores distribuidores y comercializadores, sancionando a los infractores; ii) proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia así como las prácticas abusivas; iii) dirimir las controversias entre agentes del sector; IV) fijar tarifas que determina la ley; y v) emitir normas que garanticen el libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución, así

como las normas técnicas que requiera el buen funcionamiento de la industria eléctrica.

3.2.1 Generalidades

El uso de las instalaciones de transmisión y distribución por parte de un generador o comercializador requiere del pago de un peaje, los peajes pueden ser acordados entre las partes, pero en caso de desacuerdo quedan sujetos a regulación. El suministro a pequeños usuarios por parte de los distribuidores esta regulado en precio y calidad de servicio; las tarifas respectivas resultan de sumar los precios de adquisición de Energía. Las regulaciones de precios y la fiscalización del cumplimiento de la Ley y de su Reglamento quedan encomendadas a un órgano regulador independiente, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

3.2.2 Órganos Normativos y Reguladores

3.2.2.1 El Ministerio de Energía y Minas

El Ministerio de Energía Minas (MEM) es el órgano encargado de proponer al poder ejecutivo las políticas sectoriales, coordinar su aplicación, realizar planes indicativos de desarrollo del sector eléctrico y aplicar, a través de la Comisión Nacional de Energía

Eléctrica, la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Debe destacarse que la ley no contempla un esquema de la planificación central del desarrollo de la generación y transmisión, lo que lleva a que las decisiones de inversión sean adoptadas libremente por los generadores y transmisores, sujetos exclusivamente a los incentivos del mercado y precios fundamentalmente. El proceso de planificación indicativa de la expansión de la generación-transmisión que debe efectuar el MEM no es obligatorio para los agentes económicos y su objetivo básico es monitorear el equilibrio oferta-demanda de electricidad en el corto y mediano plazo, y aportar información a los agentes públicos y privados.

3.2.2.2 La Comisión Nacional de Energía Eléctrica

La Comisión, es formalmente un órgano técnico del MEM con independencia funcional presupuestaria, es el órgano regulador y fiscalizador del sector eléctrico. Esta dirigida por tres comisionados que deben cumplir con sus funciones a tiempo completo y son nombrados por el organismo ejecutivo, el presidente de la comisión lo nombra el organismo ejecutivo, el presupuesto de la comisión es financiado a través de una tasa del 0,3% aplicada a las ventas mensuales de energía eléctrica que efectúen las empresas distribuidoras multiplicada por la tarifa residencial del Kwh. que se aplique en la ciudad de Guatemala.

De acuerdo a la Ley, las actividades de generación, transmisión y distribución deben ser realizadas por personas individuales o jurídicas distintas, pero no se prohíbe que una misma persona natural o jurídica tenga participación propietaria o simultáneamente en empresas generadoras, transmisoras o distribuidoras. En todo caso, se permite que generadores y distribuidores sean propietarios de líneas de transmisión secundarias que les permitan conectarse al sistema eléctrico principal.

3.2 Instalación de Centrales Generadoras

3.3.1 Generalidades

La generación es libre y no se requiere concesión, licencia ni permiso para instalar u operar centrales generadoras, pero las centrales hidroeléctricas, por utilizar recursos hidráulicos que pertenecen al Estado, requiere una autorización del MEM cuando su potencia excede de 5 MW. Estas autorizaciones no pueden exceder de 50 años. La utilización de recursos geotérmicos se efectúa bajo la consideración de tratamiento similar al de un bien de dominio público, pero en la parte eléctrica no esta sujeta a autorización. En Materias ambientales, se requiere, para todo tipo de central generadora, la realización de un estudio de Impacto Ambiental, que debe

presentarse a la Comisión Nacional del Medio Ambiente, CONAMA. Este órgano debe pronunciarse sobre el estudio, en un plazo establecido a partir de la fecha de presentación del estudio, en el caso de las hidroeléctricas se pueden otorgar autorizaciones temporales de un año para efectuar estudios en propiedades de dominio público y privadas, pagándose las indemnizaciones correspondientes.

3.3.2 Instalación de Sistemas de Transmisión

No hay monopolio de la transmisión y cualquier interesado puede construir las instalaciones que desee. Las líneas de transmisión y subestaciones que se instalan sin usar bienes del dominio público no requieren de autorización.

Si por él contrarió se requiere usar en el trazado bienes del dominio público, es necesaria la autorización del MEM en los mismos términos y forma jurídica que las autorizaciones relativas a centrales hidroeléctricas. La autorización es por un plazo máximo de 50 años, e impone al transmisor la obligación de aceptar el paso de energía eléctrica por cualquier interesado, mediante el pago de un peaje.

Al igual que en el caso de las centrales generadoras, la instalación de líneas de transmisión requiere de un dictamen

favorable de CONAMA sobre el Estudio de Impacto ambiental que debe presentar el interesado. Se contempla asimismo el otorgamiento de autorizaciones temporales por un año para efectuar estudios en propiedades de dominio público y privadas, pagándose las indemnizaciones correspondientes. El régimen de servidumbres para el uso de bienes de dominio público y terrenos de particulares es el mismo que el caso de centrales sujetas a autorización.

3.3.3 Instalación de Redes de Distribución

El servicio de distribución final es aquel que se efectúa en forma masiva a la población utilizando bienes de dominio público en el trazado de sus redes, con regulación de calidad de servicio y de precios. El servicio de distribución final requiere de autorización del MEM. La autorización se refiere a una zona territorial delimitada, que puede modificarse por acuerdo entre las partes, y que no otorga exclusividad de servicio al adjudicatario. Sin embargo, el adjudicatario de un servicio de distribución final tiene obligatoriedad de servicio en una franja de 200 metros en torno a sus instalaciones de distribución. La ley concede además un servicio de distribución privada, no sujeto a regulación cuando las redes no usan en su trazado bienes de dominio público –calles, plazas, caminos y las condiciones de suministro se pactan, caso a caso, entre distribuidor

y consumidor. Se estima que este régimen de distribución podría ser aplicable a cooperativas eléctricas y comunidades.

La distribución tanto final como privada, no requieren de estudio de impacto ambiental, ni de dictamen de CONAMA, las disposiciones sobre tramitación y entrega de autorizaciones – temporales y definitivas es similar a las de autorizaciones de centrales y líneas de transporte, pero la ley establece que la adjudicación de la autorización de servicio de distribución final debe efectuarse por concurso público.

3.4 El Mercado Mayorista

El Mercado Mayorista es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúen mediante contratos a termino (Mercado a Termino y Mercado de Desvíos de Potencia) o bien puntualmente (Mercado de Oportunidad o *spot*). El Reglamento clasifica como Agentes del Mercado Mayorista a los generadores con potencia firme, de por lo menos 10 MW, transportistas con una potencia firme conectada mínima de 10 MW, distribuidores con un mínimo de 20,000 usuarios y comercializadores, exportadores e importadores de energía eléctrica que compran o venden bloques de energía de por lo menos 10 MW.

Cuatro son los conceptos básicos que guían el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad: 1) libre acceso al sistema, 2) coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte para minimizar el costo conjunto de operación del sistema eléctrico, 3) libertad de precios en los contratos de suministro entre agentes del mercado, y 4) regulación por el mercado de los precios *spot* para las transferencias de energía y potencia entre los agentes del mercado, cuando ellas no están previstas en contratos libremente pactados.

En el mercado mayorista de electricidad se llevan a cabo transacciones económicas en diferentes modalidades y todas ellas tienen una base especializada, ya que uno de los objetivos del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) es realizar la valoración de las transacciones, pagos y cobros a los agentes de manera transparente.

Administración de la Transacciones:

Las transacciones en el mercado mayorista se llevan a cabo en los siguientes mercados:

- Mercado a Término
 - Contratos existentes
 - Contratos Nuevos
- Mercado de Oportunidad
- Mercado de desvíos de Potencia

Mercado a Término

El mercado a término se refiere a los contratos celebrados entre compradores y vendedores, donde se pactan libremente condiciones, plazos, precios y cantidades a suministrar.

Dentro de un contrato, la parte compradora tiene prioridad en el abastecimiento de demanda por parte del generador contratado.

Los contratos son del conocimiento público y deben ser informados al AMM, quien los administra.

No se reconocen obligaciones de compra mínima (*Take or Pay*), que provoquen el despacho obligado de un generador.

Tipos de Contrato

- Por Diferencias con curva de Carga

Es un contrato de potencia y energía en el que un participante productor compromete el abastecimiento de una demanda de potencia y energía, a través de una curva de demanda horaria previamente definida. El generador solo puede comprometer hasta su oferta firme, puede respaldarse en otros generadores y en el

mercado de oportunidad, comprando o vendiendo la Potencia y energía firme faltante, el generador cobra del contrato el bloque de energía contratada; el generador despacha por costo variable.

-Contrato de Potencia sin Energía Asociada

El participante consumidor contrata con un generador o un comercializador su demanda firme, y compra la energía en el mercado de oportunidad (la demanda coincidente con la demanda máxima del sistema). El generador se despacha por costo variable.

-Potencia con Energía Asociada

Se establece la potencia comprometida y un precio de ejercicio para la compra de energía. El cliente tiene dos opciones:

- a) Si el precio del contrato es menor que el precio *spot*, compra el precio del contrato.
- b) Si el precio del contrato es mayor que el precio *spot*, compra el precio *spot*.

El generador se despacha por el precio del contrato.

-Contrato por Diferencias por la Demanda Faltante

El Generador se compromete a cubrir la demanda de potencia y energía del consumidor, hasta la potencia comprometida. El consumidor le paga al generador todo el consumo que no es abastecido por otros contratos. El generador se despacha por costo variable.

Mercado de Oportunidad de la Energía

En el mercado de oportunidad los productores venden la energía no contratada y los consumidores abastecen su demanda no cubierta por contratos.

Cada comprador compra del conjunto de vendedores. Las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía –precio *spot*-, que es determinado por el máximo costo variable de las unidades generadoras que resultan generando cada hora.

Mercado de desvíos de potencia

Es el conjunto de intercambios que resultan de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos, calculados mes a mes.

- Para los participantes productores: compran o venden los desvíos que surgen entre su oferta disponible y la potencia comprometida en contratos.
- Para los participantes consumidores que temporalmente no tenga cubierta su demanda firme con contratos de potencia, deberán comprar el faltante mediante transacciones de desvíos de potencia.
- Las transacciones de desvíos de potencia se valorizan al precio de referencia de la potencia.
- El total cobrado por desvíos, se distribuye entre los participantes que resultaron vendiendo desvíos.

3.4.1 Generalidades

Los adjudicatarios de autorizaciones de transporte están obligados a permitir el uso por parte de terceros de la capacidad remanente de sus instalaciones, mediante el pago de peajes. La ley señala que el incumplimiento de esta obligación puede llevar a caducar la autorización, y a subastar las instalaciones correspondientes, pagándosele al anterior adjudicatario el monto recaudado. Por otra parte, las ampliaciones al sistema de transporte pueden efectuarse mediante acuerdo entre las partes o por consulta de licitación pública, según lo establecido en el Reglamento. Se entiende que el costo de las ampliaciones que se efectúen es recuperado a través del esquema de cánones, que deben pagar todos los usuarios identificados de las instalaciones que han ampliado. Los transportistas sujetos a autorización están obligados a operar sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación que emita el Administrador del Mercado Mayorista. El incumplimiento de estas normas puede ser sancionado con multa e incluso la desconexión de las instalaciones.

CAPITULO IV

4 ANALISIS DE LA OFERTA, DEMANDA Y LOS PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA (Impacto del SIEPAC)

4.1 DEMANDA

El suministro de energía eléctrica presenta características propias que lo hacen diferente a otros mercados; imposibilidad de almacenamiento (lo que implica igualar la producción con la demanda segundo a segundo), fluctuación de la demanda, necesidad de mantener la estabilidad del sistema, dependencia de la hidrología imperante (sistemas con algún grado de producción hidráulica), etc.

Existen diferentes esquemas de organización en la industria eléctrica a lo largo del mundo, que responden a requerimientos y necesidades distintas. Además estos esquemas han ido variando a través del tiempo, en la medida que los objetivos para los que fueron creados han ido cambiando. Su organización responde a objetivos y características tanto globales como particulares.

La operación coordinada de un sistema eléctrico obedece a diferentes objetivos, entre los más comunes se destacan la seguridad en el suministro y la minimización del costo global de operación.

Sobre la base de estos objetivos se pueden definir dos niveles de coordinación: **física y económica**. En ambos casos existen importantes beneficios de operar coordinadamente un sistema eléctrico interconectado. A continuación se detallan las características de esos dos niveles de coordinación.

-COORDINACION FISICA

Dadas las características de operación de los sistemas eléctricos la coordinación física nace como respuesta a la necesidad de mantener el sincronismo del sistema asegurando el abastecimiento y controlar las variables que permiten mantener la estabilidad en una red que opera en forma coordinada: frecuencia, voltajes, flujos máximos por la línea de transmisión, equilibrio generación carga, etc. Además, permite un nivel adecuado de seguridad a un costo razonable. Las principales razones que llevan a operar coordinadamente un sistema en el ámbito físico son:

- Necesidad de igualar generación con demanda en cada instante (producto de la imposibilidad de almacenar energía)

- Características de regulación de carga de parque (velocidad de respuesta a variaciones de la carga que varía de tecnología en tecnología)

- Provisión de otros requerimientos (reactivos para regulación de voltaje, regulación de frecuencia, etc.)

Al interconectar sistemas y operarlos coordinadamente se tiene que la reserva del sistema (reserva en giro, reserva fría), al contar con un mayor número de unidades interconectadas, puede ser compartida por un mayor número de generadores.

Las reservas mínimas de los sistemas se determinan bajo diferentes parámetros y varían de un sistema a otro. En general se define la reserva en función de la unidad de mayor capacidad operando en el sistema disminuyendo la generación de las restantes unidades en una proporción, que permita en caso de fallar esta unidad mayor respaldarla con la capacidad disponible entre las máquinas que se encuentran operando. Al estar interconectado un mayor número de unidades.

Además se puede disminuir la exposición al riesgo frente a variaciones hidrológicas en sistemas hidrótermicos, al proveer un mayor número de unidades generadoras para servir la demanda.

-COORDINACION ECONOMICA

La coordinación económica busca operar el sistema interconectado haciendo un uso económico de los recursos disponibles. En los mercados latinoamericanos esta coordinación busca lograr la minimización del costo global de operación desde la perspectiva social. En él óptimo se supone que la coordinación debe maximizar el excedente del productor y del consumidor, operando el sistema como si este estuviera bajo la propiedad de un solo dueño.

La coordinación permite aprovechar la complementación existente entre distintas unidades presentes en un parque generador interconectado. La fluctuación de la demanda, tanto diaria (se refiere a la demanda total de un día de generación con desglose de horarios), como estacional (se refiere a la demanda en un periodo de tiempo determinado), junto con unidades generadoras con distinta tecnología y costos permite abastecer la demanda de forma más económica, que si no existiera un organismo coordinador.

El aprovechamiento de la complementariedad entre distintos tipos de carga (residencial, comercial, industrial), como de las

diferencias geográficas y horarias es otra ventaja de la interconexión y coordinación de sistemas.

El organismo encargado de la coordinación económica, tiene en la mayoría de los casos la administración de la bolsa de energía, que corresponde a una instancia de coordinación económica donde al igualar las ofertas de energía de los generadores y la demanda del sistema se determina un precio óptimo de despeje del mercado. Junto con esto el organismo de coordinación económica a menudo cumple también una función de coordinación comercial. Debe coordinar los intercambios entre los diferentes agentes del mercado, en base a los precios definidos en la bolsa.

Entre las tareas que debe realizar dentro de esta coordinación comercial esta la facturación, las liquidaciones y el manejo de los diferentes fondos necesarios para el funcionamiento del mercado.

-ALTERNATIVAS DE ORGANIZACION DEL MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA

Para alcanzar los objetivos de coordinación, existen diferentes formas de organización de los mercados de electricidad. Estas

formas de organización tratan de obtener la mayor cantidad de beneficios de un sistema interconectado utilizando diferentes estructuras, las que dependen de las características históricas y tecnológicas de cada sistema.

Actualmente existen en el mundo dos modelos para organizar mercados de generación competitivos: Un modelo con despacho centralizado (Chile, U.K., Argentina), llamado **Poolco**,¹⁴ en este modelo el despacho de las unidades de generación es independiente de los compromisos comerciales de las empresas y la operación física y comercial del sistema se encuentra bajo la tutela de un solo organismo y un modelo descentralizado donde los contratos entre particulares definen el despacho de las unidades generadoras, con la posibilidad de acudir a un mercado *spot* voluntario y existiendo un operador del sistema con responsabilidad sobre la operación física y seguridad del sistema eléctrico. En este sistema se separan las funciones de operación física del sistema, a cargo de un operador independiente y las transacciones comerciales a cargo de un mercado, con el consiguiente aumento del costo de las transacciones económicas en beneficio de una mayor descentralización.

¹⁴ Análisis Comparativo de la Gobernabilidad de Mercados de Generación Eléctrica; Álvarez Arriaga, Cristian Alberto; tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería; Chile 2002; Págs. 8,12.

En el modelo **sin despacho económico centralizado** prima la autonomía de los agentes y la previsible ganancia de eficiencia que resulta de la flexibilidad de sus transacciones libres, sobre la teórica eficiencia óptima de un despacho centralizado, en el que los agentes se manifiestan exclusivamente a través de sus ofertas de precio y declaraciones de disponibilidad. Además **el modelo descentralizado** requiere una organización más compleja que el modelo con despacho centralizado al separar los organismos encargados del mercado y de la operación, pudiendo perder eficiencia respecto al despacho centralizado si los agentes no aprovechan totalmente sus posibilidades de transacción entre el operador del sistema, la bolsa y los agentes individuales no permiten recoger completamente el efecto de la red, en cuanto a pérdidas y restricciones. ¹⁵

En el mundo existen algunas estructuras de mercados eléctricos que actualmente se encuentran en uso, de las cuales se pueden mencionar las más importantes:

- La estructura integrada verticalmente:

Este esquema de organización de la industria eléctrica es el que ha funcionado desde los inicios de la producción de energía eléctrica. En un principio las empresas mantenían bajo su alero la

¹⁵ Ibíd. Pág.66

producción y el suministro de la energía eléctrica a usuarios finales. Para esto contaban con unidades de generación, redes de transmisión y redes de distribución de la energía. No puede ser considerado un sistema competitivo, porque en general, las empresas tenían el monopolio en sus áreas geográficas de suministro.

Este tipo de organización no competitivo se mantiene en sistemas que aun no han sido desregulados y en sistemas eléctricos aislados, donde por su tamaño no es económicamente factible la introducción de competencia.

-Modelo *Poolco*:

El modelo *Poolco* o con despacho centralizado corresponde a un sistema de organización centralizada, en el cual las unidades se operan en forma conjunta (como sí se tratara de un solo dueño del sistema) sobre la base de sus costos de operación u oferta de precios.

La operación sigue condiciones de óptimo, reflejadas en operación a mínimo costo. El despacho de las unidades es realizado por un organismo central, el que se encarga además de la operación en tiempo real del sistema. Algunos de los sistemas latinoamericanos se basan en este modelo de despacho centralizado o modelo *Poolco*,

las ventajas de este modelo son que existe un claro aprovechamiento de la interconexión del sistema y de las economías de red.

La operación de los sistemas eléctricos por medio de un despacho centralizado, tiene una serie de ventajas: despacho óptimo, seguridad en el despacho, etc. Requiere eso si de un organismo coordinador central, que realice el despacho óptimo y diseñe los planes de generación en función del mismo.

-Modelo ISO-PX:

Este modelo de mercado eléctrico busca la eficiencia en forma descentralizada, dejando que los propios agentes sean los encargados de tomar las decisiones de operación sobre la base de sus contratos y un mercado spot de energía voluntario.

Este tipo de estructura de mercado es la que se utiliza en el recientemente reestructurado sistema de California. Esta se basa en dos instituciones, el *Power Exchange* (PX) o bolsa de energía y el *Independent System Operator* (ISO), encargado de la confiabilidad, la operación física y la seguridad del sistema.

En este mercado los contratos bilaterales entre generadores y clientes no tienen la obligación de pasar por el mercado. Los

contratos bilaterales tienen la obligación de pasar por el ISO quien se encarga de chequear la factibilidad de la transacción por el lado del sistema de transmisión. El paso por el mercado es voluntario y se confía en la racionalidad de las decisiones de los agentes, quienes pueden ir al mercado a comprar o vender energía, según sean sus costos y las condiciones de precio en la bolsa de energía.¹⁶

-CARACTERISTICAS DE LA DEMANDA

Una de las principales características de la demanda de energía eléctrica es la variabilidad, **por ser un energético no almacenable, la energía eléctrica debe ser producida en el mismo instante en que ocurre una solicitud de consumo.** La forma del consumo es determinada básicamente por la voluntad del consumidor que se refleja en forma casi instantánea en las centrales generadoras.

El comportamiento de la demanda del sistema esta influenciado por diversos factores, los cuales pueden ser clasificados bajo los siguientes conceptos:

¹⁶ Ibid.Pag.68

* Factores económicos

- Demografía del área de servicio:

El crecimiento poblacional de las diferentes áreas atendidas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica influye directamente pues aumentan los proyectos habitacionales.

- Cambios en las actividades agrícolas:

El cambio de la tecnología tradicional a una mas avanzada en las actividades agrícolas puede demandar mayor utilización de energía eléctrica.

- Naturaleza y saturación de los equipos electrodomésticos:

En el caso de este ítem podría influir derivado de la automatización que de en las residencias urbanas de los diferentes poblados.

- Tendencias de la economía:

El comportamiento de la economía es muy importante en el comportamiento de la demanda pues un repunte en esta trae para el país una mejor inversión nacional y extranjera para lo cual la energía eléctrica es indispensable.

* Factores Temporales

- Estacionalidad mensual:

La influencia de este tipo de factor obedece al comportamiento de la demanda de energía durante el período específico, es decir depende del tipo de actividades productivas que se desarrollen en la industria durante el mes.

- Ciclo semanal:

El comportamiento de la demanda durante el ciclo referido depende de los días en que empieza la mayor productividad por ejemplo los días domingo la demanda es menor a la del sábado y regularmente la demanda se incrementa durante la semana específicamente el día miércoles cuando ya se está trabajando con un ritmo máximo.

- Feriados:

Durante estos la demanda disminuye derivado de la poca actividad en el sector industrial del país.

* Factores climáticos:

- Condiciones meteorológicas:

En el caso de las condiciones del tiempo la demanda mantiene el nivel en las zonas geográficas que atienden los proveedores de energía el inconveniente más notorio es el de las

interrupciones durante la época de lluvia, lo cual la afecta durante el tiempo que dure la interrupción del servicio.

- Temperatura:

La demanda crece en época de frío y calor por la utilización de aparatos domésticos que no se utilizan constantemente en las diferentes épocas.

- Riego:

La utilización de tecnología avanzada para el riego de grandes extensiones de siembra en el campo puede influir en la demanda.

- * Factores aleatorios

- Grandes cargas (hornos a arco):

Empresas con características de grandes consumidores (101 Kv en adelante), que se instalen en el país afectarían la demanda considerablemente.

La determinación de un modelo de pronóstico de demanda de energía eléctrica debe tomar en consideración los efectos que cada uno de estos factores tiene sobre esta. Las proyecciones de demanda de energía eléctrica se hacen en etapas anual, mensual, semanal, diario y horario.

4.1.1 CARACTERISTICAS DE LOS CONSUMIDORES

El consumo de energía eléctrica se puede clasificar de varias formas, la primera depende de la cantidad de kilowatts utilizados y se clasifica en pequeños y grandes consumidores y por su uso en residenciales, comerciales e industriales, sin perder de vista la participación del estado como ente regulador y de consumo.

Como consumidores residenciales se pueden considerar a aquellos que se encuentran en un rango de uso de demanda de consumo de hasta 12.5 Kva., para lo cual se utiliza aparatos de medición estándar (contadores normales).

Los consumidores comerciales e industriales son los que consumen una demanda mayor de 12.5 Kva., hasta los 100 Kva.

Entre los grandes usuarios está contemplados todos aquellos consumidores que tienen una demanda de 101 KW. , en adelante, los cuales pueden ser considerados como potenciales clientes de las comercializadoras de energía eléctrica. Los grandes usuarios tienen una importante participación en el consumo, participando en muchos casos del mercado mayorista de energía eléctrica por sus volúmenes de consumo, donde participan a través de contratos en el mercado *spot*. Su poder de organización les permite representar sus intereses

respecto al funcionamiento del mercado sistema, estos no están sujetos a regulación y pueden pactar libremente sus condiciones de suministro con el distribuidor o con cualquier abastecedor, incluyendo Generadores y Comercializadores.

Los intereses de los pequeños usuarios son similares a los de los grandes usuarios y se restringen a seguridad en el suministro y precios bajos de energía, la participación de los pequeños usuarios esta generalmente restringida por la atomización de este segmento del mercado, generalmente este segmento representa la mayor parte de la demanda, siendo abastecidos por empresas de distribución a precio regulado.

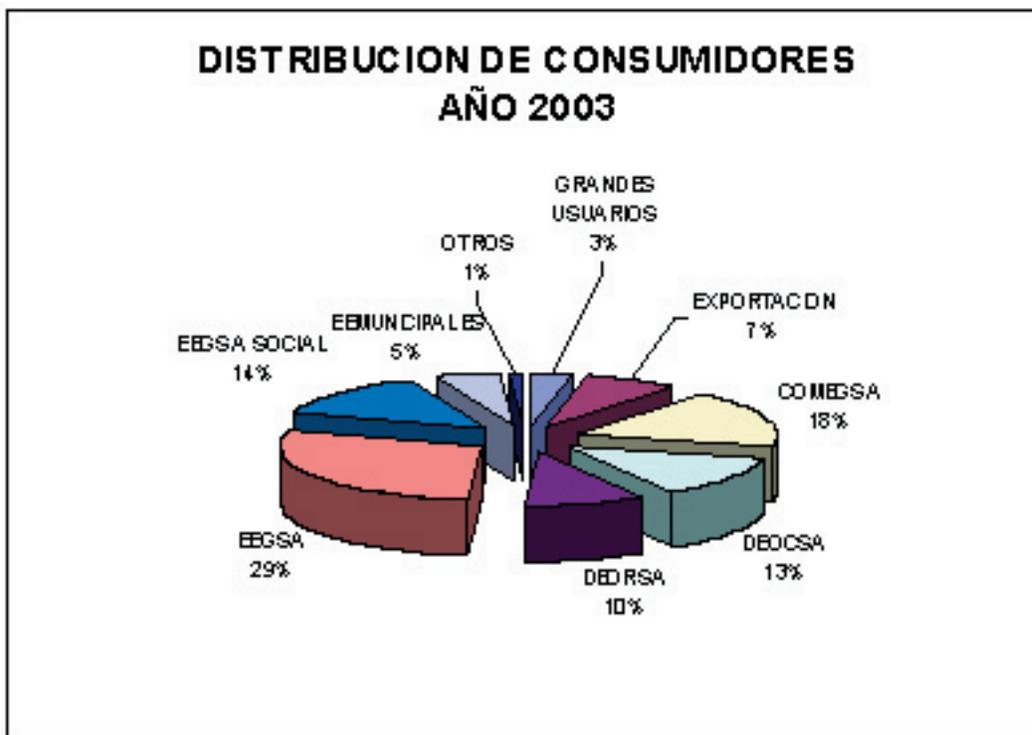
La participación del gobierno, o de alguna entidad reguladora es considerada necesaria para limitar el excesivo poder de algún estamento del mercado eléctrico, la participación del gobierno serviría como contrapeso a grupos que puedan influir en algunas decisiones que se tomen al margen de los intereses de los pequeños usuarios o clases de agentes que no tienen participación directa en este tipo de acciones.

Por otra parte la participación del gobierno tienen aparejado el peligro de politización en la toma de decisiones, en general los

gobiernos responden a intereses políticos que podrían de una forma u otra afectar el funcionamiento del mercado eléctrico.

En ese sentido el gobierno debe cumplir con una función reguladora que permita mantener informado a los consumidores del funcionamiento del mercado eléctrico.

Gráfica 2



Fuente: SNI, Informe Estadístico 2,003

En la grafica anterior se observa la distribución de los consumidores donde se puede establecer que la mayor participación la tiene la Empresa Eléctrica, con un 29% del consumo de lo generado en el país, los grandes usuarios participan con un 21% ya que dentro de estos se debe incluir a Comegsa, que es la comercializadora del grupo propietario de Empresa Eléctrica, indicándonos con ello la participación del sector Industrial dentro del consumo nacional, las empresas DEOCSA Y DEORSA utilizan de la producción nacional un 13% y un 10% respectivamente estas Distribuidoras se ubican en el interior de la republica (occidente y oriente) a nivel residencial. Las empresas municipales consumen un 5% de la energía eléctrica producida pues son pocas las municipalidades que prestan directamente este servicio, la Empresa Eléctrica consume un 14% en la tarifa social es decir que este porcentaje es el que la empresa cobra de acuerdo con la política del gobierno, es el porcentaje del consumo que se mantiene actualmente subsidiado.-

4.1.2 Demanda de Guatemala

a) Demanda Interna

De acuerdo a las características socio demográficas del país, la demanda nacional puede establecerse entre aquellos consumidores reales que se ubican dentro de los límites geográficos de la república.

En Guatemala el 34% de la población vive en el área urbana y el 66 % el área rural, siendo la tendencia de consumo de energía mayor en el área urbana derivado de la centralización de las actividades económicas. El comportamiento del consumo nacional se ha considerado alto derivado de que en la tendencia reportó un crecimiento del 9.3% promedio anual, a pesar de ello este servicio no ha llegado a muchos poblados, derivado de esto se puede establecer que la demanda manifiesta un alza constante pues no se ha logrado cubrir poblaciones que por diferentes situaciones geográficas, o en la mayoría de los casos por falta de cumplimiento de una política de electrificación rural, no alcanzan aún el beneficio de la energía eléctrica.

b) Consumo Aparente

El objetivo del análisis de la demanda dentro del mercado para un estudio de viabilidad es determinar la demanda efectiva corriente, para ello se hace necesario desarrollar un estudio previo que permita determinar la existencia de esa demanda, en la cual se utilizan datos del año precedente al que se realiza el estudio, si estos datos no fueran suficientes, se utilizan datos de los años anteriores, a través de estos se puede realizar un análisis en circunstancias reales y recientes, en virtud de su dinamismo.

No obstante, puede ser que no se encuentren datos del producto, en cuanto a consumo, se debe partir entonces del consumo aparente del producto respecto del mercado interno. Esta cifra se obtiene para un periodo determinado a partir de la producción global y al deducir las variaciones de la balanza comercial y en las existencias, la ecuación Co =

$P + (M-X) + (So - Sc)$ se determina el Consumo Aparente en donde:

P = Producción

M = Importaciones

X = Exportaciones

So = Inventario de bienes y servicios al inicio del periodo

Sc = Inventario de bienes y servicios al final del periodo

En el caso de la producción nacional, el consumo aparente será determinado al tomar como base el año 1998 como puede observarse en el cuadro 4, las importaciones y la producción están contenidas en la columna de oferta total, en cuanto a las variaciones en los inventarios para efectos de este análisis se consideran cero, derivado de la naturaleza del producto (servicio).

Cuadro 4
Consumo Aparente
De energía eléctrica
Periodo 1998-2007
Guatemala
Según él –SIN-
En Gwh

Año	Generación	Exportaciones	Con. Aparente
1998	4,520.70	38.0	4,428.7
1999	5,003.91	463.7	4,540.2
2000	5,974.30	827.3	5,120.0
2001	5,772.30	362.8	5,409.5
2002	6,191.10	439.8	5,751.3
2003	6,500.60	461.8	6,038.8
2004	6,825.70	484.9	6,340.8
2005	7,167.10	509.1	6,658.0
2006	7,525.40	534.6	6,990.8
2007	7,901.70	561.3	7,340.4

Fuente: Informe Estadístico, Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala, 2001.

- Proyección: Tasa del 9% de crecimiento anual según SNI.

El objetivo de calcular el consumo aparente obedece a la inquietud de observar la tendencia que observara la demanda en los próximos años de acuerdo con los datos obtenidos en el cuadro anterior se puede observar que en dicho consumo durante el periodo analizado se observa una tendencia creciente, garantizando una demanda efectiva futura, lo cual permite que se aplique un proyecto de energía de altas magnitudes.

c) **Demanda Potencial**

Este tipo de demanda se considera como la cantidad total de un bien o servicio que la sociedad estaría dispuesta a adquirir, sin importar que tenga o no la capacidad adquisitiva.

Para el estudio de esta demanda es indispensable determinar los usos que se le dan a la energía eléctrica, los componentes de la demanda son los siguientes: Grandes Usuarios, Comercial/ Industrial, municipal/ Residencial.

Cuadro 5
Demanda Potencial
De energía Eléctrica
Periodo 1998- 2007
Guatemala
Según él –SIN-
En Gwh

Año	Demanda Potencial	Grandes Usuarios	Comerciales y/o Industriales	Municipales
1998				
1999	5,089.45	311.30	4,512.15	266.00
2000	5,113.27	165.82	4,653.31	249.14
2001	5,679.71	181.31	5,226.40	272.00
2002	6,190.89	197.63	5,696.78	296.48
2003	6,748.08	215.42	6,209.50	323.16
2004	7,355.40	234.81	6,768.35	352.24
2005	8,017.38	255.94	7,377.50	383.94
2006	8,738.97	278.97	8,041.50	418.50
2007	9,525.47	304.08	8,765.23	456.16

Fuente: Informe Estadístico, Mercado Mayorista de Electricidad 2001
- Proyección 2003-2007

De acuerdo con los datos obtenidos en el cuadro cinco (5) Demanda Potencial, la serie histórica 1998-2002, la tendencia es creciente en cada uno de los rubros analizados, de esa cuenta se puede observar que los grandes usuarios mantienen de acuerdo a la proyección realizada (2003-2007) una alza en su consumo, lo cual permite establecer que de mantenerse dicho comportamiento existe la posibilidad de ampliar la producción de energía a futuro. Los pequeños consumidores se pueden agrupar en consumidores comerciales y/o industriales, se ubican también en este rubro los consumidores residenciales que son abastecidos por empresas distribuidoras a precios regulados, este es el más importante ya que representa la mayor parte de la demanda, puede observarse que en este producto no puede haber declinación del consumo pues los datos proyectados mantienen una tendencia al crecimiento ratificando la posibilidad de proyectos de gran alcance. Los consumidores municipales también juegan un importantísimo papel pues de ellos depende la energía pública la cual puede comprender las áreas de alumbrado público, la energía utilizada en plantas de tratamientos y distribución de agua, en este caso también se mantiene la tendencia alcista mencionada lo cual es lógico derivado del crecimiento poblacional en Guatemala y de la necesidad de abastecimiento de servicios básicos.

d) Demanda Insatisfecha

La demanda insatisfecha es aquella en la que el producto o servicio no alcanza a cubrir los requerimientos del mercado, la existencia de esta permite establecer la parte que se espera en el proyecto pueda abarcar, por medio de este análisis se puede determinar la viabilidad del estudio, los factores que influyen en la determinación de la demanda insatisfecha son: la demanda potencial y la demanda interna, no incluye las importaciones que hacen de la energía pues es la variable a disminuir.

Cuadro 6
Demanda Insatisfecha
De Energía Eléctrica
Periodo 1998-2007
Guatemala
Según el –SIN-
En Gwh

Año	Demanda Potencial	Oferta Interna	Demanda insatisfecha
1998			
1999	5,069.50	4,961.50	108.00
2000	5,068.27	5,365.80	(- 567.53)
2001	5,679.71	5,516.30	163.41
2002	6,190.89	5,861.10	329.79
2003	6,748.08	6,388.60	359.49
2004	7,355.40	6,963.57	391.83
2005	8,017.38	7,590.29	427.09
2006	8,738.97	8,273.42	465.55
2007	9,525.47	9,018.03	507.44

Fuente: Informe Estadístico Mercado Mayorista de Electricidad, 2001 -

Proyección de datos 2002-2003

Como puede observarse en el cuadro anterior el crecimiento de la Demanda Potencial es constante para los años proyectados, pues se mantiene a una tasa promedio del 9%, al igual que la oferta interna, en el entendido que este servicio tiene un comportamiento diferente al de los demás por la peculiaridad de mantenerse equilibrado en la oferta y la demanda, los datos anteriores permiten establecer que la existencia de una demanda insatisfecha creciente debido al crecimiento de la industria y de las poblaciones en el país, la existencia de esta demanda permite justificar la puesta en marcha de proyectos de grandes magnitudes como se espera en el futuro derivado de que la energía es un servicio del que no puede prescindirse.

e) Principales Consumidores

Luego de haber analizado la demanda, se puede establecer que los principales consumidores se ubican en todo el ámbito geográfico del país, sin embargo es en las cabeceras departamentales, en los cascos municipales y en las aldeas en donde se manifiesta un consumo bastante alto, también debe tomarse en cuenta a los grandes usuarios es decir las grandes industrias en Guatemala, como por ejemplo Cementos Progreso, Ginsa, la Cervecería, etc. Las municipalidades también forman parte

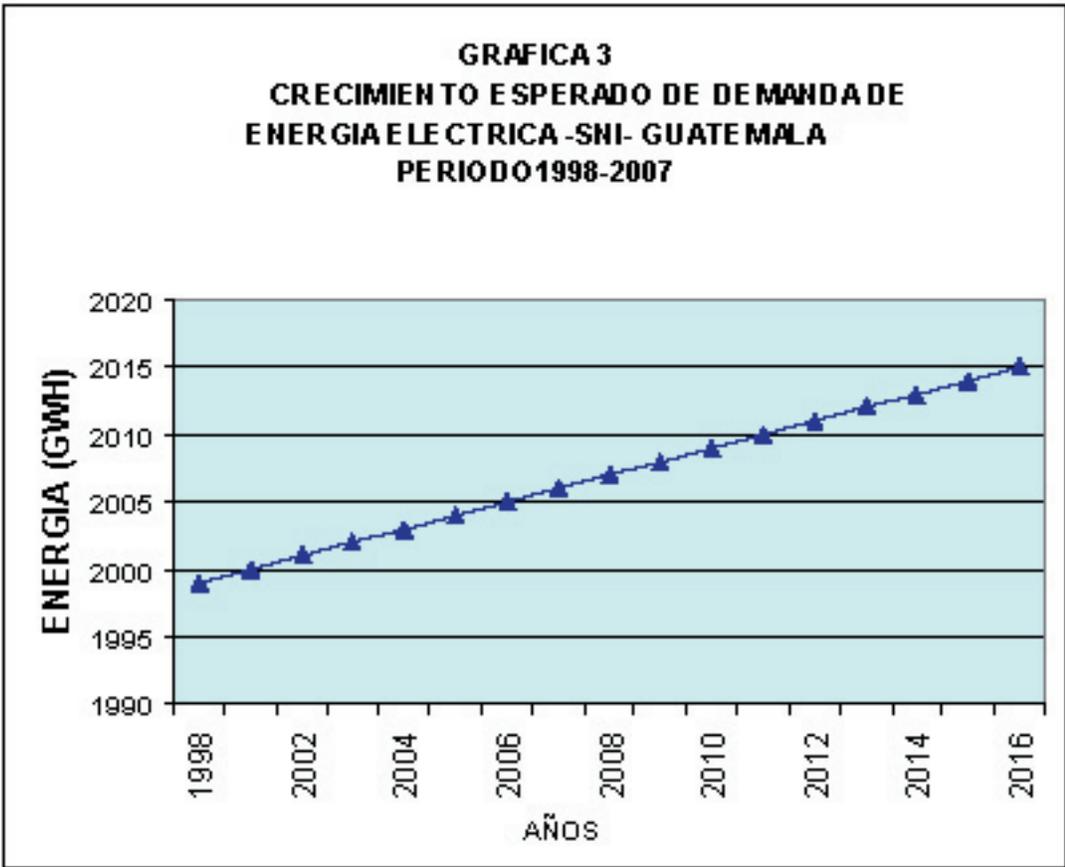
de este grupo de consumidores derivado de su actividad diaria, como lo es el prestar servicios básicos. La industria y el comercio base fundamental de la actividad económica del país es él más importante es por ello que cualquier actividad relacionada con este grupo productivo tiene una estrecha relación con la generación de energía eléctrica pues es su principal consumidor.

-Impacto del SIEPAC en la Demanda

Derivado del comportamiento de la demanda, se puede establecer que el Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), caso Guatemala, es un proyecto que cuenta con un amplio campo de acción, en ese sentido vale la pena observar el crecimiento que tiene la variable analizada en cada uno de sus rubros, el proyecto SIEPAC supone una vida útil de 30 años de los cuales fueron proyectados en el presente trabajo únicamente cinco (2003-2007), lo cual garantiza que de iniciar sus actividades en el año 2007, (pues se tiene previsto que se finalice con la construcción de la infraestructura en el año 2006), contará con la demanda insatisfecha necesaria, lo cual garantiza la viabilidad del proyecto. En ese sentido la creación de un mercado eléctrico con reglas claras y uniformes brindará incentivos para la instalación de plantas generadoras, el apareamiento de más distribuidores, transportistas más grandes y más eficientes que impactarán la demanda, estas

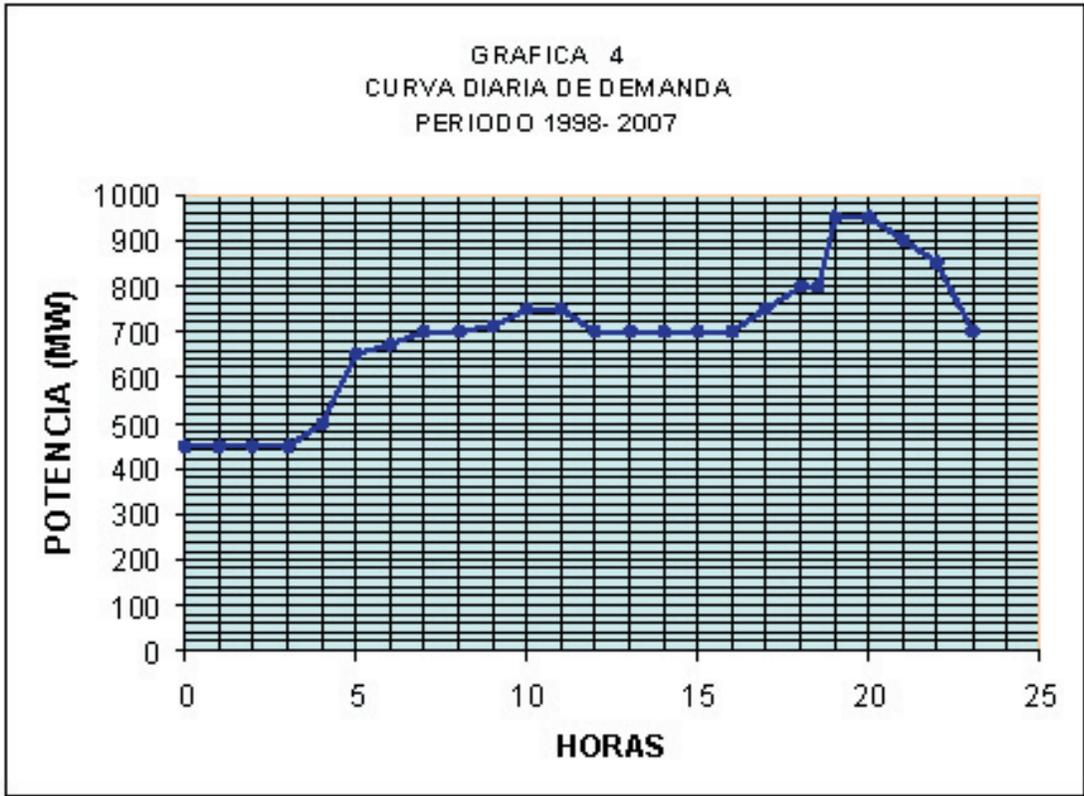
inversiones ayudarán a reducir los costos de la electricidad y reforzarán la confiabilidad en sus sistemas de suministro de energía eléctrica.

En síntesis, el proyecto SIEPAC, abrirá nuevas oportunidades económicas y sociales permitiendo un mejor abastecimiento de electricidad en el país y la posibilidad de reducción de costos en la comercialización. Sin dejar por un lado que el no abastecimiento del mercado de energía eléctrica frenará el posible desarrollo de cualquier economía del área, derivado de ello la importancia del proyecto.



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del Sistema Integrado Nacional –SNI-

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica esta directamente ligada al consumo, por el crecimiento poblacional, por la tendencia que se observa en la inversión de infraestructura en proyectos residenciales y por la utilización industrial del servicio, a la vez si tomara en cuenta el proyecto SIEPAC, el crecimiento seria mayor pues este demandará del servicio eléctrico en grandes cantidades, como puede observarse en el cuadro anterior.



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del Sistema Integrado Nacional –SNI-

Como parte del análisis de las diferentes proyecciones en la demanda de energía eléctrica se puede observar el comportamiento del consumo promedio en un día, su importancia radica en que el manejo adecuado de la curva incide directamente en los requerimientos de producción y en los precios que se obtengan en la generación.

4.2 OFERTA

4.2.1 ORIGEN DE LA OFERTA

-Análisis de la oferta

La oferta se debe entender como “la cantidad de un bien o servicio que entra en el mercado a un precio dado, en un periodo determinado. La oferta representa la afluencia de bienes y servicios que los oferentes están dispuestos a suministrar en el mercado a un precio determinado”¹⁷

Teóricamente la formula de la oferta permite analizar variables como las importaciones, la producción y la existencia de inventarios así como los precios, sin embargo en el caso de la energía eléctrica, no puede pedirse de vista que la oferta solo se manifestará durante la necesidad de generar una cantidad determinada de energía, la cual generará en un espacio de tiempo.

17 Blake, Arturo O.; Diccionario de Planeación y Planificación; Editorial México S.A.; México D.F. Pag.238

En el caso de la energía eléctrica es importante resaltar que el comportamiento de la oferta será de acuerdo al comportamiento del consumo, como ya se indicó anteriormente la producción debe nivelarse con la demanda a cada segundo razón por la cual es imposible el almacenamiento de energía.

El análisis de la oferta a través del comportamiento de las importaciones, exportaciones y las variaciones en los precios, permiten conocer cual es impacto que tiene el producto o servicio dentro del proyecto, respecto a otras unidades productivas.

a) Producción Local

Se refiere al comportamiento de la producción más las importaciones, esto permite establecer que nivel se tiene para atender la demanda, en ese sentido la producción local observa una tendencia que puede establecer que su crecimiento se deriva de la demanda constante de energía, vale la pena explicar que el comportamiento de la producción deriva de la necesidad de energía que se tiene durante el periodo a utilizarla, es decir que hay industrias que amplían su capacidad de producción, por lo que también amplían su necesidad de energía.

Cuadro 7
Oferta Total
Periodo 1998-2007
Guatemala
Según el –SIN–
En Gwh

Año Total	Producción	Importaciones	Oferta
1999	4,750.80	210.70	4,961.50
2000	5,242.90	122.90	5,365.80
2001	5,462.40	53.90	5,516.30
2002	5,806.20	54.90	5,861.10
2003	6,328.76	59.84	6,388.60
2004	6,898.35	65.22	6,963.57
2005	7,519.20	71.09	7,590.29
2006	8,195.93	77.49	8,273.42
2007	8,933.56	84.47	9,018.03

Fuente: Informe Estadístico Mercado Mayorista de Electricidad, 2001

-Proyección 2003-2007

En el cuadro 7 puede observarse la tendencia al crecimiento de la producción durante los primeros cinco años esto refleja que dicho comportamiento obedece al crecimiento de los sectores demandantes del servicio, en los años proyectados también se observa que la variable crecerá en forma anual no así las importaciones derivado del crecimiento mencionado, en consecuencia los niveles de oferta de energía se mantendrán siempre que la demanda del servicio sea constante.

b) Producción Nacional (Valor y Volumen)

La oferta es el agregado económico que indica el volumen de producción con que se cuenta en el ámbito nacional en Guatemala, la

producción de energía eléctrica se lleva a cabo específicamente en las generadoras, las principales se encuentran ubicadas en la costa Sur y en Cobán.

Los diversos generadores privados venden su energía a distribuidores como Empresa Eléctrica, DEOCSA Y DEORSA, quienes lo trasladan al mercado aumentando así el volumen de ventas por generación. El cuadro número 8 permite observar datos de volumen de producción en Mwh, los cuales indican la cantidad de consumo que tiene la población Guatemalteca, esta producción tiene una tendencia al alza derivado del crecimiento poblacional y de la incorporación de nuevas áreas industriales en nuestro país, el valor de la producción alcanza un promedio de 197.05 millones de quetzales para el año 2001, 245.20 millones de quetzales para el 2002, estos datos proporcionados por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), indica la importancia que este servicio tiene en la economía nacional, por lo que cualquier proyecto que permita generar más energía eléctrica para el país contribuirá a hacer mucho más grande el campo productivo en el país así como también generar un mayor crecimiento económico. Derivado de que el Administrador del Mercado Mayorista es de reciente creación, los datos no se encuentran actualizados en su totalidad por esa razón no se presenta una serie más amplia, pero para efectos del análisis de volumen y valor en la generación (producción) de energía eléctrica

se consideran aceptables los datos más recientes obtenidos en la pagina de Internet www.mem.gob.gt.

Cuadro 8
Producción Nacional
Periodo 2001-2002
Guatemala
Según él –SIN-
En Mwh

Año	Volumen de Producción	Valor de la Producción	Valor del Kw/h
		Millones de US\$	En US\$
2001	577,390.00	24.88	43.11
2002	619,110.00	50.01	50.96

Fuente: Informe Estadístico Mercado Mayorista de Electricidad, 2002

b) Condiciones de la Oferta

Los volúmenes obtenidos durante los años , indicados en el cuadro anterior permiten observar que la tendencia al alza, es un indicador de que hay un consumo cada vez mayor, por el lado de la oferta podemos analizar que existe la posibilidad de capturar clientes, en diversas actividades, el crecimiento de la industria y paralelo a esto el crecimiento de la población, permiten también considerar mercados que de acuerdo con su comportamiento demandarán energía eléctrica, es bastante clara la necesidad de este servicio básico, pues de acuerdo con la fluidez que este tenga hacia adentro de la población, generará junto a otras actividades mayor desarrollo.

El valor observado en dólares permite también establecer que la energía eléctrica es un negocio bastante rentable por la tendencia que mantiene. En el caso de la oferta, la tendencia en el valor debería ser a la baja, pero para eso se debe contar con un mayor contingente de participantes en la generación de energía, dirigida a todo tipo de consumo, en el caso de Guatemala por el momento no es posible derivado de que en la actualidad son dos instituciones que todavía controlan los precios.

Las políticas a seguir en el caso de la oferta deben estar encaminadas a satisfacer la demanda existente, en el caso de Guatemala es posible alcanzar esto con una política económica razonable, que oriente el desarrollo hacia adentro, y posteriormente introduzca al sistema productivo a toda la población capacitada para trabajar, esto especialmente permitirá la apertura de muchas industrias que aun se encuentran fuera del proceso productivo en nuestro país, la energía eléctrica es vital para el desarrollo de la población pues sin ella prácticamente no existen las comunidades.

Durante casi tres décadas los guatemaltecos han soñado con un mercado en el que fluya la electricidad de acuerdo con la oferta y la demanda, tornándose más barata, llegando a quien la necesita y generando ganancias a tanto quien vende, como a quien compra la energía, en ese sentido el estado debe participar en la estructura de

un mercado que llene las exigencias técnicas y en donde la participación del mismo persiga satisfacer los requerimientos señalados.

-Impacto del Siepac en la Oferta

El aparecimiento del SIEPAC, en el mercado eléctrico nacional, podría convertirse en un descongestionante de la actividad generadora de energía, aunque no en el corto plazo ya que los contratos firmados con los generadores antes de la privatización hacen imposible su realización por lo menos de momento. Con el tiempo se permitirá la mayor participación de cualquier agente calificado para vender o comprar energía, independientemente de su ubicación en el área, en ese sentido la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), con reglas claras y uniformes, brindara incentivos para la instalación de plantas generadoras más grandes y eficientes, inversiones que ayudaran a reducir los costos de la electricidad en el país, y reforzará la confiabilidad de sus sistemas de suministro de energía eléctrica, podría suceder un incremento en las exportaciones de energía a otros países centroamericanos que tienen capacidad instalada, pero basada en centrales térmicas que utilizan combustibles más caros, como el diesel como sucede en la actualidad donde la mayor parte de los generadores privados en la región han colocado turbinas de gas y máquinas de combustión

interna que son fáciles de instalar, pero que encarecen el producto, ahora la tendencia es a favorecer proyectos con mayor utilización de recursos renovables y fuentes térmicas no convencionales por ejemplo el bagazo de la caña de azúcar, paralelamente a la puesta en marcha del Siepac, será creada una bolsa de energía eléctrica a nivel centroamericano, constituida por un operador regional que será el encargado de recibir las ofertas diarias de las empresas que cumplan con los requisitos para participar en la compra y venta de energía.

4.3 PRECIOS

El precio mide el valor en moneda (dinero) que las personas individuales están dispuestos a pagar por los bienes y servicios, y varia en la medida que el producto es escaso o deseado. El papel principal del precio de un producto o servicio es servir de equivalente entre un producto o un servicio y los posibles compradores.

El nivel de precios esta en función de la cantidad de bienes y servicios que se ofertan en el mercado y de la cantidad e intensidad de las necesidades de los consumidores.

4.3.1 Precios Internos

Son aquellos precios cuya determinación ocurre por la fuerza del mercado nacional, en la fijación del nivel general de los precios de Electricidad participan oferentes y demandantes ubicados dentro del mercado interno.

4.3.2 Formación de Precios en el Mercado

En la formación de precio de mercado influye la demanda (con la necesidad a la tendencia de equilibrio) y la oferta (con el costo de producción), teóricamente la ley de la oferta y la demanda hacen que el precio varíe en razón directa de la demanda y en razón inversa de la oferta.¹⁸ Lo cual ocurre siempre que las condiciones de la economía se mantengan normales.

Pero también, si el aumento de la oferta hace bajar el precio corriente, esto hará disminuir la oferta. Y si el aumento de la demanda lo hace subir el precio, la misma alza del precio provocara una disminución en la demanda. Para la economía nacional la fijación de precios en los diferentes servicios se da a través de un mecanismo de presión de parte de los propietarios de los servicios y en la producción de bienes se da a través del alza de los insumos

¹⁸ Guía para la presentación de Proyectos, ILPES, Editorial Siglo Veintiuno, año 1987, Pág.72

para la producción de los diferentes productos que generalmente son importados.

En el caso de la energía eléctrica el precio aplicado es el precio SPOT, el cual se describe a continuación:

Precio Spot

- Costo Marginal:

El costo marginal de corto plazo es lo que cuesta producir una unidad más cuando se está a plena producción.

Para un generador eléctrico el costo marginal es el aumento en sus costos por producir un kw/h (kilowatts por hora) más, y prácticamente es el costo del combustible que gasta para producir este kw/h de más.

Para la generación de energía se considera el costo marginal del sistema (también conocido como precio *SPOT*) como el incremento del costo total por kw/h adicional y coincide con el costo marginal de la máquina de mayor costo marginal que se encuentre entregando energía en el sistema en ese momento, pues esta máquina es la que debe proveer ese kw/h adicional.

Precio de Energía (o *SPOT*) Y Precio Monómico:

Existen dos mecanismos para comprar y vender energía eléctrica: el mercado libre o *Spot* y el mercado a Término.

En el primero de estos el precio total se fija por la suma de algunos conceptos como, riesgos de falla, energía adicional, precio de entrada a la red del distribuidor, peajes de transmisión valor de la energía comercializada y la potencia puesta a disposición.

De los cuales los mas importantes importantes son el valor de la energía comercializada y la potencia puesta a disposición.

Energía Comercializada: La energía comercializada en este mercado se valoriza en forma horaria a lo que se denomina precio de mercado *SPOT* o precio de mercado. Es el costo marginal de la maquina que cubriría el próximo kw/h de incremento de la demanda.

Potencia Puesta a Disposición: Se abona a cada generador, (por el hecho de estar disponible) un importe de \$10.00 por cada MW generado durante las horas fuera del valle, los generadores térmicos en particular (fósiles y nucleares) cobran concepto de potencia puesta a disposición, un importe mínimo al igual de la potencia que sería demandada en una año seco.

La suma de estos dos conceptos y de otros de menor incidencia económica (riegos de falla, energía adicional, etc.) componen el denominado “Precio Monómico”.

Regulación de Precios:

Las tarifas están reguladas para los pequeños usuarios, que son aquellos cuya potencia demandada no sobrepasa el límite estipulado en el Reglamento (100KW).

Las tarifas a pequeños usuarios se regulan como la suma del precio promedio de adquisición de la energía eléctrica por parte del distribuidor, de acuerdo a los diversos contratos de compra y a los precios spot a que se adquiera la electricidad, y el valor agregado de distribución (el VAD).

El precio promedio de generación en el ámbito de entrada de la red de distribución se determina de la siguiente manera:

1. Un componente de potencia que se reconoce como precio de entrada a la red del distribuidor refleja el precio promedio ponderado de todos los precios de potencia contratados (siempre que tengan colocación en la curva de demanda del distribuidor), más

los peajes de transmisión / subtransmisión a pagar. El factor de ponderación se establece sobre la base de las potencias firmes de los generadores que efectúan el suministro. Se garantiza así la recuperación en la tarifa de los cargos de potencia que son colocados en la demanda del distribuidor.

2. Un componente de precio de la energía que se reconoce como precio de entrada a la red del distribuidor, se calcula sobre la base del despacho esperado de las unidades generadoras con que tiene contrato, durante los siguientes doce meses, y de las compras a precio spot que el distribuidor debe realizar cuando los generadores con quien tiene contrato no garantizan la provisión de energía en las situaciones en que son despachados. Este precio de energía se vuelve a calcular cada seis meses. La diferencia entre el precio medio de la energía realmente pagado por la distribuidora en el período de seis meses, y el precio medio esperado, calculado al principio del semestre, será recuperado en el precio medio que se calcule para el semestre siguiente, adicionándolo o restándolo. De este modo se garantiza que la distribuidora recupera efectivamente los precios pagados de generación. La Comisión verificara los cálculos correspondientes, que son efectuados por el Administrador del Mercado Mayorista.

3. El compromiso de la Comisión, al momento de determinar las tarifas finales al público, es traspasar el precio medio de potencia y energía indicada mas arriba, para garantizar el concepto de “*pass-through*” (circulación mínima de energía), del valor total de las compras, contenido en la ley. Pero al momento de determinar la tarifa final al público, la Comisión puede considerar como costo de potencia de punta a nivel de generación un valor referencia correspondiente al de una turbina a gas, que es mas indicado para proveer una señal eficiente de asignación de recursos. Si la tarifa de potencia a nivel del publico refleja este costo, que es inferior al precio promedio real de adquisición de potencia en contratos, debe incrementarse la componente energía para compensar la diferencia y obtener un recaudo total que pague las compras totales del distribuidor.

a) Valor Agregado de Distribución (VAD)

El VAD corresponde a:

1. La mensualidad constante de costo de capital, operación y mantenimiento (expresado en US\$/Kw./mes) de una empresa distribuidora estándar eficiente (empresa modelo) de densidad de distribución determinada.

2. Los costos de administración y atención por usuario de “empresa modelo” bien gestionada (expresados en US\$/cliente/mes).

3. Las pérdidas de potencia y energía de la “empresa modelo”. De este modo, la tarifa para una distribuidora determinada no corresponde a sus costos propios, sino a costos de mercado de la actividad de distribución, que se derivan de los costos teóricos de una “empresa modelo” de alta eficiencia.

Se calculan “modelos” VAD (alta, media y baja densidad), que se aplican a las distribuidoras del SIN previamente clasificadas en una de esas tres categorías.

Los costos de capital incluidos en el VAD se determinan a partir del costo de inversión total de una red bien dimensionada, en un año dado (por ej. El año anterior al que se efectúa el estudio de tarifas). La inversión total es evaluada a precios de mercado no distorsionados, que permite abastecer un área representativa de la densidad bajo estudio.

Al costo de inversión resultante se le aplica el factor de recuperación del capital para una tasa de interés real a determinar, que normalmente debería ubicarse en el rango de 7-13%, y una vida útil que normalmente es de treinta años. Al costo de capital mensual así obtenido se suman los costos de un sistema idealizado de

gestión, operación y mantenimiento, y el resultado se refiere a la potencia máxima que la red puede transitar.

Los VAD deben ser calculados por los distribuidores mediante un estudio encargado a una empresa de ingeniería, pero la Comisión puede disponer que los estudios sean agrupados por categoría de densidad. La Comisión revisara los estudios y podrá efectuar observaciones, pero en caso de discrepancia se nombrara una comisión de tres peritos para que resuelva sobre las diferencias. La Comisión debe sumar los precios medios de adquisición de potencia y energía con los VAD estándar, y estructurar diversas opciones tarifarias, que se diferencian exclusivamente en los sistemas de medida que el usuario puede seleccionar: tarifa horaria, de potencia contratada, medición simple de energía, etc. Estas tarifas no discriminan por el destino final de la energía, sino por el patrón de consumo y sistema de medida.

Las tarifas se expresan mediante formulas indexadas automáticamente y tienen una validez de cinco años.¹⁹

La curva de duración del precio *spot*, se calcula agrupando la cantidad de hora año en que el precio spot se ubica en un rango

¹⁹ Ibid.Pag 29

de precio. En la siguiente gráfica aparece el porcentaje de horas al año en que se supera determinado precio.

Se puede observar que el precio en que es superado el 50% del tiempo (o sea el promedio) se encuentra alrededor de 40US\$/MWh.



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del Sistema Integrado Nacional –SIN

4.3.3 Estacionalidad de los Precios

La estacionalidad de los precios se refiere al estado o permanencia en que se ubican los niveles de precios de los productos durante un periodo de tiempo, según el artículo setenta y siete (77) del Acuerdo número 93-96; las tarifas a usuarios regulados,

que son aquellos con potencia menor a 100Kw, se regulan como la suma de, el precio promedio de adquisición de la energía eléctrica por parte del distribuidor, de acuerdo con diversos contratos de compra y a los precios en el Mercado *Spot* a que se adquiriera la energía eléctrica, y del valor agregado de distribución. Los costos de adquisición para el cálculo de las tarifas base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. Los precios de adquisición deben incluir los costos de transmisión, subtransmisión y transformación que corresponda hasta los puntos de entrada en el ámbito de media tensión de distribución.

4.3.4 Comportamiento de los precios

Los precios de adquisición se expresan separadamente en sus componentes de potencia y energía. El compromiso de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica al momento de determinar las tarifas finales a los usuarios es trasladar el precio de potencia y energía para garantizar el concepto de "*pass-through*" (consumo mínimo de energía), del valor total de compras.

Las tarifas para grandes usuarios, consumidores con capacidad mayor de 100Kw, no están sujetas a regulación. Los Grandes usuarios pueden pactar libremente con distribuidoras, comercializadoras o generadoras.

En el periodo analizado (1998-2001) se ha podido observar que los precios en US\$/kw/h, para las diferentes clases de usuarios han variado, derivado del crecimiento que se ha observado en la demanda, los factores que han influenciado en este incremento es principalmente el desarrollo de sectores residencial, comercial y un aumento en el sector industrial, el cuadro numero nueve (9), ilustra el comportamiento de los precios de mejor manera.

Cuadro 9
Precios Promedio
Periodo 1998-2001
Guatemala
En US\$/Kwh./h

Año	Industrial	Residencial	Comercial/Ser. Publico
1998	0.0913	0.0675	0.0772
1999	0.0792	0.0727	0.0668
2000	0.0750	0.0768	0.0636
2001	0.0748	0.0686	0.0626

Fuente: Precios Promedio, Organización Latinoamericana de Energía, Boletín 2002.

El precio promedio anual de la energía eléctrica varia de acuerdo a lo estipulado en la ley y el reglamento respectivo, sin embargo los datos estadísticos obtenidos en el boletín mas actualizado (2002) de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), permiten observar variaciones que mantienen en el periodo analizado una tendencia hacia la baja en los sectores analizados en el cuadro mencionado, de esa manera se puede observar que en el

sector industrial a partir del año 1998, la caída fue de nueve a ocho centavos de dólar por Kwh. (de 0.09 a 0.08 US\$), según los datos proporcionados, de la misma manera el sector comercial observa una baja del año 1998 para el 2001 de 0.08 a 6.3 US\$, en el sector residencial se manifiesta un incremento en el precio. Derivado de que este es el sector con mayor crecimiento a partir de que es donde más se ha experimentado inversión en lotificaciones urbanizadas, colonias a nivel nacional, de hecho los precios en el sector residencial, manifiestan estabilidad, no así el sector industrial y comercial en donde la tendencia hacia la baja hace pensar que la inversión en estos rubros es menor, lo cual es consecuencia de la mala política económica experimentada en los últimos dos periodos de gobierno, pues la falta de confiabilidad en la estabilidad del mismo automáticamente ahuyenta la inversión en el país, derivado de este análisis se puede considerar que en un mercado de servicios básicos como la energía eléctrica es importante la inversión, para mantener los sectores comercial e industrial que son muy importantes en el desarrollo económico del país.

-Impacto del Siepac en las Tarifas de Energía Eléctrica

La creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER), con los lineamientos de participación debidamente establecidos, brinda a través del proyecto SIEPAC incentivos para la instalación de

generadoras más grandes y eficientes, además inversiones que ayudaran a reducir los costos de la electricidad en la región y reforzaran la confiabilidad de sus sistemas de suministros de energía.

Según estudios técnicos, se espera con la puesta en marcha del SIEPAC a partir del año 2006, el cual marca la finalización de la construcción, una baja en el precio de la energía entre un 10 % y 20% cuando entre a funcionar el sistema, lo cual traerá beneficios a los consumidores nacionales, tal como lo asegura el gerente del proyecto en el ámbito centroamericano, Teófilo de la Torre.

En ese sentido y de consolidarse en estos últimos días los prestamos anunciados, la inversión en generación de energía eléctrica puede ser un atractivo para los inversionistas, a pesar de que en la actualidad en dicho mercado aumenta la demanda y la inversión no crece según la Asociación Nacional de Generadores (ANG), por lo demás. Derivado del comportamiento de los precios en los últimos años y la tendencia al alza como consecuencia de las privatizaciones de los servicios básicos como la energía eléctrica se puede visualizar que al momento de iniciar con el proyecto estos variaran aunque falta determinar cual será la cifra que alcance el kwh en ese momento pues esta obedece a factores endógenos y exógenos que presenta la economía nacional.

CONCLUSIONES:

1. La creación de un Mercado Electrico Regional a través del SIEPAC, mejorará la eficiencia económica del proceso completo de suministro eléctrico, creando un mercado competitivo de tamaño suficiente como para aprovechar plenamente los efectos de las economías de escala y de la diversidad de los medios de producción, incentivará la instalación de generadoras mas grandes y eficientes y se convertirá en un descongestionante de la actividad económica de los países del área ya que liberará recursos que se necesitan en la próxima década por alrededor de siete mil millones de dólares que podrán ser destinados a atender otras necesidades de impacto social en el área, como resultado provocará una reducción importante en el precio final del kwh que de acuerdo a los estudios técnicos generará una baja en el precio de entre un 10% a un 20%, considerando que eliminará las distorsiones actuales de los mismos.
2. Centroamérica se ha visto obligada a ceder en sus divergencias comerciales que impiden la integración, con el objetivo de vender la región como un mercado global. Una mayor integración a nivel regional o hemisférico contribuirá en ese sentido, siempre que se asegure que las condiciones de acceso a los nuevos mercados sean estables y tengan permanencia de mediano y largo plazo. Centroamérica para poder enfrentar los problemas económicos futuros derivados de la globalización tiene que lograr la integración como región además de elaborar estrategias propias que den viabilidad y factibilidad a las propuestas de desarrollo conjunto, hasta el momento no ha existido una estrategia definida para consolidar el proceso de integración ni tampoco para enfrentar como bloque los desafíos que plantea el mercado global, prueba de ello la negociación del Tratado

de Libre Comercio con Estados Unidos de Norteamérica y el Plan Puebla Panama.

3. El Plan Puebla Panamá no puede darse sin la modernización y ampliación de la infraestructura existente, se debe asumir en todo aquello que contribuya a mejorar la situación económica y social por la que atraviesan los pueblos centroamericanos, básicamente porque se concibe como una propuesta alternativa de la cooperación internacional para captar financiamiento para proyectos de interés económico y social, con amplia incidencia en áreas estratégicas de infraestructura especialmente en electricidad, telecomunicaciones, red vial y portuaria.

4. La construcción de un gasoducto para conectar México con América Central generará un suministro continuo de combustible a un costo mas favorable, dará impulso decisivo a la introducción de generadoras que utilicen gas natural como combustible y trasformará las actuales sustituyendo los derivados del petróleo, con los beneficios ambientales y económicos correspondientes.

5. La industria y el comercio base fundamental de la actividad económica del país generan el consumo más importante es por ello que cualquier actividad relacionada con este grupo productivo tiene una estrecha relación con la generación de energía eléctrica pues se convierten en los principales consumidores, sus intereses no son similares a los consumidores residenciales es por ello que se hace necesaria la participación del estado para limitar el excesivo poder de algún estamento del mercado eléctrico, la participación del estado a través de un organismo regulador sirve de contrapeso en las diferentes decisiones del sector.

RECOMENDACIONES

1. La implementación del mercado centroamericano de electricidad debe priorizarse adecuadamente ya que puede convertirse en el modelo a seguir en la generación de diferentes iniciativas de integración regional, es importante mencionar que independientemente de la integración el proyecto es válido y viable y demostrará que tan preparados estamos como centroamericanos para asumir riesgos y compromisos que involucren a todos los países del área, la primera tarea a nivel regional es superar las dificultades que enfrentan algunos países para otorgar garantías soberanas a los préstamos otorgados por el banco y poder darle viabilidad al proyecto de interconexión.
2. La integración económica centroamericana debe ser prioritaria para los países de la región con el objetivo de mejorar la negociación ante los grandes bloques económicos, como objetivo primordial se debe definir una estrategia para consolidar el proceso de integración político-económico para enfrentar los retos futuros generados por la globalización, deberá legislarse para hacer efectiva la unión aduanera y con ello alcanzar un espacio de competencia a nivel global.

3. El Plan Puebla Panamá (PPP), se debe asumir bajo una política integracionista, aprovechando básicamente las iniciativas regionales que permitirán implementar infraestructura de manera estratégica en áreas vitales para el desarrollo del área centroamericana, como alternativa financiera para el desarrollo de los diferentes proyectos se deben contemplar mecanismos regionales de asistencia y cooperación con el objetivo de reducir los riesgos en situaciones de inestabilidad financiera que afecte a alguno de los países, deberán asumirse los compromisos de deuda externa a través de un programa regional.

4. las diferentes iniciativas que permitan la ampliación de la oferta de generación de energía eléctrica para el área centroamericana deben encaminarse a la utilización de los recursos naturales como el gas natural a través de la creación de generadoras que utilicen éste como combustible o convertir las actuales a generación por gas natural aprovechando la iniciativa de la construcción del gasoducto Guatemala-México o realizar inversiones conjuntas en generación hidráulica que permitan obtener producción limpia y a un costo más bajo reduciendo la dependencia de los derivados del petróleo, adicionalmente deberá considerarse prioritario la seguridad del suministro y la minimización del costo de operación.

5. La coordinación del Mercado Eléctrico Regional de Energía Eléctrica debe estar a cargo de los países del Istmo, para garantizar transparencia en el desarrollo de las negociaciones con otros países, se recomienda en la organización del mercado eléctrico centroamericano la utilización del modelo *pool/co* ya que su sistema de organización y despacho centralizado permitirán un claro aprovechamiento de la interconexión del sistema y de las economías de la red, garantizando además despacho óptimo y seguridad en el despacho.

6. Se hace necesario legislar adecuadamente para garantizar que las tarifas de energía eléctrica, de los diferentes países de la región , tomen en cuenta que una gran parte de la población se mantiene en extrema pobreza aunado a ello los indicadores de desarrollo y de concentración del ingreso, la riqueza y los factores productivos se centralizan en determinados espacios o ciudades, disminuyendo considerablemente las condiciones de las áreas rurales y de la población desposeída, para el caso de Guatemala deberán ser compatibles con los Acuerdos de Paz, garantizando el respeto a los derechos humanos y los objetivos de crecimiento y desarrollo humano.

BIBLIOGRAFIA

1. Álvarez Arriaga, Cristian Alberto; Análisis Comparativo de la Gobernabilidad de mercados de Generación Eléctrica; Santiago de Chile; Año 1998.
2. Antecedentes, Avances y Perspectivas. Plan Puebla Panamá, Presidencia de la Republica, México, D.F., 20 de marzo 2002 Pág. 5.
3. Barrera Ortiz, Adolfo; El Plan Puebla Panama y el Multinacionalismo Como Estrategia de Desarrollo Regional en Centroamérica; Depto. de Estudios de problemas nacionales CCEE, USAC; Revista presencia, año 12, Numero 8, agosto del 2002.
4. Decreto número 93-96. Ley General de Electricidad, Guatemala 1996
5. Empresa Eléctrica de Guatemala; Reporte Estadístico Anual 1999, Departamento de Planeación; Guatemala enero 2000
6. Guatemala Frente a la Globalización. XII Seminarios Sobre Realidad Nacional 1997. ASIES. Guatemala noviembre 1997.
7. Guia de la Integración, Documento Mercado Común Centroamericano, año 2002. lanix.utexas.edu/sela.
8. Jacobo Tefel; La Vision del ALCA; Revista Industria No 21 Guatemala Mayo 2000.
9. Melendreras Soto, Tristan y Castañeda Quan, Luis Enrique; Aspectos Generales para Elaborar una Tesis Profesional ó una Investigación; Departamento de Publicaciones CCEE, USAC; Guatemala febrero 1992.

10. Memoria de Labores inde.siepac.Presentación al Gabinete Económico 25/marzo/2002.
11. Plan Puebla Panama: un Enfoque de Concentración Económica, Temas Especiales y Documentos de Trabajo. Estudios económicos y Sociopolíticos. Banamex, enero 2002.
12. Columba Sagastume Paiz y Rafael Piedrasanta Arandi, La Electrificación en Guatemala: Análisis de los Proyectos de Ley Presentados al Organismo Legislativo. Centro de Estudios Urbanos y Rurales –CEUR- año 1996.
13. Sandoval Palacios, Juan Manuel; El Plan Puebla Panama-Como Regulador de la Migración Laboral Centroamericana y del Sur-Sureste de México, II Foro de análisis Información y Propuestas. Xela 2001.
14. SIEPAC Hacia una Integración Regional de Electricidad, Documento. www.iadb.org
15. Smith Barney, Salomón; Proceso de Capitalización Social y Venta de Acciones Propiedad del Estado de Guatemala; Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.; 1999.
16. Solís Fernando y García Francisco: Reporte Político/ Panorama Centroamericano; INCEP; Guatemala; junio-julio 2002
17. www.energia.gob.mx
18. www.incep.org
19. www.mem.gob.gt
20. www.sgsica.org.gt

ANEXOS

ANEXO 1

GLOSARIO DE TERMINOS

1. **Amperio:** Unidad de medida de la corriente eléctrica, que debe su nombre al físico francés Marie Ampere, y representa el número de cargas (coulumbus) por segundo que pasan por un punto de un material conductor.
2. **Alta Tensión:** Unidad de intensidad eléctrica que equivale a un coulumbu por segundo.
3. **Central de Generación Eólica:** Es aquella central donde se utiliza la fuerza del viento para mover el eje de los generadores eléctricos.
4. **Central de Generación Térmica:** Es aquella central donde se utiliza una turbina accionada por vapor de agua inyectado a presión para producir el movimiento del eje de los generadores eléctricos.

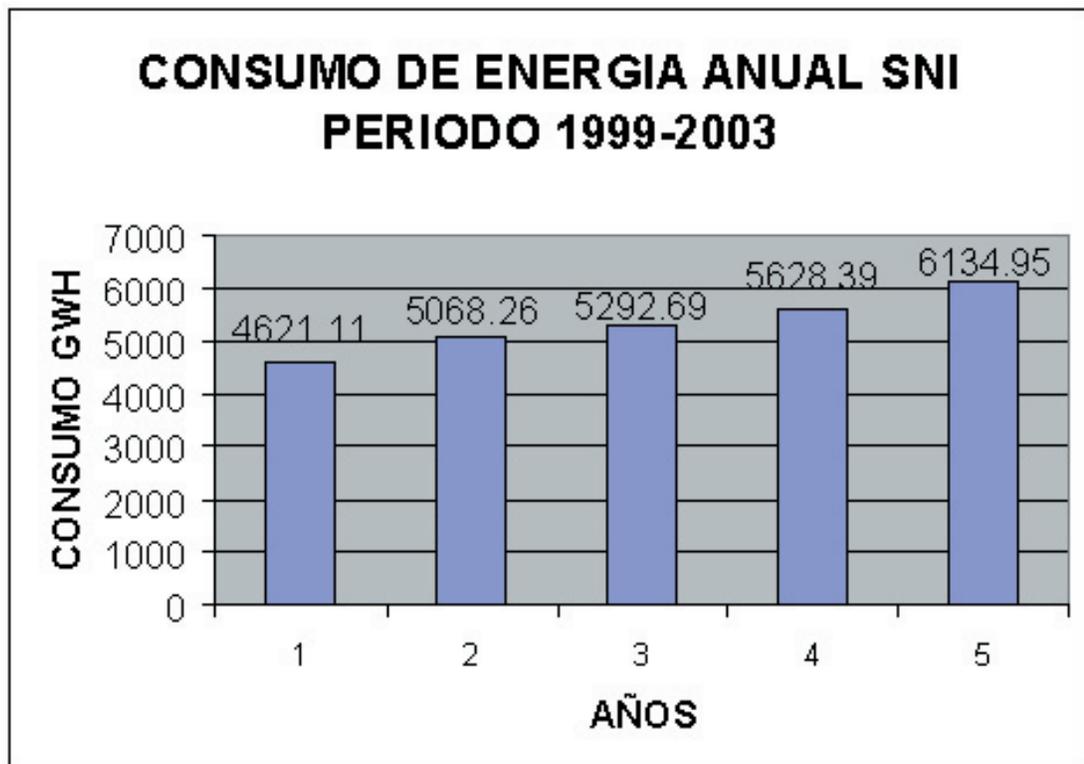
10. **Distribución:** Incluye el transporte de electricidad de bajo voltaje (generalmente entre 120 Volt. Y 34.500 Volt) y la actividad de suministro de la electricidad hasta los consumidores finales.
11. **Electricidad:** Fenómeno físico resultado de la existencia e interacción de cargas eléctricas. Cuando una carga es estática, esta produce fuerzas sobre objetos en regiones adyacentes y cuando se encuentra en movimiento producirá efectos magnéticos.
12. **Fluctuaciones de Tensión:** Producidas por variaciones periódicas o series de cambios aleatorios en la tensión de la red eléctrica. Su duración va desde varios milisegundos hasta los diez segundos y con una amplitud no superior al 10% del valor nominal.
13. **Generación de Energía:** Comprende la producción de energía mecánica eléctrica por medio de la inducción electromagnética.
14. **Giga vatios:** 10 millones de vatios, se refiere al consumo de energía.
15. **Grado de Electrificación:** Clasificación eléctrica que se da a un suministro, en función de la potencia instalada. Se definen así tres grados de electrificación: mínima, media y alta.
16. **Instalación:** (Puesta en Servicio) Es la conexión de las instalaciones del cliente a la red de la empresa distribuidora.
17. **Intensidad:** Una de las magnitudes que caracterizan la corriente eléctrica y se define como la cantidad de electricidad que pasa a través de la sección de un hilo conductor en un segundo. La unidad de medida es el amperio.
18. **Kilowatt:** Es un múltiplo de la unidad de medida de la potencia eléctrica y representa 1000 watts.
19. **Kilowatio:** Unidad de potencia activa que equivale a mil vatios (Kw).
20. **Kilowatio Hora:** Es la unidad de energía eléctrica y se utiliza para medir el consumo de energía activa (Kwh).
21. **Kilowatio amperio:** Unidad de potencia aparente que equivale a mil voltamperios (Kva.).

22. **Megavatios:** 1 millón de vatios, se refiere a la capacidad instalada de energía.
23. **Ohmio:** Unidad de medida de la Resistencia Eléctrica. Y equivale a la resistencia al paso de electricidad que produce un material por el cual circula un flujo de un amperio, cuando está sometido a una diferencia de potencial de un voltio. Su símbolo es la letra griega omega.
24. **Transformador:** Dispositivo utilizado para elevar o reducir el voltaje. Está formado por dos bobinas acopladas magnéticamente entre sí.
25. **Transmisión:** Comprende la interconexión, transformación y transporte de grandes bloques de electricidad, hacia los centros urbanos de distribución, a través de las redes eléctricas y en niveles de tensión que van desde 115.000 Voltios, hasta los 800.000 Voltios.
26. **Potencia:** En los aparatos eléctricos, se define como la capacidad de los mismos para producir trabajo. También se define como la cantidad de trabajo realizado en la unidad de tiempo. La unidad de medida es el Watio (W) o el Kilowatio (kW).
27. **Potencia Activa:** Potencia total absorbida por un receptor.
28. **Potencia Aparente:** Potencia útil absorbida por un receptor.
29. **Potencia Demandada:** Aquella alcanzada por un suministro durante un período determinado.
30. **Potencia de Facturación:** Es el número de kilowatios facturados.
31. **Potencia Instalada:** Es la suma de las potencias nominales de los aparatos de consumo del cliente.
32. **Potencia Máxima:** Valor de la mayor de las potencias observadas durante un período en el punto de entrega del suministro. Se denomina también potencia de punta.

- 33. Receptor:** Cualquier aparato o mecanismo capaz de consumir energía eléctrica y transformarla en trabajo útil.
- 34. Sobrecarga:** Se dice que en un circuito o instalación hay sobrecarga o está sobrecargado, cuando la suma de la potencia de los aparatos que están a él conectados, es superior a la potencia para la cual está diseñado el circuito de la instalación.
- 35. Tarifa:** Regularización de las cantidades que un cliente tiene que pagar por el uso de la electricidad.
- 36. Tensión:** Diferencia de un potencial eléctrico que tiene que existir entre los bornes de conexión o entre dos partes activas de una instalación, para que la corriente eléctrica circule por dicha instalación.
- 37. Voltio:** Es la unidad de fuerza que impulsa a las cargas eléctricas a que puedan moverse a través de un conductor. Su nombre voltio, es en honor al físico italiano, profesor en Pavía, Alejandro Volta quien descubrió que las reacciones químicas originadas en dos placas de zinc y cobre sumergidas en ácido sulfúrico originaban una fuerza suficiente para producir cargas eléctricas.
- 38. Voltímetro:** Es un instrumento utilizado para medir la diferencia de voltaje de dos puntos distintos y su conexión dentro de un circuito eléctrico es en paralelo.
- 39. Watt:** Es la unidad de potencia de un elemento receptor de energía (por ejemplo una radio, un televisor). Es la energía consumida por un elemento y se obtiene demultiplicar voltaje por corriente.

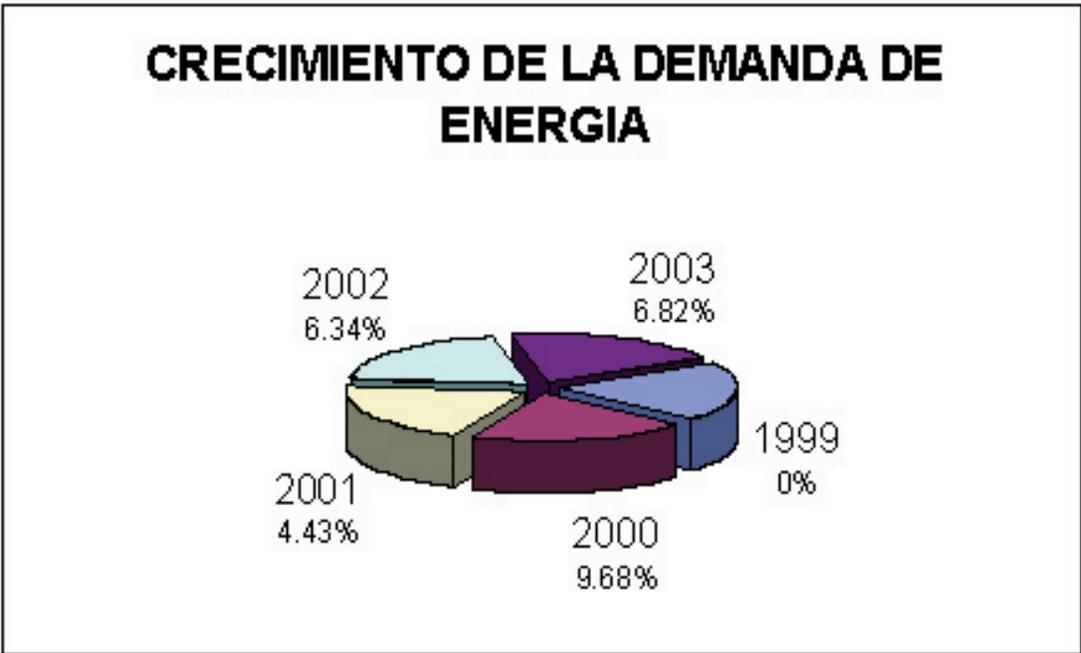
ANEXO 2

GRAFICA 1



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del Sistema Integrado Nacional –SNI-

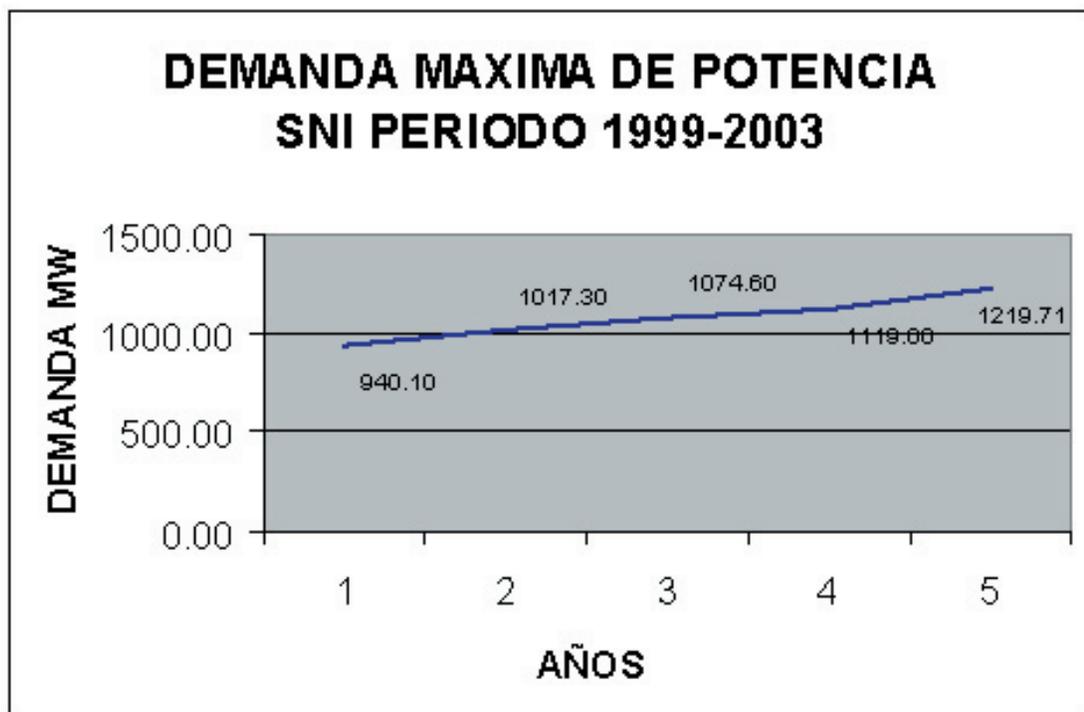
GRAFICA 2



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del Sistema Integrado Nacional –SNI-

ANEXO 4

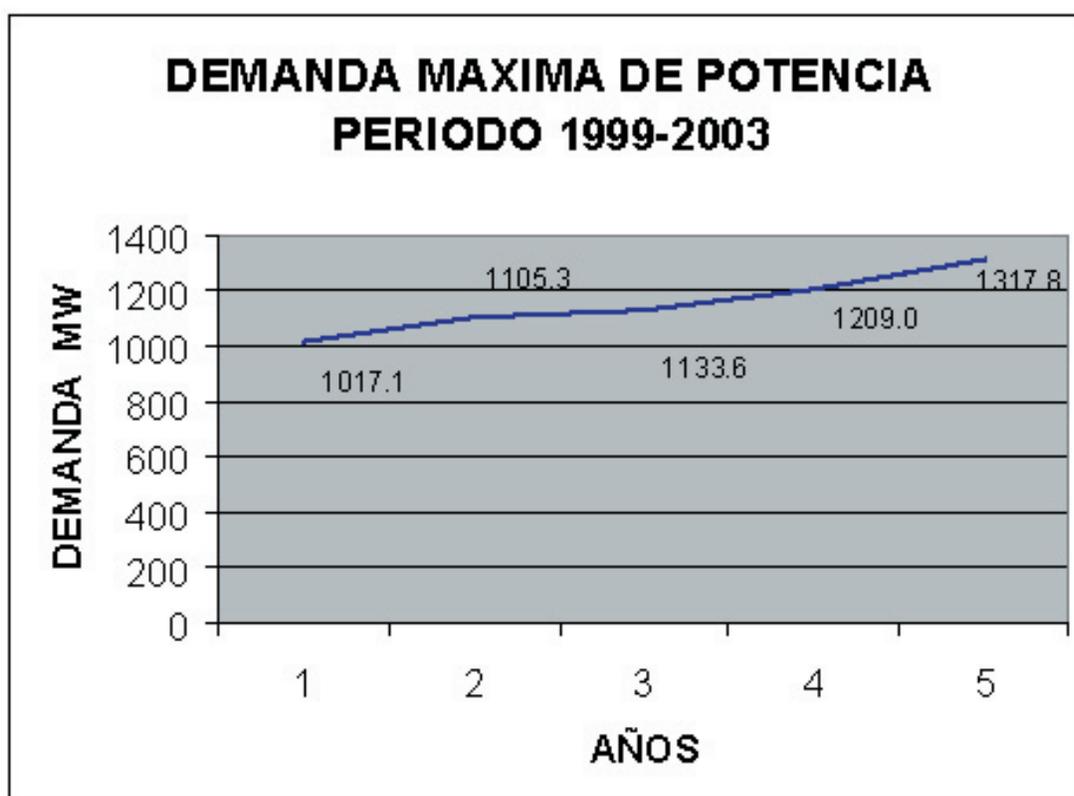
GRAFICA 3



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del Sistema Integrado Nacional –SNI–

ANEXO 5

GRAFICA 4



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del Sistema Integrado Nacional –SNI-

ANEXO 6

GRAFICA 5



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del Sistema Integrado Nacional –SNI-

ANEXO 7

