



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Mecánica Eléctrica

**ELABORACIÓN DE UNA PLANIFICACIÓN INDICATIVA DEL
SUBSECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO PARA EL
MEDIANO Y LARGO PLAZO**

Rafael Orlando Cuyán Caracún

Asesorado por el Ing. Marco Fabio Gudiel Sandoval

Guatemala, julio de 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ELABORACIÓN DE UNA PLANIFICACIÓN INDICATIVA DEL
SUBSECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO PARA EL
MEDIANO Y LARGO PLAZO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

RAFAEL ORLANDO CUYÁN CARACÙN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRÓNICO

GUATEMALA, JULIO DE 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

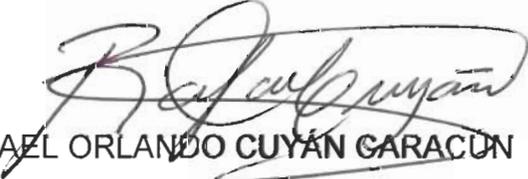
DECANO	Ing. Julio Ismael González Podszueck
EXAMINADOR	Ing. Enrique Edmundo Ruiz Carballo
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Romeo Neptalí López Orozco
SECRETARIO	Ing. Francisco Javier González López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ELABORACIÓN DE UNA PLANIFICACIÓN INDICATIVA DEL
SUBSECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO PARA EL
MEDIANO Y LARGO PLAZO,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 2 de mayo de 2006.



RAFAEL ORLANDO CUYÁN CARACÚN

Ref. DGE-PE-092/2007
Guatemala, 16 de marzo de 2007

Ingeniero Kenneth Issur Estrada Ruíz
**Coordinador Ejercicio Profesional Supervisado –EPS-
Universidad de San Carlos de Guatemala**

Estimado Ingeniero Estrada:

Después de haber realizado la asesoría del trabajo de Ejercicio Profesional Supervisado – EPS-, titulado: **ELABORACIÓN DE UNA PLANIFICACIÓN INDICATIVA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO PARA EL MEDIANO Y LARGO PLAZO**, desarrollado por el estudiante de Ingeniería Electrónica **RAFAEL ORLANDO CUYAN CARACUN**, identificado con número de carné **88 12293** y llenando este los objetivos trazados, extendiendo la aprobación del mismo.

Por lo tanto, el autor de este trabajo de EPS y, yo, como su asesor, nos hacemos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me suscribo de usted, atentamente,


Ing. Marco Fabio Gudiel Sandoval
Unidad de Planificación Energética
Departamento de Desarrollo Energético
Colegiado 7089



Marco Fabio Gudiel Sandoval
Ingeniero Electricista
Col. 7089



Guatemala, 16 de marzo de 2007
Ref. EPS. C. 203.03.07

Ing. Renato Escobedo
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **“ELABORACIÓN DE UNA PLANIFICACIÓN INDICATIVA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO PARA EL MEDIANO Y LARGO PLAZO”**.

Este trabajo lo desarrolló el estudiante universitario, **RAFAEL ORLANDO CUYÁN CARACÚN**, quien fue asesorado por el Ing. Marco Fabio Gudiel Sandoval y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del asesor y supervisor, en mi calidad de director apruebo su contenido; solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

Ing. Ángel Roberto Sic García
Director Unidad de EPS



ARSG/jm



Guatemala, 16 de marzo de 2007
Ref. EPS. C. 203.03.07

Ing. Angel Roberto Sic García
Director Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Sic García.

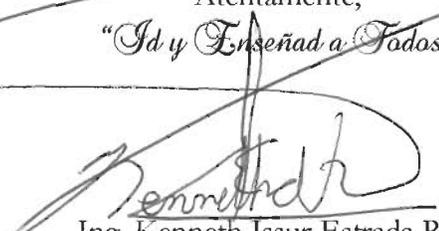
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) del estudiante universitario de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, **RAFAEL ORLANDO CUYÁN CARACÚN**, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, cuyo título es titulado **“ELABORACIÓN DE UNA PLANIFICACIÓN INDICATIVA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO PARA EL MEDIANO Y LARGO PLAZO”**.

Cabe mencionar que las soluciones planteadas en este trabajo, constituyen un valioso aporte de nuestra Universidad.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
“Id y Enseñad a Todos”



Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Mecánica – Eléctrica

KIER/jm



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Rafael Orlando Cuyán Caracún titulado: **ELABORACIÓN DE UNA PLANIFICACIÓN INDICATIVA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO PARA EL MEDIANO Y LARGO PLAZO**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 08 DE JUNIO 2,007.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ELABORACIÓN DE UNA PLANIFICACIÓN INDICATIVA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO PARA EL MEDIANO Y LARGO PLAZO**, presentado por el estudiante universitario **Rafael Orlando Cuyán Caracún**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Una firma manuscrita en tinta negra, que parece ser "Murphy Olympo Paiz Recinos", escrita sobre un óvalo que rodea el texto de la firma.

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, julio de 2007



AGRADECIMIENTOS A:

Dios, por permitirme culminar mi carrera universitaria.

Mis padres y hermanos, por sus esfuerzos y consejos en todo momento,

El ingeniero Marco Fabio Gudiel Sandoval, por su asesoría,

La Dirección General de Energía del Ministerio de Energía y Minas, por su colaboración,

La Escuela de Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, por la formación y conocimientos.

Las familias de mis amigos y compañeros: Sandoval Monroy, Escobar Barahona, Zamora Abadía, Orozco Toralla, Monzón Dubón y Behar Aldana, por su apoyo, comprensión y colaboración en los años de estudios de ingeniería.

ACTO QUE DEDICO A:

Mis padres

Rafael Cuyán Cruz. (q.e.p.d.)
Catalina Caracún Jiménez.

Mis hermanos

Dora Gladys Cuyán de Caal
Ana Claudia Cuyán Caracún
Hugo Leonel Cuyán Caracún

Mis sobrinos:

Maria Alejandra Cuyán Pérez
Álvaro Jacobo Caal Cuyán
Luis Domingo Caal Cuyán

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE ABREVIATURAS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	1
1.1. Ley General de Electricidad y su Reglamento.....	1
1.2. Entidades que conforman el subsector eléctrico.....	3
1.2.1. Ministerio de Energía y Minas.....	3
1.2.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	6
1.2.3. Administrador del Mercado Mayorista.....	8
1.2.3.1. Reglamento del administrador del mercado mayorista.....	12
1.3. Infraestructura del subsector eléctrico.....	14
1.4. Mercado de energía eléctrica.....	18
2. ANÁLISIS RETROSPECTIVO Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	23
2.1. Variables económicas.....	23
2.1.1. Producto Interno Bruto.....	23
2.1.2. Crecimiento de la población.....	28

2.1.3.	Costo de la energía eléctrica.....	29
2.2.	Demanda de electricidad del país.....	30
2.2.1.	Evolución histórica.....	30
2.3.	Análisis y diagnósticos retrospectivos y situación actual del subsector eléctricos.....	33
2.3.1.	Capacidad instalada.....	33
2.3.2.	Generación de energía eléctrica.....	36
2.3.3.	Descripción del sistema de transmisión nacional.....	38
2.3.4.	Índice de electrificación.....	43
2.3.5.	Factor de carga.....	44
2.3.6.	Descripción de la operación de las diferentes formas de generación, en subsector eléctrico del país.....	46
2.3.7.	Interconexiones con otros países.....	47
3.	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL PAÍS.....	49
3.1.	Metodología.....	49
3.2.	Análisis de la determinación de los modelos de la Demanda de energía eléctrica anual y Demanda de máxima de potencia anual por parte de las variables económicas.....	50
3.2.1.	Determinación del modelo para la Demanda de energía eléctrica anual.....	51
3.2.2.	Determinación del modelo de la Demanda de máxima potencia eléctrica anual.....	59
3.3.	Análisis prospectivo de las variables económicas.....	67
3.3.1.	Crecimiento de la economía.....	67
3.3.2.	Crecimiento de la población.....	69
3.4.	Supuestos de variables económicas y de mercado eléctrico.....	70
3.4.1.	Producto Interno Bruto.....	70
3.4.2.	Crecimiento de la población.....	70

3.4.3.	Pérdidas de energía eléctrica en el SNI.....	71
3.5.	Escenarios de proyección de Demanda de energía y potencia eléctrica.....	71
3.6.	Determinación de escenarios esperados.....	72
4.	ANÁLISIS PROSPECTIVO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	75
4.1.	Supuestos empleados en el análisis de generación.....	75
4.2.	Alternativas y estrategias de la expansión en la generación en el SNI.....	78
4.3.	Planes actuales de expansión del sistema de transmisión nacional.....	88
4.4.	Interconexiones con otros países.....	92
4.4.1.	Interconexión con México.....	92
4.4.2.	Interconexión con el SIEPAC.....	93
5.	TENDENCIAS EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO.....	95
5.1.	Alternativas y estrategias de la expansión en la generación.....	95
5.1.1.	Alternativa uno: no existirán interconexiones en SNI.....	96
5.1.2.	Alternativa dos: conexión al sistema aislado de Petén.....	98
5.1.3.	Alternativa tres: interconexiones con Petén y México.....	100
5.1.4.	Alternativa cuatro: interconexiones con Petén, México y el SIEPAC.....	103
5.1.5.	Alternativa cinco: el SNI exportador a través de las interconexiones con México y el SIEPAC.....	106
5.1.6.	Análisis de las consecuencias de los derechos de vía o servidumbres sobre la alternativa cuatro.....	109
5.2.	Alternativas de expansión del sistema de transmisión nacional.....	112
5.3.	Análisis de las interconexiones eléctricas con otros países.....	115

5.3.1. Interconexión con México.....	115
5.3.2. Interconexión con el SIEPAC.....	117
CONCLUSIONES.....	119
RECOMENDACIONES.....	121
BIBLIOGRAFÍA.....	123
APÉNDICES.....	125
ANEXOS.....	139

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Capacidad instalada y efectiva en el SNI de Guatemala.....	15
2.	Diagrama de interrelaciones de los participantes en el subsector eléctrico.....	19
3.	Mapa de regiones de las empresas distribuidoras.....	21
4.	Producto Interno Bruto.....	24
5.	Variación anual del PIB.....	25
6.	Participación por sectores en el PIB 2005.....	26
7.	Población total de Guatemala.....	28
8.	Demanda de energía.....	31
9.	Demanda de máxima potencia.....	32
10.	Capacidad instalada en el SNI.....	33
11.	Evolución de la participación de los tipos de generación.....	34
12.	Generación bruta en el SNI.....	37
13.	Evolución de la participación en la generación bruta en el SNI.....	38
14.	Índice de electrificación.....	44
15.	Factor de carga.....	45
16.	Modelo de Demanda de energía contra Demanda de energía real.....	58
17.	Modelo de Demanda de máxima potencia contra Demanda de máxima potencia real.....	66
18.	Escenarios de proyección del crecimiento del PIB.....	68

19.	Proyección del crecimiento medio de la población.....	69
20.	Proyecciones de Demanda de energía eléctrica en el SNI.....	74
21.	Proyecciones de Demanda de máxima potencia en el SNI.....	74
22.	Demanda de máxima potencia, capacidad instalada y efectiva a 2005.....	79
23.	Margen de reserva de máxima potencia.....	80
24.	Márgenes de reserva de máxima potencia con proyectos.....	83
25.	Capacidad efectiva actual más proyectada junto con escenarios de Demanda de máxima potencia.....	84
26.	Oferta de energía por la capacidad efectiva actual más proyectos junto con escenarios de Demanda de energía.....	87
27.	Ruta de interconexión del SIEPAC.....	94
28.	Alternativa uno de expansión de la generación.....	97
29.	Alternativa dos de expansión de la generación.....	100
30.	Alternativa tres de expansión de la generación.....	102
31.	Alternativa cuatro de expansión de la generación.....	105
32.	Alternativa cinco de expansión de la generación.....	108
33.	Alternativa cuatro con retrasos por derechos de vía.....	111
34.	Normalidad de los residuos del mejor modelo de Demanda de energía.....	129
35.	Normalidad de los residuos del mejor modelo de Demanda de máxima potencia.....	135

TABLAS

I	Capacidad instalada y efectiva.....	15
II.	Longitudes totales de las líneas de transmisión en SNI.....	17

III.	Producto Interno Bruto en 2005 por sectores.....	27
IV.	Crecimiento promedio del PIB por sectores período 2000-2005.....	27
V.	Crecimiento de la población 1950-2005.....	29
VI.	Precio promedio de energía entregada en contratos a término por los generadores del país.(dolares/kwh)	30
VII.	Capacidad instalada y efectiva en el SNI.....	35
VIII.	Capacidad instalada y efectiva en el sistema aislado de Petén.....	36
IX.	Líneas de transmisión de 230 kV en el SNI.....	39
X.	Líneas de transmisión de 138 kV en el SNI.....	40
XI.	Líneas de transmisión de 69 kV en el SNI.....	40
XII.	Subestaciones del sistema de transmisión de 230 kV.....	41
XIII.	Subestaciones del sistema de transmisión de 138 kV.....	41
XIV.	Subestaciones del sistema de transmisión de 69 kV.....	42
XV.	Totales del sistema de distribución.....	43
XVI.	Índice de electrificación.....	43
XVII.	Regresión del modelo inicial de Demanda de energía.....	53
XVIII.	Regresión del modelo inicial de Demanda de energía sin H_t	54
XIX.	Regresión del modelo inicial de Demanda de energía sin H_{t-1}	54
XX.	Regresión modelo inicial de Demanda de energía sin H_t ni H_{t-1}	55
XXI.	Regresión del mejor modelo de Demanda de energía.....	56
XXII.	Resultados de pruebas del modelo de Demanda de energía.....	56
XXIII.	Regresión del modelo inicial de Demanda de máxima potencia.....	61
XXIV.	Regresión del modelo inicial de Demanda de máxima potencia sin H_t	62
XXV.	Regresión del modelo inicial de Demanda de máxima potencia sin H_{t-1}	62
XXVI.	Regresión modelo inicial Demanda de máxima potencia sin H_t ni H_{t-1}	63
XXVII.	Regresión del mejor modelo de Demanda de máxima potencia.....	64

XXVIII.	Resultados de pruebas del modelo de Demanda de máxima potencia.....	64
XXIX.	Datos de los tres escenarios propuestos.....	72
XXX.	Proyecciones de la Demanda de energía eléctrica y Demanda de máxima potencia.....	73
XXXI.	Razón entre capacidad efectiva y capacidad instalada.....	75
XXXII.	Proyectos para centrales hidroeléctricas.....	76
XXXIII.	Precio promedio de venta de la energía (dólares / kWh).....	77
XXXIV.	Proyectos de generación en el mediano y largo plazo.....	81
XXXV.	Ampliación de generación en plantas existentes.....	82
XXXVI.	Ampliación de los ingenios en el mediano plazo.....	82
XXXVII.	Demanda de máxima potencia en cada escenario de proyección....	85
XXXVIII.	Demanda de energía en cada escenario de proyección.....	86
XXXIX.	Expansión para líneas de 230 kV.....	88
XL.	Ampliación de la capacidad en subestaciones de 230 kV.....	89
XLI.	Expansión para líneas de 138 KV.....	89
XLII.	Ampliación de la capacidad en subestaciones de 138kV.....	90
XLIII.	Expansión para Líneas de 69KV.....	90
XLIV.	Ampliación de la capacidad en subestaciones de 69 kV.....	91
XLV.	Línea SIEPAC de 230 kV.....	94
XLVI.	Alternativa uno de expansión de la generación.....	96
XLVII.	Alternativa dos de expansión de la generación.....	99
XLVIII.	Alternativa tres de expansión de la generación.....	101
XLIX.	Alternativa cuatro de expansión de la generación.....	104
L.	Alternativa cinco de expansión de la generación.....	107
LI.	Alternativa cuatro con retrasos por derechos de vía.....	110
LII.	Alternativa de expansión para el sistema de transmisión en el mediano plazo.....	113
LIII.	Alternativa de expansión para el sistema de transmisión en el	

	largo plazo.....	114
LIV.	Situación actual de la interconexión con México.....	116
LV.	Funciones principales de las instituciones del MER.....	118
LVI.	Mercado eléctrico centroamericano.....	118
LVII.	Correlograma del mejor modelo de Demanda de energía.....	126
LVIII.	Correlograma de los residuos al cuadrado del mejor modelo de Demanda de energía.....	127
LIX	Prueba de la varianza constante del mejor modelo de Demanda de energía.....	130
LX.	Heteroscedasticidad de los residuos del mejor modelo de Demanda de energía.....	131
LXI.	Especificación del mejor modelo de Demanda de energía.....	132
LXII	Correlograma del mejor modelo Demanda de máxima potencia....	133
LXIII.	Correlograma de los residuos al cuadrado del mejor modelo de Demanda de máxima potencia.....	134
LXIV.	Prueba de la varianza constante del mejor modelo de Demanda de máxima potencia.....	136
LXV.	Heteroscedasticidad de los residuos del mejor modelo de Demanda de máxima potencia.....	137
LXVI.	Especificación del mejor modelo de Demanda de máxima potencia.....	138

LISTA DE ABREVIATURAS

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CEL	Comisión Ejecutiva del Rio Lempa en El Salvador.
CEPAL	Comisión Económica Para América Latina y el Caribe
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CRIE	Comisión Regional de Interconexión
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red del SIEPAC
INE	Instituto Nacional de Estadística de Guatemala
FMI	Fondo Monetario Internacional
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Centroamericano Regional
PIB	Producto Interno Bruto
SIEPAC	Sistema Eléctrico de Interconexión para los Países de América Central
SNI	Sistema Nacional Interconectado

GLOSARIO

Econometría	Es la ciencia social en la cual las herramientas de la teoría económica, las matemáticas y la inferencia estadística, son aplicadas al análisis de los fenómenos económicos.
Demanda de energía eléctrica:	Cantidad de energía eléctrica requerida al SNI, por todos los usuarios y consumidores.
Demanda de máxima potencia.	Cantidad de potencia eléctrica requerida al SNI por todos los usuarios y consumidores.
Planificación indicativa:	Guía que sirve para señalar y mostrar una previsión sobre el futuro comportamiento de la demanda, y los recursos de generación necesarios para satisfacer dicha demanda. La planificación no es una programación obligatoria para cumplir.

**Subsector
Eléctrico:**

Es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga, y en general, toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país, y además las entidades como el MEM, CNEE Y AMM

RESUMEN

En el capítulo uno, se describe el marco regulatorio e institucional del subsector eléctrico, el cual incluye la Ley General de Electricidad y su Reglamento, las entidades que conforman el subsector eléctrico, la infraestructura y el mercado de energía eléctrica del país.

En el capítulo dos, se muestra el comportamiento que han tenido las variables económicas del país, que se usan en la obtención de los modelos de demanda de energía y máxima potencia. Se describe el comportamiento histórico de estas demandas. Además, se muestra la situación retrospectiva y actual del subsector eléctrico del país.

En el capítulo tres, se realizan los modelos de las demandas de energía y máxima potencia, dichas demandas son explicadas por las variables del PIB y la población, mediante modelos econométricos. También se realiza un análisis prospectivo de las variables económicas involucradas para obtener tres escenarios diferentes del crecimiento del PIB y de la población para el mediano y largo plazo. Con estas proyecciones de las variables que explican a las demandas, se obtienen los escenarios de proyección de las demandas de energía y máxima potencia.

En el capítulo cuatro, se muestran las expansiones que se realizarán en el subsector eléctrico en los sistemas de generación y transmisión. Además de la descripción de las futuras interconexiones con otros países.

En el capítulo cinco, se describen cinco diferentes alternativas de expansión en la generación para el mediano y largo plazo, debido a futuras interconexiones que aumentarán la demanda y la oferta de electricidad en el SNI. Además de la propuesta de expansión del sistema de transmisión.

OBJETIVOS

General

Realizar una Planificación Indicativa del Subsector Eléctrico del país en el mediano y largo plazo.

Específicos

1. Obtener las variables más significativas que determinan la Demanda de energía eléctrica y la Demanda de máxima potencia en el país, para establecer los modelos econométricos de estas demandas.
2. Obtener las proyecciones de la Demanda de energía eléctrica y Demanda de máxima potencia para el mediano y largo plazo en tres diferentes escenarios de acuerdo a las proyecciones de las variables significativas en modelos econométricos de las demandas.
3. Análisis y diagnósticos retrospectivo, actual y prospectivo del Subsector Eléctrico del país.
4. Realizar las recomendaciones sobre la base de la Planificación Indicativa del Subsector Eléctrico.

INTRODUCCIÓN

La planificación energética es una herramienta importante en una economía, debido a sus consecuencias sobre la seguridad y el precio de factores esenciales de producción, lo que afecta significativamente a la productividad y al crecimiento a largo plazo de un país.

El desarrollo económico que necesita y se espera en los próximos años por nuestro país, hace necesario tener una planificación indicativa de la demanda de energía eléctrica que asegure el suministro y la calidad de la energía eléctrica, y así los usuarios cuenten con un servicio confiable.

La planificación Indicativa del Subsector Eléctrico del País en el mediano y largo plazo, se convierte en un instrumento esencial al servicio de instancias administrativas y de operadores económicos, facilitando tanto la toma de decisiones de inversión por parte de la iniciativa privada, como las decisiones de política energética del sector público.

1 MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

1.1 Ley General de Electricidad y su Reglamento

La Ley General de Electricidad, norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, de acuerdo con principios y enunciados que son aplicables a todas las personas individuales o jurídicas, con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución. Los principios de La ley son los siguientes:

- a) Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país.
- b) Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad.
- c) En los términos a que se refiere esta ley, el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.

- d) Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetas a regulación en los términos a que se refiere la presente ley.

Con la finalidad de transparentar las actividades de los agentes del mercado, establece que éstos al efectuar simultáneamente las actividades de generación, transporte y/o distribución de energía eléctrica, deben realizarlo a través de empresas o personas jurídicas diferentes. Sin perjuicio de lo anterior, los generadores y los adjudicatarios de servicios de distribución pueden ser propietarios de líneas de transmisión secundarias, para conectarse al Sistema Nacional Interconectado, y los adjudicatarios de servicios de distribución final, de centrales de generación de hasta 5 MW. Los dos últimos párrafos, no son aplicables a las empresas con potencias de generación instaladas de hasta 5 MW, ni a las empresas eléctricas municipales, cualquiera que sea su capacidad instalada, salvo el caso cuando se trate de empresas o entidades municipales de capitales mixtos o financiados con recursos no municipales.

En el Reglamento de la ley general de electricidad contiene las normas en forma reglamentaria, para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad. Además se establece como responsables de aplicar la Ley General de Electricidad y el presente Reglamento al Ministerio de Energía y Minas como órgano del Estado, a través de la dependencia competente y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, salvo cuando sea de competencia exclusiva de la Comisión, de acuerdo a lo establecido en la Ley y el Reglamento.

En el Reglamento se definen los procedimientos, características y requisitos para la obtención de las autorizaciones, tiempo y tipos de autorizaciones definitivas para plantas de generación hidroeléctrica y geotérmica, transporte y distribución, las cuales serán presentadas por el interesado al Ministerio de Energía y Minas. La Ley General de Electricidad sustenta todas sus determinaciones en un marco institucional conformado por tres entidades: el Ministerio de Energía y Minas MEM; la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE y el Administrador del Mercado Mayorista AMM. Asimismo establece quienes son los participantes del Mercado de Energía Eléctrica.

1.2 Entidades que conforman el subsector eléctrico

1.2.1 Ministerio de Energía y Minas

En la ley general de electricidad en el Artículo 3 establece lo siguiente: el Ministerio de Energía y Minas, es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la ley general de electricidad y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. El Ministerio de Energía y Minas realiza las siguientes actividades: Autorizaciones: para la instalación de centrales generadoras, para prestar los servicios de transporte y de distribución final de electricidad, a aquella mediante la cual se faculta al adjudicatario para que utilice bienes de dominio público, de conformidad con la ley.

La autorización será otorgada por el Ministerio, mediante Acuerdo, no pudiendo exceder del plazo de cincuenta (50) años, ni tener carácter de exclusividad de tal manera que terceros pueden competir con el adjudicatario en el mismo servicio. Según lo establecido en el artículo 13 de la ley. Cualquier persona individual o jurídica podrá solicitar la autorización para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte de conformidad con lo estipulado en esta ley. Para obtener la autorización, los interesados deberán presentar en plica su solicitud ante el Ministerio, con toda la información que se especifique en el Reglamento de esta ley, incluida la relativa a las servidumbres que se deban imponer en predios de propiedad pública y/o privada. A la plica se adjuntará documento conteniendo las generalidades de la solicitud. De acuerdo al Artículo 14 de ley.

Para la adjudicación de la autorización para prestar el servicio de distribución final, el Ministerio convocará a un concurso público, de conformidad con los términos del Reglamento de esta ley. La autorización del servicio de distribución final se referirá a una zona territorial delimitada en el acuerdo de autorización, la que podrá modificarse o ampliarse por convenio entre las partes, previa autorización del Ministerio. La zona autorizada no otorga exclusividad del servicio al adjudicatario. Dentro de la zona autorizada debe haber una área obligatoria de servicio, que no podrá ser inferior a una franja de doscientos (200) metros en torno a sus instalaciones. De acuerdo al artículo 20 de la ley. Las servidumbres legales de utilidad pública comprenden las de paso, que incluye la construcción de senderos, trochas y caminos; las de agua, acueducto y todas aquellas que señala la legislación ordinaria y que sean necesarias sobre la base de los estudios técnicos correspondientes, incluyendo el derecho de inspección y mantenimiento permanente.

De acuerdo al artículo 23 de la ley. El plazo de las servidumbres será indefinido. Cuando ya no sea necesario mantener en el predio sirviente las instalaciones necesarias para la prestación del servicio de que se trate, se extinguirá la servidumbre. Tal extremo deberá declararse por el Ministerio a solicitud del interesado. De acuerdo al artículo 25 de la ley.

El ministerio de energía y minas realiza informes de evaluación socioeconómica de proyectos de electrificación rural. El Artículo 47 de la ley establece lo siguiente: el Estado podrá otorgar recursos para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública, que se desarrollen fuera de una zona territorial delimitada. Los recursos que otorgue el Estado serán considerados como un subsidio, los cuales no podrán ser trasladados como costo al usuario. Las obras que se construyan con estos aportes serán administradas y operadas por el adjudicatario, el que se obliga a mantenerlas en perfectas condiciones de uso. Los proyectos a que se refiere el párrafo anterior deberán contar con un informe favorable de evaluación socioeconómica del Ministerio.

El Artículo 77 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece para los Proyectos de Electrificación Rural lo siguiente: Para la aplicación de este Artículo 47 de la Ley, el Ministerio establecerá un procedimiento para la elaboración del informe de evaluación económica y social del proyecto, con el fin de resolver la procedencia o improcedencia de la solicitud. Otra actividad importante del Ministerio de Energía y Minas es la inscripción y vigencia del Registro de Agentes y Grandes Usuarios, así como la acreditación y consecuencias de incumplimientos.

El manual para el trámite de solicitudes de autorización para utilizar bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras, para prestar los servicios de transporte, distribución final de electricidad, autorización temporal, registro de prestación del servicio de distribución privada de electricidad y constitución de servidumbres, lo estableció el ministerio de energía y minas, en el acuerdo gubernativo numero AG-110-2002. El procedimiento de inscripción y vigencia en el registro del ministerio de energía y minas de agentes y grandes usuarios, su acreditación y consecuencias de su incumplimiento ante el Administrador del Mercado Mayorista, lo estableció el ministerio de energía y minas, en el acuerdo gubernativo no. 244-2003

1.2.2 Comisión Nacional de Energía Eléctrica

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas. La Comisión tiene independencia funcional, su propio presupuesto y fondos privativos, cuya función será la determinación de los precios y calidad de la prestación de los servicios de transporte y distribución de electricidad sujetos a autorización, controlar y asegurar las condiciones de competencia en el Mercado Mayorista, así como todas las demás responsabilidades que le asigna la Ley General de Electricidad y el Reglamento de la Ley General de Electricidad. La misión de la comisión es crear condiciones propicias y apegadas a la ley para que las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica sean susceptibles de ser desarrolladas por toda persona individual o jurídica que desee hacerlo, fortaleciendo este proceso con la emisión de normas técnicas, precios justos, medidas disciplinarias y todo el marco de acción que permita, a los empresarios y usuarios, condiciones de seguridad y reglas de acción claras.

Estos son factores fundamentales en la modernización del subsector eléctrico y, consecuentemente, en el desarrollo económico y social del país. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es la encargada de formular, implantar y fiscalizar el marco regulatorio y normativo que define las reglas del juego del desarrollo de las actividades del subsector eléctrico y la actuación de los agentes económicos que intervienen en el mismo, para ello, la Ley le asigna las siguientes atribuciones y funciones:

- a) Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus Reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores.
- b) Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- c) Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- d) Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico actuando como árbitro entre las partes cuando no hayan llegado a un acuerdo.
- e) Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.
- f) Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley y su Reglamento.

La Ley General de Electricidad preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica debe emitir las normas que constituyen el marco regulatorio del subsector eléctrico. Dichas normas son las siguientes:

- a) Normas de estudios de acceso al sistema de transporte (NEAST)
- b) Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte (NTAUCT).
- c) Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD)
- d) Normas de seguridad de presas (NSP)
- e) Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDROID)
- f) Normas técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica (NTDOST)
- g) Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS)

1.2.3 Administrador del Mercado Mayorista

Es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, que asegura la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promuevan la inversión en el sistema eléctrico, y que vela por el mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Guatemala. En el Artículo 44 de la Ley General de Electricidad se crea el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), cuyas funciones principales son:

- a) Coordina de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista.

- b) Establece precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.
- c) Garantiza la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

La AMM realiza las siguientes actividades: Programación de la Operación del SNI: El AMM es responsable de planificar la operación anualmente para cubrir las necesidades de potencia y energía del sistema nacional interconectado, tratando de optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles.

Supervisa la Operación del SNI en Tiempo Real: El AMM debe vigilar el comportamiento de la demanda y la operación del parque generador, así como del sistema de transporte. Asimismo, debe mantener la seguridad del suministro verificando constantemente las variables eléctricas del sistema y respetando las limitaciones de equipos e instalaciones asociadas.

Administración de las Transacciones: El AMM cuantifica los intercambios de Potencia y Energía entre los participantes del MM y los valorizarlos utilizando el Precio de Oportunidad de la Energía y el Precio de Referencia de la Potencia. Para ello, el AMM debe diseñar e implementar un sistema de medición que permita conocer en forma horaria la energía y potencia producida y/o consumida. Además, administrará los fondos que surgen de las transacciones entre los agentes que operan en el Mercado Mayorista.

Principios del Mercado Mayorista: Los generadores compiten por suministrar la energía. Son despachados en función de su costo variable, es decir, el costo que les representa suministrar un kWh. El costo variable es declarado periódicamente y los generadores hidroeléctricos declaran un valor del agua. Todos los participantes consumidores deben cubrir su demanda de potencia por medio de un contrato con un participante productor pagando un cargo por potencia. Esto permite cubrir los costos fijos (costos de inversión) de los generadores. Existen tres tipos de mercado:

- a) Mercado de Oportunidad de la Energía
- b) Mercado a Término (Contratos)
- c) Mercado de Desvíos de Potencia

Las normas emitidas por el administrador del mercado mayorista son con la finalidad garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; y administrando todas las transacciones comerciales del Mercado Mayorista, el Administrador del Mercado Mayorista emitió las siguientes normas para completar el marco regulatorio de la operación del Mercado Mayorista.

Las normas de coordinación comercial son:

- NCC-1 Coordinación del despacho de carga.
- NCC-2 Oferta firme de los generadores.
- NCC-3 Transacciones de desvíos de potencia.
- NCC-4 Precio de oportunidad de la energía.
- NCC-5 Sobrecostos de unidades generadoras forzadas.
- NCC-6 Tratamiento de las pérdidas del sistema de transmisión.
- NCC-7 Factores de pérdidas nodales.
- NCC-8 Cargo por servicios complementarios.
- NCC-9 Cálculo del peaje en los sistemas de transporte principal y secundario.
- NCC-10 Exportación e importación de energía eléctrica.
- NCC-11 Informe de costos mayoristas.
- NCC-12 Procedimientos de liquidación y facturación.
- NCC-13 Mercado a término.
- NCC-14 Sistema de medición comercial.

Las normas de coordinación operativa son:

- NCO-1 Base de datos.
- NCO-2 Coordinación de la operación en tiempo real.
- NCO-3 Coordinación de servicios complementarios.
- NCO-4 Determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio.
- NCO-5 Auditorias.

1.2.3.1 Reglamento del administrador del mercado mayorista

En este Reglamento se define los principios generales del Mercado Mayorista, así como la organización, funciones, obligaciones y mecanismos de financiamiento del Administrador del Mercado Mayorista. Los Principios generales del Mercado Mayorista son los siguientes: Productos y Servicios que se compran y venden del Mercado Mayorista son los siguientes:

- a) Potencia eléctrica
- b) Energía eléctrica
- c) Servicios de transporte de energía eléctrica
- d) Servicios Complementarios.

Las Operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista que se pueden realizar son las siguientes:

- a) Un Mercado de Oportunidad o Mercado Spot
- b) Un Mercado a Término para contratos entre Agentes o Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes.
- c) Un Mercado de Desvíos de Potencia, para las transacciones de potencia de oportunidad, con un precio establecido por el Administrador del Mercado Mayorista en forma mensual.

Los participantes del mercado mayorista son los siguientes:

- a) Participante Consumidor: Para propósitos de coordinación operativa y administración comercial, se denomina así a los Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores, incluyendo Exportadores, que demandan potencia y energía eléctrica.
- b) Participante Productor: Para propósitos de coordinación operativa y administración comercial, se denomina así a los Generadores, y a los Comercializadores, incluyendo a los Importadores, que ofrecen potencia y energía eléctrica al Mercado Mayorista.

En el Reglamento del administrador del mercado mayorista se establece quienes son los agentes y grandes usuarios del mercado mayorista, además de cuales son los derechos y las obligaciones de los agentes y grandes Usuarios. Y también se establecen las definiciones y disposiciones generales que regulan el mercado mayorista. El Reglamento define los objetivos, funciones, organización, obligaciones y mecanismos de financiamiento del Administrador del Mercado Mayorista.

Además, este Reglamento establece el Funcionamiento y Coordinación de la operación del sistema nacional interconectado por parte del Administrador del Mercado Mayorista, así como los cálculos de precios y costos trasladar a tarifas de distribución.

1.3 Infraestructura del subsector eléctrico

El Sistema Eléctrico de Guatemala, está conformado por el Sistema Generación, el Sistema de Transporte y el Sistema de Distribución final de electricidad. Sistema Eléctrico Nacional es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país. El Sistema Nacional Interconectado es la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional. La otra parte se considera sistemas aislados. El sistema aislado más importante es el sistema de generación y distribución que se encuentra en el departamento de Petén, en el cual existen dos distribuidores que son la Empresa Municipal de SAYAXCHE y DEORSA, el voltaje de distribución es de 69 kV. Hay tres centrales generadoras en este sistema aislado que son COELSI, ELECTROGENERACIÓN CRISTAL e INTECCSA ambas son privadas. La potencia total de este sistema aislado es de 24 MW en forma efectiva y de 28 MW de capacidad instalada.

El Sistema De Generación es el conjunto de todas las centrales de generación de energía eléctrica. Este sistema está conformado por centrales: Hidroeléctricas, Termoeléctricas (Turbinas de Vapor, Turbinas de Gas y Motores de Combustión Interna), Geotérmicas y por centrales Cogeneradoras (Ingenios). Las siguientes figura 1 y tabla I muestran la potencia efectiva de energía eléctrica y la capacidad instalada de las centrales generadoras de acuerdo al tipo de central.

Figura 1. Capacidad instalada y efectiva de las centrales generadoras en el SNI de Guatemala

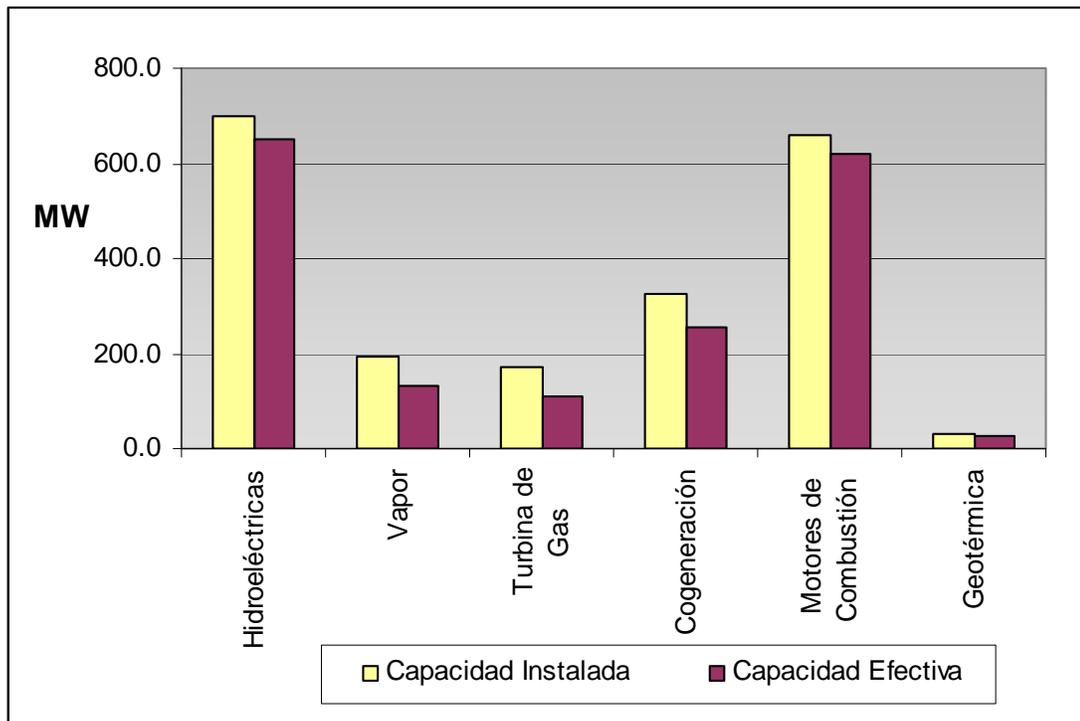


Tabla I. Capacidad instalada y efectiva

Tipo de Generación	Instalada MW	Efectiva MW
Hidroeléctricas	700.0	650.3
Vapor	192.0	132.0
Turbina de Gas	171.9	109.9
Cogeneración	324.8	255.3
Motores de Combustión	658.5	621.1
Geotérmica	29.0	26.5
TOTAL	2076.2	1795.1

El Sistema de Transmisión es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.

El Sistema Principal es el sistema de transmisión compartido por los generadores. Y el sistema secundario es aquel que no forma parte del sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario. La transmisión es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión. El sistema principal es compartido por los generadores e incluye la interconexión Guatemala-El Salvador; el sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizada por los generadores para el suministro de energía al sistema principal; está dividido geográficamente en tres áreas: central, occidental y oriental. La red de transporte opera básicamente en tres niveles de voltaje: 230, 138 y 69 kV.

El sistema de transporte para el futuro estará interconectado con Centroamérica, México y Belice, a través de:

- a) Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, SIEPAC.
- b) Interconexión Guatemala - México.
- c) Interconexión Guatemala - Belice.

El Sistema de Distribución es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el Reglamento. Sistema Eléctrico Nacional. El sistema de distribución se divide en dos partes el servicio de distribución privada y el servicio de distribución final. El Servicio de Distribución Privada: consiste en el suministro de energía eléctrica que se presta al consumidor, mediante redes de distribución y en condiciones libremente pactadas, caso por caso, entre el usuario y el distribuidor, y que no utilice bienes de dominio público. El Servicio de Distribución Final es el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión.

Tabla II. Longitudes totales de las líneas de transmisión en SNI

Longitud de Líneas de Transmisión (Km)		
230 KV	138 KV	69 KV
773.32	271.50	2,514.20

Capacidad en Subestaciones de Distribución (MVA)		
69/34.5 KV	69/13.8 KV	34.5/13.8 KV
10.00	941.00	53.30

Longitud de Líneas de Subtransmisión y Distribución (Km)		
34.5 KV	13.8 KV	240/120 V
8,256.00	24,578.00	30,885.00

La tabla II muestra las longitudes totales en km de las líneas de transmisión del SNI de acuerdo a su voltaje de transmisión y las longitudes totales en Km de las líneas de distribución en sus diferentes voltajes. Además se puede ver la cantidad total de subestaciones de distribución en sus diferentes voltajes de transformación.

1.4 Mercado de energía eléctrica

La Ley General de Electricidad, determina que el mercado de energía está constituido por el mercado regulado y el mercado mayorista (mercado libre). El mercado regulado está integrado de la siguiente forma: Por las distribuidoras autorizadas que tienen definidas la zona de autorización y el área obligatoria de servicio. Y además por todos los usuarios del servicio eléctrico con una demanda de potencia menor a 100 kW, situados dentro del área obligatoria de servicio de un distribuidor.

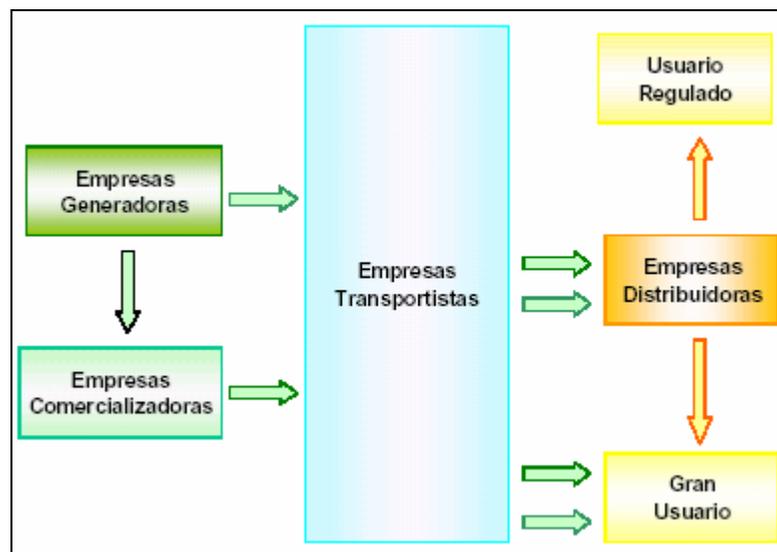
El mercado mayorista está integrado por los agentes del mercado mayorista y los grandes usuarios.

Los agentes son los generadores, transportistas, distribuidores y comercializadores de energía eléctrica. Cualquier agente y gran usuario son llamados en general: participante. Para poder ser Agente o Gran Usuario del Mercado Mayorista se debe cumplir con los siguientes requisitos básicos:

- a) Generadores: Potencia Máxima de por lo menos 10 MW
- b) Distribuidores: Tener por lo menos 20,000 usuarios
- c) Transportistas: Potencia firme conectada de por lo menos 10 MW
- d) Comercializadores: Comprar o vender bloques de energía asociada a una potencia firme de al menos 10 MW
- e) Grandes Usuarios: Demanda máxima de al menos 100 KW

Los agentes gozan de los derechos y obligaciones establecidas en el Reglamento del AMM. El mercado mayorista permite la operación de todo los participantes en un ambiente de total libertad, competencia y sin privilegios, con un marco regulatorio y normativo bien claro y definido; en el cual es básico, el libre acceso de todos los agentes al sistema de transporte. Los distribuidores pueden contratar el suministro con cualquier generador o comercializador; mientras que los grandes usuarios pueden realizarlo con un generador, un distribuidor o un comercializador. En este ambiente de libertad de contratación, únicamente están excluidos los usuarios regulados, que están ligados a las empresas distribuidoras en su zona de autorización. La figura 2 muestra las interrelaciones entre todos los participantes del subsector eléctrico. O sea el mercado regulado y el mercado mayorista.

Figura 2. Diagrama de interrelaciones de los participantes en el subsector eléctrico



Fuente: Guía del inversionistas del Ministerio de Energía y Minas 2005

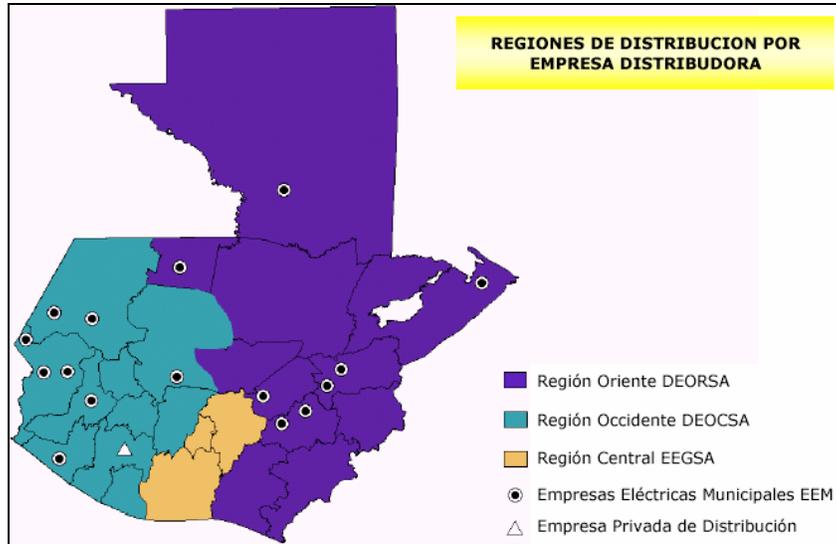
El sistema de generación de electricidad está formado por 28 generadores, 27 son privados y uno es público, este generador es la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE. Las empresas comercializadoras son actualmente 15. El sistema de transporte de electricidad está conformado por:

- a) Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
- b) Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A.
- c) Duke Energy International Transmisión Guatemala Limitada

El sistema de distribución final de electricidad está conformado por:

- a) Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. –EEGSA-, presta el servicio eléctrico en el área central del país.
- b) Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A., -DEOCSA-, presta el servicio eléctrico en los departamentos del occidente del país.
- c) Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A., -DEORSA-, presta el servicio eléctrico en los departamentos del Nororiente.
- d) Empresa Hidroeléctrica De Patulul, presta el servicio eléctrico en el municipio de Patulul.
- e) Las Empresas Eléctricas Municipales –EMM- (Empresas Públicas), y
- f) Empresas de Distribución Privada.

Figura 3. Mapa de regiones de las empresas distribuidoras



Fuente: Guía del inversionistas del Ministerio de Energía y Minas 2005

La figura 3 muestra el mapa la división de las regiones del país en las cuales las diferentes empresas distribuidoras que prestan y suministran el servicio de energía eléctrica. Además el subsector eléctrico está conformado por 91 grandes usuarios y 2, 127,100 usuarios regulados.

2 ANÁLISIS RETROSPECTIVO Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

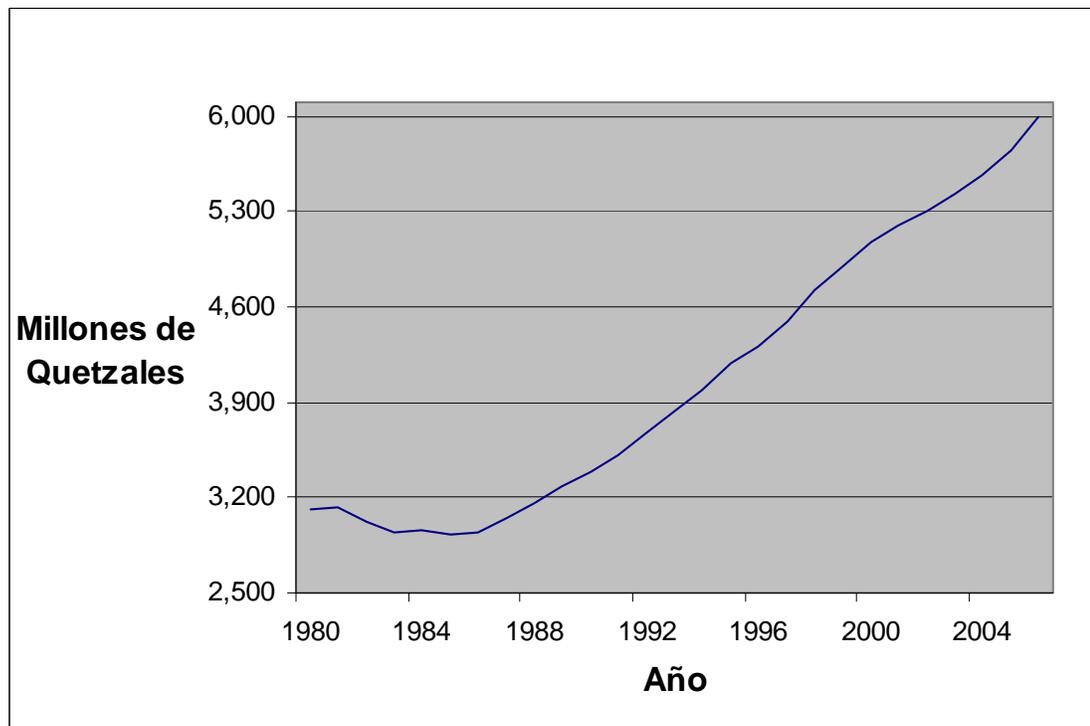
2.1 Variables económicas

2.1.1 Producto Interno Bruto

La economía de Guatemala durante la primera mitad de la década de los años ochenta sufrió una recesión y por ende el PIB de Guatemala tuvo crecimientos negativos. A partir del año 1987 la economía se recuperó y el PIB empezó a crecer a una tasa superior del 3% hasta 1990. El comportamiento del PIB en la década de los noventa registró en promedio una tasa de crecimiento de 4.1%, lo que permitió una relativa mejora en el ingreso per cápita de la población y general de la economía del país. Se puede observar altibajos en dicho crecimiento. En 1992, 1995 y 1998 se registraron expansiones en la actividad económica con tasas de crecimiento de alrededor de 5%. Luego de esas expansiones en el crecimiento, se registraron desaceleraciones, lo que sugeriría que las tasas de crecimiento alcanzadas durante tales años no fueron sostenibles, posiblemente porque excedieron a las capacidades reales de expansión de la economía.

Pero se puede observar que el aparato productivo del país fue evolucionando e incrementando su capacidad productiva. También se observan dos períodos de desaceleración económica durante la década de los años noventa y una reducción en el porcentaje de crecimiento económico, el primero en 1996 y el segundo en 1999 esta desaceleración se debió a la reducción de intercambio comercial de Guatemala con el resto del mundo durante esos años. En el año 2000 la economía de Guatemala continuó mostrando signos de la desaceleración que se inició en 1999, cuando creció 3.8%, después de que en 1998 el PIB creció 5.0% en términos reales. La siguiente figura 4 muestra el comportamiento del PIB de Guatemala desde el año 1980 hasta el 2006 a precios constantes de 1958.

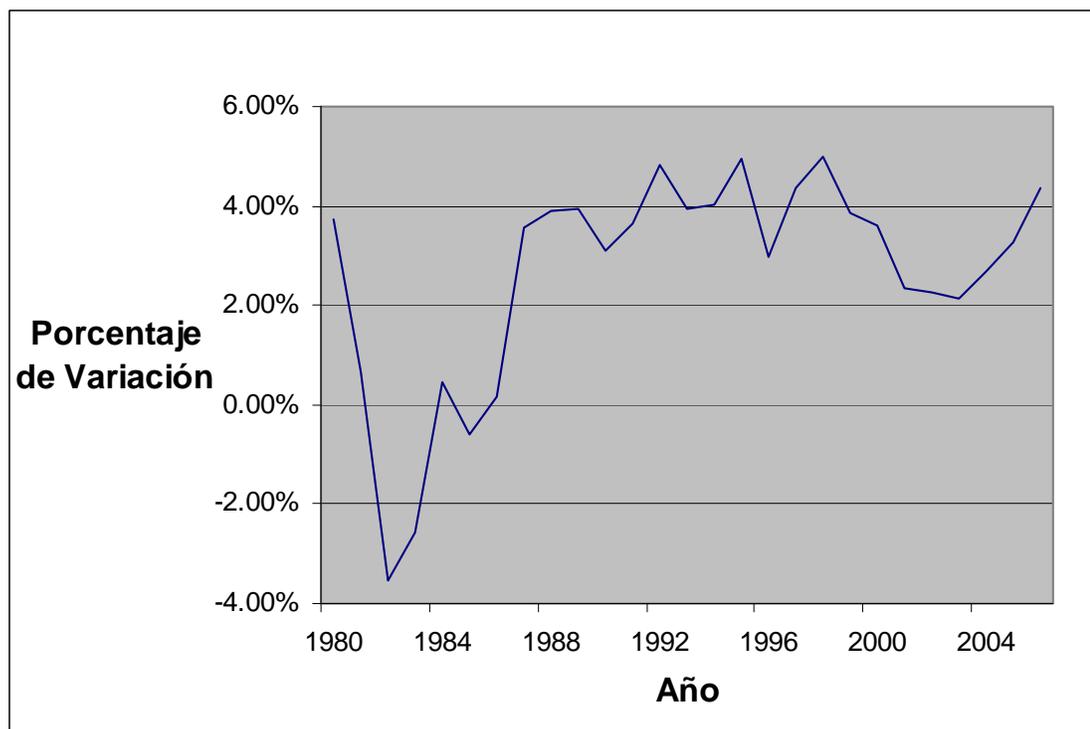
Figura 4. Producto Interno Bruto



Elaboración propia con fuente de datos Banco de Guatemala

En el año 2000 la economía registró un crecimiento de 3.6%, la desaceleración económica del país continuo en los siguientes años hasta llegar al punto más bajo en el año 2003 en el cual el crecimiento fue solamente del 2.1%. En los últimos dos años ha habido una recuperación en la economía ya que el PIB mostró un crecimiento del 2.7% para el año 2004 y de 3.2% para el año 2005. El Banco de Guatemala tiene proyectado para el año 2006 un crecimiento del PIB en un 4.4%. Las variaciones en el crecimiento de la economía se puede observar en las variaciones anuales del PIB que se muestran en la siguiente figura 5.

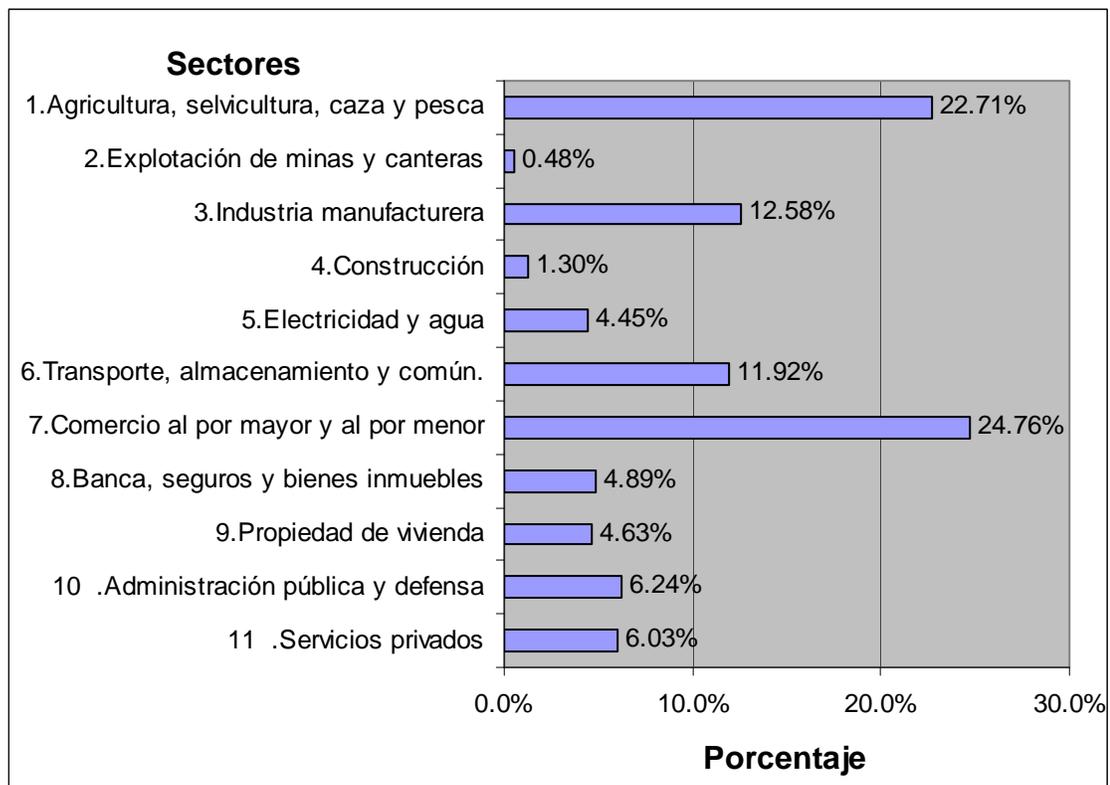
Figura 5. Variación anual del PIB



Elaboración propia con fuente de datos Banco de Guatemala.

El PIB para el año 2005 alcanza 5746.90 millones de quetzales a precios constantes del año base de 1958. Los sectores que más aportaron al PIB fueron el sector formado por la agricultura, caza y pesca con un porcentaje de 22.71%, el sector Comercio al por mayor y al por menor con un 24.76 % y el sector de la industria manufacturera con 12.58%. En contraste el sector que menos aportó durante el año fue el sector electricidad y agua. La participación de todos los sectores se puede observar en la siguiente figura 6.

Figura 6. Participación por sectores en el PIB 2005



Elaboración propia con fuente de datos Banco de Guatemala.

Tabla III. Producto Interno Bruto en 2005 por sectores

Sector	Millones de Quetzales	Participación
1.Agricultura, selvicultura, caza y pesca	1305.23	22.71%
2.Explotación de minas y canteras	27.55	0.48%
3.Industria manufacturera	723.18	12.58%
4.Construcción	74.95	1.30%
5.Electricidad y agua	255.69	4.45%
6.Transporte, almacenamiento y común.	685.17	11.92%
7.Comercio al por mayor y al por menor	1422.87	24.76%
8.Banca, seguros y bienes inmuebles	280.76	4.89%
9.Propiedad de vivienda	266.30	4.63%
10.Administración pública y defensa	358.69	6.24%
11.Servicios privados	346.51	6.03%
PRODUCTO INTERNO BRUTO	5746.90	100.00%

Elaboración propia con fuente de datos Banco de Guatemala.

El monto total del PIB 2005 en millones de quetzales a precios de año base de 1958 y el monto por cada uno de los sectores se muestra en la anterior tabla III. En el período de los años 2,000 al 2005 la economía de Guatemala en algunos de los sectores que conforman en PIB del país han tenido crecimiento. La siguiente tabla IV muestra el porcentaje de crecimientos de los sectores.

Tabla IV. Crecimiento promedio del PIB por sectores período 2000-2005

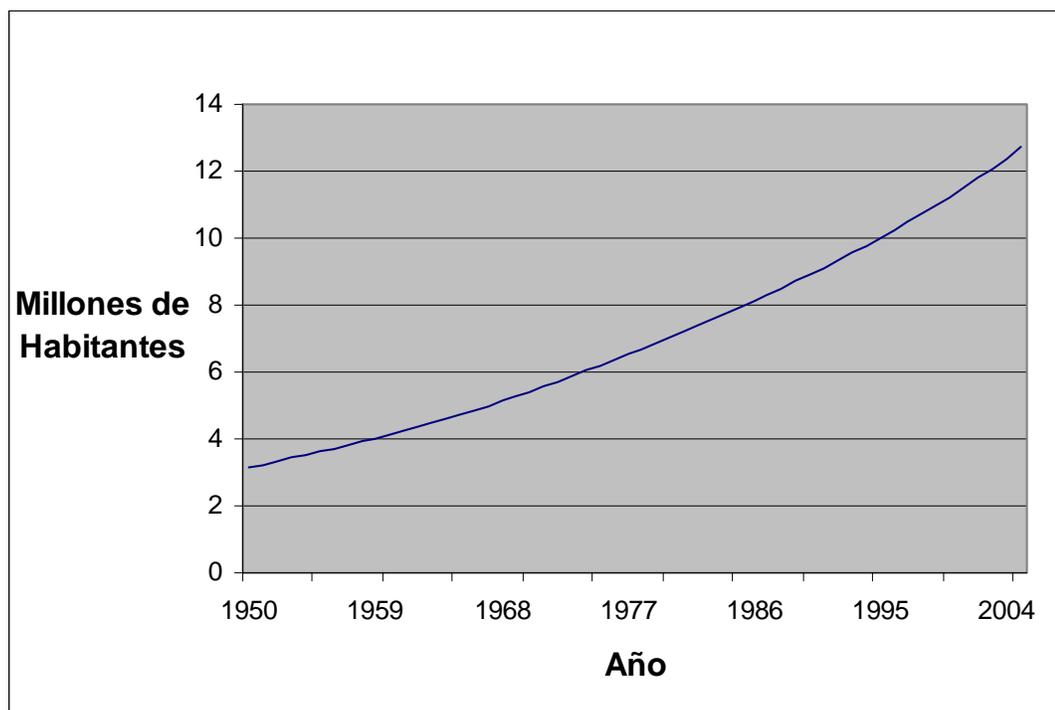
Sector	Crecimiento
1.Agricultura, selvicultura, caza y pesca	2.46%
2.Explotación de minas y canteras	-0.52%
3.Industria manufacturera	1.64%
4.Construcción	-6.91%
5.Electricidad y agua	6.24%
6.Transporte, almacenamiento y común.	7.07%
7.Comercio al por mayor y al por menor	7.07%
8.Banca, seguros y bienes inmuebles	2.88%
9.Propiedad de vivienda	2.80%
10.Administración pública y defensa	-0.22%
11.Servicios privados	3.68%
PRODUCTO INTERNO BRUTO Total	2.71%

Elaboración propia con fuente de datos Banco de Guatemala.

2.1.2 Crecimiento de la población

La población del País desde los años cincuenta ha venido en ascenso, aunque la velocidad de este crecimiento ha disminuido. La población en 1950 era de 3 millones aproximadamente. En período 1950-1955 la tasa de crecimiento medio anual fue 2.84%, el crecimiento medio anual ha disminuido hasta que en el último quinquenio de 2000-2005 fue de 2.5%. La población estimada para el año 2005 fue 12, 700,611 habitantes, la siguiente figura 7 se muestra la población del país desde 1950 hasta 2005 y la siguiente tabla V muestra los crecimientos medio anuales por períodos y la población estimada durante los años límites de esto períodos.

Figura 7. Población total de Guatemala



Elaboración Propia y fuente de datos Instituto Nacional de Estadística

Tabla V. Crecimiento de la población 1950-2005

Año	Población Total	Período	Tasa de Crecimiento media
1950	3146072		
1955	3618791	1950-1955	2.84%
1960	4139996	1955-1960	2.73%
1965	4736431	1960-1965	2.73%
1970	5418939	1965-1970	2.73%
1975	6204243	1970-1975	2.74%
1980	7013435	1975-1980	2.48%
1985	7934530	1980-1985	2.50%
1990	8907618	1985-1990	2.34%
1995	10003739	1990-1995	2.35%
2000	11225403	1995-2000	2.33%
2005	12700611	2000-2005	2.50%

Fuente Instituto Nacional de Estadística contenida el análisis y divulgación de la información de los Censos Nacionales XI de Población y VI de Habitación 2002.

2.1.3 Costo de la energía eléctrica

La generación de energía por medio de hidroeléctrica ha tenido el precio más bajo durante los últimos 10 años. No solo en promedio de los 10 años sino también en cada uno de ellos. Por otra parte el precio de la energía generada a través de otras fuentes ha ido cambiando durante los últimos años, de 1995 a 1999 el precio más bajo ha sido la energía generada por los cogeneradores, este precio ha sido posible al utilizar la biomasa como combustible. En el año 2000 el precio más bajo ha sido la energía generada por geotérmica. Desde el año 2001 al 2005 el precio de la energía más bajo ha sido el generado a través de la utilización de carbón mineral como combustible. La evolución de los precios de la energía eléctrica producida por las diferentes centrales de generación se muestra en la siguiente tabla VI.

Tabla VI. Precio promedio de energía entregada en contratos a término por los generadores del país. (dólares/kwh)

Año	Cogeneradores	Termoeléctricas	Hidroeléctricas	Geotérmicas	Carbón
1995	0.06	0.07	0.06		
1996	0.07	0.09			
1997	0.07	0.08	0.07		
1998	0.06	0.07	0.06		
1999	0.07	0.09	0.04		
2000	0.09	0.17	0.07	0.06	0.13
2001	0.10	0.12	0.07	0.06	0.07
2002	0.09	0.11	0.07	0.09	0.07
2003	0.11	0.11			0.08
2004	0.09	0.08	0.06	0.08	0.08
2005			0.07	0.07	
Promedio	0.08	0.10	0.06	0.07	0.09

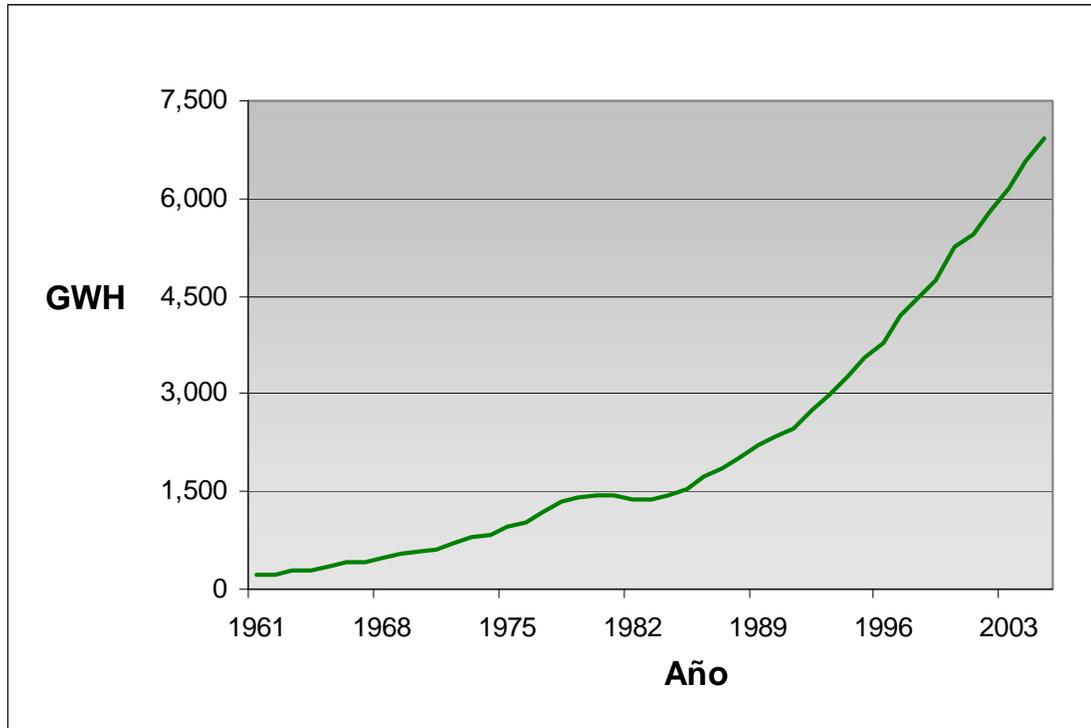
Fuente CEPAL

2.2 Demanda de electricidad del país

2.2.1 Evolución histórica

Los datos estadísticos del SNI se poseen desde 1961, con una demanda anual de energía eléctrica en ese año de 208.60 GWH y una demanda de máxima potencia anual de 46.00 MW. La demanda de energía eléctrica durante las décadas de los años sesenta y setenta presento un incremento continuo hasta el año 1980 en que alcanzo un máximo de 1445.05 GWH. Durante los años 1981, 1982 y 1983 la demanda de energía y sufrió un descenso coincidiendo con la recesión económica del país. La siguiente figura 8 muestra el comportamiento de la demanda de energía eléctrica a través del tiempo.

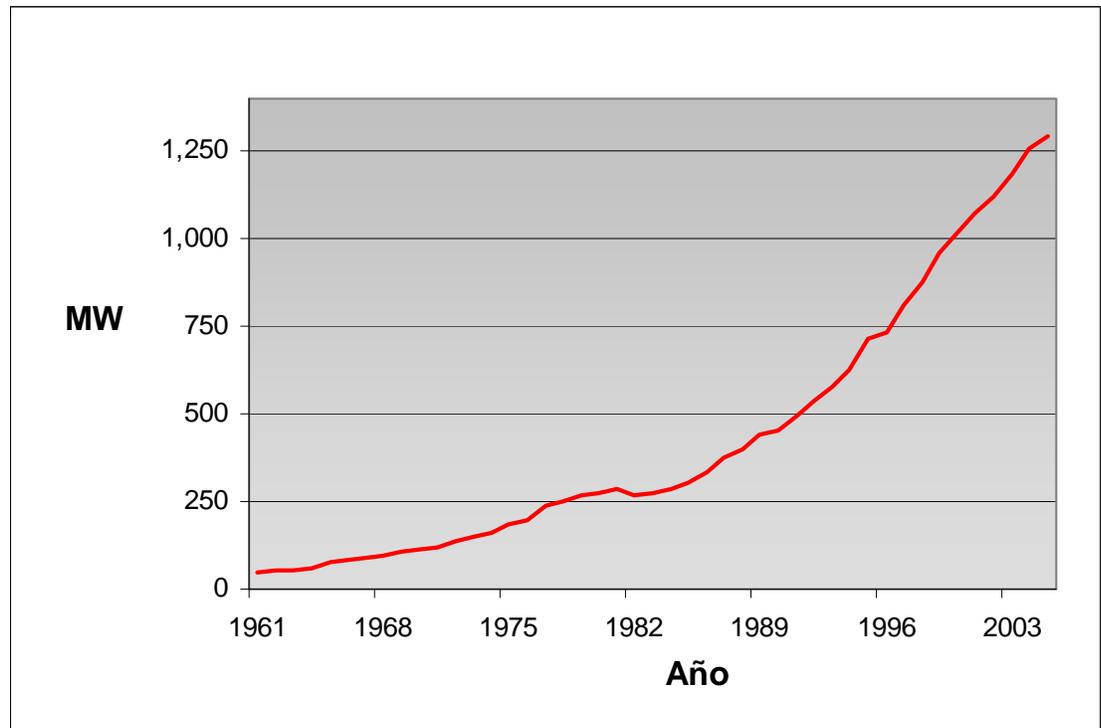
Figura 8. Demanda de energía



Elaboración propia con fuente de datos Informes Estadísticos INDE y AMM

A partir del año 1984 la demanda de energía eléctrica recupero y sobrepaso el valor alcanzado en 1980. En cambio la demanda máxima de potencia anual obtuvo su máximo valor en el año 1981 llegando a 287.10 MW, en el siguiente año presento un descenso en 16.20 MW, en los siguientes tres años se inicio la recuperación. No fue hasta el año 1985 en donde se observa que la demanda máxima de potencia anual nuevamente alcanza y también sobrepasa el valor máximo de 1981. A partir de 1985 las demandas de energía eléctrica y de máxima potencia recuperan sus valores máximos anteriores y presentan crecimiento continuo. El crecimiento en las demandas coincide con la reactivación económica del país. En la siguiente figura 9 se muestra el comportamiento de la demanda máxima de potencia anual a través del tiempo.

Figura 9. Demanda de máxima potencia



Elaboración propia con fuente de datos Informes Estadísticos INDE y AMM

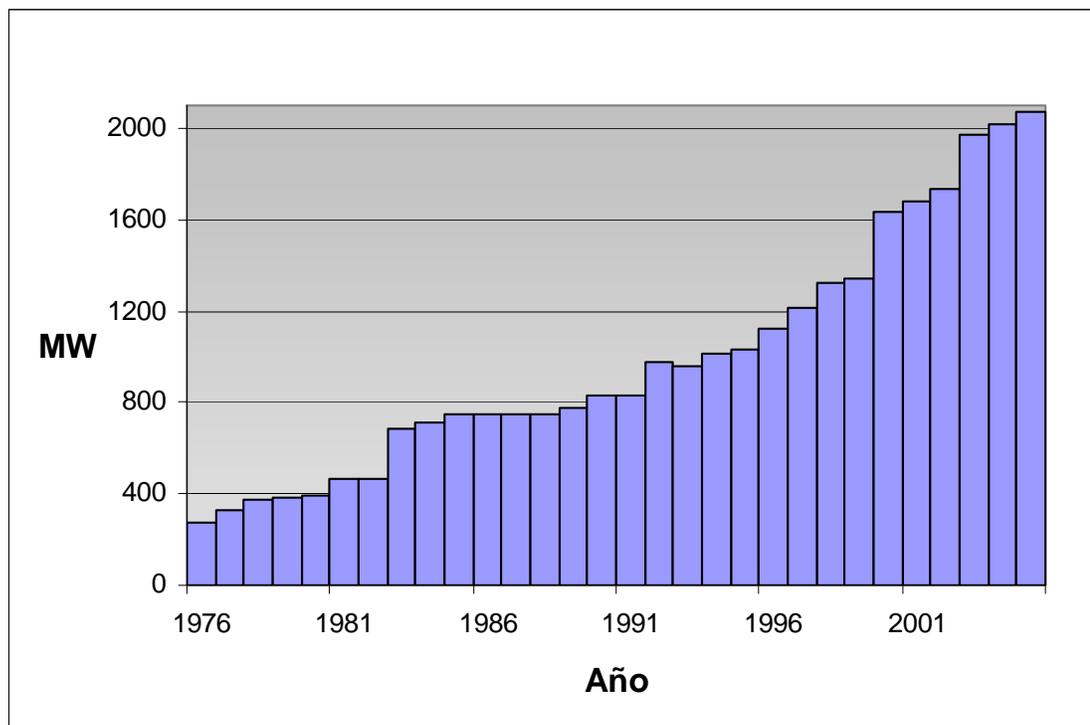
Como se observa en las figuras anteriores de las demandas desde el año 1961 hasta 1980 se observa una primer etapa de crecimiento a razón de 65.08 GWH/año en la demanda de energía eléctrica, la demanda máxima de potencia crece durante este período a razón 12.06 MW/año. Luego la etapa de no crecimiento durante los años 1981-1984 la demanda de energía eléctrica descendió durante estos tres años a razón de 20.41 GWH/año. La potencia máxima de potencia solamente descendió en el año 1982 con respecto al año anterior este descenso fue de 16.20 MW/año. La demanda de energía crece en forma continua desde 1984 hasta 2005 a una razón de 251.08 GWH/año y la demanda de máxima potencia crece desde 1982 hasta 2005 a una razón de 44.31 MW/año

2.3 Análisis y diagnóstico retrospectivo y situación actual del subsector eléctricos

2.3.1 Capacidad instalada

La capacidad instalada en todas las plantas de generación en Guatemala ha ido en aumento continuo durante los años, la siguiente figura 10 muestra el crecimiento de la capacidad instalada en el SNI.

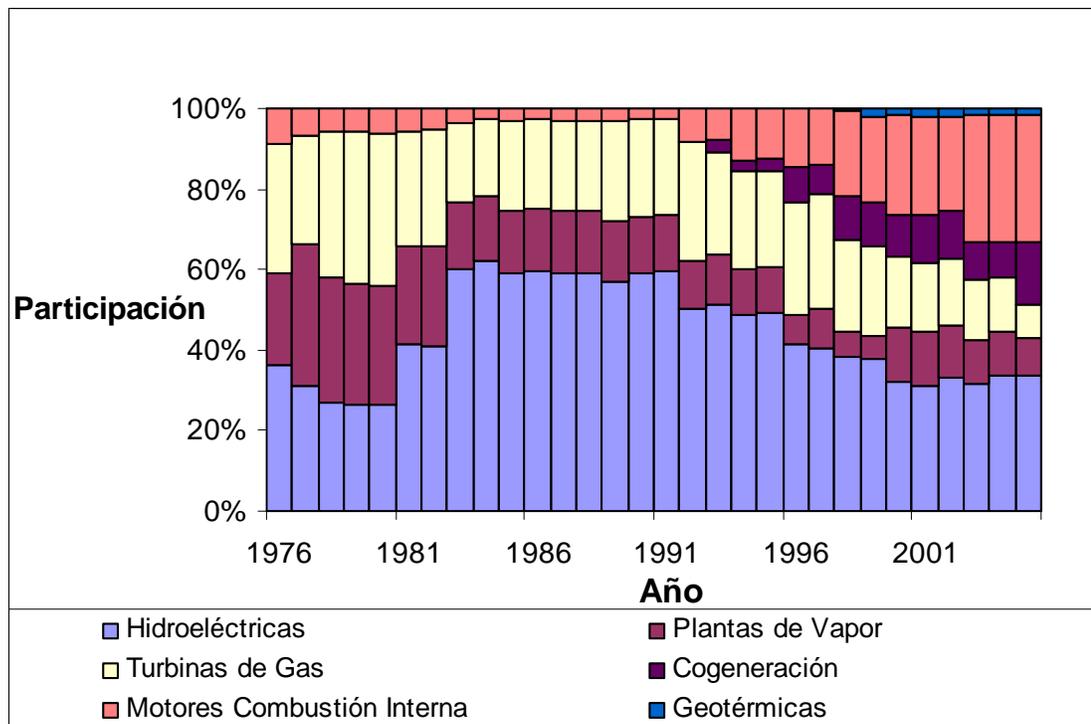
Figura 10. Capacidad instalada en el SNI



Elaboración propia con fuente de datos Informes Estadísticos INDE y AMM

En 1976 se tenía un total de 276.50 MW instalados de los cuales 101 MW instalados de plantas Hidroeléctricas que eran 36.5% del total, 63 MW de plantas de vapor que eran 22.8% del total, 87.50 MW de plantas de turbina de gas que eran el 31.6% de total y 9.1% en plantas de generación por medio de motores de combustión interna. Durante los siguientes años la capacidad instalada fue aumentando en cada tipo de generación hasta llegar al año 2005 que tiene en total de capacidad instalada de 2076.2 MW de los cuales el 33.7% son de hidroeléctricas, 9.2% plantas de vapor, 8.3% plantas de turbina de gas, 15.6 % de cogeneradores, 31.7% motores de combustión y 1.4% de plantas geotérmicas. La siguiente figura 11 muestra la evolución en la participación de la capacidad instalada de cada uno de los tipos de generación.

Figura 11. Evolución de la participación de los tipos de generación



Elaboración propia con fuente de datos Informes Estadísticos INDE y AMM

Tabla VII. Capacidad instalada y efectiva en el SNI

PLANTAS GENERADORAS	UNIDADES	POTENCIA 2005		FECHA DE INSTALACIÓN	UBICACIÓN	
		DE PLACA MW	EFFECTIVA MW		MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL		2076.2	1795.1			
HIDROELÉCTRICAS		700.0	650.3			
CHIXOY	5	300.0	275.0	Noviembre/1983	San Cristóbal	Alta Verapaz
AGUACAPA	3	90.0	80.0	Febrero/1982	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa
JURÚN MARINALÁ	3	60.0	60.0	Febrero/1970	Palín	Escuintla
RENACE	3	63.0	60.0	Marzo/2004		Alta Verapaz
EL CANADÁ	2	48.1	47.4	Noviembre/2003	Zunil	Quezaltenango
LAS VACAS	1	45.7	43.5	Mayo/2002	Chinautla	Guatemala
SECACAO	1	16.5	15.0	Julio/1998	Senahú	Alta Verapaz
ESCLAVOS	2	14.0	14.0	Agosto/1966	Cuilapa	Santa Rosa
PASABIEN		12.8	12.3	Junio/1905	Río Hondo	Zacapa
MATANZAS	1	12.0	11.7	Julio/2002	San Jerónimo	Baja Verapaz
RÍO BOBOS	1	10.0	10.0	Agosto/1995	Quebradas, Morales	Izabal
POZA VERDE	2	8.4	8.0	Junio/2005	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa
SISTEMA MICHATOYA (El Salt)	5	6.7	1.0	Octubre/1927	Escuintla	Escuintla
SANTA MARÍA	3	6.0	6.0	Junio/1966	Zunil	Quezaltenango
SAN ISIDRO	2	3.9	3.9	Julio/2002	San Jerónimo	Baja Verapaz
EL PORVENIR	1	2.3	2.0	Septiembre/1968	San Pablo	San Marcos
CHICHAIC	2	0.6	0.5	Julio/1979	Cobán	Alta Verapaz
TURBINAS DE VAPOR		192.0	132.0			
SAN JOSÉ	1	139.0	132.0	Enero/2000	Masagua	Escuintla
ESC.VAPOR 2	1	53.0	0.0	Abril/1977	Escuintla	Escuintla
TURBINAS DE GAS		171.9	109.9			
ESC.GAS 3	1	25.0	17.0	Agosto/1976	Escuintla	Escuintla
ESC.GAS 4	1	25.0	0.0	Agosto/1976	Escuintla	Escuintla
ESC.GAS 5	1	41.9	15.0	Noviembre/1985	Escuintla	Escuintla
TAMPA	2	80.0	77.9	1995	Escuintla	Escuintla
MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA		658.5	621.1			
ARIZONA	10	165.0	150.0	Abril/Mayo 2003	San José	Escuintla
LA ESPERANZA	7	130.0	127.0	Mayo/2000	Puerto Quetzal	Escuintla
PQPC	20	117.0	112.0	1993	Puerto Quetzal	Escuintla
LAS PALMAS	5	66.8	65.0	Septiembre/1998	Escuintla	Escuintla
SIDEGUA	10	44.0	38.2	1995	Escuintla	Escuintla
GENOR	2	46.2	41.0	Octubre/1998	Puerto Barrios	Izabal
GENERADORA PROGRESO	1	22.0	20.4	1993	Sanarate	El Progreso
LAGOTEX	3	30.0	30.0	1996	Amatitlán	Guatemala
AMATEX	2	22.5	22.5	2003	Amatitlán	Guatemala
ELECTROGENERACIÓN	2	15.0	15.0	Noviembre/2003	Amatitlán	Guatemala
INGENIOS AZUCAREROS		324.8	255.3	1992 - 1996	Varios	Escuintla
PANTALEÓN		38.5	38.5		Santa Lucia Cotz	Escuintla
SANTA ANA		33.8	33.8		Masagua	Escuintla
LA UNIÓN		68.5	40.0	Julio/1995	Santa Lucia Cotz	Escuintla
CONCEPCIÓN		27.5	27.5		Escuintla	Escuintla
MADRE TIERRA		37.0	22.0	Enero/1996	Santa Lucia Cotz	Escuintla
MAGDALENA		100.0	80.0	Abril/1994	La Democracia	Escuintla
TULULA		17.5	11.5	Enero/2001	San Andrés Villa Seca	Retalhuleu
San Diego		2.0	2.0		Escuintla	Escuintla
GEOTÉRMICA		29.0	26.5			
ZUNIL	1	24.0	22.0	Agosto/1999	Zunil	Quezaltenango
CALDERAS	1	5.0	4.5	Diciembre/2002	San Vicente Pacaya	Guatemala

La tabla VII muestra las plantas instaladas hasta el año 2005 y la tabla VIII muestra la capacidad instalada en el sistema aislado de Petén.

Tabla VIII. Capacidad instalada y efectiva en el sistema aislado de Petén

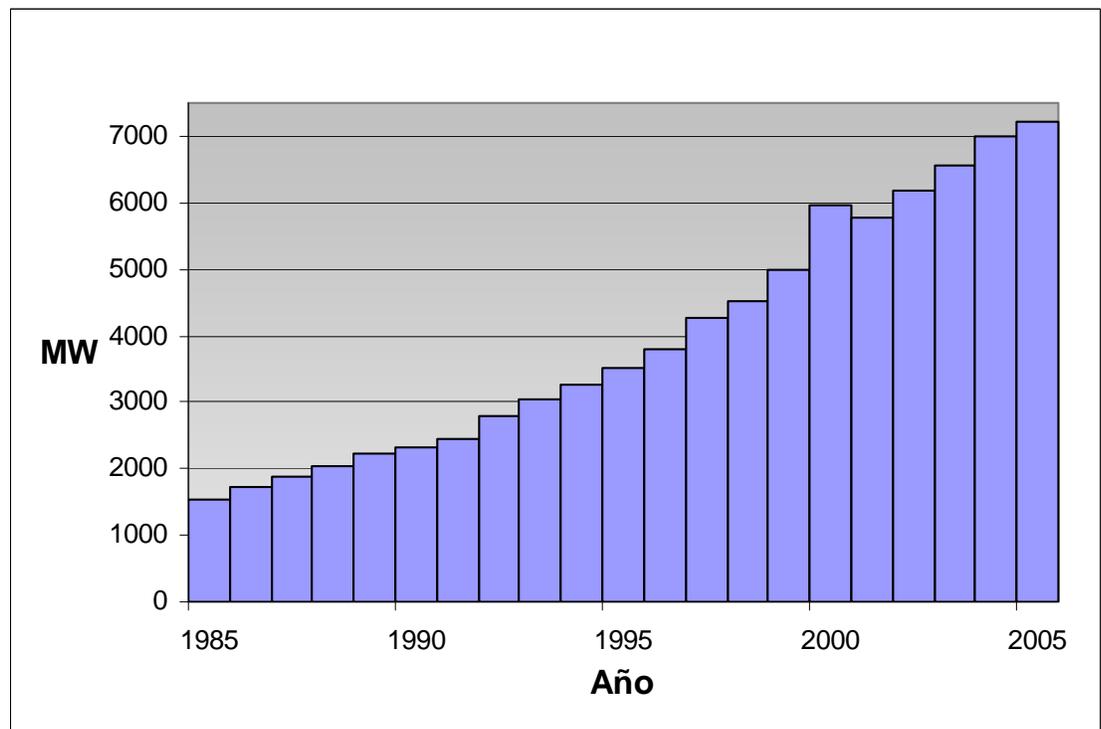
Planta Generadora	POTENCIA 2005	
	DE PLACA MW	EFFECTIVA MW
INTECSA	10.9	8
COELSI	4	4
ELECTROGENERACIÓN	13.2	12
Total	28.1	24

2.3.2 Generación de energía eléctrica

La generación bruta en el Sistema Nacional Interconectado a partir de 1986 hasta 1995 fue esencialmente generación por medio de hidroeléctricas, gracias a la gran capacidad instalada en la Planta Chixoy. Durante estos años se generó energía eléctrica en más del 50 % para el SNI por medio de las hidroeléctricas instaladas hasta esa fecha. A partir de 1993 con la instalación de la planta de generación ENRON por medio de motores de combustión interna empieza a ser la generación de hidroeléctricas menor del 60 % del total de generación de cada uno de los años siguientes. La participación de la generación hidráulica ha continuado su descenso hasta la fecha que es solo el 40 % del total de la generación para el SNI. En cambio la generación por medio de motores de combustión interna ha aumentado su participación con el ingreso desde 1993 de plantas como la de ENRON, Las Palmas, Genor, Arizona, Lagotex. Otro tipo de generación que tiene una participación grande es la generación por medio de las plantas de vapor.

A partir de 1994 se inicio el aumento en su participación con el ingreso de las plantas de cogeneración de los Ingenios, el aumento sustancial se dio en este tipo de generación por vapor con la instalación de la planta San José, la siguiente figura 12 muestra el crecimiento y el comportamiento de la generación total bruta en el SNI.

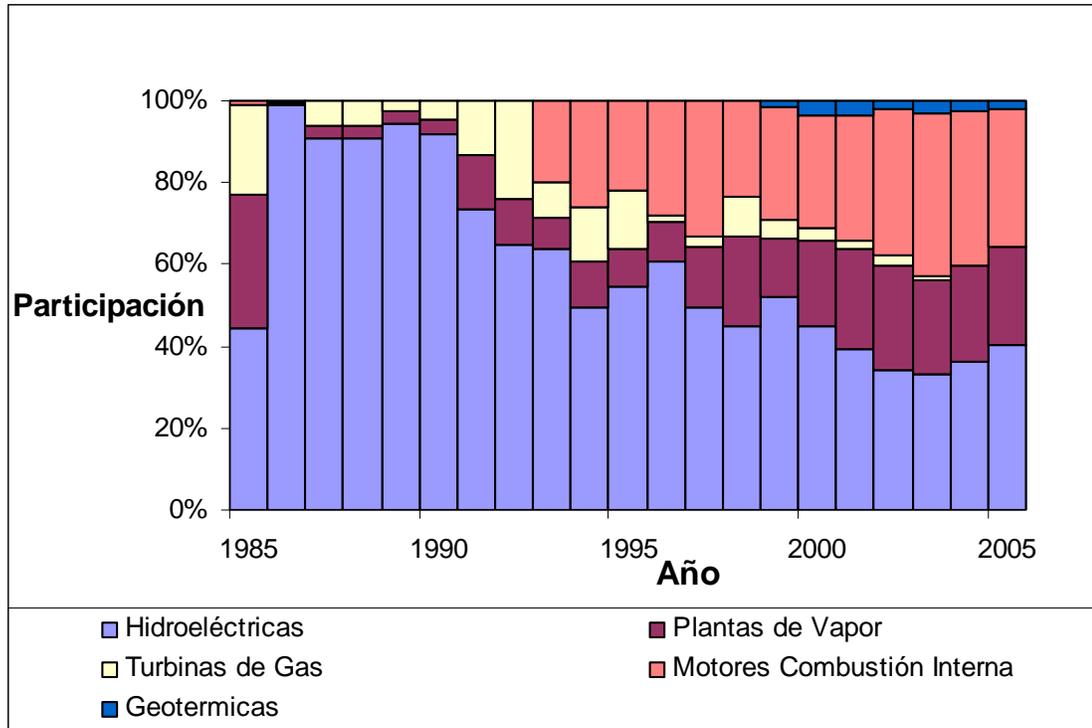
Figura 12. Generación bruta en el SNI



Elaboración propia con fuente de datos Informes Estadísticos INDE y AMM

Desde 1998 hay participación en la generación total del SNI por medio de Geotérmicas, con la instalación de la planta Calderas, luego se instaló la planta Zunil en 1999, la figura 13 muestra la evolución en la participación en la generación bruta del SNI de cada uno de los tipos de generación.

Figura 13. Evolución de la participación en la generación bruta en el SNI



Elaboración propia con fuente de datos Informes Estadísticos INDE y AMM

2.3.3 Descripción del sistema de transmisión nacional

El Sistema Nacional de Transporte está formado por tres empresas las cuales son La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE), la empresa Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC) y Duke Energy International Trasmisión Guatemala Limitada. La empresa que es mayoritariamente propietaria de la red de transporte es ETCEE del INDE. El sistema de transmisión Nacional Interconectado está formado por tres áreas definidas como sistema central, sistema occidental y sistema oriental.

Además existe el sistema asilado de Petén. Este sistema aislado y todo el Sistema Nacional Interconectado forman el conjunto el total del Sistema de Transmisión Nacional. El sistema nacional de transmisión es integrado por las líneas de transmisión de 230, 138 y 69 KV, y las diferentes subestaciones. La red principal del sistema de transmisión nacional es la red de 230 kV y a esta red se conectan las principales centrales de generación del país ubicada en diferentes lugares del país. Al sistema de transmisión de las líneas de 230 kV se conectan las Centrales Generadoras como Arizona, Las Palmas, Sidegua, Tampa, San José Power, Puerto Quetzal Power (ENRON), Escuintla Vapor 2 y las Hidroeléctricas Chixoy, Aguacapa. La siguiente tabla IX muestra las diferentes líneas de 230 kV instaladas y funcionando en el país.

Tabla IX. Líneas de transmisión de 230 kV en el SNI

Propietaria de la línea	Inicio		Final		Longitud (km)
	Subestación	Ubicación Dept.	Subestación	Ubicación Dept.	
ETCEE	Aguacapa	Santa Rosa	San Joaquin	Escuintla	18.6
	Escuintla 2	Escuintla	Escuintla 1	Escuintla	0.4
	Escuintla 2 (2)	Escuintla	Escuintla 1(2)	Escuintla	0.4
	Escuintla 2	Escuintla	San Joaquin	Escuintla	5
	Escuintla 1	Escuintla	Guate Sur	Guatemala	44
	Escuintla 1(2)	Escuintla	Guate Sur (2)	Guatemala	44
	Escuintla 1	Escuintla	Los Brillantes	Retalhuleu	99
	Los Brillantes	Retalhuleu	La Esperanza	Quetzaltenango	40.3
	Chixoy	Alta Verapaz	Tactic	Alta Verapaz	42
	Chixoy (2)	Alta Verapaz	Tactic (2)	Alta Verapaz	42
	Guate Norte	Guatemala	Tactic	Alta Verapaz	84
	Guate Norte (2)	Guatemala	Tactic (2)	Alta Verapaz	84
	Guate Norte	Guatemala	Guate Sur	Escuintla	30
	Guate Este	Guatemala	Guate Sur	Escuintla	15
	Guate Este	Guatemala	Guate Norte	Escuintla	15.5
	Guate Este	Guatemala	Ahuachapán	El Salvador	112.6
	TRELEC	Escuintla 2	Escuintla	Barcazas	Escuintla
Escuintla 2		Escuintla	Carbonera	Escuintla	19.045
DUKE ENERGY	Arizona	Escuintla	San Joaquin	Escuintla	32.18

Elaboración propia con fuente de datos del Ministerio de Energía y Minas.

La red de líneas de 138 kV del sistema de transmisión nacional se muestra en la siguiente tabla X. La empresa ETCEE es la única que posee líneas de transmisión de 138 kV. A esta red de transmisión se conectan las centrales de generación siguientes: Escuintla Gas 4 y Gas 5, y las Hidroeléctrica Jurún Marinalá y Palín. La red de líneas de 69 kV del sistema de transmisión nacional se resume en la tabla XI. A esta red de Líneas de transmisión se conectan las centrales de generación siguientes: Zunil, Canada, Santa María, El Porvenir, El Jocote, Textiles de Amatitlán, Stewart & Stevenson, Calderas, Las Vacas, El Salto, Los Esclavos, Poza Verde, Pasabien, Secacao, Matanzas, San Isidro, Renace, Río Bobos, Chichac y Genor, además de las centrales generadoras de los Ingenios Azucareros como: El Pilar, Tzulá, Santa Ana, Magdalena, La Unión, Madre Tierra, San Diego, Pantaleón y Concepción

Tabla X. Líneas de transmisión de 138 kV en el SNI

Propietaria de la línea	Inicio		Final		Longitud (km)
	Subestación	Ubicación Dept.	Subestación	Ubicación Dept.	
ETCEE	Guate Sur (2)	Guatemala	Marinalá (2)	Escuintla	32.4
	Guate Sur	Guatemala	Palín 2	Escuintla	24.4
	Marinalá	Escuintla	Palín 2	Escuintla	8
	Palín 2	Escuintla	Palín Planta	Escuintla	0.2
	Escuintla 1	Escuintla	Marinalá	Escuintla	14
	Escuintla 1	Escuintla	Chiquimulilla	Santa Rosa	58.5
	Chiquimulilla	Santa Rosa	Jalpatagua	Jutiapa	40
	Progreso	Jutiapa	Moyuta	Jutiapa	40
	Progreso	Jutiapa	Ipala	Chiquimula	39
	Ipala	Chiquimula	Río Grande	Chiquimula	15

Tabla XI. Líneas de transmisión de 69 kV en el SNI

Propietaria de la línea	Cantidad total de líneas	Longitud total de las líneas (km)
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica	83	2009.7
Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A.	26	626.5

Las siguientes tablas XII, XIII y XIV muestran datos actualizados hasta junio de 2006 de las diferentes subestaciones del sistema de transmisión en los voltajes de primario de 230, 138 y 69 kV.

Tabla XII. Subestaciones del sistema de transmisión de 230 kV

Subestación	Departamento	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	Capacidad MVA	Inicio de Operación
Guate Sur B3	Guatemala	230	69	150	1979
Escuintla T2	Escuintla	230	69	100	1980
Guate Norte B2	Guatemala	230	69	150	1982
Guate Norte B3	Guatemala	230	69	150	1982
Los Brillantes B1	Retalhuleu	230	69	28	1991
Guate Este B1	Guatemala	230	69	195	1997
Tactic	Alta Verapaz	230	69	2.5	2000
La Esperanza	Quetzaltenango	230	69	150	2000
Guate Sur B4	Guatemala	230	69	100	2001
Escuintla T1	Escuintla	230	138	150	2001

Tabla XIII. Subestaciones del sistema de transmisión de 138 kV

Subestación	Departamento	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	Capacidad MVA	Inicio de Operación
Guate Sur B1	Guatemala	138	69	75	1969
Guate Sur B2	Guatemala	138	69	75	1969
Progreso T2	Jutiapa	138	13.8	30	1970
Progreso T1	Jutiapa	138	69	7	1972
Chiquimulilla	Santa Rosa	138	13.8	3.5	1998
Moyuta	Jutiapa	138	13.8	14	2000
Ipala	Chiquimula	138	13.8	14	2002
Rio Grande	Chiquimula	138	69	42	2002

Tabla XIV. Subestaciones del sistema de transmisión de 69 kV

Subestación	Departamento	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	Capacidad MVA	Inicio de Operación
Cocales	Suchitepéquez	69	13.8	7	1970
San Julián	Alta Verapaz	69	13.2	7	1970
Coban	Alta Verapaz	69	34.5	14	1970
Retalhuleu	Retalhuleu	69	2.4	7	1970
Sanarate	El Progreso	69	13.8	7	1970
Santa María	Quetzaltenango	69	13.8	1.5	1970
Huehuetenango	Huehuetenango	69	13.8	22	1974
Totonicapán	Totonicapán	69	13.8	14	1974
Retalhuleu	Retalhuleu	69	13.8	150	1974
Chimaltenango	Chimaltenango	69	34.5	28	1974
Progreso	Jutiapa	69	13.8	41	1974
Pologua	Huehuetenango	69	13.8	14	1974
Quezaltepeque	Chiquimula	69	13.8	2	1974
El Rancho	El Progreso	69	13.8	7	1974
El Rancho	El Progreso	69	34.5	14	1974
Zacapa	Zacapa	69	13.8	7	1974
La Noria	Escuintla	69	13.8	14	1981
La Esperanza	Quetzaltenango	69	13.8	28	1982
Malacatán	San Marcos	69	13.2	14	1988
Coban	Alta Verapaz	69	13.8	14	1988
Quiché	Quiché	69	13.8	14	1988
Chimaltenango	Chimaltenango	69	34.5	14	1988
Cocales	Suchitepéquez	69	34.5	7	1989
La Noria	Escuintla	69	34.5	7	1989
Quiché	Quiché	69	13.8	14	1992
Pastoría	Santa Rosa	69	13.8	14	1992
Quetzaltenango	Quetzaltenango	69	13.8	28	1992
Esclavos	Santa Rosa	69	13.8	7	1993
Santa Elena	Baja Verapaz	69	13.8	3	1994
Huehuetenango	Huehuetenango	69	34.5	28	1995
La Esperanza	Quetzaltenango	69	34.5	150	1995
Sololá	Sololá	69	34.5	14	1995
Panaluya	Zacapa	69	34.5	28	1995
Puerto Barrios	Izabal	69	13.8	28	1998
Coatepeque	Quetzaltenango	69	13.8	50	1998
San Sebastián	Retalhuleu	69	13.8	28	1998
La Ruidosa	Izabal	69	34.5	14	1998
Sanarate	El Progreso	69	34.5	7	1998
San Marcos	San Marcos	69	13.8	14	1999
Salamá	Baja Verapaz	69	13.8	14	1999
Quezaltepeque	Chiquimula	69	34.5	28	1999
Jalapa	Jalapa	69	34.5	14	2000
Melendrez	San Marcos	69	13.8	28	2000
El Estor	Izabal	69	13.8	28	2000
San Rafael	Jalapa	69	34.5	14	2000
Chisec	Alta Verapaz	69	34.5	14	2000
Playa Grande	Quiché	69	34.5	14	2000
Poptún	Petén	69	34.5	14	2000
Rio Dulce	Izabal	69	34.5	14	2000
Mayuelas	Zacapa	69	34.5	14	2000
Champerico	Retalhuleu	69	13.8	14	2000
Ixtahuacán	Huehuetenango	69	13.8	14	2000
La Máquina	Suchitepéquez	69	13.8	7	2000
Tacaná	San Marcos	69	34.5	14	2000
Tejutla	San Marcos	69	13.8	14	2000
Chiquimula	Chiquimula	69	34.5	28	2002
Mazatenango	Suchitepéquez	69	13.8	28	2005
El Jicaro	Jutiapa	69	13.8	6.25	
Panaluya	Zacapa	69	13.8	14	
Playa Grande	Quiché	34.5	13.8	1.9	

En la tabla XV se puede ver las cantidades totales del sistema de distribución, número de líneas, longitud total de las líneas y el total de subestaciones de distribución en sus diferentes voltajes de transformación.

Tabla XV. Totales del sistema de distribución

	Capacidad instalada en subestaciones de distribución			Longitud de líneas de subtransmisión y distribución (km)		
	69/34.5	69/13.8	34.5/13.8	34.5 KV	13.8 KV	120/240 V
DEOCSA	10		21.1	3957	11199	14247
DEORSA			32.2	4299	6870	10499
EEGSA		941		0	6509	6139
Total	10	941	53.3	8256	24578	30885

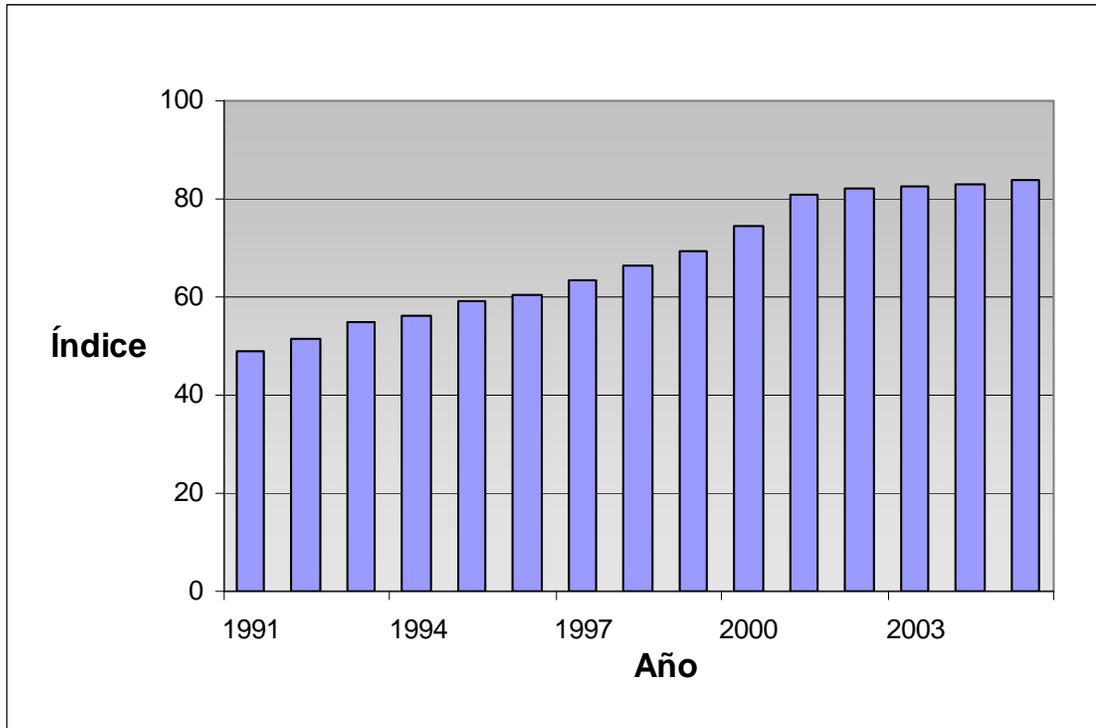
2.3.4 Índice de electrificación

El índice de electrificación se define como el cociente entre el número de viviendas con servicio eléctrico y el total de viviendas en el país. Este índice muestra el grado de cobertura del servicio eléctrico de Guatemala. El índice de electrificación nacional ha ido en aumento sustancial desde 1991 hasta 2001, el crecimiento del índice se ha estabilizado durante los últimos años aumentando uno punto por año. La siguiente tabla XVI muestra los valores del índice de electrificación para cada uno de los años desde 1991 hasta 2005 y la siguiente figura 14 muestra la evolución del índice de electrificación en el país.

Tabla XVI. Índice de electrificación

Año	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Índice	49	52	55	56	59	60	64	66	69	74	81	82	83	83	84

Figura 14. Índice de electrificación



Elaboración propia con fuente de datos del Ministerio de Energía y Minas

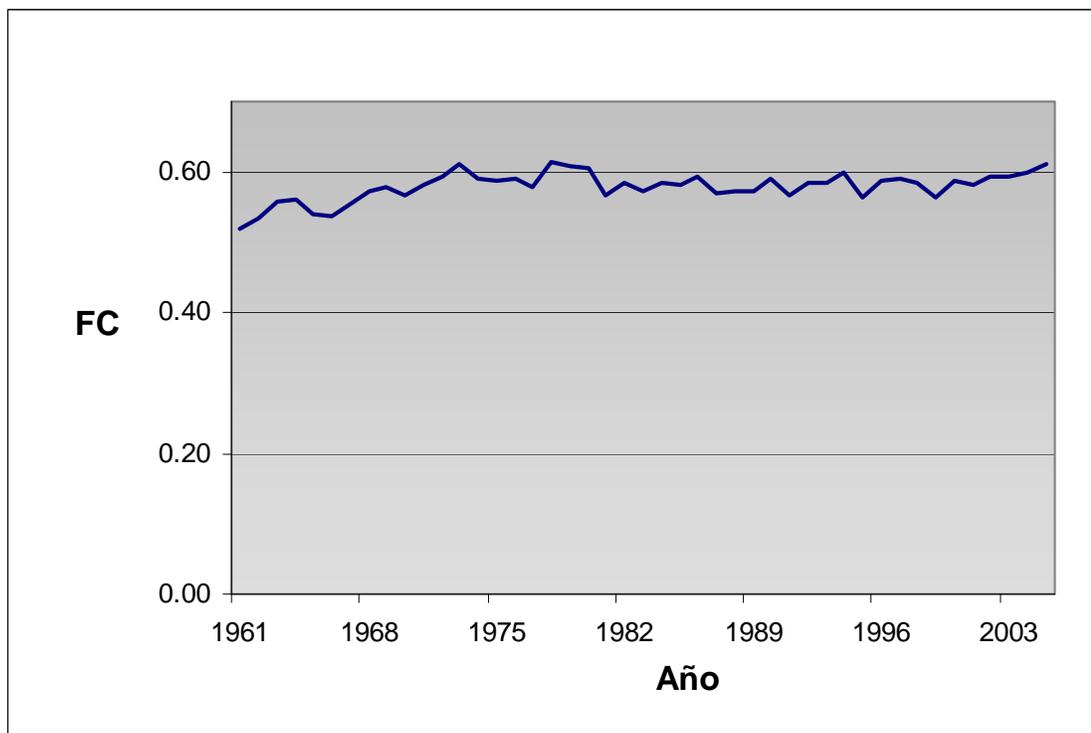
2.3.5 Factor de carga

El factor de carga del SNI define la relación entre la energía total de anual dividida la cantidad total de horas en un año, este resultado dividido entre la potencia máxima durante este período de un año.

$$fc = \frac{(\text{Energía Total anual} / \text{horas al año})}{\text{PotenciaMaxima(al año)}} = \frac{\text{PotenciaPromedio}}{\text{PotenciaMaxima(al año)}}$$

El factor de carga nos indica como se hace uso de los recursos de dentro del SNI en este caso de las plantas de generación de energía eléctrica. Ya que nos indica que porcentaje de potencia máxima es utilizado en promedio durante un año o cual es el porcentaje de la energía total anual producida en relación con la capacidad máxima de energía que puede producir operando el sistema a potencia máxima. La siguiente figura 15 muestra el comportamiento del factor de carga para el SNI y se observa que se utiliza el 59 % en promedio de la capacidad máxima de generación desde 1970 hasta 2005.

Figura 15. Factor de carga



Elaboración propia con fuente de datos Informes Estadísticos INDE y AMM

2.3.6 Descripción de la operación de las diferentes formas de generación, en subsector eléctrico del país

En el país existen diferentes tipos de centrales eléctricas. Las centrales reciben el nombre genérico de acuerdo a la energía primaria utilizada: térmicas, hidráulicas o hidroeléctricas, eólicas, geotérmicas, etc. Según el servicio y uso que se da en la red Transmisión de las centrales se clasifican en:

- a) Centrales de base o centrales principales: Son las que están destinadas a suministrar energía eléctrica de manera continua. Estas son de gran potencia y utilizan generalmente como maquinas motrices las turbinas de vapor, turbinas de gas y turbinas hidráulicas.
- b) Centrales de punta: Proyectadas para cubrir demandas de energía en las horas punta. En dichas horas punta, se ponen en marcha y trabajan en paralelo con la central principal.
- c) Centrales de reserva: Tienen por objetivo reemplazar las centrales de base en caso de avería o reparación. No deben confundirse con las centrales de puntas, ya que el funcionamiento de las centrales de puntas es periódico (es decir, todos los días a ciertas horas) mientras que el de las centrales de reserva es intermitente.

Las principales centrales eléctricas son esencialmente instalaciones que emplean en determinada cantidad una fuente de energía primaria limitada en el planeta (carbón, fuel y gas) o que su utilización causa un impacto ambiental importante en el medio ambiente de sus alrededores (hidroeléctricas, geotérmicas)

2.3.7 Interconexiones con otros países

El sistema que ha funcionado y sigue funcionando es la interconexión con El Salvador. Entre el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala y la empresa CEL de EL Salvador. A través de esta interconexión se ha exportado e importado energía eléctrica desde el año 1986 hasta la fecha. Las Subestaciones de esta interconexión son Guate-Este en Guatemala y Aguachapán en El Salvador. La capacidad de transferencias a través de la línea hacia El Salvador es 50 MW, esta interconexión existente con El Salvador ha sido muy útil para apoyo mutuo en emergencias y para intercambiar excedentes de energía, básicamente hidráulica.

Existen desde 1987 existe el proyecto de interconexión con Centroamérica llamado SIEPAC que es el Sistema Eléctrico de Interconexión para los Países de América Central impulsado en sus inicios por las seis empresas eléctricas centroaméricas (todas estatales). En 1996 se constituyó la Empresa Propietaria de la RED (EPR), con el nombre comercial Empresa Propietaria de la Línea de Transmisión Eléctrica S.A. La Empresa Propietaria de la Red tiene a su cargo desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener dicha línea transmisión. En 2001 se integra como séptimo socio a la EPR la empresa ENDESA de España. El proyecto SIEPAC prevé la conexión de Belice al sistema eléctrico de Guatemala, integrando el Sistema Eléctrico Beliceño con el Mercado Eléctrico Centroamericano. También existe el proyecto de interconexión de Guatemala con México. El Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (INDE) y la Comisión Federal de Electricidad de México han definido el proyecto a fin de desarrollar una interconexión a 400 kV entre ambos países.

3 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL PAÍS

3.1 Metodología

Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia se emplean modelos econométricos que permiten obtener una mejor aproximación a lo que puede suceder en el mediano y largo plazo con las variables de demandas. La metodología parte del hecho que la Demanda de energía del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala es igual a la generación total bruta de todos los generadores conectados al SNI sumando la cantidad total de energía importada menos la cantidad total de energía exportada a través del SNI. En dicha demanda están incluidas las pérdidas por transmisión y distribución.

Para la obtención de la proyección de Demanda de energía eléctrica y Demanda de máxima potencia en el mediano y largo plazo se analiza el comportamiento de las series de las demandas anuales con respecto a diferentes variables como Producto Interno Bruto Nacional y al tamaño de la Población, esto con la finalidad de identificar la forma en que estas variables pueden explicar de una manera apropiada el comportamiento de las Demandas de energía y de máxima potencia anual.

Luego se realizará un pronóstico de la demanda de energía y máxima potencia para el mediano y largo plazo por medio de modelos econométricos utilizando la posible evolución de las variables explicativas.

Cuando se han obtenido las proyecciones anuales de Demanda de energía y Demanda de máxima potencia para todo el horizonte de pronóstico. Se deben de tomar en cuenta las posibles incorporaciones de carga al SNI como futuras interconexiones con otros países o la interconexión con el sistema aislado de Petén, para obtener la proyección final en el horizonte definido de la Demandas de energía anual y Demanda de máxima potencia anual.

3.2 Análisis de la determinación de los modelos de la Demanda de energía eléctrica anual y Demanda de máxima de potencia anual por parte de las variables económicas

El objetivo de este análisis es investigar la forma en que las variables del PIB y el crecimiento poblacional influyen en la determinación de la Demanda de energía eléctrica anual y de máxima potencia anual en el Sistema Nacional Interconectado.

3.2.1 Determinación del modelo para la Demanda de energía eléctrica anual

Para la Demanda de energía eléctrica anual en el SNI de Guatemala se analizó el siguiente modelo:

$$\begin{aligned} \mathbf{LN(Energía)}_t = & \alpha_0 + \alpha_1 \mathbf{LN(Producto)}_t + \alpha_2 \mathbf{LN(Población)}_t \\ & + \alpha_3 \mathbf{LN(Energía)}_{t-1} + \alpha_4 \mathbf{LN(Producto)}_{t-1} \\ & + \alpha_5 \mathbf{LN(Población)}_{t-1} + \mathbf{u}_t \end{aligned}$$

Energía = Demanda de Energia anual en GWh

Producto = Producto Interno Bruto en millones de Quetzales a precios de 1958

Población = Numero de Habitantes en Guatemala en cada año de acuerdo al INE

ui = termino de error

Rescribiendo la ecuación:

$$\mathbf{E}_t = \alpha_0 + \alpha_1 \mathbf{P}_t + \alpha_2 \mathbf{H}_t + \alpha_3 \mathbf{E}_{t-1} + \alpha_4 \mathbf{P}_{t-1} + \alpha_5 \mathbf{H}_{t-1} + \mathbf{u}_t$$

$\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$ y α_5 son los coeficientes de las variables regresoras

$E = \mathbf{LN(Energía)}$ = Logaritmo Natural de la Demanda de Energía Eléctrica

$P = \mathbf{LN(Producto)}$ = Logaritmo Natural del Producto Interno Bruto

$H = \mathbf{LN(Población)}$ = Logaritmo Natural del numero de Habitantes

E_{t-1} = Primer Rezago del Logaritmo Natural de la Demanda de Energía Eléctrica

P_{t-1} = Primer Rezago del Logaritmo Natural del Producto Interno Bruto.

H_{t-1} = Primer Rezago del Logaritmo Natural del numero de Habitantes

Se planteó este modelo inicial tomando en cuenta que el producto Interno bruto ejerce influencia sobre la demanda de energía eléctrica anual del país, pero además tomamos en cuenta que el valor del PIB un período atrás también influye. Además que el crecimiento en la población por lo tanto el aumento en el número de habitantes influye en la demanda de energía eléctrica anual, pero también se espera que el tamaño de la población un período atrás influya sobre la demanda presente. Y la misma demanda de energía un período atrás.

Al realizar la regresión por mínimos cuadrados que relaciona la demanda de energía eléctrica anual de Guatemala en GWH con el producto interior bruto generado por Guatemala durante el período de 1961 a 2005 y el número de habitantes o sea la población total de Guatemala en el mismo período. Los resultados de la regresión se muestran en la siguiente tabla XVII. En la cual se observa que el coeficiente de la variable P es de 1.259187 lo que se interpreta que el aumento del 1% en el PIB aumenta la demanda de energía en 1.259 %, el coeficiente de la variable H fue de -0.982612 lo que significa que con el aumento de 1% en el tamaño de la población la demanda anual disminuye en 0.982 % resultado que no se esperaba, el coeficiente del término del primer rezago del logaritmo de la demanda de energía fue 0.685948 el cual nos indica que el aumento en 1% en la demanda de energía eléctrica un período atrás provoca que la demanda de energía actual aumente en un 0.686 %, el término del primer rezago del logaritmo del PIB fue de -1.037548 lo que nos indica que al aumento en 1% de PIB en el período pasado provoca una disminución en 1.038 % en la demanda de energía actual y por último el coeficiente del término del primer rezago del logaritmo del tamaño de la población fue 1.603411 lo que indica que un aumento en 1 % que se dio en el tamaño de la población un año anterior provoca un aumento del 1.60 % en la demanda de energía actual.

El modelo resulta ser globalmente significativo al 95% de nivel de confianza y afirmamos la variación de la demanda de energía es explicada por las variables P, H, E_{t-1} , P_{t-1} y H_{t-1} en un 99.91%. Esta regresión de mínimos cuadrados se puede observar en la siguiente tabla XVII.

Tabla XVII. Regresión del modelo inicial de Demanda de energía

Dependent Variable: E Method: Least Squares Sample(adjusted): 1962 2005 Included observations: 44 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-9.239911	3.287008	-2.811040	0.0078
P	1.259187	0.267458	4.707986	0.0000
H	-0.982612	4.459576	-0.220338	0.8268
E(-1)	0.685948	0.129210	5.308790	0.0000
P(-1)	-1.037548	0.186871	-5.552227	0.0000
H(-1)	1.603411	4.423247	0.362496	0.7190
R-squared	0.999223	Mean dependent var	7.330583	
Adjusted R-squared	0.999121	S.D. dependent var	0.952537	
S.E. of regression	0.028238	Akaike info criterion	-4.170164	
Sum squared resid	0.030301	Schwarz criterion	-3.926866	
Log likelihood	97.74361	F-statistic	9778.076	
Durbin-Watson stat	2.065929	Prob(F-statistic)	0.000000	

Al observar la regresión anterior se nota que la variable H_t (logaritmo de la Población) y la variable H_{t-1} (primer rezado del logaritmo de la Población) son variables que no son estadísticamente significativas al 95 % de confianza. Por lo tanto se realiza el modelo una vez solo sin H_t , otra vez solo sin H_{t-1} y una última sin las dos. Si se excluye una de las dos variables la otra se vuelve significativa al 95 % de confianza y cuando se excluyen las dos el modelo mantiene la significancia en las otras variables. Las siguientes tablas XVIII, XIX y XX muestran los resultados de estas tres regresiones. Para decidir si dejar una de las variables H_t y H_{t-1} , o quitar las dos se debe observar el criterio Schwarz.

Tabla XVIII. Regresión del modelo inicial de Demanda de energía sin H_t

Redundant Variables: H				
F-statistic	0.048549	Probability	0.826788	
Log likelihood ratio	0.056178	Probability	0.812641	
Test Equation:				
Dependent Variable: E				
Method: Least Squares				
Sample: 1962 2005				
Included observations: 44				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-9.412396	3.153248	-2.984985	0.0049
P	1.261839	0.263907	4.781377	0.0000
E(-1)	0.682436	0.126649	5.388391	0.0000
P(-1)	-1.036138	0.184469	-5.616874	0.0000
H(-1)	0.629729	0.190390	3.307577	0.0020
R-squared	0.999222	Mean dependent var	7.330583	
Adjusted R-squared	0.999143	S.D. dependent var	0.952537	
S.E. of regression	0.027892	Akaike info criterion	-4.214342	
Sum squared resid	0.030340	Schwarz criterion	-4.011593	
Log likelihood	97.71552	F-statistic	12528.22	
Durbin-Watson stat	2.061808	Prob(F-statistic)	0.000000	

Tabla XIX. Regresión del modelo inicial de Demanda de energía sin H_{t-1}

Redundant Variables: H(-1)				
F-statistic	0.131404	Probability	0.718990	
Log likelihood ratio	0.151889	Probability	0.696737	
Test Equation:				
Dependent Variable: E				
Method: Least Squares				
Sample: 1962 2005				
Included observations: 44				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-9.473581	3.187086	-2.972490	0.0050
P	1.261001	0.264416	4.769002	0.0000
H	0.632432	0.192162	3.291132	0.0021
E(-1)	0.682044	0.127318	5.356998	0.0000
P(-1)	-1.034594	0.184602	-5.604453	0.0000
R-squared	0.999221	Mean dependent var	7.330583	
Adjusted R-squared	0.999141	S.D. dependent var	0.952537	
S.E. of regression	0.027922	Akaike info criterion	-4.212167	
Sum squared resid	0.030406	Schwarz criterion	-4.009418	
Log likelihood	97.66767	F-statistic	12500.98	
Durbin-Watson stat	2.057436	Prob(F-statistic)	0.000000	

Tabla XX. Regresión modelo inicial de Demanda de energía sin H_t ni H_{t-1}

Redundant Variables: H H(-1)				
F-statistic	5.360859	Probability	0.008895	
Log likelihood ratio	10.93570	Probability	0.004220	
Test Equation:				
Dependent Variable: E				
Method: Least Squares				
Sample: 1962 2005				
Included observations: 44				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.893240	0.541632	1.649164	0.1069
P	0.735273	0.235184	3.126374	0.0033
E(-1)	1.068854	0.054640	19.56192	0.0000
P(-1)	-0.904438	0.201260	-4.493882	0.0001
R-squared	0.999004	Mean dependent var	7.330583	
Adjusted R-squared	0.998930	S.D. dependent var	0.952537	
S.E. of regression	0.031165	Akaike info criterion	-4.012534	
Sum squared resid	0.038850	Schwarz criterion	-3.850335	
Log likelihood	92.27576	F-statistic	13376.56	
Durbin-Watson stat	1.938956	Prob(F-statistic)	0.000000	

El criterio de Schwarz penaliza el grado de inclusión de nuevos regresores en el modelo, por lo tanto el que presenta menor valor es el que se elige. Por lo tanto el mejor modelo es el inicial sin incluir la variable explicativa H_t .

Entonces el mejor modelo para la demanda de energía anual es el siguiente:

$$E_t = \alpha_0 + \alpha_1 P_t + \alpha_3 E_{t-1} + \alpha_4 P_{t-1} + \alpha_5 H_{t-1} + u_t$$

Los resultados de la regresión del mejor modelo para la demanda de energía anual se muestran en la siguiente tabla XXI.

Tabla XXI. Regresión del mejor modelo de Demanda de energía

Dependent Variable: E				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1962 2005				
Included observations: 44 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-9.412396	3.153248	-2.984985	0.0049
P	1.261839	0.263907	4.781377	0.0000
E(-1)	0.682436	0.126649	5.388391	0.0000
P(-1)	-1.036138	0.184469	-5.616874	0.0000
H(-1)	0.629729	0.190390	3.307577	0.0020
R-squared	0.999222	Mean dependent var	7.330583	
Adjusted R-squared	0.999143	S.D. dependent var	0.952537	
S.E. of regression	0.027892	Akaike info criterion	-4.214342	
Sum squared resid	0.030340	Schwarz criterion	-4.011593	
Log likelihood	97.71552	F-statistic	12528.22	
Durbin-Watson stat	2.061808	Prob(F-statistic)	0.000000	

Al mejor modelo de Demanda de energía anual se le realizaron diferentes pruebas de contraste para comprobar su validez. Los resultados de estas pruebas se muestran en la siguiente tabla XXII. Los análisis y detalles de las pruebas y contrastes se muestran en el apéndice 1.

Tabla XXII. Resultados de pruebas del modelo de Demanda de energía

Aplicación	Tipo de Contraste	Resultado
Coeficientes	Existen Variables irrelevantes	NO
Residuos	Ausencia de Autorrelación	SI
	Autocorrelación de la varianza con el rezago al cuadrado un periodo	No
	Existe Normalidad	SI
	Autocorrelación de la varianza con los rezagos al cuadrado varios periodos	No
	Heteroscedasticidad de los residuos	No
Estabilidad	Errores de especificación por variables omitidas	No

Por todos los resultados favorables de los análisis aplicados al modelo planteado de Demanda de Energía del Sistema Nacional Interconectado se afirma que el modelo si puede explicar muy bien a la Demanda de Energía en función del Producto Interno Bruto en el tiempo t y además de las variables regresoras del Producto interno Bruto, la Población y de la misma Demanda de Energía en el tiempo t-1. Además ahora sabemos la forma en que influyen estas variables y la proporción en que lo hacen. El modelo calculado es el siguiente:

Para la demanda de energía eléctrica del país

$$E_t = \alpha_0 + \alpha_1 P_t + \alpha_3 E_{t-1} + \alpha_4 P_{t-1} + \alpha_5 H_{t-1} + u_t$$

Y los resultados de la regresión para los coeficientes de correlación son

$$\alpha_0 = - 9.41239608128$$

$$\alpha_1 = 1.2618394983$$

$$\alpha_3 = 0.682436177527$$

$$\alpha_4 = - 1.03613817917$$

$$\alpha_5 = 0.629728787836$$

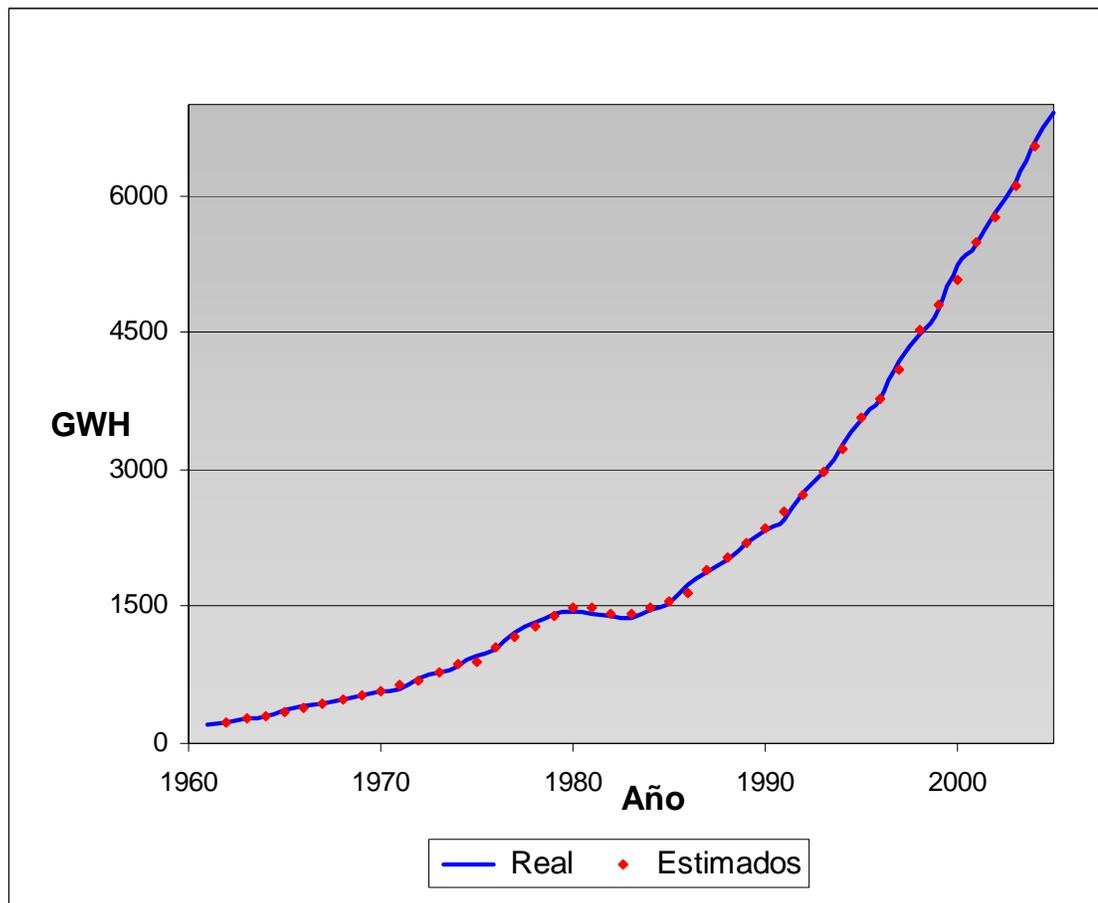
Por lo tanto el modelo finalmente es:

$$E_t = - 9.41239608128 + 1.2618394983 * P_t + 0.682436177527 * E_{t-1} - 1.03613817917 * P_{t-1} + 0.629728787836 * H_{t-1} + u_t$$

$$\begin{aligned}
 LN(Energía)_t = & - 9.412 + 1.262 * LN(Producto)_t \\
 & + 0.682 * LN(Energía)_{t-1} \\
 & - 1.036 * LN(Producto)_{t-1} \\
 & + 0.630 * LN(Población)_{t-1} + u_t
 \end{aligned}$$

La siguiente figura 16 muestra la comparación entre los datos reales de la Demanda de energía y los valores calculados a través del modelo obtenido de la Demanda de energía en función de las variables explicativas.

Figura 16. Modelo de Demanda de energía contra Demanda de energía real



3.2.2 Determinación del modelo de la Demanda de máxima potencia eléctrica anual

Se realizó la regresión para determinar el modelo que explica la demanda de máxima de potencia eléctrica del país y el modelo planteado fue el siguiente.

$$LN(Potencia)_t = \alpha_0 + \alpha_1 LN(Producto)_t + \alpha_2 LN(Población)_t + \alpha_3 LN(Potencia)_{t-1} + \alpha_4 LN(Producto)_{t-1} + \alpha_5 LN(Población)_{t-1} + u_t$$

Potencia = Demanda de Maxima Potencia anual en MW

Producto = Producto Interno Bruto en millones de Quetzales a precios de 1958

Población = Numero de Habitantes en Guatemala en cada año de acuerdo al INE

ui = termino de error

Rescribiendo la ecuación:

$$PM_t = \alpha_0 + \alpha_1 P_t + \alpha_2 H_t + \alpha_3 PM_{t-1} + \alpha_4 P_{t-1} + \alpha_5 H_{t-1} + u_t$$

$\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$ y α_5 son los coeficientes de las variables regresoras

$PM_t = LN(Potencia) = \text{Logaritmo Natural de la Demanda de Máxima Potencia}$

$P_t = LN(Producto) = \text{Logaritmo Natural del Producto Interno Bruto}$

$H_t = LN(Población) = \text{Logaritmo Natural del numero de Habitantes}$

$PM_{t-1} = \text{Primer Rezago del Logaritmo Natural de la Demanda de Máxima Potencia}$

$P_{t-1} = \text{Primer Rezago del Logaritmo Natural del Producto Interno Bruto.}$

$H_{t-1} = \text{Primer Rezago del Logaritmo Natural del numero de Habitantes}$

Se planteó el modelo inicial tomando en cuenta que el producto Interno bruto influye sobre la demanda de máxima potencia anual del país, además se tomo en cuenta que el valor del PIB un período atrás también influye, así como el crecimiento de la población por lo tanto el aumento en el número de habitantes influye en la demanda de máxima potencia anual, también se espera que el tamaño de la población un período atrás influya sobre la demanda presente. Y la misma demanda de máxima potencia un período atrás.

Al realizar la regresión por mínimos cuadrados que relaciona la demanda de máxima potencia anual de Guatemala en MW con el producto interior bruto generado por Guatemala durante el período de 1961 a 2005 y el número de habitantes o sea la población total de Guatemala en el mismo período. Los resultados de la regresión se muestran en la siguiente tabla XXIII. En la cual se observa que el coeficiente de la variable P es de 1.197373 lo que se interpreta que el aumento del 1% en el PIB aumenta la demanda de máxima potencia en 1.197 %, el coeficiente de la variable H fue de -4.341746 lo que significa que con el aumento de 1% en el tamaño de la población la demanda anual disminuye en 4.342 % resultado que no se esperaba, el coeficiente del término del primer rezago del logaritmo de la demanda de máxima potencia fue 0.614890 el cual nos indica que el aumento en 1% en la demanda de máxima potencia un período atrás provoca que la demanda de máxima potencia actual aumente en un 0.615 %, el término del primer rezago del logaritmo del PIB fue de -0.947111 lo que nos indica que al aumento en 1% de PIB en el período pasado provoca una disminución en 0.947 % en la demanda de máxima potencia y por ultimo el coeficiente del término del primer rezago del logaritmo del tamaño de la población fue 5.108157 lo que indica que un aumento en 1 % que se dio en el tamaño de la población una año anterior provoca un aumento del 5.108 % en la demanda de máxima potencia actual.

El modelo resulta ser globalmente significativo al 95% de nivel de confianza y afirmamos la variación de la demanda de energía es explicada por las variables P, H, E_{t-1} , P_{t-1} y H_{t-1} en un 99.85%. Esta regresión de mínimos cuadrados se puede observar en la siguiente tabla XXIII.

Tabla XXIII. Regresión del modelo inicial de Demanda de máxima potencia

Dependent Variable: PM Method: Least Squares Sample(adjusted): 1962 2005 Included observations: 44 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-11.79653	3.956063	-2.981885	0.0050
P	1.197373	0.283588	4.222229	0.0001
H	-4.341746	5.603677	-0.774803	0.4433
PM(-1)	0.614890	0.131072	4.691233	0.0000
P(-1)	-0.947111	0.233959	-4.048184	0.0002
H(-1)	5.108157	5.569577	0.917153	0.3648
R-squared	0.998716	Mean dependent var	5.705384	
Adjusted R-squared	0.998547	S.D. dependent var	0.935707	
S.E. of regression	0.035662	Akaike info criterion	-3.703348	
Sum squared resid	0.048327	Schwarz criterion	-3.460049	
Log likelihood	87.47365	F-statistic	5913.068	
Durbin-Watson stat	2.062411	Prob(F-statistic)	0.000000	

Al observar la regresión anterior se nota que la variable H_t (logaritmo de la Población) y la variable H_{t-1} (primer rezado del logaritmo de la Población) son variables que no son estadísticamente significativas al 95 % de confianza. Por lo tanto se realiza el modelo una vez solo sin H_t , otra vez solo sin H_{t-1} y una última sin las dos. Si se excluye una de las dos variables la otra se vuelve significativa al 95 % de confianza y cuando se excluyen las dos el modelo mantiene la significancia en las otras variables. Las siguientes tablas XXIV, XXV y XXVI muestran los resultados de estas tres regresiones. Para decidir si dejar una de las variables H_t y H_{t-1} , o quitar las dos se debe observar el criterio Schwarz.

Tabla XXIV. Regresión del modelo inicial de Demanda de máxima potencia

sin H_t

Redundant Variables: H				
F-statistic	0.600320	Probability	0.443251	
Log likelihood ratio	0.689674	Probability	0.406275	
Test Equation:				
Dependent Variable: PM				
Method: Least Squares				
Sample: 1962 2005				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-12.39505	3.859979	-3.211169	0.0026
P	1.194853	0.282113	4.235377	0.0001
PM(-1)	0.607538	0.130057	4.671336	0.0000
P(-1)	-0.938339	0.232485	-4.036130	0.0002
H(-1)	0.796922	0.241231	3.303563	0.0021
R-squared	0.998696	Mean dependent var	5.705384	
Adjusted R-squared	0.998562	S.D. dependent var	0.935707	
S.E. of regression	0.035479	Akaike info criterion	-3.733128	
Sum squared resid	0.049091	Schwarz criterion	-3.530379	
Log likelihood	87.12881	F-statistic	7467.715	
Durbin-Watson stat	2.019069	Prob(F-statistic)	0.000000	

Tabla XXV. Regresión del modelo inicial de Demanda de máxima potencia

sin H_{t-1}

Redundant Variables: H(-1)				
F-statistic	0.841170	Probability	0.364847	
Log likelihood ratio	0.963363	Probability	0.326341	
Test Equation:				
Dependent Variable: PM				
Method: Least Squares				
Sample: 1962 2005				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-12.35108	3.901615	-3.165632	0.0030
P	1.189424	0.282878	4.204729	0.0001
H	0.792812	0.243464	3.256381	0.0023
PM(-1)	0.611008	0.130737	4.673572	0.0000
P(-1)	-0.935182	0.233121	-4.011567	0.0003
R-squared	0.998688	Mean dependent var	5.705384	
Adjusted R-squared	0.998553	S.D. dependent var	0.935707	
S.E. of regression	0.035589	Akaike info criterion	-3.726907	
Sum squared resid	0.049397	Schwarz criterion	-3.524159	
Log likelihood	86.99196	F-statistic	7421.348	
Durbin-Watson stat	2.010947	Prob(F-statistic)	0.000000	

Tabla XXVI. Regresión modelo inicial de Demanda de máxima potencia sin

H_t ni H_{t-1}

Redundant Variables: H H(-1)				
F-statistic	5.701003	Probability	0.006835	
Log likelihood ratio	11.54581	Probability	0.003111	
Test Equation:				
Dependent Variable: PM				
Method: Least Squares				
Date: 12/28/06 Time: 20:26				
Sample: 1962 2005				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.219989	0.629556	0.349435	0.7286
P	0.785878	0.283175	2.775239	0.0083
PM(-1)	1.003597	0.056315	17.82106	0.0000
P(-1)	-0.810368	0.256071	-3.164628	0.0030
R-squared	0.998331	Mean dependent var	5.705384	
Adjusted R-squared	0.998206	S.D. dependent var	0.935707	
S.E. of regression	0.039632	Akaike info criterion	-3.531852	
Sum squared resid	0.062828	Schwarz criterion	-3.369653	
Log likelihood	81.70074	F-statistic	7976.447	
Durbin-Watson stat	2.160501	Prob(F-statistic)	0.000000	

El criterio de Schwarz penaliza el grado de inclusión de nuevos regresores en el modelo, por lo tanto el que presenta menor valor es el que se elige. Por lo tanto el mejor modelo es el inicial sin incluir la variable explicativa H_t .

Entonces el mejor modelo para la demanda de máxima potencia anual es el siguiente:

$$PM_t = \alpha_0 + \alpha_1 P_t + \alpha_3 PM_{t-1} + \alpha_4 P_{t-1} + \alpha_5 H_{t-1} + u_t$$

Los resultados de la regresión del mejor modelo para la demanda de máxima potencia anual se muestran en la siguiente tabla XXVII.

Tabla XXVII. Regresión del mejor modelo de Demanda de máxima potencia

Dependent Variable: PM Method: Least Squares Included observations: 44 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-12.39505	3.859979	-3.211169	0.0026
P	1.194853	0.282113	4.235377	0.0001
PM(-1)	0.607538	0.130057	4.671336	0.0000
P(-1)	-0.938339	0.232485	-4.036130	0.0002
H(-1)	0.796922	0.241231	3.303563	0.0021
R-squared	0.998696	Mean dependent var		5.705384
Adjusted R-squared	0.998562	S.D. dependent var		0.935707
S.E. of regression	0.035479	Akaike info criterion		-3.733128
Sum squared resid	0.049091	Schwarz criterion		-3.530379
Log likelihood	87.12881	F-statistic		7467.715
Durbin-Watson stat	2.019069	Prob(F-statistic)		0.000000

Al mejor modelo de Demanda de máxima potencia anual se le realizaron diferentes pruebas de contraste para comprobar su validez. Los resultados de estas pruebas se muestran en la siguiente tabla XXVIII. Los análisis y detalles de las pruebas y contrastes se muestran en el apéndice 2.

Tabla XXVIII. Resultados de pruebas del modelo de Demanda de máxima potencia

Aplicación	Tipo de Contraste	Resultado
Coeficientes	Existen Variables irrelevantes	NO
Residuos	Ausencia de Autorrelación	SI
	Autocorrelación de la varianza con el rezago al cuadrado un periodo	No
	Existe Normalidad	SI
	Autocorrelación de la varianza con los rezagos al cuadrado varios periodos	No
	Heteroscedasticidad de los residuos	No
Estabilidad	Errores de especificación por variables omitidas	No

Luego de realizar todos los análisis a este modelo y obtener resultados satisfactorios en estos análisis aplicados al modelo planteado de Demanda de Máxima Potencia Anual del Sistema Nacional Interconectado se obtiene entonces que el modelo si puede explicar muy bien a la Demanda de Máxima Potencia Anual en función del Producto Interno Bruto y además de las variables regresoras del Producto interno Bruto, la Población y de la misma Máxima Potencia. Además ahora sabemos la forma en que influyen estas variables y la proporción en que lo hacen. El modelo calculado es el siguiente:

La demanda de máxima potencia del país es:

$$PM_t = \alpha_0 + \alpha_1 P_t + \alpha_3 PM_{t-1} + \alpha_4 P_{t-1} + \alpha_5 H_{t-1} + u_t$$

Los resultados de la regresión para los coeficientes de correlación son:

$$\alpha_0 = -12.3950455$$

$$\alpha_1 = 1.19485328$$

$$\alpha_3 = 0.60753849$$

$$\alpha_4 = -0.93833889$$

$$\alpha_5 = 0.79692229$$

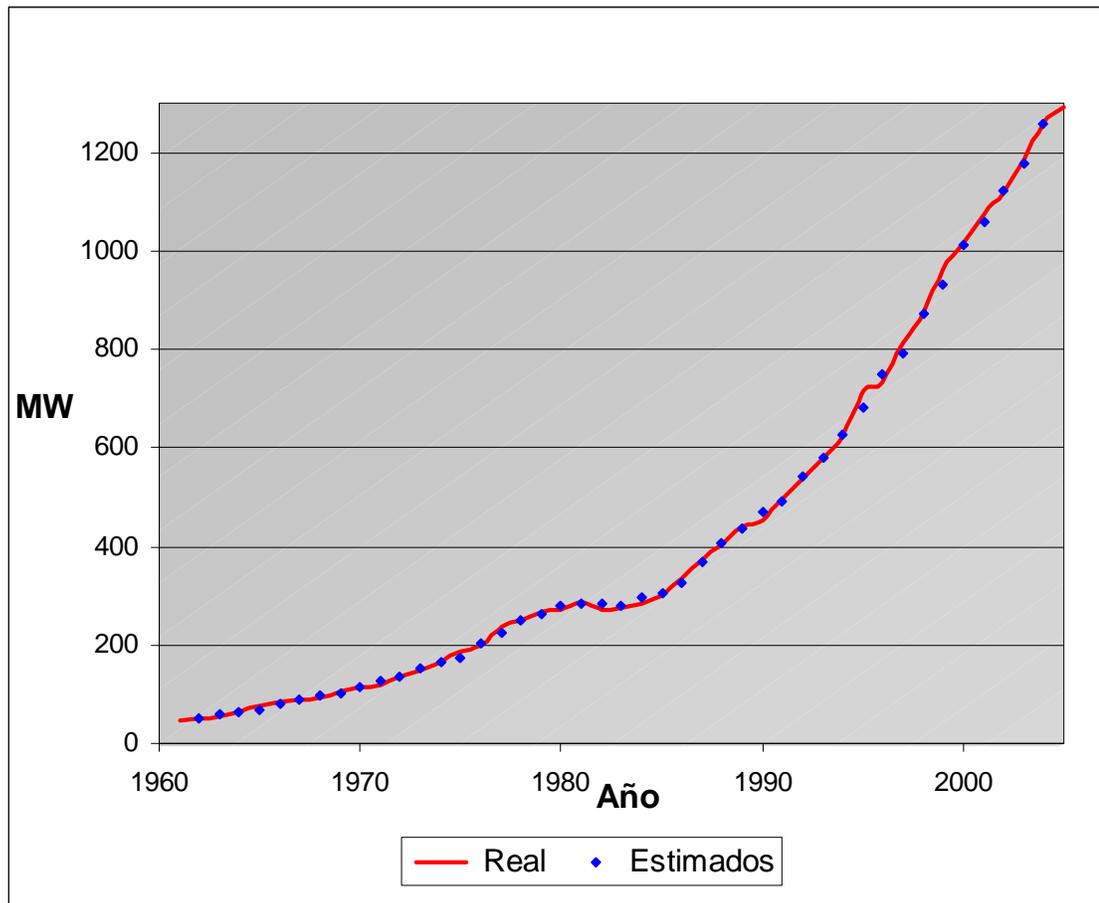
Por lo tanto el modelo finalmente es:

$$PM_t = -12.3950455 + 1.19485328 * P_t + 0.60753849 * PM_{t-1} - 0.93833889 * P_{t-1} + 0.79692229 * H_{t-1} + u_t$$

$$\begin{aligned}
 LN(Potencia)_t = & -12.395 + 1.195 * LN(Producto)_t \\
 & + 0.608 * LN(Potencia)_{t-1} \\
 & - 0.938 * LN(Producto)_{t-1} \\
 & + 0.797 * LN(Población)_{t-1} + u_t
 \end{aligned}$$

La siguiente figura 17 muestra la comparación entre los datos reales de la Demanda de máxima potencia y los valores calculados a través del modelo obtenido de la Demanda de máxima en función de las variables explicativas.

Figura 17. Modelo de Demanda de máxima potencia contra Demanda de máxima potencia real



3.3 Análisis prospectivo de las variables económicas

3.3.1 Crecimiento de la economía

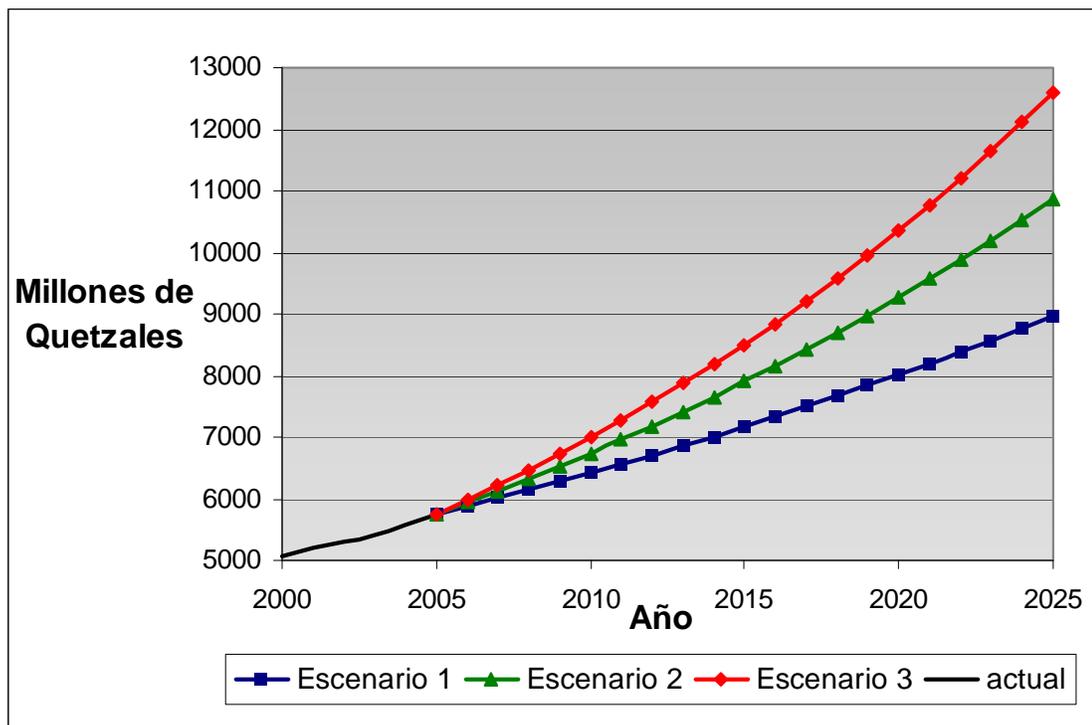
El estudio presentado por la CEPAL en abril de 2006 estima que la economía de Guatemala creció un 3,2% en 2005 y se proyecta que la economía crezca entorno al 4,0% durante el período 2006-2007. El estudio indica que este crecimiento se basa en el consumo interno de entre 3,5% y 4,0%, debido a la tendencia creciente en el consumo de gobierno así como a los flujos de remesas, además la CEPAL indica que Guatemala aumentara el volumen de sus exportaciones a la Unión Europea por la extensión del sistema generalizado de preferencias y la puesta en marcha e implementación del Tratado de libre comercio con Estados Unidos. El Fondo Monetario Internacional en abril de 2006 presentó una proyección similar para Guatemala ya que para 2,006 presenta un 4.1 % de crecimiento de PIB y para el 2,007 tiene un 4.0 % de crecimiento. Este crecimiento del PIB del 4% es el mejor escenario del crecimiento del PIB en los próximos 20 años que usaremos y es el escenario 3.

Otro escenario del crecimiento de la economía de Guatemala que se puede esperar es que la tasa de crecimiento sea igual al crecimiento promedio del PIB de los últimos diez años, por lo tanto crezca en un 3.24 % interanual. Si no habrá cambios estructurales importantes o shocks de oferta o demanda agregada de la economía. Se puede considerar una buena proyección de crecimiento, al ritmo de los últimos 10 años, esta tasa de crecimiento será nuestro escenario 2.

Y para el escenario 1 el crecimiento será el más bajo. La economía de Guatemala debe seguir creciendo de acuerdo a los últimos 45 años, y en el peor de los casos debe crecer al mismo ritmo de crecimiento de la población total del país para que las condiciones de ingreso y renta del país, así como la de los guatemaltecos por lo menos se mantenga. Este ritmo de crecimiento puede ser de acuerdo al crecimiento proyectado por el INE para los próximos 20 años de un 2.24% interanual.

La siguiente figura 18 muestra la tendencia del PIB en los escenarios propuestos, escenario tres crecimiento constante de 4%, escenario dos crecimiento constante de 3.24% y el escenario uno crecimiento de 2.24%.

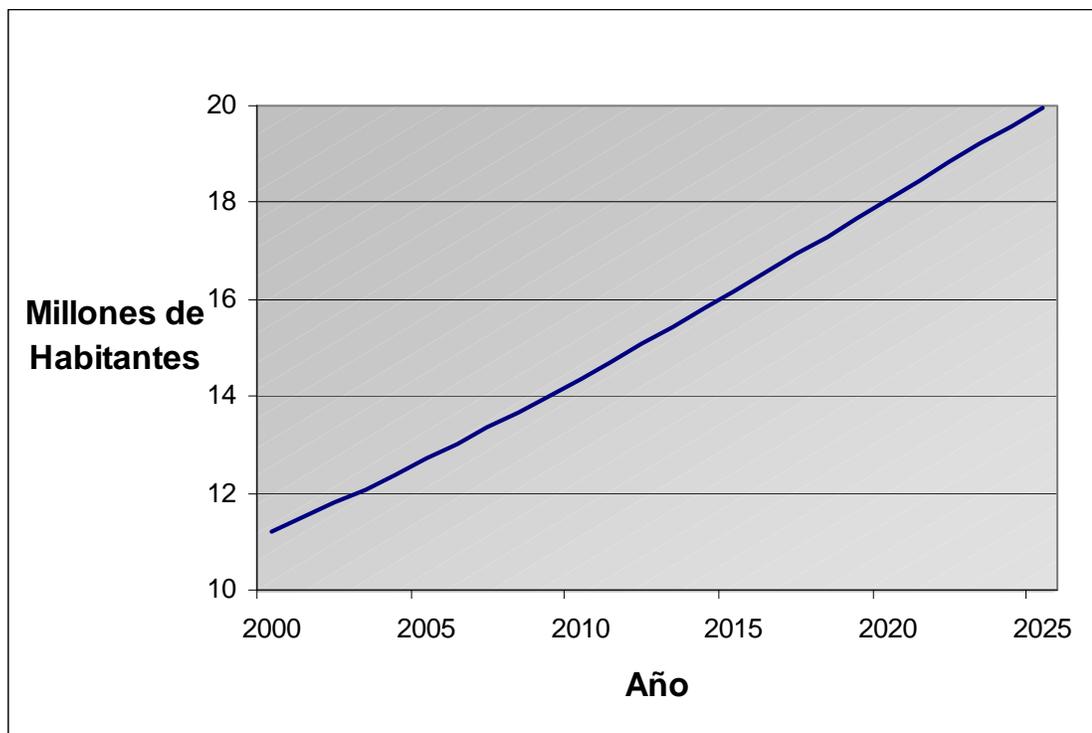
Figura 18. Escenarios de proyección del crecimiento del PIB



3.3.2 Crecimiento de la población

De acuerdo a las proyecciones del Instituto Nacional de Estadística INE la población del Guatemala tendrá un crecimiento promedio interanual del 2.29% entre 2005 y 2025. La proyección de la población Total de Guatemala se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 19. Proyección del crecimiento medio de la población



Fuente de datos Instituto Nacional de Estadística

3.4 Supuestos de variables económicas y de mercado eléctrico

3.4.1 Producto Interno Bruto

Los valores del Producto Interno Bruto de Guatemala que se utilizaron para realizar las regresiones y encontrar los modelos para la Demanda de Energía anual del SNI y de la Demanda de Máxima Potencia del SNI son valores publicados por el Banco de Guatemala y corresponden a precios del año de 1958.

3.4.2 Crecimiento de la población

La información de los datos de población del país desde 1961 hasta la fecha que se utilizaron para encontrar y calcular los modelos de demanda de energía eléctrica anual y demanda de máxima potencia del SNI son las nuevas estimaciones y proyecciones de población del Instituto Nacional de Estadística que se publicaron en el mes de agosto de 2004 dentro de las actividades programadas en el análisis y divulgación de la información de los Censos Nacionales XI de Población y VI de Habitación 2002. Estas proyecciones son estimadas por el INE hasta para el año 2,050. Los datos de estas proyecciones son utilizados para la proyección de la demanda de energía y máxima potencia. La proyección que se utilizara será la de crecimiento medio de la población.

3.4.3 Pérdidas de energía eléctrica en el SNI

Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema Nacional Interconectado se asume que mantienen su comportamiento histórico de los últimos 7 años siendo el promedio de 3.27% del total de la energía generada, dichas pérdidas involucran tanto el sistema de transmisión y distribución

3.5 Escenarios de proyección de Demanda de energía y potencia eléctrica

Como se estableció anteriormente en los tres escenarios proyectados se espera que la población del país en los próximos 20 años tenga un crecimiento medio interanual del 2.29%. También se definió que para el escenario uno el PIB tenga un crecimiento constante del 2.29 % interanual, en el escenario dos el PIB tenga un crecimiento constante del 3.24% interanual y en el escenario tres el PIB tenga un crecimiento constante del 4 % interanual

Para los tres escenarios del crecimiento del PIB se realizaron proyecciones de los valores de los datos de PIB para los próximos años y utilizando la proyección de crecimiento medio del INE sobre la población total de habitantes del país, obtenemos la siguiente tabla XXIX que muestra los tres escenarios propuestos para el mediano y largo plazo. Los valores del PIB están en millones de quetzales para el año base de 1958 y la proyección del INE es en habitantes para cada uno de los años.

Tabla XXIX. Datos de los tres escenarios propuestos.

Año	PIB (millones de Quetzales)			Crecimiento Poblacional Medio (INE)
	Escenarios de Crecimiento del PIB			
	Uno	Dos	Tres	
	2.24%	3.24%	4%	
2005	5746.90	5746.90	5746.90	12700611
2006	5875.63	5933.10	5976.78	13018759
2007	6007.25	6125.34	6215.85	13344770
2008	6141.81	6323.80	6464.48	13677815
2009	6279.39	6528.69	6723.06	14017057
2010	6420.05	6740.22	6991.99	14361666
2011	6563.85	6958.60	7271.67	14713763
2012	6710.88	7184.06	7562.53	15073375
2013	6861.21	7416.82	7865.03	15438384
2014	7014.90	7657.13	8179.64	15806675
2015	7172.03	7905.22	8506.82	16176133
2016	7332.69	8161.35	8847.09	16548168
2017	7496.94	8425.77	9200.98	16924190
2018	7664.87	8698.77	9569.02	17302084
2019	7836.56	8980.61	9951.78	17679735
2020	8012.10	9271.58	10349.85	18055025
2021	8191.57	9571.98	10763.84	18435692
2022	8375.07	9882.11	11194.40	18818984
2023	8562.67	10202.29	11642.17	19202660
2024	8754.47	10532.85	12107.86	19584480
2025	8950.57	10874.11	12592.17	19962201

Datos de la Población es una Proyección del INE

3.6 Determinación de escenarios esperados

La proyección de la Demanda de energía Eléctrica se realizó para cada uno de los escenarios propuestos de crecimiento del PIB y la Población utilizando el modelo de Demanda de energía eléctrica desarrollado anteriormente. Asimismo para la proyección de la Demanda de máxima potencia se realizó para cada uno de los escenarios propuestos de crecimiento del PIB y la Población utilizando el modelo de Demanda de máxima potencia desarrollado anteriormente. Los datos se muestran en la siguiente tabla XXX.

Tabla XXX. Proyecciones de la Demanda de energía eléctrica y Demanda de máxima potencia

Año	Energía Eléctrica GWH			Máxima Potencia MW			
	Escenarios			Escenarios			
	Uno	Dos	Tres	Uno	Dos	Tres	
2005	6907.53	6907.53	6907.53	1290.09	1290.09	1290.09	1290.09
2006	7353.14	7444.01	7513.23	1392.39	1408.68	1421.08	1421.08
2007	7833.20	8014.33	8153.59	1495.99	1528.03	1552.63	1552.63
2008	8348.70	8622.56	8834.85	1602.84	1650.83	1687.93	1687.93
2009	8900.65	9272.22	9562.43	1714.33	1779.02	1829.37	1829.37
2010	9490.02	9966.41	10341.13	1831.40	1914.01	1978.71	1978.71
2011	10117.74	10707.90	11175.26	1954.73	2056.84	2137.29	2137.29
2012	10786.04	11500.66	12070.27	2085.12	2208.63	2306.51	2306.51
2013	11497.26	12348.66	13031.64	2223.29	2370.39	2487.64	2487.64
2014	12252.79	13254.84	14063.72	2369.59	2542.75	2681.54	2681.54
2015	13053.20	14221.18	15169.86	2524.15	2726.06	2888.80	2888.80
2016	13898.31	15248.81	16352.51	2686.91	2920.45	3109.75	3109.75
2017	14789.21	16340.24	17615.58	2858.10	3126.41	3345.12	3345.12
2018	15728.07	17499.15	18964.32	3038.21	3344.69	3595.90	3595.90
2019	16715.84	18727.96	20402.66	3227.40	3575.68	3862.73	3862.73
2020	17752.41	20027.87	21933.27	3425.57	3819.47	4145.94	4145.94
2021	18836.69	21399.03	23557.67	3632.40	4075.94	4445.60	4445.60
2022	19973.45	22848.20	25284.72	3849.03	4346.59	4763.59	4763.59
2023	21165.05	24379.57	27120.57	4075.92	4632.19	5100.98	5100.98
2024	22412.22	25995.51	29069.44	4313.11	4933.04	5458.39	5458.39
2025	23714.28	27696.79	31133.86	4560.33	5249.09	5836.00	5836.00

En la siguiente figura 20 se observa la tendencia que tendrá la demanda de energía eléctrica en cada uno de los diferentes escenarios propuestos. Y en la figura 21 se observa la tendencia que tendrá la demanda de máxima potencia en cada uno de los diferentes escenarios propuestos.

Figura 20. Proyecciones de Demanda de energía eléctrica en el SNI

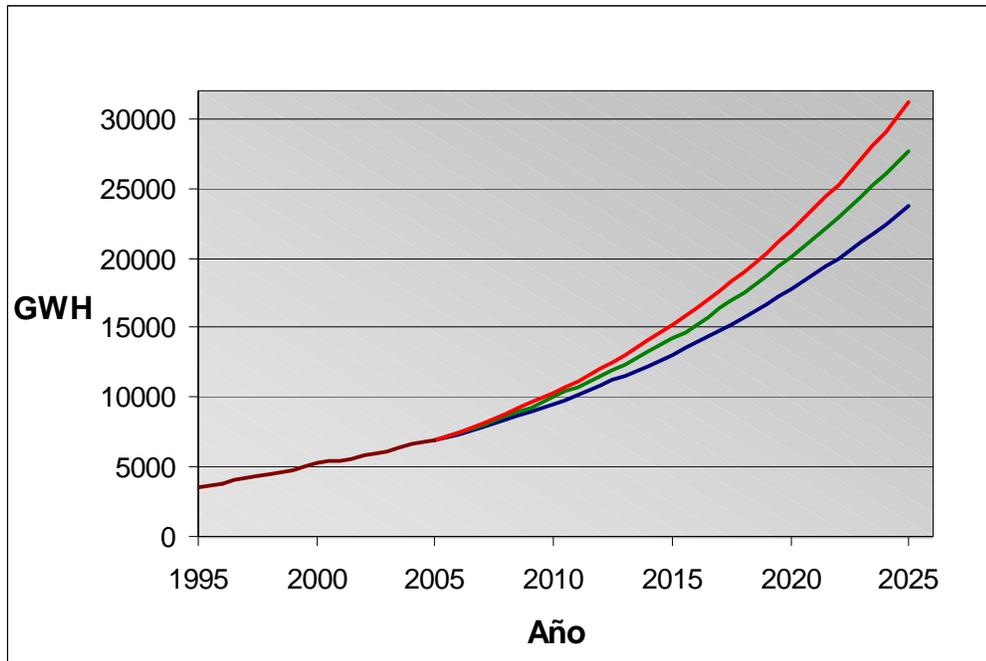
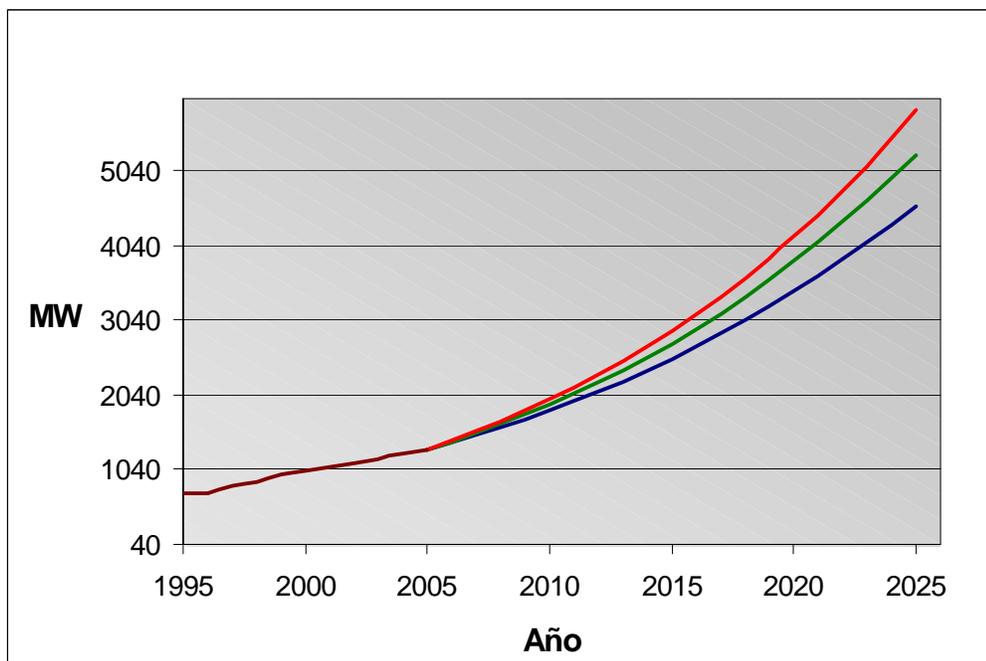


Figura 21. Proyecciones de Demanda de máxima potencia en el SNI



4 ANÁLISIS PROSPECTIVO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

4.1 Supuestos empleados en el análisis de generación

Proyecciones de demanda de energía y demanda de máxima potencia de los tres escenarios realizados en el capítulo tres se realizó con información histórica hasta el año 2005 y las proyecciones de las demandas hasta el año 2025.

La razón entre capacidad efectiva y capacidad Instalada de las centrales generadoras se usa el promedio de los últimos 10 años, de acuerdo a cada diferente tipo de central generadora. En el caso de la generación usando carbón se utiliza la razón que proporciona la central generadora San José. La siguiente tabla XXXI muestra estos promedios.

Tabla XXXI. Razón entre capacidad efectiva y capacidad instalada

Tipo de Central	Razón = $\frac{\text{Capacidad Efectiva}}{\text{Capacidad Instalada}}$
Hidroeléctricas	0.91
Planta de Carbón	0.95
Motores de Combustión	0.93
Geotérmica	0.87
Cogeneración	0.92

La hidrología de Guatemala se mantendrá estable lo que permitirá la instalación de varias hidroeléctricas haciendo uso de ese gran potencial. La siguiente tabla XXXII muestra el potencial de utilizar este recurso. La información es obtenida del Ministerio de Energía y Minas. La tabla se elaboró con estudios de factibilidad de los proyectos hidrológicos del INDE y el Programa de Adquisición de Información Hidrometeorológica para Desarrollo de Proyectos Hidroeléctricos.

Tabla XXXII. Proyectos para centrales hidroeléctricas

Proyectos	Número de Proyectos	Capacidad (MW)	Producción GWH/año
Menores de 5 MW	13	43.3	126.4
Entre 6 y 15 MW	28	288.7	1,028.10
Mayores de 16 MW	27	2,369.60	8,194.40
Entre 50 y 75 MW			
opción 1	4	262.2	1,099.00
opción 2	4	256.8	1,071.00
Mayores de 100 MW			
opción 1	3	905	3,474.00
opción 2	3	805	3,219.00
Cuenca Río Suchiate	12	78.2	645.5
Cuencas Río Naranjo	4	23.5	198.4
Total de Proyectos	91		
		Capacidad	Producción
		MW	GWH/año
Total opción 1		3,970.50	14,765.80
Total opción 2		3,865.10	14,482.80

Fuente: MEM. **Guía del inversionista 2006**, pagina 18

Los precios más bajos de venta de las diferentes fuentes de generación han sido la producción por medio de hidroeléctricas, geotérmicas, ingenios (cogeneración) y producción por medio de carbón mineral, como se muestra en la siguiente tabla XXXIII. Los precios que se muestran de dolares americanos.

Tabla XXXIII. Precio promedio de venta de la energía (dólares / kWh)

Año	Cogeneradores	Termoeléctricas	Hidroeléctricas	Geotérmicas	Carbón
1995	0.058	0.072	0.061		
1996	0.069	0.091			
1997	0.066	0.078	0.072		
1998	0.058	0.072	0.064		
1999	0.065	0.085	0.037		
2000	0.085	0.174	0.065	0.058	0.131
2001	0.095	0.117	0.066	0.057	0.071
2002	0.091	0.111	0.068	0.088	0.071
2003	0.114	0.112			0.076
2004	0.091	0.081	0.063	0.076	0.076
2005			0.073	0.065	
Promedio	0.079	0.099	0.063	0.069	0.085

Fuente: CEPAL. **Istmo centroamericano: estadísticas del subsector eléctrico 2005**, página 36

Las características técnicas de generadores hidráulicos y térmicos, además de las ventajas y desventajas de cada tipo de generación. Por lo cual se trata de potenciar más el uso de hidroeléctricas en comparación con centrales generados que utilizan combustibles fósiles aunque no se puede prescindir de estas, además se espera que continúen la instalación de nuevas centrales geotérmicas y que aumente la capacidad de instalada de los ingenios que utilizan biomasa.

El presente análisis se ha realizando solo tomando en consideración la demanda de energía en el Sistema Nacional Interconectado para consumo interno del país, y la demanda de máxima potencia en el Sistema Nacional Interconectado para consumo interno del país.

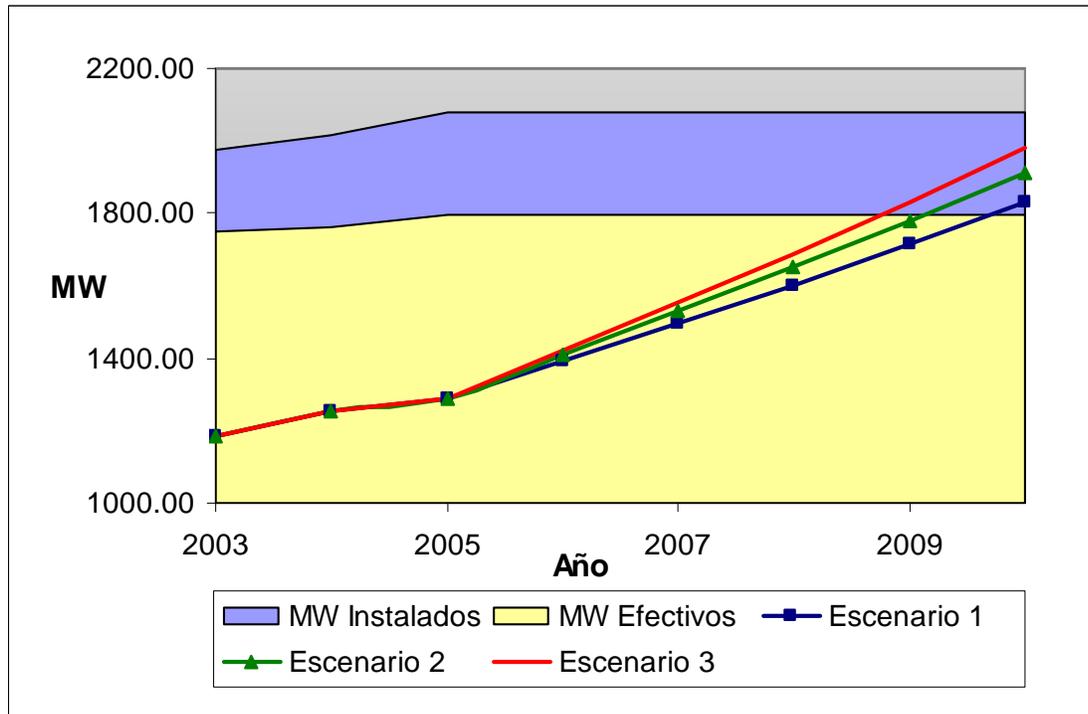
4.2 Alternativas y estrategias de la expansión en la generación en el SNI

El planeamiento de la expansión en generación en el mediano y largo plazo del sistema nacional interconectado para los próximos veinte años se realiza tomando en cuenta que se debe preservar la continuidad del suministro eléctrico, minimizando la probabilidad de ocurrencia de interrupciones en el servicio, además de que se realiza la planeación tomando en cuenta el elevado potencial hidroeléctrico y otras distintas formas de generación procurando disminuir la vulnerabilidad a la dependencia de un solo tipo de energético.

Las estrategias de expansión de la capacidad instalada en las centrales de generación del país se plantean en primer lugar desde el punto de la demanda de Máxima potencia y luego de la demanda de Energía.

La siguiente figura 22 muestra el comportamiento de las proyecciones de demanda de máxima potencia de los tres escenarios junto con la capacidad instalada actual y la capacidad efectiva actual asumiendo que se mantendrán constantes estas últimas hasta el año 2025. Observándose que en diciembre de 2005 se tiene un buen margen reserva para cubrir la demanda de máxima potencia. También muestra que si en los próximos años no hay una expansión en la capacidad instalada y por lo tanto en la capacidad efectiva empezara haber un déficit de potencia y energía.

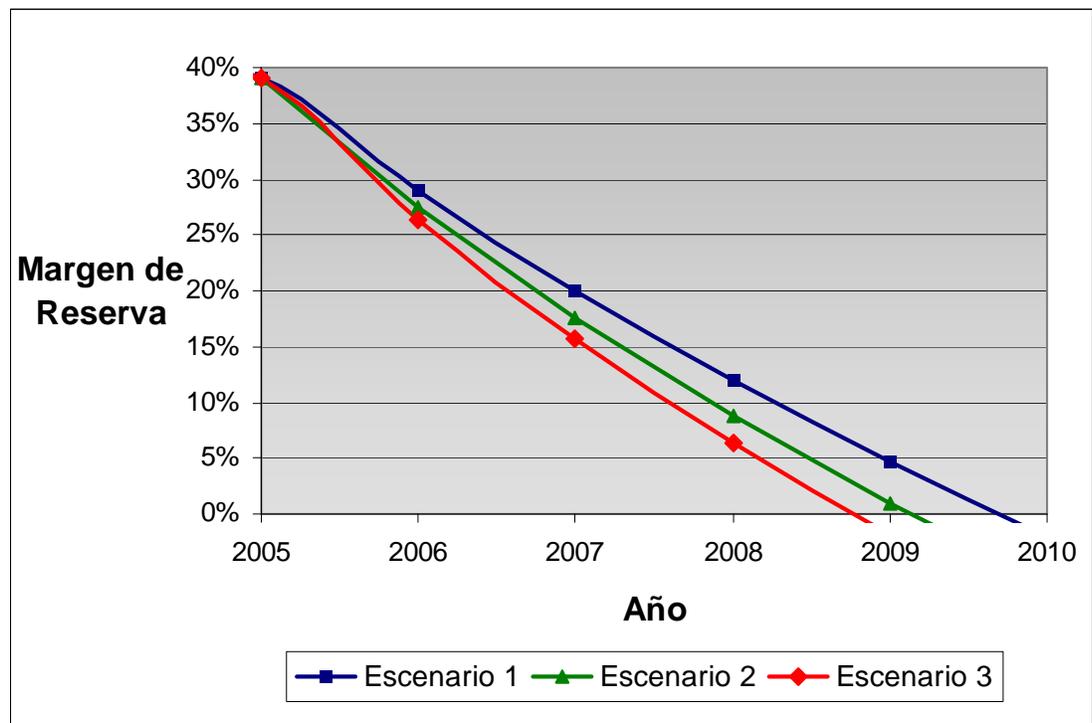
Figura 22. Demanda de máxima potencia, capacidad instalada y efectiva a 2005



El SNI debe funcionar con un buen margen de reserva de potencia. Si asumimos que en los próximos años no se instalara nueva capacidad de generación eléctrica, y se mantuvieran las actuales capacidad instalada y capacidad efectiva que cuenta el país en su sistema nacional interconectado. El margen de reserva disminuiría hasta ser muy bajo en diciembre de 2007 si la demanda de máxima potencia se comportara como la proyectada en el escenario 3 o sea la mayor demanda de máxima potencia proyectada, o si la demanda se comportara como la proyectada en el escenario 2.

La siguiente gráfica 23 muestra el margen de reserva de potencia para los tres escenarios. Se observa que sobre el sistema eléctrico que requiere de la entrada de nuevas plantas de generación para mantener el margen dentro de un nivel deseado de margen de reserva del 20%.

Figura 23. Margen de reserva de máxima potencia



En diciembre de 2007 el margen de reserva sería muy crítico, por lo que en el año 2008 deberían entrar en operación 259 MW nuevos de capacidad instalada para cubrir la demanda del escenario 3 ó de 199 MW de capacidad instalada en el escenario 2 y para mantener el margen de reserva de potencia. Para el escenario 1 no hay problema en el 2007, pero ya en 2008 sí es muy crítico. De aquí el SNI debe tener expansión en capacidad efectiva e instalada.

Actualmente se tienen proyectos de nuevas centrales de generación y ampliación de algunas ya existentes, que aumentarán la capacidad instalada y efectiva del SNI. La siguiente tabla XXXIV muestra los proyectos nuevas centrales generadoras con sus capacidades y fechas que iniciarán operación de producción de energía eléctrica. La información sobre los proyectos de nuevas centrales generadoras y ampliaciones en la capacidad instalada de las generadoras existentes fue proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas, por la CNEE y por las centrales generadoras.

Tabla XXXIV. Proyectos de generación en el mediano y largo plazo

Proyecto	Tipo	Potencia MW	Energía GWh/año	Fecha de Inicio de Operación
Montecristo	Hidroeléctrica	13	50.6	2006
Ortitlán	Geotérmica	25.2	176.4	Diciembre/2006
Textiles de Amatitlán	Motores de Combustión	7.5		2006
Candelaria	Hidroeléctrica	4.5		2006
El Recreo	Hidroeléctrica	26	102.581	Abril/2007
PHFL	Hidroeléctrica	16.5		2007
ZYM II	Térmica	35		2007
La Perla	Hidroeléctrica	5.45	25.3	Julio/2008
Río Hondo	Hidroeléctrica	36		2008
Santo Domingo	Hidroeléctrica	10		2008
Palo Viejo	Hidroeléctrica	80	396524	Diciembre/2009
La Esmeralda	Hidroeléctrica	20.6	110	Febrero/2009
Tres Ríos				Mayo/2009
Cutzulchima	Hidroeléctrica	11.14	42.61	Mayo/2009
Canuja	Hidroeléctrica	17.75	69.67	Mayo/2009
Negro	Hidroeléctrica	20.3	90.65	Mayo/2009
Las Fuentes	Hidroeléctrica	25		2009
Hidroxacbal	Hidroeléctrica	94	473.54	2010

Las siguientes tablas XXXV y XXXVI muestran las ampliaciones que se harán en las plantas generadoras ya existentes y en los Ingenios Azucareros.

Tabla XXXV. Ampliación de generación en plantas existentes

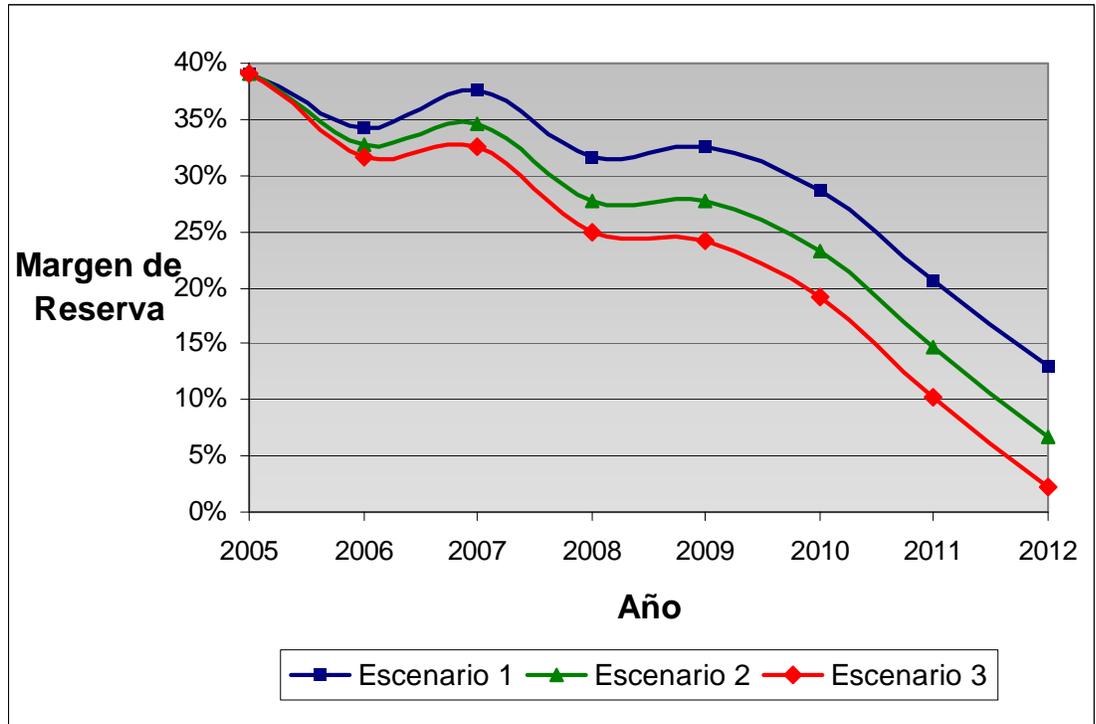
Planta Generadora	TIPO	POTENCIA MW	Fecha de Inicio de Operación
Arizona	Vapor	6	2007
El Porvenir	Hidroeléctrica	5	2008
Poza Verde	Hidroeléctrica	4.17	2009
Genor	Motores de Combustión	36	2013
Renace	Hidroeléctrica	75	2015

Tabla XXXVI. Ampliación de los ingenios en el mediano plazo

Ingenio	Tipo	Potencia MW	Fecha de Inicio de Operación
Madre Tierra	Cogeneración	13	2007
La Unión	Cogeneración	15	2007
Pantaleón	Cogeneración	22	2006
Pantaleón	Cogeneración	40	2007
Magdalena	Cogeneración	20	2007
Concepción	Cogeneración	2.5	2007
Trinidad	Cogeneración	10	2006
Trinidad	Cogeneración	16	2007
Santa Ana	Cogeneración	15	2007

Con las nuevas centrales generadoras, más las ampliaciones de centrales existentes y las ampliaciones de los Ingenios, se tiene en el escenario 3 un nuevo margen de reserva de potencia el cual sube y solo sería necesario agregar 17 MW efectivos en el año 2010, para mantener el 20 % de margen de reserva. La siguiente figura 24 muestra los nuevos márgenes de reserva para los tres escenarios.

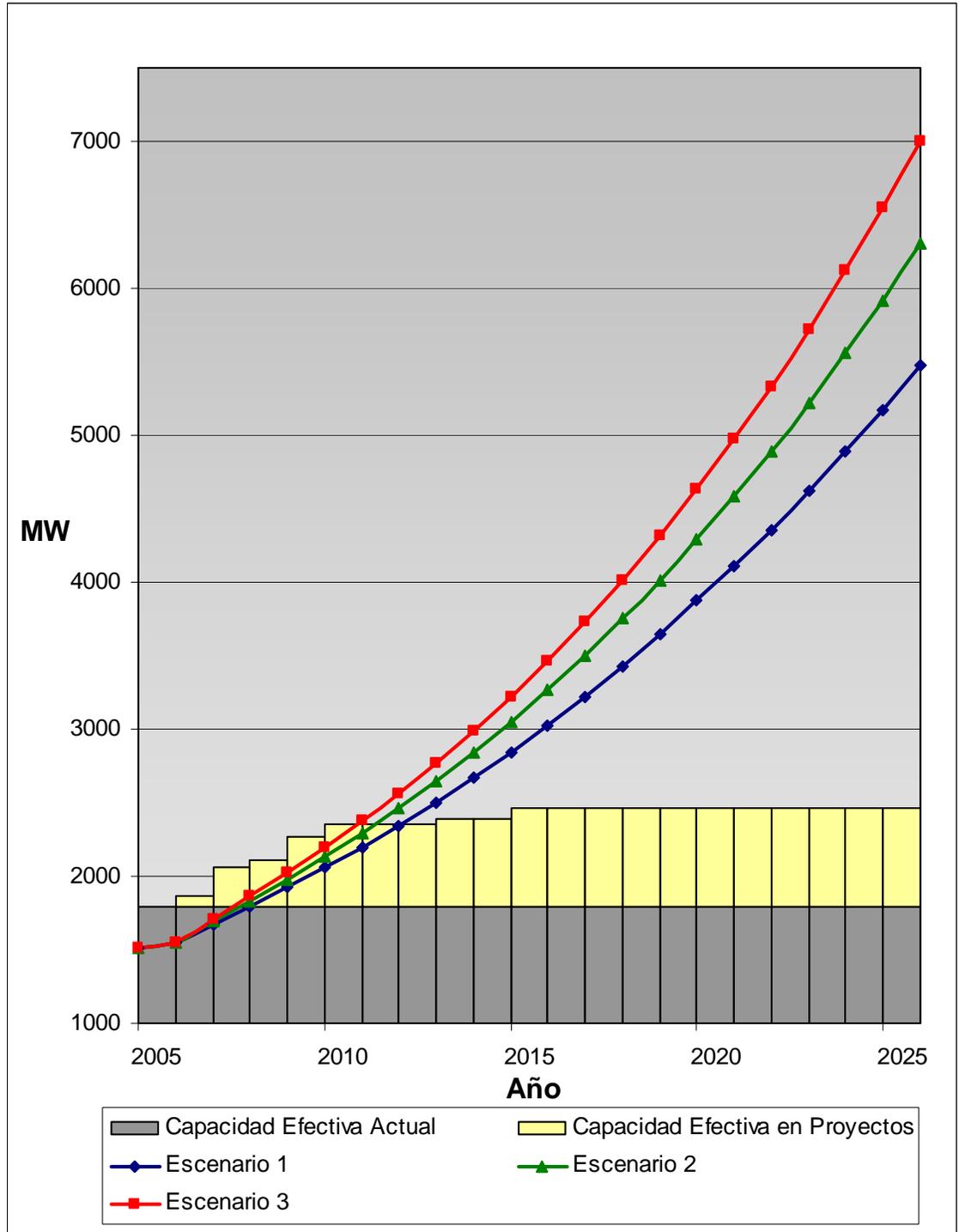
Figura 24. Márgenes de reserva de máxima potencia con proyectos



A partir del 2010 se debe agregar capacidad instalada para mantener el margen de reserva de potencia bien y así el SNI sea confiable y mantenga la continuidad en el servicio en el mediano y largo plazo.

La siguiente figura 25 muestra la capacidad efectiva actual y la capacidad efectiva que se agregará por los proyectos o ampliaciones ya planificadas, junto con la proyección de la demanda de máxima potencia para los escenarios. En cada escenario se ha incluido el margen de reserva del 20 %. Se observa que a partir del año 2010 existirá un déficit en la proyección de la demanda del escenario 3, que para el escenario 2 el déficit será a partir del año 2011 y para el escenario 1 el déficit será a partir de 2012.

Figura 25. Capacidad efectiva actual más proyectada junto con escenarios de Demanda de máxima potencia



En la siguiente tabla XXXVII se muestra los datos de las proyecciones de demanda de máxima potencia en los tres escenarios sin reserva y con el 20% de reserva, además de la oferta de máxima potencia por parte de la capacidad efectiva de potencia actual y la de los proyectos en los próximos años.

Tabla XXXVII. Demanda de máxima potencia en cada escenario de proyección

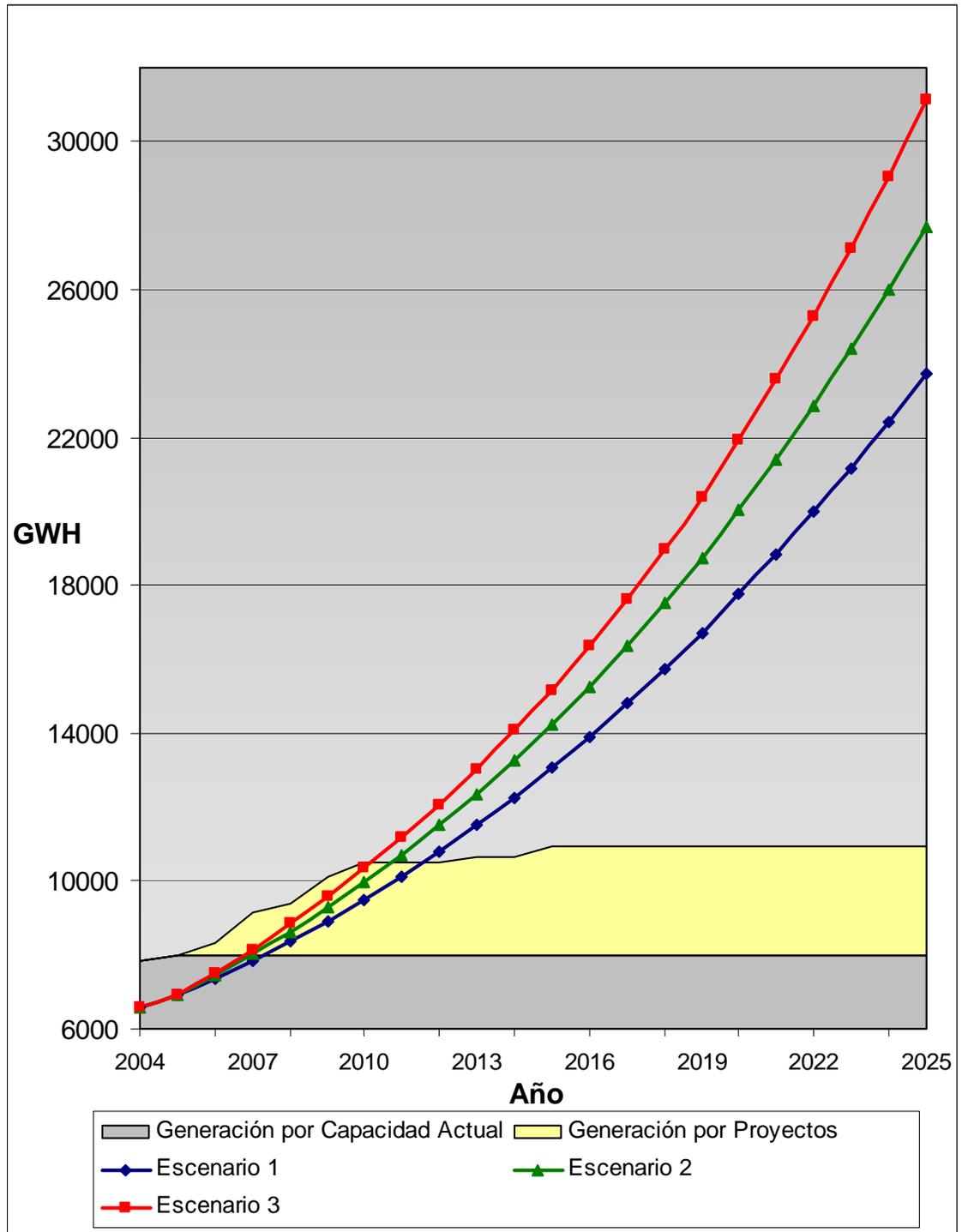
Año	Demanda Máxima de Potencia MW			Demanda Máxima de Potencia con reserva MW			Potencia Efectiva MW		
	Uno	dos	Tres	Uno	dos	Tres	Actual	Proyecto:	Total
2005	1290	1290	1290	1548	1548	1548	1795	0	1795
2006	1392	1409	1421	1671	1690	1705	1795	74	1869
2007	1496	1528	1553	1795	1834	1863	1795	262	2058
2008	1603	1651	1688	1923	1981	2026	1795	314	2109
2009	1714	1779	1829	2057	2135	2195	1795	477	2272
2010	1831	1914	1979	2198	2297	2374	1795	563	2358
2011	1955	2057	2137	2346	2468	2565	1795	563	2358
2012	2085	2209	2307	2502	2650	2768	1795	563	2358
2013	2223	2370	2488	2668	2844	2985	1795	596	2391
2014	2370	2543	2682	2844	3051	3218	1795	596	2391
2015	2524	2726	2889	3029	3271	3467	1795	664	2460
2016	2687	2920	3110	3224	3505	3732	1795	664	2460
2017	2858	3126	3345	3430	3752	4014	1795	664	2460
2018	3038	3345	3596	3646	4014	4315	1795	664	2460
2019	3227	3576	3863	3873	4291	4635	1795	664	2460
2020	3426	3819	4146	4111	4583	4975	1795	664	2460
2021	3632	4076	4446	4359	4891	5335	1795	664	2460
2022	3849	4347	4764	4619	5216	5716	1795	664	2460
2023	4076	4632	5101	4891	5559	6121	1795	664	2460
2024	4313	4933	5458	5176	5920	6550	1795	664	2460
2025	4560	5249	5836	5472	6299	7003	1795	664	2460

Se espera que el factor de carga siga la tendencia de los últimos siete años y siga creciendo. Así el factor de carga sea por lo menos el valor del último año el cual fue igual a 0.61, entonces la energía total producida con la capacidad efectiva actual más la de los proyectos nuevos y ampliaciones, se tendrá en conjunto una producción de energía como se muestra en la tabla XXXVIII y la siguiente figura 26.

Tabla XXXVIII. Demanda de energía en cada escenario de proyección

Año	Demanda de Energía GWH			Oferta Energía GWH por la Capacidad Efectiva		
	Uno	Dos	Tres	Actual	Proyectos	Total
2005	6908	6908	6908	7994	0	7994
2006	7353	7444	7513	7994	330	8324
2007	7833	8014	8154	7994	1169	9162
2008	8349	8623	8835	7994	1398	9391
2009	8901	9272	9562	7994	2124	10117
2010	9490	9966	10341	7994	2505	10498
2011	10118	10708	11175	7994	2505	10498
2012	10786	11501	12070	7994	2505	10498
2013	11497	12349	13032	7994	2654	10648
2014	12253	13255	14064	7994	2654	10648
2015	13053	14221	15170	7994	2959	10952
2016	13898	15249	16353	7994	2959	10952
2017	14789	16340	17616	7994	2959	10952
2018	15728	17499	18964	7994	2959	10952
2019	16716	18728	20403	7994	2959	10952
2020	17752	20028	21933	7994	2959	10952
2021	18837	21399	23558	7994	2959	10952
2022	19973	22848	25285	7994	2959	10952
2023	21165	24380	27121	7994	2959	10952
2024	22412	25996	29069	7994	2959	10952
2025	23714	27697	31134	7994	2959	10952

Figura 26. Oferta de energía por la capacidad efectiva actual más proyectos junto con escenarios de Demanda de energía



4.3 Planes actuales de expansión del sistema de transmisión nacional

El Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (INDE) a través de su empresa de transporte tiene planificada la expansión en el sistema de transmisión nacional para el mediano plazo. La compañía es la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica. La expansión consiste en la realización de nuevas líneas de transmisión en el país, así como la ampliación de la capacidad de transformación en algunas subestaciones. Las siguientes tablas XXXIX y XL muestran la expansión del sistema de transmisión nacional en el mediano y largo plazo para 230 kV. En las líneas de transmisión de 230 kV destacan la construcción de otra línea entre Guatemala y El Salvador que interconectarán la subestaciones GuateEste y Ahuachapán, la línea Aguacapa-La Vega, la línea GuateSur-GuateEste-Sololá-La Esperanza, la línea GuateNorte-Panaluya y la interconexión con Honduras, además la construcción de la subestación La Vega, Panaluya y Moyuta para el sistema de 230 kV.

Tabla XXXIX. Expansión para líneas de 230 kV

Subestación		Longitud Km.	Año de Construcción
Inicio	Final		
Escuintla 1	Escuintla 2	0.4	2007
Escuintla 1	Escuintla 2	0.4	2007
Guatemala Sur	Guatemala Este	15	2007
Guatemala Norte	Guatemala Este	15	2007
Panaluya	Río Lindo	182	2008
Guatemala Norte	Panaluya	115	2008
Guatemala Este	Ahuachapán	112.6	2008
Guatemala Oeste	Sololá	65.8	2008
Aguacapa	La Vega	26	2008
Guatemala Sur	Guatemala Oeste	15	2008
Jalpatagua	Interconexión	2.2	2008
Sololá	La Esperanza	57.3	2009
Tactic	Panaluya	85	2010

Tabla XL. Ampliación de la capacidad en subestaciones de 230 kV

Subestación	Voltajes kV	Capacidad MVA	Año
La Esperanza	230/138	150	2008
Guatemala Este	230/69	195	2008
Guatemala Norte	230/69	150	2008
Escuintla	230/69	150	2008
Panaluya	230/69	150	2008
Sololá	230/69	100	2008
Sanarate	230/69	75	2010
La Esperanza	230/13.8	75	2010
Tactic	230/138	100	2012
Panaluya	230/138	100	2013
Guatemala Sur	230/69	150	2014

En las líneas de 138 kV destacan la construcción de la línea La Esperanza- Pologua y la interconexión con el Petén a través de la línea Cobán-Chisec-Sayaxché-Santa Elena en el año 2012. Las siguientes tablas XLI y XLII muestran las líneas nuevas y las subestaciones que ampliarán su capacidad.

Tabla XLI. Expansión para líneas de 138 kV

Subestación		Longitud Km.	Año de Construcción
Inicio	Final		
Palín	Calderas	15	2006
Pologua	Huehuetenango	38.6	2008
Río Grande	Chiquimula	35	2008
Chiquimula	Zacapa	25	2008
La Esperanza	Pologua	20	2008
Zacapa	Panaluya	10	2008
La Esperanza	San Marcos	30.5	2009
Tactic	San Julián	10	2012
San Julián	Cobán	31	2012
Cobán	Chiséc	47	2012
Chiséc	Sayaxché	60	2012
Sayaxché	Santa Elena	75	2012
Panaluya	Mayuelas	49	2013
Mayuelas	La Ruidosa	49	2013
La Ruidosa	Río Dulce	32	2013
Río Dulce	Poptún	94	2013
Poptún	Santa Elena	85	2013

Tabla XLII. Ampliación de la capacidad en subestaciones de 138 kV

Subestación	Voltajes kV	Capacidad MVA	Año
Huehuetenango	138/69	90	2008
Panaluya	138/69	100	2008
Zacapa	138/13.8	14	2008
Chiquimula	138/34.5	28	2008
San Marcos	138/69	75	2009
Cobán	138/69	30	2012
Chiséc	138/69	14	2012
Sayaxché	138/13.8	14	2012
Santa Elena	138/69	30	2012
Mayuelas	138/69	30	2013
Río Dulce	138/69	42	2013
Poptún	138/34.5	14	2013

Tabla XLIII. Expansión para líneas de 69 kV

Subestación		Longitud Km.	Año de Construcción
Inicio	Final		
Quiche	Zacualpa	38	2006
San Marcos	Malacatán	32	2006
San Juan Ixcoy	Barillas	50	2006
La Esperanza	Quetzaltenango Tap	3	2007
Poptún	Santa Elena	85	2008
Sayaxché	Santa Elena	75	2008
Tactic	Chicamán	60	2008
Chiséc	Sayaxché	60	2008
El Estor	Telemán	55	2008
Chiséc	Fray Bartolomé	49	2008
Quiche	Sacapulas	40	2008
Chicamán	Sacapulas	35	2008
San Juan Ixcoy	Jacaltenango	35	2008
San Julián	Cobán	31	2008
Sacapulas	Chajul	30	2008
Salamá	Rabinal	20	2008
Progreso	Asunción Mita	20	2008
Guatemala Sur	Tap Laguna	1.5	2008
Los Brillantes	Coatepeque	33.1	2009
Meléndez	Malacatán	30	2009
Cocales	Pantaleón	25	2009

Las tablas XLIII y XLIV muestran las líneas de 69 kV nuevas y las subestaciones que ampliarán su capacidad. En las líneas de 69 kV lo más destacado es la interconexión del sistema aislado Petén en el 2008 por medio de dos líneas, la primera es la línea Poptún-Santa Elena y la segunda es la línea Chisec-Sayaxché-Santa Elena.

Tabla XLIV. Ampliación de la capacidad en subestaciones de 69 kV

Subestación	Voltajes kV	Capacidad MVA	Año
Barillas	69/13.8	14	2006
Chiquimula	69/34.5	28	2006
Cobán	69/13.8	28	2007
Sacapulas	69/13.8	14	2008
Chicamán	69/13.8	14	2008
Chajul	69/13.8	14	2008
Fray Bartolomé	69/13.8	14	2008
Rabinal	69/13.8	14	2008
Asunción Mita	69/13.8	14	2008
Jacaltenango	69/34.5	14	2008
Santa Elena	69/34.5	28	2008
Huehuetenango	69/13.8	40	2009
El Rancho	69/34.5	28	2011
Coatepeque	69/13.8	40	2012
Retalhuleu	69/13.8	28	2013
La Esperanza	69/34.5	40	2013
Puerto Barrios	69/13.8	40	2014
San Sebastián	69/13.8	40	2015
Sololá	69/34.5	40	2015

Estas construcciones contribuirán a mejorar la continuidad, la calidad del servicio y confiabilidad del sistema de transmisión nacional. Además se realizará la interconexión con México en 2008, con la construcción de la línea de 400kV entre la frontera de México y la subestación Brillantes, la longitud será de 71 km. La subestación Brillantes ampliará su capacidad de transformación en 300 MVA con los voltajes de operación de 400/230 kV. Las interconexiones con Honduras y El Salvador para el SIEPAC y se realizarán en 138 kV.

4.4 Interconexiones con otros países

4.4.1 Interconexión con México

El Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (INDE) y la Comisión Federal de Electricidad de México han definido el proyecto 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 en Retalhuleu, Guatemala con una capacidad de 225 MVA y voltajes de operación de 400/230 kV. La extensión de este tramo de línea de 400 kV de doble circuito es de aproximadamente 103 kilómetros (71 km en Guatemala y 32 km en México). Esta interconexión será de gran utilidad para impulsar los procesos de integración México y Centroamérica para fomentar los intercambios de electricidad dentro de los países de la región. La capacidad inicial del enlace de Interconexión se estima en 200 MW, en la dirección México-Guatemala y 70 MW en la dirección inversa.

Los componentes de proyecto:

- a) Línea de transmisión de 400kV de 71 km a realizarse en 2008
- b) Ampliación de la subestación Los Brillantes en 225 MVA de transformación en 400/230 kV a realizarse en el 2008.

4.4.2 Interconexión con el SIEPAC

En 1987 se conformo el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) impulsado por las seis empresas eléctricas centroaméricas (todas estatales). El objetivo del Proyecto SIEPAC consiste en construir al menos una red a 230 kV desde Guatemala hasta Panamá, cercana a los 1 830 km, para permitir en forma gradual la operación conjunta y el desarrollo del Mercado Eléctrico Regional, garantizando la seguridad y calidad del suministro. En 1996 se constituyo la Empresa Propietaria de la Red (EPR), con el nombre comercial Empresa Propietaria de la Línea de Transmisión Eléctrica S.A. La Empresa Propietaria de la Red tiene a su cargo desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener dicha línea transmisión. En 2001 se integra como séptimo socia a la EPR la empresa ENDESA de España.

Para la realización del diseño e implantación de la regulación pertinente del Mercado Eléctrico Regional, se ha creado a la Comisión Regional de Interconexión (CRIE) formada inicialmente con representantes de los entes reguladores nacionales, además se ha creado el Ente Operador Regional (EOR), constituido inicialmente con los encargados de los despachos nacionales y/o administradores de mercados mayoristas en los países donde ya existe esta figura. El Ente Operador Regional (EOR) es el organismo responsable de asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad y confiabilidad de los sistemas eléctricos. La siguiente tabla XLV muestra las longitudes de la línea de transmisión SIEPAC que tendrá en cada uno de los países de Centroamérica.

Tabla XLV. Línea SIEPAC de 230 kV

País	Longitud (Km)	%
Guatemala	281.8	15.4%
El Salvador	282.3	15.4%
Honduras	369.4	20.2%
Nicaragua	293.5	16.0%
Costa Rica	462.4	25.3%
Panamá	140.3	7.7%
Total	1829.7	100.0%

Elaboración propia con fuente de datos Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC

La línea del SIEPAC conectará 16 subestaciones, desde la subestación El Cajón en Honduras hasta la subestación Veladero en Panamá, pasando por Guatemala; El Salvador, Nicaragua, y Costa Rica, Guatemala; con una ramal entre las subestaciones Pavana y Suyapa en Honduras. La siguiente figura 27 muestra la ruta que tendrá la línea del SIEPAC.

Figura 27. Ruta de interconexión del SIEPAC



Elaboración Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC

5 TENDENCIAS EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

5.1 Alternativas y estrategias de la expansión en la generación

Durante los próximos años se tienen nuevos proyectos de generación que incrementaran la capacidad instalada y efectiva del SNI. Estos proyectos son en su mayoría hidroeléctricas, además las centrales generadoras ya existentes aumentarán su capacidad instalada y los Ingenios Azucareros también tienen previsto aumento en los próximos años, como se detallo en el capítulo anterior. Adicional a esto el SNI tendrá importantes aumentos de oferta y demanda debido a las interconexiones que se tiene prevista como: la conexión del sistema aislado de Petén, la interconexión con México y la interconexión con el SIEPAC. Para cada interconexión se analizará el aumento de oferta y demanda de potencia de cada una de las alternativas de interconexión, además se analizara la capacidad efectiva de potencia que será necesaria aumentar al SNI para cubrir los posibles déficit entre oferta y demanda de potencia. La proyección de demanda que se utilizara será la del escenario 3, porque es el escenario más crítico que puede presentarse en el SNI y si se hace una buena cobertura sobre este escenario, los otros escenarios uno y dos quedan suficientemente cubiertos. Una buena cobertura significa que no existe déficit entre la potencia ofertada por las centrales generadoras y la demanda de potencia de todos los consumidores en el SNI.

5.1.1 Alternativa uno: no existirán interconexiones en SNI

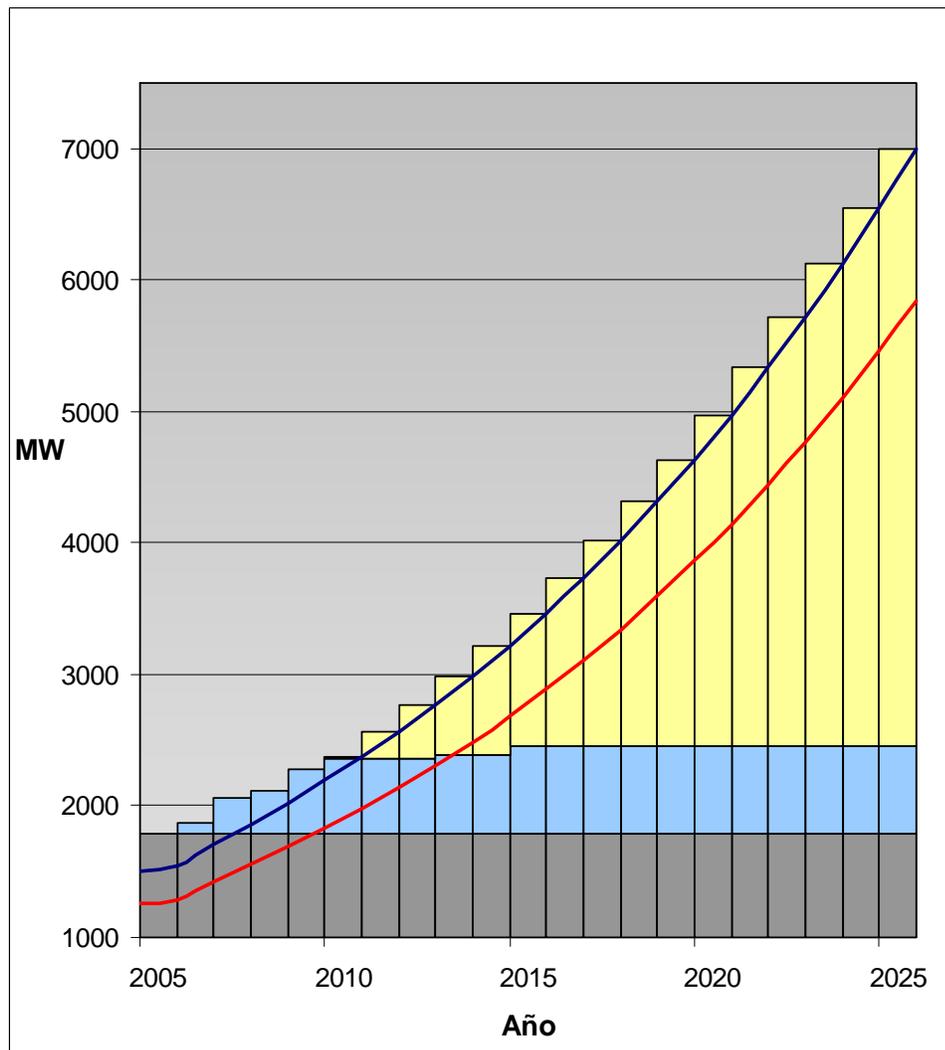
Se analiza esta alternativa de expansión para conocer a partir de que año será necesario adicionar potencia efectiva al SNI, si analizamos que la oferta de potencia será solo la actual y la de los proyectos de nuevas centrales o ampliaciones capacidad de generación, por lo tanto no habrá en esta alternativa ninguna interconexión al SNI. La razón de analizar esta alternativa es por que las interconexiones se tienen proyectadas para el año 2008 pero si se llegaran a retrasar es necesario saber a partir de que año se necesitara adicionar potencia efectiva y en que magnitud por nuevas centrales generadoras.

Tabla XLVI. Alternativa uno de expansión de la generación

Año	Demanda de Máxima Potencia MW		Oferta de Potencia Efectiva MW			
	Proyección	Total	Actual	Proyectos	Cobertura necesaria	Total
2006	1421	1705	1795	74	0	1869
2007	1553	1863	1795	262	0	2058
2008	1688	2026	1795	314	0	2109
2009	1829	2195	1795	477	0	2272
2010	1979	2374	1795	563	17	2374
2011	2137	2565	1795	563	207	2565
2012	2307	2768	1795	563	410	2768
2013	2488	2985	1795	596	594	2985
2014	2682	3218	1795	596	827	3218
2015	2889	3467	1795	664	1007	3467
2016	3110	3732	1795	664	1272	3732
2017	3345	4014	1795	664	1555	4014
2018	3596	4315	1795	664	1856	4315
2019	3863	4635	1795	664	2176	4635
2020	4146	4975	1795	664	2516	4975
2021	4446	5335	1795	664	2875	5335
2022	4764	5716	1795	664	3257	5716
2023	5101	6121	1795	664	3662	6121
2024	5458	6550	1795	664	4091	6550
2025	5836	7003	1795	664	4544	7003

En la tabla XLVI se muestran los valores de demanda de máxima potencia proyectada para el escenario 3, la demanda total de máxima potencia que incluye el 20 % de reserva y la oferta de potencia efectiva. La columna de la cobertura necesaria nos indica el año y la cantidad de potencia efectiva que debe adicionarse al SNI para que evitar déficit entre la oferta y demanda de máxima potencia. La siguiente figura 28 muestra la gráfica de los resultados.

Figura 28. Alternativa uno de expansión de la generación



En figura 28 se muestra en la parte de abajo de la gráfica en columnas la potencia efectiva actual, las columnas del medio son la potencia efectiva de los proyectos y las columnas de arriba son la potencia efectiva necesaria que debe adicionarse al SNI para cubrir la demanda de máxima potencia. En la misma gráfica se muestran dos curvas la de abajo es la proyección de Demanda de máxima potencia para el escenario 3 y la de arriba es la Demanda total de máxima potencia que incluye el 20 % de reserva.

5.1.2 Alternativa dos: conexión al sistema aislado de Petén

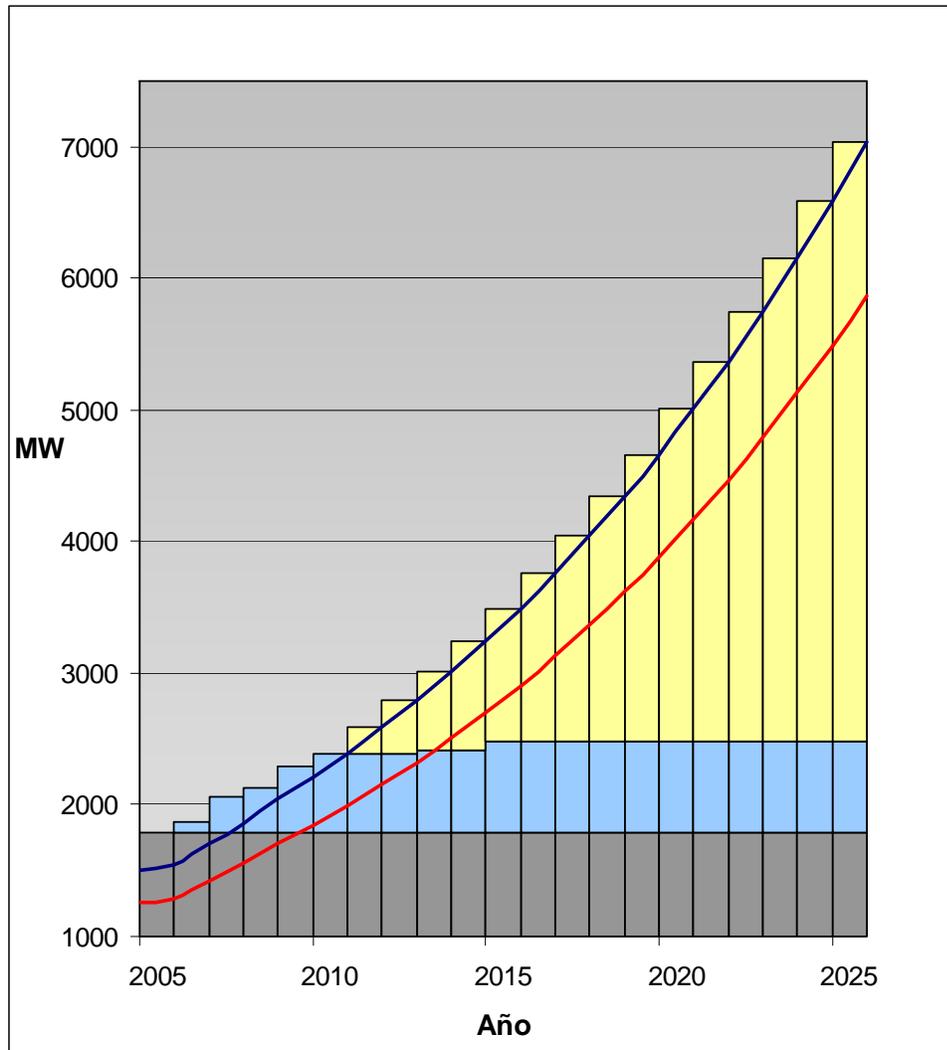
Se analiza esta alternativa dos de expansión para conocer a partir de que año y en que magnitudes será necesario adicionar potencia efectiva al SNI con la conexión al sistema aislado de Petén. Se debe tomar en cuenta que la conexión con el sistema aislado de Petén en el año 2008 aumentará la demanda de potencia y oferta de potencia al SNI. La demanda de máxima potencia del sistema aislado será en el año 2008 de 14.24 MW. La demanda de potencia del sistema aislado se tiene previsto que aumente a un ritmo del 5% de acuerdo a las previsiones del INDE. La potencia efectiva instalada hasta el año 2,006 es de 24 MW y una capacidad instalada de 28.1 MW. La siguiente tabla XLVII muestra en la demanda total el incremento que habrá en la demanda de potencia en el SNI por conexión al sistema aislado de Petén. En la columna de la cobertura necesaria de potencia efectiva nos indica el año y la magnitud de potencia efectiva que debe adicionarse al SNI para evitar déficit entre la oferta y demanda de máxima potencia. Como se observa a partir del año 2010 es necesario que empiecen a operar nuevas centrales generadoras con una capacidad efectiva mínima de 12 MW requerida para ese año 2010.

Tabla XLVII. Alternativa dos de expansión de la generación

Año	Demanda de Máxima Potencia MW				Oferta de Potencia Efectiva MW			
	Proyección	Petén	Final	Total	Actual	Proyectos y Petén	Cobertura necesaria	Total
2006	1421		1421	1705	1795	74	0	1869
2007	1553		1553	1863	1795	262	0	2058
2008	1688	14.24	1702	2043	1795	338	0	2133
2009	1829	14.95	1844	2213	1795	501	0	2296
2010	1979	15.70	1994	2393	1795	587	12	2393
2011	2137	16.49	2154	2585	1795	587	203	2585
2012	2307	17.31	2324	2789	1795	587	407	2789
2013	2488	18.18	2506	3007	1795	620	592	3007
2014	2682	19.09	2701	3241	1795	620	826	3241
2015	2889	20.04	2909	3491	1795	688	1007	3491
2016	3110	21.04	3131	3757	1795	688	1273	3757
2017	3345	22.09	3367	4041	1795	688	1557	4041
2018	3596	23.20	3619	4343	1795	688	1859	4343
2019	3863	24.36	3887	4665	1795	688	2181	4665
2020	4146	25.58	4172	5006	1795	688	2522	5006
2021	4446	26.86	4472	5367	1795	688	2883	5367
2022	4764	28.20	4792	5750	1795	688	3267	5750
2023	5101	29.61	5131	6157	1795	688	3673	6157
2024	5458	31.09	5489	6587	1795	688	4104	6587
2025	5836	32.64	5869	7042	1795	688	4559	7042

La siguiente figura 29 muestra la gráfica de los resultados. En la parte de abajo de la gráfica en columnas son la potencia efectiva actual, las columnas del medio son la potencia efectiva de los proyectos más potencia efectiva de Petén y las columnas de arriba son la potencia efectiva necesaria que debe adicionarse al SNI para cubrir la demanda de máxima potencia. En la misma gráfica se muestran dos curvas la de abajo es la proyección de Demanda de máxima potencia final que incluye la demanda del escenario 3 más la demanda del sistema aislado de Petén y la de arriba es la Demanda total de máxima potencia que incluye el 20% de reserva. En la gráfica de la figura 29 para el año 2010 no se logra visualizar, debido a la escala, el incremento que debe adicionarse al SNI de 12 MW de potencia efectiva.

Figura 29. Alternativa dos de expansión de la generación



5.1.3 Alternativa tres: interconexiones con Petén y México

Se analiza esta alternativa para conocer cuando será necesario adicionar potencia efectiva al SNI analizando las interconexiones con Petén y México.

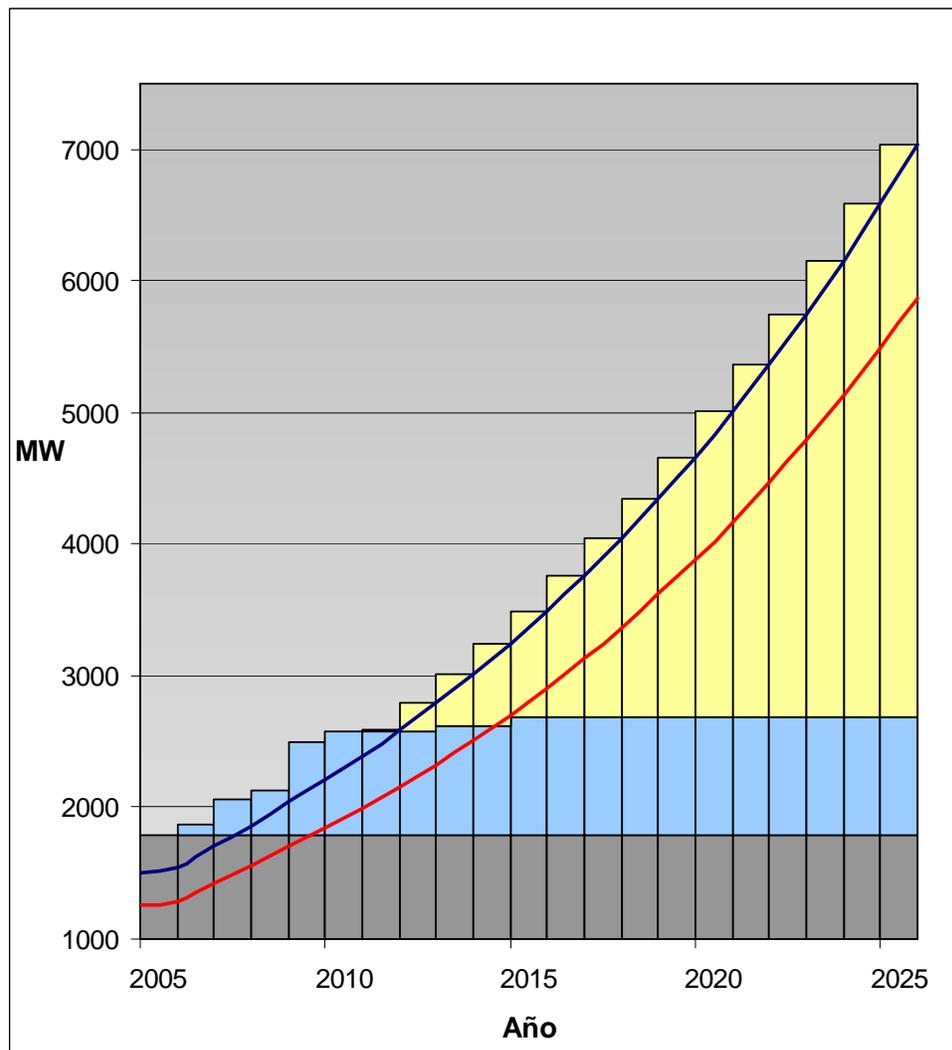
La conexión con el sistema aislado de Petén será en el año 2008 y la interconexión con México está planificada su construcción en 2008, para el análisis se asume que la interconexión con México operara a inicios del 2009. Por lo tanto la oferta de potencia de la interconexión con México la contabilizamos en el 2009, además asumimos en este análisis que el SNI solo importará potencia para cubrir la demanda interna. La oferta de potencia de la interconexión con México está estimada en 200 MW. Para la conexión con Petén se utilizan los mismos datos de oferta y demanda de potencia analizados en la alternativa dos. La siguiente tabla XLVIII muestra en la demanda total el incremento que habrá en la demanda de potencia en SNI por la conexión al sistema aislado de Petén y la oferta por la interconexión con México.

Tabla XLVIII. Alternativa tres de expansión de la generación

Año	Demanda de Máxima Potencia MW				Oferta de Potencia Efectiva MW			
	Proyección	Petén	Final	Total	Actual	Proyectos e interconexiones	Cobertura necesaria	Total
2006	1421		1421	1705	1795	74	0	1869
2007	1553		1553	1863	1795	262	0	2058
2008	1688	14.24	1702	2043	1795	338	0	2133
2009	1829	14.95	1844	2213	1795	701	0	2496
2010	1979	15.70	1994	2393	1795	787	0	2582
2011	2137	16.49	2154	2585	1795	787	3	2585
2012	2307	17.31	2324	2789	1795	787	207	2789
2013	2488	18.18	2506	3007	1795	820	392	3007
2014	2682	19.09	2701	3241	1795	820	626	3241
2015	2889	20.04	2909	3491	1795	888	807	3491
2016	3110	21.04	3131	3757	1795	888	1073	3757
2017	3345	22.09	3367	4041	1795	888	1357	4041
2018	3596	23.20	3619	4343	1795	888	1659	4343
2019	3863	24.36	3887	4665	1795	888	1981	4665
2020	4146	25.58	4172	5006	1795	888	2322	5006
2021	4446	26.86	4472	5367	1795	888	2683	5367
2022	4764	28.20	4792	5750	1795	888	3067	5750
2023	5101	29.61	5131	6157	1795	888	3473	6157
2024	5458	31.09	5489	6587	1795	888	3904	6587
2025	5836	32.64	5869	7042	1795	888	4359	7042

En tabla XLVIII, en la columna de la cobertura necesaria de potencia efectiva indica que en el año 2011 es necesario que empiecen a operar nuevas centrales generadoras con capacidad efectiva mínima de 3 MW y en 2012 se requerirá en operación nuevas centrales con capacidad efectiva de 207 MW, estos requerimientos de potencia efectiva deberán adicionarse al SNI para evitar déficit entre la oferta y demanda de máxima potencia.

Figura 30. Alternativa tres de expansión de la generación



En la alternativa tres están postergados en un año los requerimientos de potencia efectiva en comparación con las alternativas uno y dos, siempre que la interconexión con México empiece ha operar en el año 2009. La anterior figura 30 muestra la gráfica de los resultados de la alternativa. En la parte de abajo de la gráfica en columnas son la potencia efectiva actual, las columnas del medio son la potencia efectiva de los proyectos más potencia efectiva de las interconexiones y las columnas de arriba son la potencia efectiva necesaria que debe adicionarse al SNI para cubrir la demanda de máxima potencia. En la misma gráfica se muestran dos curvas la de abajo es la proyección de Demanda de máxima potencia final que incluye la demanda del escenario 3 más la demanda del sistema aislado de Petén y la de arriba es la Demanda total de máxima potencia que incluye el 20% de reserva. En la gráfica de la figura 30 para el año 2011 no se logra visualizar, debido a la escala, el incremento que debe adicionarse al SNI de 3 MW de potencia efectiva.

5.1.4 Alternativa cuatro: interconexiones con Petén, México y el SIEPAC

La alternativa cuatro se analiza para conocer cuando será necesario adicionar potencia efectiva al SNI por medio de nuevas centrales generadoras analizando las interconexiones con Petén, México y el SIEPAC. La conexión con el sistema de Petén será en el año 2008, la interconexión con México operará a inicios del 2009 y la interconexión con el SIEPAC está planificada su construcción en 2008, en el análisis se asume que esta interconexión operará a inicios del 2009. Por lo tanto la oferta de potencia de la interconexión con el SIEPAC la contabilizamos en el 2009, además se asume en este análisis que el SNI solo importará potencia para cubrir la demanda interna.

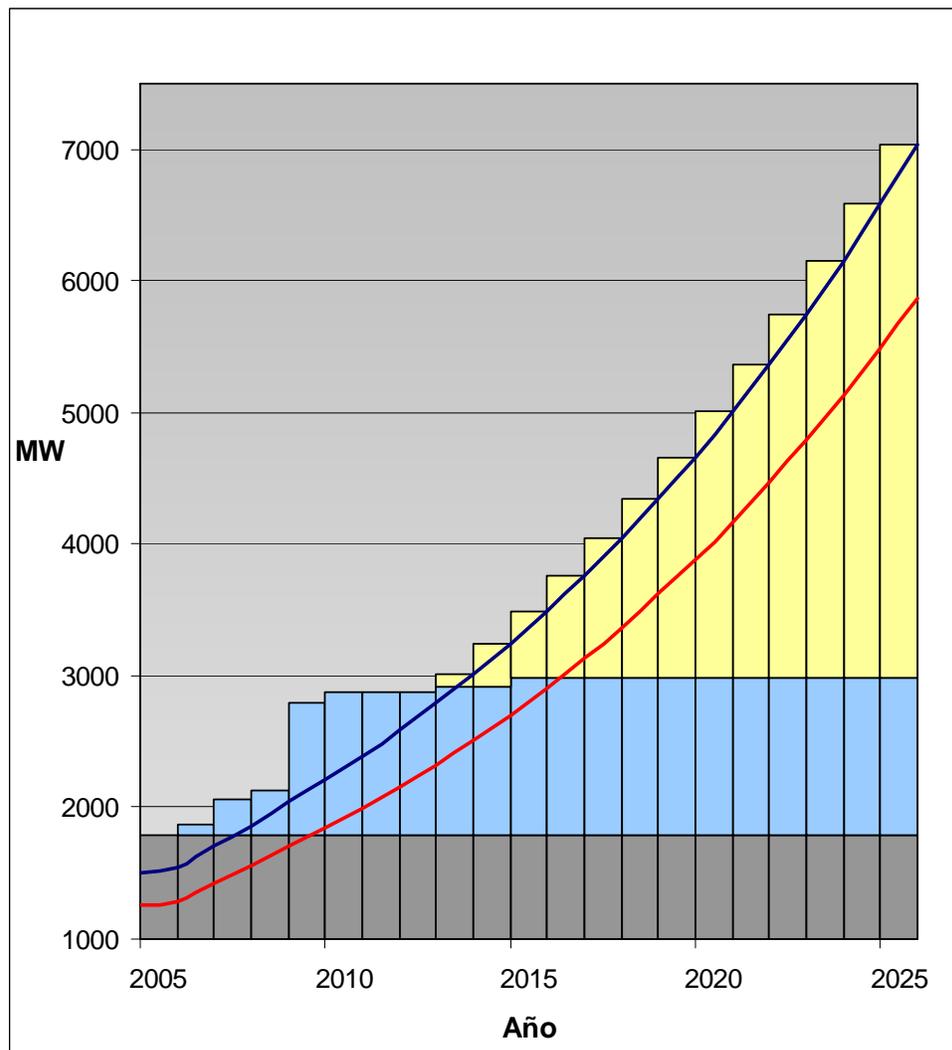
Para la conexión con Petén se utilizan los mismos datos de oferta y demanda de potencia analizados en la alternativa dos, para la oferta de potencia de la interconexión con México es la misma que se analizó en la alternativa tres y la oferta de potencia de la interconexión con el SIEPAC se estima que será de 300 MW. La siguiente tabla XLIX muestra en la demanda total el incremento que habrá en la demanda de potencia en el SNI por la conexión al sistema aislado de Petén y la oferta de la interconexión con México y la interconexión con el SIEPAC. En esta tabla en la columna de la cobertura necesaria de potencia efectiva indica el año y la magnitud de potencia efectiva que debe adicionarse al SNI para evitar déficit entre la oferta y demanda de máxima potencia. En el año 2013 es necesario que empiecen a operar nuevas centrales generadoras con capacidad efectiva mínima de 92 MW.

Tabla XLIX. Alternativa cuatro de expansión de la generación

Año	Demanda de Máxima Potencia MW				Oferta de Potencia Efectiva MW			
	Proyección	Petén	Final	Total	Actual	Proyectos e interconexiones	Cobertura necesaria	Total
2006	1421		1421	1705	1795	74	0	1869
2007	1553		1553	1863	1795	262	0	2058
2008	1688	14.24	1702	2043	1795	338	0	2133
2009	1829	14.95	1844	2213	1795	1001	0	2796
2010	1979	15.70	1994	2393	1795	1087	0	2882
2011	2137	16.49	2154	2585	1795	1087	0	2882
2012	2307	17.31	2324	2789	1795	1087	0	2882
2013	2488	18.18	2506	3007	1795	1120	92	3007
2014	2682	19.09	2701	3241	1795	1120	326	3241
2015	2889	20.04	2909	3491	1795	1188	507	3491
2016	3110	21.04	3131	3757	1795	1188	773	3757
2017	3345	22.09	3367	4041	1795	1188	1057	4041
2018	3596	23.20	3619	4343	1795	1188	1359	4343
2019	3863	24.36	3887	4665	1795	1188	1681	4665
2020	4146	25.58	4172	5006	1795	1188	2022	5006
2021	4446	26.86	4472	5367	1795	1188	2383	5367
2022	4764	28.20	4792	5750	1795	1188	2767	5750
2023	5101	29.61	5131	6157	1795	1188	3173	6157
2024	5458	31.09	5489	6587	1795	1188	3604	6587
2025	5836	32.64	5869	7042	1795	1188	4059	7042

La siguiente figura 31 muestra la gráfica de los resultados. En la parte de columnas las de abajo son la potencia efectiva actual, las del medio son la potencia efectiva de los proyectos más potencia efectiva de las interconexiones y las de arriba son la potencia efectiva necesaria que debe adicionarse al SNI para cubrir la demanda de máxima potencia. En la misma gráfica se muestran dos curvas de Demanda de máxima potencia final y total.

Figura 31. Alternativa cuatro de expansión de la generación



5.1.5 Alternativa cinco: el SNI exportador a través de las interconexiones con México y el SIEPAC

La alternativa cinco se analiza para conocer cuando será necesario adicionar potencia efectiva al SNI por medio de nuevas centrales generadoras, asumiendo que el SNI será un exportador a través de las interconexiones con México y el SIEPAC. Se espera que estas interconexiones operen a inicios de 2009. Al asumir que el SNI será un exportador, no se tiene en el análisis oferta de potencia por medio interconexiones solamente se tiene demanda de máxima potencia de las interconexiones. En el análisis se tomara en cuenta la conexión con el sistema de Petén para el año 2008, se analizara la oferta y la demanda de máxima potencia que agregara el sistema aislado de Petén al SNI. Para la conexión con Petén se utilizan los mismos datos de oferta y demanda de potencia analizados en la alternativa dos. La demanda de la interconexión con México será de 70 MW y la demanda de la interconexión con el SIEPAC de 300 MW. En este análisis el SNI se cubrirán las demandas interna del país y de las interconexiones.

La siguiente tabla L muestra en la demanda total el incremento que habrá en la demanda de potencia en el SNI por la conexión al sistema aislado de Petén, la interconexión con México y la interconexión con el SIEPAC. En esta tabla en la columna de la cobertura necesaria de potencia efectiva indica el año y la magnitud de potencia efectiva que debe adicionarse al SNI para evitar déficit entre la oferta y demanda de máxima potencia. En esta alternativa cinco al asumir que el SNI sea un exportador es necesario que en el año 2009 es que empiecen a operar nuevas centrales generadoras con capacidad efectiva mínima de 361 MW.

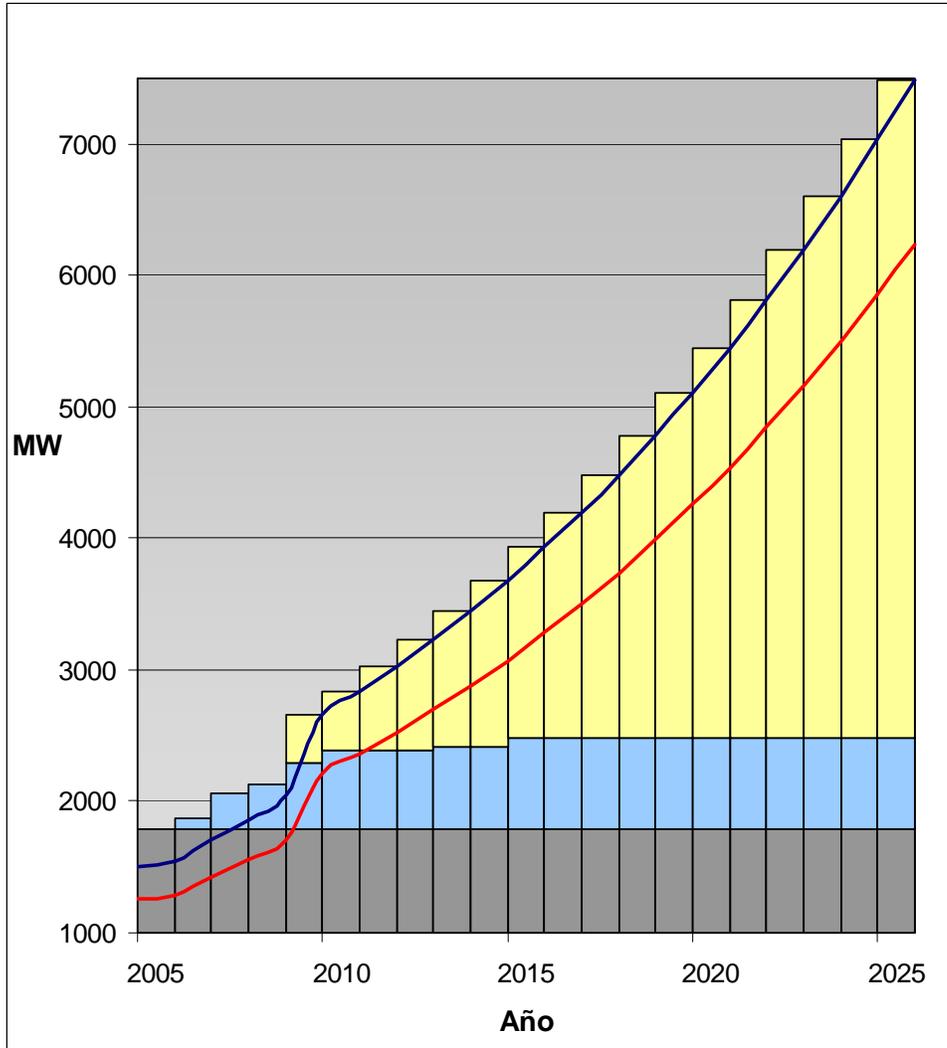
Tabla L. Alternativa cinco de expansión de la generación

Año	Demanda de Máxima Potencia MW				Oferta de Potencia Efectiva MW			
	Proyección	Petén e Interconexiones	Final	Total	Actual	Proyectos y Petén	Cobertura necesaria	Total
2006	1421		1421	1705	1795	74	0	1869
2007	1553		1553	1863	1795	262	0	2058
2008	1688	14.24	1702	2043	1795	338	0	2133
2009	1829	384.95	2214	2657	1795	501	361	2657
2010	1979	385.70	2364	2837	1795	587	456	2837
2011	2137	386.49	2524	3029	1795	587	647	3029
2012	2307	387.31	2694	3233	1795	587	851	3233
2013	2488	388.18	2876	3451	1795	620	1036	3451
2014	2682	389.09	3071	3685	1795	620	1270	3685
2015	2889	390.04	3279	3935	1795	688	1451	3935
2016	3110	391.04	3501	4201	1795	688	1717	4201
2017	3345	392.09	3737	4485	1795	688	2001	4485
2018	3596	393.20	3989	4787	1795	688	2303	4787
2019	3863	394.36	4257	5109	1795	688	2625	5109
2020	4146	395.58	4542	5450	1795	688	2966	5450
2021	4446	396.86	4842	5811	1795	688	3327	5811
2022	4764	398.20	5162	6194	1795	688	3711	6194
2023	5101	399.61	5501	6601	1795	688	4117	6601
2024	5458	401.09	5859	7031	1795	688	4548	7031
2025	5836	402.64	6239	7486	1795	688	5003	7486

De seguir con esta estrategia de generación en los próximos cinco años deben existir inversiones en varias centrales generadoras y de gran capacidad para cubrir la demanda interna del país y la vez exportar a través de las interconexiones con México y el SIEPAC.

La siguiente figura 32 muestra la gráfica de los resultados. En la parte de columnas las de abajo son la potencia efectiva actual, las del medio son la potencia efectiva de los proyectos más potencia efectiva de las interconexiones y las de arriba son la potencia efectiva necesaria que debe adicionarse al SNI para cubrir la demanda de máxima potencia En la misma gráfica se muestran dos curvas de Demanda de máxima potencia final y Demanda de máxima potencia total.

Figura 32. Alternativa cinco de expansión de la generación



En las alternativas se ha planteado la expansión en la generación en el mediano y largo plazo del SNI para preservar la continuidad del suministro eléctrico, minimizando la probabilidad de ocurrencia de interrupciones en el servicio. En cada una de las estrategias se indica la magnitud de potencia efectiva que debe entrar en operación en cada uno de los años siguientes de acuerdo a la estrategia que siga el SNI para evitar déficit.

5.1.6 Análisis de las consecuencias de los derechos de vía o servidumbres sobre la alternativa cuatro

Los derechos de vía o servidumbres se constituyen con el fin de permitir la construcción de obras e instalaciones para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, y se establecen como servidumbres legales de utilidad pública. Las servidumbres pueden ser sobre bienes de dominio público y privado. Si los dueños de los bienes inmuebles se oponen a una servidumbre dictada por el MEM, los adjudicatarios pueden acudir a los tribunales del ramo civil para obtener una resolución por parte de un juez. La oposición a las servidumbres de los dueños de los bienes inmuebles ocasiona que las obras de los proyectos de generación y transmisión, sean afectadas en su construcción y planificación, en las fechas programadas para su conclusión y por lo tanto en el atraso de su puesta en funcionamiento y la fecha de conexión con el SNI.

En la alternativa cuatro se analizaron las interconexiones con Petén, México y el SIEPAC: En dicha alternativa se estableció que la conexión con el sistema de Petén sería en el año 2008, la interconexión con México en 2009 y la interconexión con el SIEPAC en 2009, esto de acuerdo con las fechas planificados por cada uno de los proyectos. Pero si los proyectos se vieran afectados por atrasos debidos a los problemas de derechos de vía o servidumbres en las construcciones de las centrales generadoras o en las líneas de transmisión, la oferta de potencia eléctrica en el SNI se vería afectada y por lo tanto la demanda de potencia eléctrica en el SNI no sería cubierta satisfactoriamente. En este análisis se asume que las centrales generadoras sufren un atraso de un año en su conexión al SNI y las interconexiones con Petén, México y el SIEPAC un atraso de dos años en su conexión con el SNI.

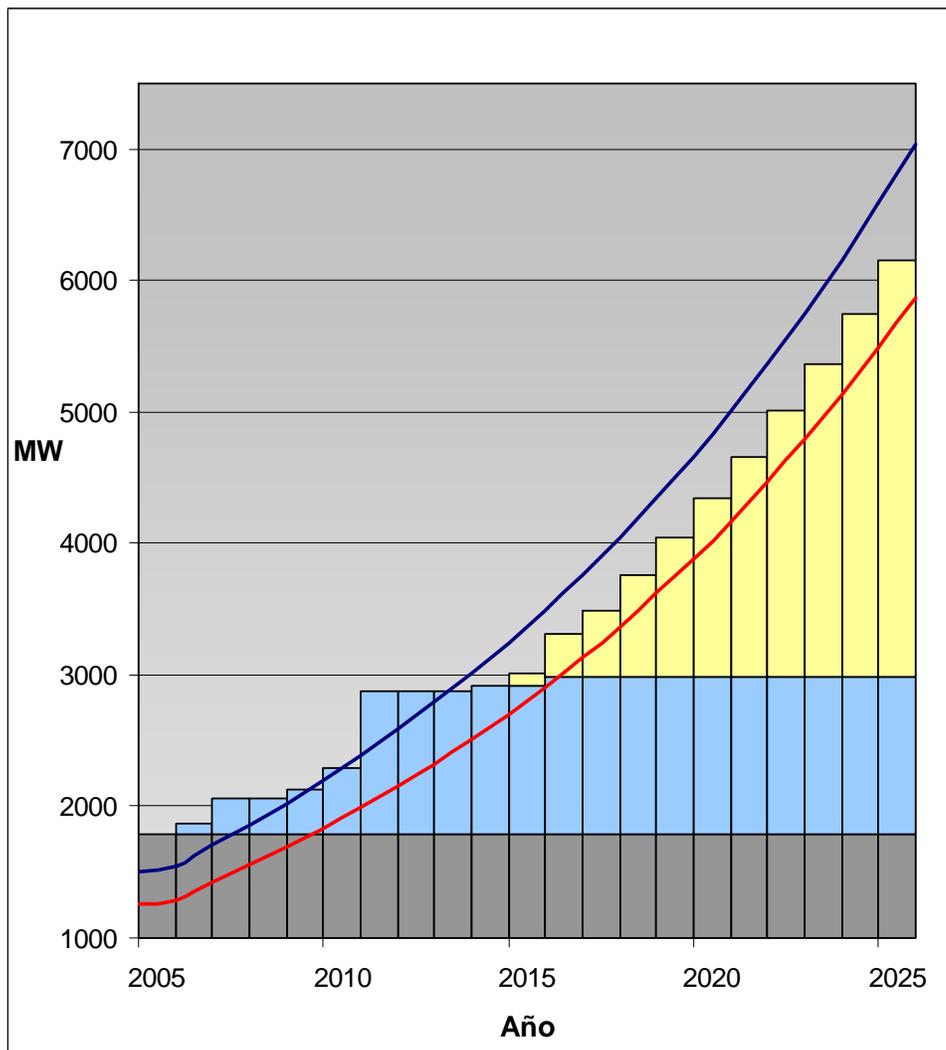
La siguiente tabla LI muestra en la demanda total el incremento que habrá en la demanda de potencia en el SNI por la conexión al sistema aislado de Petén y la oferta de la interconexión con México y la interconexión con el SIEPAC con un retraso de dos años. En esta tabla en la columna de la cobertura necesaria de potencia efectiva se muestra la potencia indicada en la alternativa cuatro solo que atrasada un año debido a problemas de derechos de vía. Por lo tanto la alternativa cuatro con problemas de derecho de vía se observa un déficit entre la oferta y demanda de máxima potencia en el SNI.

Tabla LI. Alternativa cuatro con retrasos por derechos de vía

Año	Demanda de Máxima Potencia MW				Oferta de Potencia Efectiva MW			
	Proyección	Petén	Final	Total	Actual	Proyectos e interconexiones	Cobertura necesaria	Total
2006	1421		1421	1705	1795	74	0	1869
2007	1553		1553	1863	1795	262	0	2058
2008	1688	0.00	1688	2026	1795	262	0	2058
2009	1829	0.00	1829	2195	1795	338	0	2133
2010	1979	15.70	1994	2393	1795	501	0	2296
2011	2137	16.49	2154	2585	1795	1087	0	2882
2012	2307	17.31	2324	2789	1795	1087	0	2882
2013	2488	18.18	2506	3007	1795	1087	0	2882
2014	2682	19.09	2701	3241	1795	1120	0	2915
2015	2889	20.04	2909	3491	1795	1120	92	3007
2016	3110	21.04	3131	3757	1795	1188	326	3309
2017	3345	22.09	3367	4041	1795	1188	507	3491
2018	3596	23.20	3619	4343	1795	1188	773	3757
2019	3863	24.36	3887	4665	1795	1188	1057	4041
2020	4146	25.58	4172	5006	1795	1188	1359	4343
2021	4446	26.86	4472	5367	1795	1188	1681	4665
2022	4764	28.20	4792	5750	1795	1188	2022	5006
2023	5101	29.61	5131	6157	1795	1188	2383	5367
2024	5458	31.09	5489	6587	1795	1188	2767	5750
2025	5836	32.64	5869	7042	1795	1188	3173	6157

La siguiente figura 33 muestra la gráfica de los resultados de la alternativa cuatro con atrasos por derechos de vía. En la parte de columnas, las de abajo son potencia efectiva actual, en medio son potencia efectiva de los proyectos más las interconexiones y arriba son la potencia efectiva necesaria que debe adicionarse al SNI obtenida en la alternativa cuatro con un atraso de una año, además se muestran las curvas de Demanda de máxima potencia final y total.

Figura 33. Alternativa cuatro con retrasos por derechos de vía



5.2 Alternativas de expansión del sistema de transmisión nacional

La propuesta de análisis de expansión se realiza con el objeto de establecer la referencia necesaria para definir la expansión en el mediano y largo plazo. La expansión de los sistemas de transmisión además pretende dar señales que permitan a los agentes involucrados estudiar con mayor detalle sus necesidades de expansión e incorporar en sus presupuestos las inversiones requeridas. Los proyectos de expansión del sistema de transmisión se indicaron sobre la base de la demanda de energía y máxima potencia proyectadas en los capítulos anteriores, así como la estructuración y ritmo con la que se indicó la expansión de la capacidad efectiva de la generación en las alternativas analizadas anteriormente en este capítulo.

La alternativa de expansión del sistema de transmisión para el mediano plazo se prioriza la conexión de nuevas centrales generadoras en el sistema de 230 kV. Se espera que se instalen posiblemente nuevas centrales generadoras en Alta Verapaz en el caso de las hidroeléctricas y las termoeléctricas en área de Escuintla muy cercanas a la autopista Escuintla–Puerto Quetzal. También se debe instalar una nueva subestación para mejorar la operación y funcionamiento del sistema construyendo la subestación Guate Oeste la cual cerrara un anillo en 230 kV con las subestaciones de Guate Sur, Guate Norte y Guate Este. La alternativa sugerida de expansión se muestra en la siguiente tabla LII para el mediano plazo. En la cual se incluyen las líneas de transmisión sugeridas y ampliaciones en las subestaciones que se utilizarían con las líneas propuestas.

Tabla LII. Alternativa de expansión para el sistema de transmisión en el mediano plazo

Líneas de Transmisión				
Año	Subestación		Longitud	Voltaje
	Inicio	Final	Km.	kV
2006				
2007				
2008	San Joaquín	Guate Sur	45	230
2009	Chixoy	Tactic	42	230
	Guate Norte	Guate Este	15	230
2010	Chixoy	Guate Norte	84	230
	Guate Este	Guate Sur	15	230
	Guate Norte	Guate Oeste	15	230
2011	Guate Sur	Guate Oeste	15	230
	Tactic	Fray Bartolomé	75	230
2012	Guate Este	Panaluya	115	230
2013	Escuintla 2	Guate Oeste	60	230
2014	Guate Oeste	Sololá	66	230
2015	Sololá	La Esperanza	58	230
Subestaciones				
2008	San Joaquín	Expandir Campos de Maniobras		
	Guate Sur	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación		
2009	Tactic	Expandir Campos de Maniobras		
2010	Guate Norte	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación		
2011	Guate Oeste	Realizar Subestación Nueva		
2012	Panaluya	Expandir Campos de Maniobras		
2013	Escuintla 2	Expandir Campos de Maniobras		
2014	Sololá	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación		
2015	La Esperanza	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación		

En el mediano plazo se priorizó la interconexión de las nuevas centrales generadoras hacia el sistema de transmisión en 230 kV, en el largo plazo se enfoca en la mejora de las interconexiones de las subestaciones en los principales centro de carga y así mantener la confiabilidad en el sistema de transmisión. Las principales líneas que se plantean son la interconexión con el sistema aislado de Petén desde la subestación Tactic hasta la subestación Santa Elena en 230 kV, esta interconexión de 230kV con el Petén también serviría para una interconexión con Belice en línea de transmisión de 230 kV.

Se plantea otra interconexión con Petén en línea de 138kV partiendo desde la subestación Panaluya hasta la subestación Santa Elena en largo plazo Y además mejorando la transmisión hacia San Marcos con una línea de 138 kV. También se plantea cerrar el circuito occidental en las líneas de 230 kV realizando la conexión entre la subestación Brillantes y La Esperanza. Ya que en el período de mediano plazo se planteo la conexión entre las subestaciones Sololá y Guate Oeste. Y por ultimo la construcción de las líneas de 230 kV entre la subestación Panaluya y Tactic que cerraría el circuito en la región oriental. La alternativa de expansión del sistema de transmisión propuesta para el largo plazo se muestra en la siguiente tabla LIII.

Tabla LIII. Alternativa de expansión para el sistema de transmisión en el largo plazo

Líneas de Transmisión				
Año	Subestación		Longitud	Voltaje
	Inicio	Final	Km.	kV
2016	Tactic	Santa. Elena	200	230
2017	Brillantes	Esperanza	40	138
2018	Tactic	Panaluya	85	230
2019	Panaluya	El Progreso	90	138
2020	La Esperanza	San Marcos	31	138
2021	Panaluya	Mayuelas	49	138
2022	Mayuelas	La Ruidosa	49	138
2023	La Ruidosa	Rio Dulce	32	138
2024	Rio Dulce	Poptún	94	138
2025	Poptún	Santa Elena	85	138
Subestaciones				
2016	Tactic	Expandir Campos de Maniobras		
	Santa Elena	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación		
2017	Brillantes	Expandir Campos de Maniobras		
	Esperanza	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación a 230 kV		
2018	Panaluya	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación 230 kV		
2019	Panaluya	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación a 138 kV		
2020	San Marcos	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación a 138 kV		
2021	Mayuelas	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación a 138 kV		
2022	La Ruidosa	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación a 138 kV		
2023	Rio Dulce	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación a 138 kV		
2024	Poptún	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación a 138 kV		
2025	Santa Elena	Expandir Campos de Maniobras y Capacidad de Transformación a 138 kV		

Adicional a estas expansiones de deberán realizarse mejoras de las líneas de 69 kV principalmente las que conectan con los ingenios azucareros ya que se espera y se plantea en la expansión de generación el aumento en la capacidad instalada de generación de energía en el mediano y largo plazo.

5.3 Análisis de las interconexiones eléctricas con otros países

5.3.1 Interconexión con México

La interconexión del SNI con México aumentara la oferta de energía y se logran como beneficios principales las mejoras de la calidad de la energía eléctrica y el respaldo ante emergencias. Si se compara la capacidad de producción de los dos sistemas es de 20 a 1 entre SNI y el sistema eléctrico de México. Esta importante asimetría nos indica que el flujo de energía será principalmente de México hacia el SNI, que en el inicio se tiene estipulado en 200 MW. Otras razones por las cuales la interconexión tendrá su flujo principal de México hacia SNI son los precios más competitivos de generación de energía eléctrica en México, ya poseen recursos hidráulicos, combustibles derivados del petróleo y geotérmicos, que en contraste con SNI que se genera en más de 50% por medio de combustibles derivados del petróleo o carbón que son recursos que se deben importar. La situación actual del proyecto de interconexión con México se presenta en la siguiente tabla LIV.

Tabla LIV. Situación actual de la interconexión con México

Etapas de Proyecto	Situación actual	Empresas
Trazo topográfico de la línea de transmisión	Concluido	
Estudios de impacto ambiental y social	Concluido	
Estudios geológico y geotécnico	Concluido	
Reavalúo de servidumbres de paso	Concluido	
Gestión de servidumbres de paso	37 % avance	
Precalificación de Oferentes : obras	Concluido	
Precalificación de Oferentes : supervisión	Concluido	
Licitación de la construcción de la línea de transmisión	Adjudicada	ISOLUX de México
Licitación de la construcción de la subestación	Adjudicada	empresa SIEMENS
Licitación para supervisar la construcción de la LT	Negociación	con la empresa FICHTNER de Alemania
Licitación para supervisar la construcción de la subestación	en proceso	1er lugar CFE
Gestión Comercial de compra-venta de energía	Convenios Firmados	entre CFE y el INDE.
Fecha de inicio de operaciones	inicios del 2009	

Los objetivos y ventajas principales que se alcanzarán con la interconexión con México son:

- a) Apoyar al SIEPAC
- b) Promover intercambios de energía entre México y el mercado eléctrico centroamericano.
- c) Mejorar el SNI mediante mayor seguridad y confiabilidad en el servicio eléctrico.
- d) Promover nuevas inversiones en generación de energía eléctrica en el mercado centroamericano.

La expansión la generación del SNI con la interconexión con México se analizo en sección anterior en las alternativas tres, cuatro y cinco.

5.3.2 Interconexión con el SIEPAC

El SIEPAC hará realidad la formación y crecimiento gradual del Mercado Eléctrico Regional competitivo, en el cual cualquier agente calificado podrá comprar o vender electricidad desde cualquier lugar en Centroamérica. A la vez el SIEPAC contribuirá al desarrollo del subsector eléctrico en cada uno de los países centroamericanos. Esta interconexión busca además que la región centroamericana logre tener centrales de generación más grandes, realizar intercambios de excedentes de electricidad, asegurar confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, mejorar la calidad del servicio eléctrico, que bajen los precios de la electricidad y que aumenten las inversiones privadas en subsector eléctrico de la región. Con el SIEPAC se lograrán realizar transacciones comerciales de energía eléctrica entre los países de Centroamérica, lo cual significa el establecimiento del mercado eléctrico centroamericano regional (MER), además de la creación y funcionamiento de las instituciones CRIE, EOR y EPR. El MER es un mercado superpuesto a los seis mercados o sistemas nacionales, regulado por la CRIE y operado por el EOR. Los objetivos principales del MER son siguientes:

- a) Incrementar la eficiencia en el abastecimiento regional de energía
- b) Viabilizar proyectos de mayor escala para la demanda
- c) Incrementar la competencia y seguridad del suministro de energía eléctrica
- d) Viabilizar el desarrollo de la red de transmisión regional
- e) Promover e incrementar los intercambios de energía eléctrica
- f) Uniformizar los criterios de calidad y seguridad operativa.

Las principales funciones de las instituciones del Mercado Eléctrico Regional se muestran en la siguiente tabla LV.

Tabla LV. Funciones principales de las instituciones del MER

Institución	Principales Funciones
CRIE	Hacer cumplir el tratado Marco y sus reglamentos y sus reglamentos Velar por buen funcionamiento del mercado del mercado Promover la competencia de los agentes los agentes Aprobar las reglamentaciones regionales
EOR	Proponer reglamentaciones del mercado Asegurar operación y despacho regional Gestión comercial de transacciones Preparar planes indicativos de expansión
EPR	Construye la línea de transmisión Operar y mantenimiento de la línea de transmisión Es propietaria de la concesión

La siguiente tabla LVI muestra las variables eléctricas que presentaba el mercado eléctrico regional centroamericano en el 2,005. Las expectativas que se tienen: es que la demanda de máxima potencia crezca un 6% anual. La expansión la generación del SNI con la interconexión con el SIEPAC se analizo en sección anterior en las alternativas cuatro y cinco.

Tabla LVI. Mercado eléctrico centroamericano

Mercado Centroamericano		
Capacidad Instalada	9063.5	MW
Demanda de máxima potencia	5951.8	MW
Producción total de energía	35172.9	GWH
Usuarios	6811714	
Factor de Carga	65.4	

CONCLUSIONES

1. La apertura experimentada del mercado eléctrico en el año 1997, con la entrada en vigencia de la Ley General de Electricidad, así como su Reglamento, ha permitido la inversión privada en el subsector eléctrico, tanto nacional como extranjera. Se han construido nuevas centrales hidroeléctricas, geotérmicas y termoeléctricas, además, las nuevas inversiones se han realizado también en los sistemas de distribución y transporte; al existir este nuevo mercado eléctrico en Guatemala y la creación del mercado mayorista, ha permitido la operación de todos los participantes en un ambiente de total libertad, competencia y sin privilegios en el subsector eléctrico. El subsector eléctrico del país se ha vuelto muy atractivo para los inversionistas.
2. La demanda de energía eléctrica y demanda de máxima potencia eléctrica de Guatemala en el SNI, se pueden expresar en función del Producto Interno Bruto y del tamaño de la población total del país a través de los modelos econométricos.
3. Los modelos hallados de las demandas de electricidad tienen buena capacidad explicativa, la cual se visualiza en las gráficas de contraste entre valores reales y estimados de las demandas, además, los modelos superan todas las pruebas de contraste para su validez explicativa.

4. De acuerdo a las proyecciones de las variables económicas como el PIB y el tamaño de la población del país, se espera que crezcan a un ritmo como el planteado en el escenario tres. Por lo cual deben haber nuevas inversiones desde ahora, y así en el año 2010 entre en operación nueva capacidad instalada y se pueda mantener la continuidad del suministro eléctrico, minimizando la probabilidad de ocurrencia de interrupciones en el servicio.

5. La planeación y toma de decisiones del sector privado y público, para cubrir las crecientes demandas de energía y máxima potencia de electricidad se deben realizar tomando en cuenta y aprovechando el elevado potencial hidroeléctrico del país, y de otras distintas formas de generación como geotérmica, eólica y solar, procurando disminuir la vulnerabilidad a la dependencia de un sólo tipo de energético.

6. Las futuras interconexiones con México y el SIEPAC, harán que el SNI de Guatemala sea más confiable y seguro, manteniendo la continuidad del suministro y reduciendo las interrupciones del servicio, por lo tanto, mejorando la calidad del servicio eléctrico. Además, al realizar transacciones comerciales de electricidad con México y con Centroamérica a través del mercado eléctrico centroamericano regional se espera que bajen los precios de la electricidad y que aumenten las inversiones privadas en el subsector eléctrico de la región centroamericana.

RECOMENDACIONES

1. El sector público y privado deben realizar inversiones en los sistemas de generación, transmisión y distribución del país, utilizando como guía la proyección de demanda de energía y máxima potencia eléctrica del SNI determinada en el escenario tres la cual se determinó utilizando un crecimiento continuo de la economía del país a un ritmo del 4% interanual y un crecimiento medio de la población.
2. La determinación de las demandas futuras de energía y máxima potencia eléctrica, deben realizarse anualmente para revisar la validez de los modelos, incluyendo los datos nuevos de cada año, y así ir modificando la Planeación indicativa del subsector eléctrico.
3. Las empresas públicas y privadas de generación, transmisión y distribución, así como los grandes consumidores de demanda deben proporcionar información frecuente sobre sus planes de expansión anual para que el Ministerio de Energía y Minas pueda realizar cada año una mejor Planificación indicativa del subsector eléctrico.

4. La AMM encargada en coordinar las operaciones de las centrales generadoras al SNI, debe realizar un cronograma de mantenimientos de las centrales generadoras, procurando que la capacidad efectiva de las centrales fuera por mantenimiento, no excedan del 20 % de la capacidad total de la efectiva del SNI.

BIBLIOGRAFÍA

1. Fitzgerald, A. E. y otros. **Máquinas eléctricas**. 2da. ed. México: Editorial Editia Mexicana, S.A., 1984. 587pp.
2. Valkenburg, Van. **Análisis de redes**. México: Editorial Limusa, S.A. de C.V., 1989. 636pp.
3. Fink, Donald G. y Wayne Beaty, H. **Manual de Ingeniería Eléctrica**. 10a. ed., tomo II. México: Editorial McGraw-Hill, 1996.
4. Koenigsberger, Rodolfo. **Instalaciones Eléctricas**. Guatemala: s.e. 1982
5. Chapman, Stephens J. **Máquinas eléctricas**. Colombia: Editorial Nomos. 1990. 655pp.
6. Kosow, Irving L. **Máquinas eléctricas y transformadores**. España: Editorial Reverté, S.A., 1982. 727pp.
7. Gujarati, Damodar N. **Econometría**. 4ta ed. México: Editorial McGraw-Hill Interamericana, S.A. de C.V., 2004. 972 pp.
8. Enders, Walter. **Applied econometric times series**. 2da. ed. Estados Unidos de América: Editorial Wiley, 2004. 460pp.
9. **Eviews 4.0 User's Guide**. Estados Unidos de América: Editorial Quantitative Micro Software, LLC, 2000. 692 pp.
10. Instituto Nacional de Electrificación. **Reportes Estadísticos del Inde** (Colección Estadística, volúmenes 1983-1998) Guatemala: Editorial del Inde. 1983-1998.
11. Administrador del Mercado Mayorista. **Informe Estadístico del Mercado Mayorista de Guatemala** (Colección Estadística, volúmenes 1998-2005) Guatemala: s.e.1998-2005.

12. Unidad de Planeación Minero Energética, Ministerio de Minas y Energía de la Republica de Colombia. **Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2005-2019**. Colombia: s.e. 2005. 206pp.
13. Instituto Nacional de Estadística. **Estimaciones y proyecciones de población para el período 1950-2050**. Guatemala: s.e. 2004. 1776pp.
14. Banco de Guatemala. **Estudio de la Economía Nacional**. (Colección Informes, volúmenes 2001-2005) Guatemala: s.e. 2002-2006.
15. Comisión económica para América Latina y el Caribe. **Istmo Centroamericano: estadísticas del subsector eléctrico 2005**. s.l. s.e. 2005. 69 pp.
16. Gutiérrez Moya, Ester. La demanda residencial de energía eléctrica en la comunidad autónoma de Andalucía: una análisis cuantitativo. Tesis Doctorado. España, Universidad de Sevilla. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, 2003. 463pp.

Referencias electrónicas

17. www.mem.gob.gt 11/5/2006
18. www.inde.gob.gt 11/6/2006
19. www.cnee.gob.gt 13/6/2006
20. www.amm.org.gt 15/6/2006
21. www.banquat.gob.gt 1/7/2006
22. www.ine.gob.gt 4/7/2006
23. www.cepal.org 3/8/2006
24. www.fmi.org 1/9/2006
25. www.enteoperador.org 5/10/2006
26. www.eprsiepac.com 5/11/2006

APÉNDICE 1. ANÁLISIS Y DETALLES DE LAS PRUEBAS DE VALIDEZ DEL MODELO PARA LA DEMANDA DE ENERGÍA.

Análisis de AUTOCORRELACIÓN en los residuos:

A continuación se realizará el análisis de los residuos: se utiliza el correlograma de los residuos en los cuales se observa que los coeficientes oscilan dentro de las bandas de confianza, como se muestra en la siguiente tabla. El correlograma nos da el estadístico Ljung Box, el cual analiza si todos los valores ρ_k son iguales a cero, ρ_k es la función de autocorrelación de los que se obtiene de la razón entre la covarianza y varianza del rezago. El estadístico LB sigue la distribución Ji cuadrada con m grados de libertad. Por lo tanto, el valor del estadístico LB calculado excede el valor crítico LB de la tabla Ji cuadrado al nivel de significancia seleccionado, se rechaza la hipótesis nula que todos los ρ_k son iguales a cero, por lo tanto alguno de ellos debe ser diferente de cero. El estadístico Ljung Box (LB) es el siguiente.

$$LB = n(n+2) \sum_{k=1}^m \left(\frac{\hat{\rho}_k}{n-k} \right)^2 \approx \chi^2 m$$

Al observar el correlograma en la siguiente tabla LVII, ningún coeficiente de rezago se sale de las bandas del valor crítico, por lo tanto no se rechaza la hipótesis nula de no correlación de los residuos.

Tabla LVII. Correlograma del mejor modelo de Demanda de energía

Sample: 1962 2005		Included observations: 44		AC	PAC	Q-Stat	Prob
Autocorrelation	Partial Correlation						
.	1	-0.037	-0.037	0.0653	0.798	
.	2	-0.169	-0.171	1.4487	0.485	
.	3	0.125	0.114	2.2145	0.529	
.	4	-0.110	-0.137	2.8311	0.586	
.	5	-0.258	-0.236	6.2900	0.279	
.	6	-0.148	-0.245	7.4553	0.281	
.	7	-0.025	-0.131	7.4887	0.380	
.	8	0.128	0.089	8.4054	0.395	
.	9	-0.020	-0.068	8.4286	0.492	
.	10	0.089	0.022	8.8970	0.542	
.	11	0.154	0.013	10.353	0.499	
.	12	-0.119	-0.140	11.247	0.508	
.	13	0.033	0.070	11.320	0.584	
.	14	0.039	0.027	11.424	0.652	
.	15	-0.223	-0.147	14.902	0.459	
.	16	-0.146	-0.202	16.442	0.423	
.	17	0.145	0.055	18.024	0.387	
.	18	-0.096	-0.141	18.746	0.408	
.	19	-0.056	-0.089	19.001	0.457	
.	20	0.107	-0.072	19.973	0.460	

Análisis de los Residuos al cuadrado.

El análisis se realiza para saber si existe en los residuos un comportamiento ARCH. El comportamiento ARCH se da cuando, en los residuos de una regresión existe autocorrelación entre la varianza de los residuos en el tiempo t respecto a valores de los residuos al cuadrado rezagados un período.

El procedimiento para encontrar comportamiento ARCH es el siguiente: se obtienen los residuos de la regresión y se hace otra serie llamada u ($u=\text{resid}$), luego se realiza otra serie u^2 que son los residuos al cuadrado $u^2=u*u$. De esta última serie se obtiene el correlograma con 20 retardos, como se observa en la siguiente tabla LVIII, todos los coeficientes de la función de autocorrelación de los residuos al cuadrado están dentro de las bandas del valor crítico al 95 % de confianza, por lo tanto los residuos no siguen un comportamiento ARCH.

Tabla LVIII. Correlograma de los residuos al cuadrado del mejor modelo de Demanda de energía

Sample: 1962 2005 Included observations: 44						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
. * .	. * .	1	-0.105	-0.105	0.5208	0.471
. .	. .	2	0.056	0.046	0.6728	0.714
. * .	. * .	3	0.182	0.195	2.3057	0.511
. .	. * .	4	0.033	0.074	2.3619	0.670
. .	. .	5	0.033	0.023	2.4169	0.789
. **	. **	6	0.265	0.243	6.1703	0.404
. * .	. .	7	-0.059	-0.022	6.3622	0.498
. .	. * .	8	-0.003	-0.060	6.3626	0.607
. * .	. .	9	0.069	-0.027	6.6342	0.675
. * .	. **	10	0.187	0.206	8.7131	0.560
. * .	. **	11	0.153	0.224	10.157	0.516
. * .	. * .	12	0.106	0.084	10.869	0.540
. * .	. * .	13	-0.094	-0.164	11.451	0.573
. * .	** .	14	-0.074	-0.237	11.818	0.621
. .	. * .	15	0.011	-0.125	11.826	0.692
. .	. * .	16	-0.007	-0.087	11.830	0.756
. * .	. * .	17	-0.089	-0.131	12.424	0.774
. * .	. * .	18	-0.082	-0.114	12.944	0.795
. * .	. * .	19	-0.113	-0.058	13.979	0.785
. * .	. * .	20	-0.076	-0.074	14.470	0.806

Prueba de Normalidad en los Residuos.

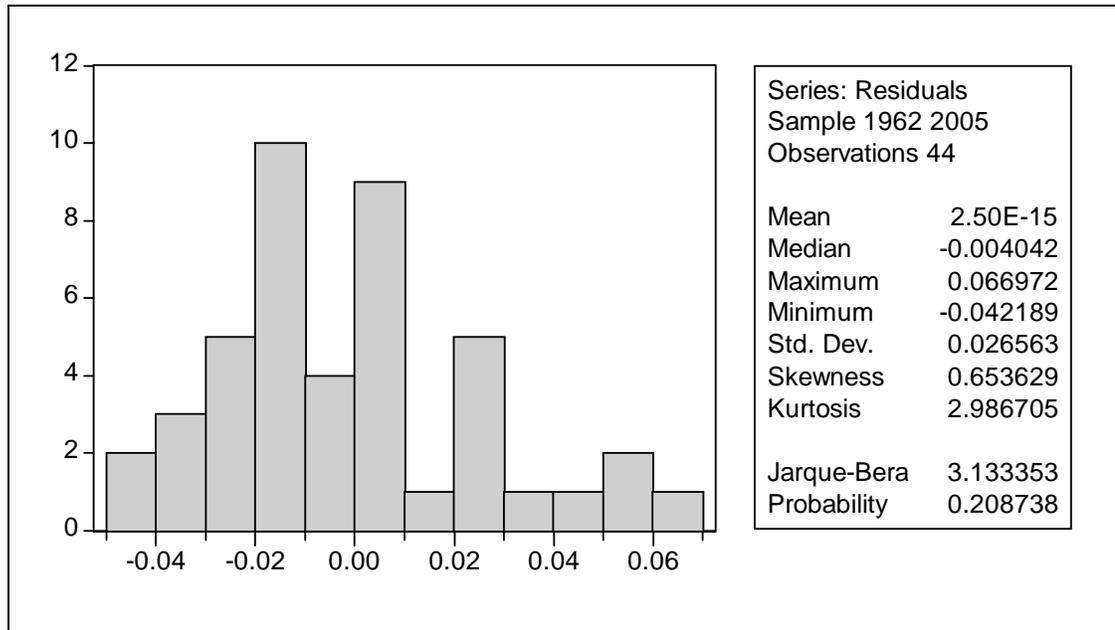
El análisis para encontrar si los residuos se comportan como ruido blanco con media igual a cero y varianza constante en el tiempo. El análisis que se usa es la prueba de Jarque-Bera. La prueba de normalidad de JB es una prueba asintótica, o de grandes muestras. En esta prueba se calcula primero la asimetría y la curtosis de los residuos y utiliza el siguiente estadístico de prueba.

$$JB = n \left[\frac{s^2}{6} + \frac{(k-3)^2}{24} \right]$$

En donde n es el tamaño de la muestra, S es el coeficiente de asimetría y k es el coeficiente de curtosis. La hipótesis nula JB afirma que los residuos están normalmente distribuidos $S=0$ y $k=3$. El estadístico JB sigue la distribución ji cuadrada con dos grados de libertad. Si el valor p calculado del estadístico JB es suficientemente bajo se puede rechazar la hipótesis de normalidad en los residuos, pero si el valor p es razonablemente alto, no se rechaza la hipótesis nula de normalidad en los residuos.

De la regresión del modelo que realizamos se obtiene la prueba de normalidad siguiente, en la cual se observa que la media de los residuos es casi cero ($\text{mean} = 5.39 \times 10^{-15}$), el coeficiente de curtosis es próximo a tres y de acuerdo al estadístico JB no se puede rechazar la hipótesis nula de normalidad de los residuos, por lo tanto, se puede afirmar al 95% de nivel de confianza que los residuos presentan un comportamiento de distribución normal. Los resultados se muestran en la siguiente figura 34.

Figura 34. Normalidad de los residuos del mejor modelo de Demanda de energía



Análisis de GARCH en de los residuos.

Se realiza la prueba en ARCH LM TEST para conocer si el modelo presenta varianza constante. El comportamiento GARCH en los residuos es cuando existe autocorrelación entre la varianza de los residuos y los valores de los residuos al cuadrado rezagados varios períodos anteriores. La prueba tiene como hipótesis nula que todos los coeficientes de autocorrelación de la varianza con los residuos al cuadrado en varios períodos anteriores son cero. El término GARCH significa heteroscedasticidad condicional autorregresiva generalizada. La prueba de análisis que se realizó al modelo, muestra que los residuos no presentan un comportamiento GARCH al nivel de confianza del 95 %. Los resultados se muestran en la siguiente tabla LIX.

Tabla LIX. Prueba de la varianza constante del mejor modelo de Demanda de energía

ARCH Test:				
F-statistic	0.606874	Probability	0.695111	
Obs*R-squared	3.284100	Probability	0.656277	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1967 2005				
Included observations: 39 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.000388	0.000288	1.348769	0.1866
RESID^2(-1)	-0.063869	0.173831	-0.367421	0.7157
RESID^2(-2)	-0.013948	0.154403	-0.090336	0.9286
RESID^2(-3)	0.250073	0.152635	1.638378	0.1108
RESID^2(-4)	0.091478	0.158677	0.576503	0.5682
RESID^2(-5)	0.049585	0.154739	0.320445	0.7507
R-squared	0.084208	Mean dependent var	0.000626	
Adjusted R-squared	-0.054549	S.D. dependent var	0.000917	
S.E. of regression	0.000942	Akaike info criterion	-10.95627	
Sum squared resid	2.93E-05	Schwarz criterion	-10.70034	
Log likelihood	219.6472	F-statistic	0.606874	
Durbin-Watson stat	2.030247	Prob(F-statistic)	0.695111	

Heteroscedasticidad en los residuos.

Los residuos no están correlacionados con los regresores, por lo tanto, presentan un comportamiento homocedástico. De acuerdo a los resultados que se presentan en la siguiente tabla LX.

Tabla LX. Heteroscedasticidad de los residuos del mejor modelo de Demanda de energía

White Heteroskedasticity Test:				
F-statistic	0.982205	Probability	0.471993	
Obs*R-squared	9.079239	Probability	0.429992	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Sample: 1962 2005				
Included observations: 44				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.783824	2.463646	-0.318156	0.7523
P	0.478889	1.128020	0.424540	0.6738
P^2	-0.034902	0.123882	-0.281734	0.7799
P*E(-1)	0.031950	0.121240	0.263526	0.7937
P*P(-1)	0.005243	0.018934	0.276892	0.7835
P*H(-1)	-0.012510	0.016407	-0.762494	0.4510
E(-1)	-0.318830	0.601528	-0.530033	0.5995
E(-1)^2	-0.008812	0.030495	-0.288974	0.7744
E(-1)*P(-1)	-0.004592	0.021014	-0.218518	0.8283
E(-1)*H(-1)	0.014152	0.018810	0.752372	0.4570
R-squared	0.206346	Mean dependent var	0.000690	
Adjusted R-squared	-0.003738	S.D. dependent var	0.000983	
S.E. of regression	0.000985	Akaike info criterion	-10.81119	
Sum squared resid	3.30E-05	Schwarz criterion	-10.40569	
Log likelihood	247.8462	F-statistic	0.982205	
Durbin-Watson stat	2.524373	Prob(F-statistic)	0.471993	

Prueba de errores de especificación.

La prueba que se realiza es la prueba de Ramsey, esta prueba determina si existen otras variables que se debieron tomar en cuenta. Por lo tanto, la hipótesis nula planteada es: el modelo está bien especificado. Si F calculado es significativo al 5 % se rechaza la hipótesis nula. De acuerdo con el resultado del análisis no se rechaza la hipótesis nula de que el modelo está bien especificado a un nivel de confianza del 95 %. Los resultados de la prueba se muestran en la siguiente tabla LXI.

Tabla LXI. Especificación del mejor modelo de Demanda de energía

Ramsey RESET Test:				
F-statistic	0.337069	Probability	0.798608	
Log likelihood ratio	1.218879	Probability	0.748480	
Test Equation:				
Dependent Variable: E				
Method: Least Squares				
Sample: 1962 2005				
Included observations: 44				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-140.4345	141.5938	-0.991812	0.3279
P	15.89434	15.84365	1.003200	0.3225
E(-1)	8.472619	8.453229	1.002294	0.3229
P(-1)	-12.91763	12.88582	-1.002468	0.3228
H(-1)	7.999836	7.973030	1.003362	0.3224
FITTED^2	-2.436049	2.653260	-0.918134	0.3647
FITTED^3	0.225978	0.247898	0.911576	0.3681
FITTED^4	-0.007787	0.008616	-0.903818	0.3721
R-squared	0.999244	Mean dependent var	7.330583	
Adjusted R-squared	0.999097	S.D. dependent var	0.952537	
S.E. of regression	0.028631	Akaike info criterion	-4.105680	
Sum squared resid	0.029511	Schwarz criterion	-3.781282	
Log likelihood	98.32496	F-statistic	6794.059	
Durbin-Watson stat	1.987131	Prob(F-statistic)	0.000000	

APÉNDICE 2. ANÁLISIS Y DETALLES DE LAS PRUEBAS DE VALIDEZ DEL MODELO PARA LA DEMANDA DE MÁXIMA POTENCIA

Análisis de AUTOCORRELACIÓN en los residuos:

A continuación se realizará el análisis de los residuos se utiliza el correlograma de los residuos en los cuales se observa que los coeficientes oscilan dentro de las bandas de confianza.

Tabla LXII. Correlograma del mejor modelo Demanda de máxima potencia

Sample: 1962 2005 Included observations: 44						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
. .	. .	1	-0.028	-0.028	0.0378	0.846
* .	* .	2	-0.092	-0.093	0.4457	0.800
* .	** .	3	-0.184	-0.191	2.1130	0.549
. .	. .	4	0.055	0.033	2.2669	0.687
* .	* .	5	-0.076	-0.113	2.5692	0.766
* .	* .	6	-0.114	-0.157	3.2556	0.776
** .	** .	7	-0.262	-0.302	7.0035	0.429
. * .	. .	8	0.084	-0.033	7.3955	0.495
. .	* .	9	0.031	-0.100	7.4526	0.590
. * .	. .	10	0.112	-0.013	8.2018	0.609
. .	. .	11	0.059	0.052	8.4151	0.676
. * .	. * .	12	0.158	0.117	10.001	0.616
* .	* .	13	-0.095	-0.112	10.586	0.645
. .	. .	14	-0.010	-0.035	10.593	0.718
* .	* .	15	-0.176	-0.150	12.746	0.622
. .	. .	16	0.008	-0.055	12.751	0.691
* .	* .	17	-0.066	-0.058	13.079	0.731
* .	* .	18	-0.069	-0.118	13.451	0.764
* .	** .	19	-0.149	-0.203	15.237	0.707
. * .	. .	20	0.159	-0.042	17.379	0.628

Al observar el correlograma de la regresión en la tabla LXII, no hay coeficientes de rezago que se salen de las bandas del valor crítico, por lo tanto, no se rechaza la hipótesis nula de no correlación de los residuos.

Análisis de los Residuos al cuadrado.

Se observa en la siguiente tabla LXIII, que todos los coeficientes de la función de autocorrelación de los residuos al cuadrado, están dentro de las bandas del valor crítico al 95 % de confianza, por lo tanto los residuos no siguen un comportamiento ARCH.

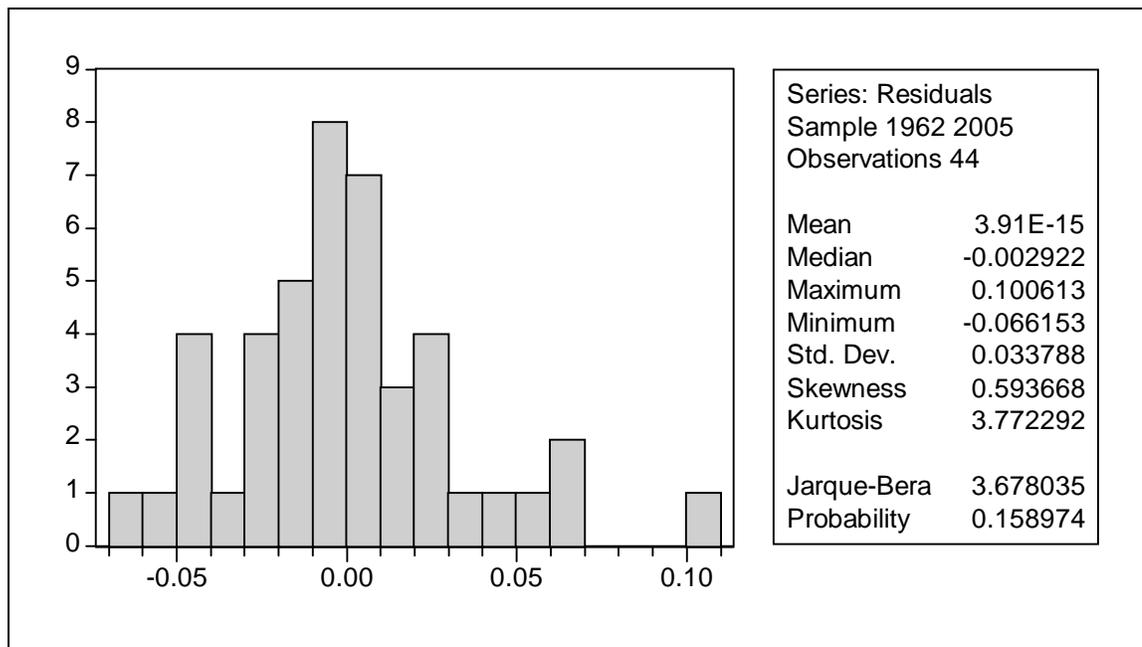
Tabla LXIII. Correlograma de los residuos al cuadrado del mejor modelo de Demanda de máxima potencia

Sample: 1961 2005 Included observations: 44						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
.*. .	.* .	1	-0.066	-0.066	0.2047	0.651
. **	. **	2	0.268	0.265	3.6757	0.159
. .	. .	3	0.016	0.050	3.6887	0.297
. .	. * .	4	-0.035	-0.111	3.7494	0.441
. .	. .	5	0.021	-0.005	3.7722	0.583
. *	. **	6	0.140	0.198	4.8203	0.567
. .	. .	7	-0.013	0.004	4.8300	0.681
. .	. * .	8	-0.021	-0.144	4.8550	0.773
. .	. .	9	0.047	0.044	4.9854	0.836
. *	. **	10	0.173	0.303	6.7618	0.748
. .	. .	11	0.021	0.013	6.7898	0.816
. **	. .	12	0.211	0.007	9.6026	0.651
. * .	. .	13	-0.061	-0.054	9.8481	0.706
. .	. .	14	-0.019	-0.020	9.8732	0.771
. .	. .	15	-0.034	-0.040	9.9527	0.823
. * .	. * .	16	-0.072	-0.132	10.329	0.849
. .	. .	17	0.014	0.022	10.344	0.889
. .	. .	18	-0.047	0.004	10.517	0.914
. *	. * .	19	0.087	0.100	11.135	0.919
. * .	. * .	20	-0.068	-0.084	11.525	0.931

Prueba de Normalidad en los Residuos.

El análisis para encontrar si los residuos se comportan como ruido blanco con media igual a cero y varianza constante en el tiempo. De la regresión del modelo que realizamos se obtiene la prueba de normalidad siguiente, en la cual se observa la media de los residuos es casi cero ($\text{mean} = 3.91 \times 10^{-15}$), el coeficiente de curtosis es próximo a tres y de acuerdo al estadístico JB no se puede rechazar la hipótesis nula de normalidad de los residuos, por lo tanto, se puede afirmar al 95% de nivel de confianza que los residuos presentan un comportamiento de distribución normal. Los resultados se muestran en la siguiente figura 35.

Figura 35. Normalidad de los residuos del mejor modelo de Demanda de máxima potencia



Análisis de GARCH en de los residuos.

Se realiza la prueba en ARCH LM TEST para conocer si el modelo presenta varianza constante. La prueba de análisis que se realizó al modelo, muestra que los residuos no presentan un comportamiento GARCH al nivel de confianza del 95 %. Los resultados se muestran en la siguiente tabla LXIV.

Tabla LXIV. Prueba de la varianza constante del mejor modelo de Demanda de máxima potencia

ARCH Test:				
F-statistic	0.896507	Probability	0.494881	
Obs*R-squared	4.664010	Probability	0.458244	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1967 2005				
Included observations: 39 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.000872	0.000296	2.944391	0.0059
RESID^2(-1)	-0.295047	0.161643	-1.825304	0.0770
RESID^2(-2)	0.104932	0.103341	1.015396	0.3173
RESID^2(-3)	0.069965	0.104524	0.669369	0.5079
RESID^2(-4)	-0.009146	0.101600	-0.090022	0.9288
RESID^2(-5)	0.000448	0.100471	0.004455	0.9965
R-squared	0.119590	Mean dependent var	0.000806	
Adjusted R-squared	-0.013805	S.D. dependent var	0.001153	
S.E. of regression	0.001161	Akaike info criterion	-10.53864	
Sum squared resid	4.45E-05	Schwarz criterion	-10.28271	
Log likelihood	211.5035	F-statistic	0.896507	
Durbin-Watson stat	1.805289	Prob(F-statistic)	0.494881	

Heteroscedasticidad en los residuos.

Los residuos no están correlacionados con los regresores, por lo tanto, presentan un comportamiento homocedástico. De acuerdo a los resultados que se presentan en la siguiente tabla LXV.

Tabla LXV. Heteroscedasticidad de los residuos del mejor modelo de Demanda de máxima potencia

White Heteroskedasticity Test:				
F-statistic	0.933310	Probability	0.509537	
Obs*R-squared	8.716805	Probability	0.463816	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Sample: 1962 2005				
Included observations: 44				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-3.177077	3.924719	-0.809504	0.4239
P	1.340188	1.590676	0.842527	0.4054
P^2	-0.115502	0.150107	-0.769465	0.4469
P*PM(-1)	0.116041	0.155164	0.747859	0.4597
P*P(-1)	-0.002326	0.024464	-0.095095	0.9248
P*H(-1)	-0.008064	0.021057	-0.382989	0.7041
PM(-1)	-0.778149	0.925599	-0.840697	0.4064
PM(-1)^2	-0.032260	0.040724	-0.792158	0.4338
PM(-1)*P(-1)	0.003379	0.035134	0.096178	0.9239
PM(-1)*H(-1)	0.011712	0.030603	0.382724	0.7043
R-squared	0.198109	Mean dependent var	0.001116	
Adjusted R-squared	-0.014156	S.D. dependent var	0.001879	
S.E. of regression	0.001892	Akaike info criterion	-9.505241	
Sum squared resid	0.000122	Schwarz criterion	-9.099743	
Log likelihood	219.1153	F-statistic	0.933310	
Durbin-Watson stat	2.480003	Prob(F-statistic)	0.509537	

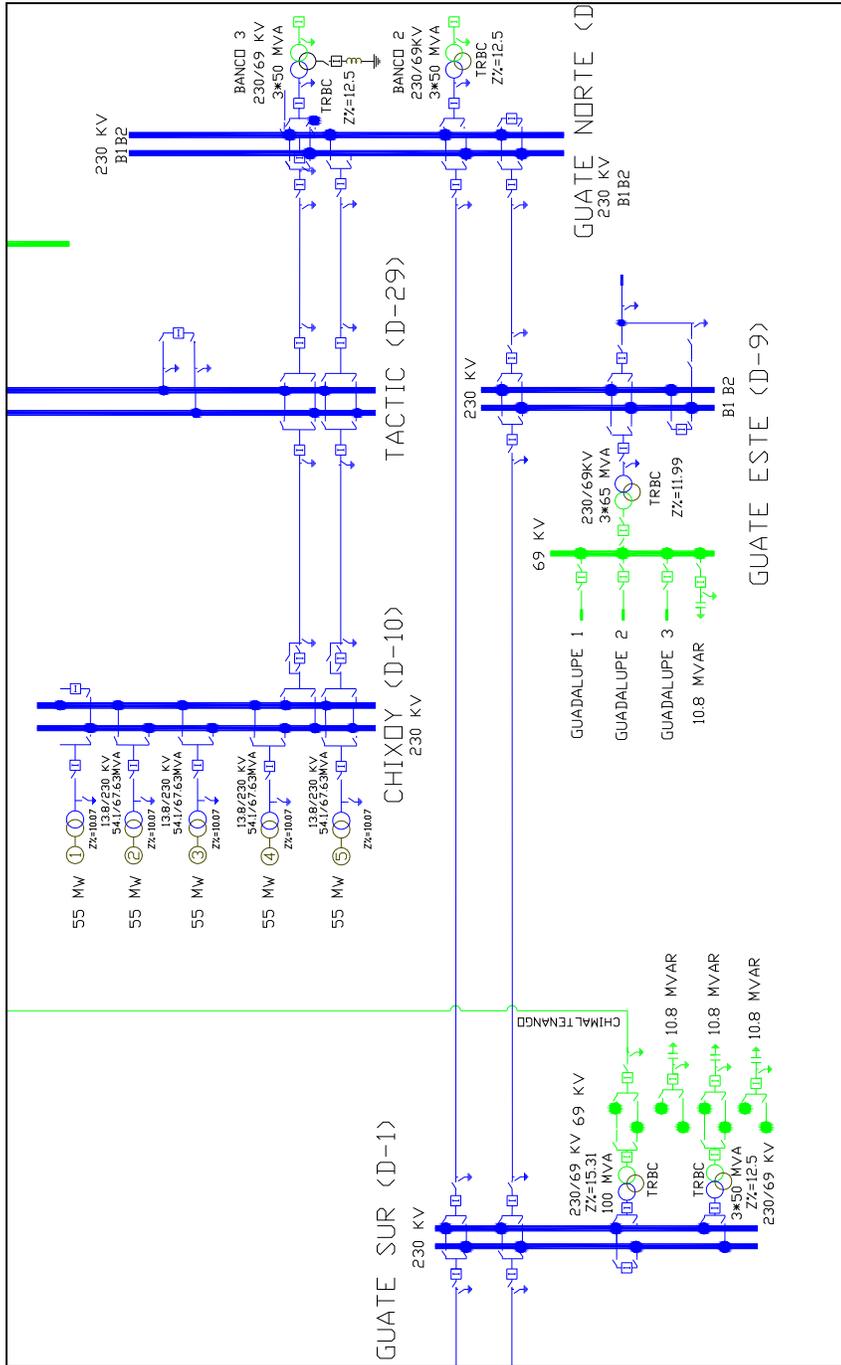
Prueba de errores de especificación.

La prueba que se realiza es la prueba de Ramsey, esta prueba determina si existen otras variables que se debieron tomar en cuenta. De acuerdo con el resultado del análisis, no se rechaza la hipótesis nula de que el modelo está bien especificado a un nivel de confianza del 95 %. Los resultados de la prueba se muestran en la siguiente tabla LXVI.

Tabla LXVI. Especificación del mejor modelo de Demanda de máxima potencia

Ramsey RESET Test:				
F-statistic	1.311073	Probability	0.285796	
Log likelihood ratio	4.562342	Probability	0.206796	
Test Equation:				
Dependent Variable: PM				
Method: Least Squares				
Sample: 1962 2005				
Included observations: 44				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-216.7269	110.7735	-1.956487	0.0582
P	18.75271	9.468195	1.980600	0.0553
PM(-1)	9.372674	4.739614	1.977518	0.0557
P(-1)	-14.47273	7.323936	-1.976087	0.0558
H(-1)	12.61879	6.413306	1.967595	0.0569
FITTED^2	-4.121089	2.194296	-1.878092	0.0685
FITTED^3	0.505439	0.266165	1.898968	0.0656
FITTED^4	-0.022886	0.011950	-1.915207	0.0634
R-squared	0.998825	Mean dependent var	5.705384	
Adjusted R-squared	0.998596	S.D. dependent var	0.935707	
S.E. of regression	0.035062	Akaike info criterion	-3.700454	
Sum squared resid	0.044255	Schwarz criterion	-3.376056	
Log likelihood	89.40998	F-statistic	4369.938	
Durbin-Watson stat	1.912031	Prob(F-statistic)	0.000000	

ANEXOS



Fuente: AMM 2006

PROYECTOS HIDROELECTRICOS, menores de 5 MW						
PERFILES INDE 1982						
No.	PROYECTO	LOCALIZACION		RIO	CAPACIDAD Mw.	PRODUCCION Gwh/año
		Municipio	Departamento			
1	Machaquilá I	Poptún	Petén	Machiquilá	1.0	3.0
2	Nueve Palos	Joyabaj	Quiché	Quisayá	1.0	2.8
3	San José la Arada	San José La Arada	Chiquimula	San José	1.5	4.0
4	Uspantan	Uspantan	Quiché	El Calvario	2.0	5.6
5	Clavellinas	Nebaj	Quiché	Las Cataratas y Azul	2.4	7.0
6	Saltan	Granados	Guatemala	Saltan	3.6	10.0
7	La Pólvora	Melchor de Mencos	Petén	Mopán	4.0	20.0
8	San Sebastián	San Sebastián Huehue	Huehuetenango	Esquisal	4.0	9.0
9	Vinam	San Juan Cotzal	Quiché	Moxolá y Cotzal	4.0	11.0
10	Chichicastenango	Chichicastenango	Quiché	Motagua	4.8	13.0
11	Xoxlac	San Mateo Ixtatán	Huehuetenango	Xoxlac	5.0	14.0
12	San Antonio Huista	San Antonio Huista	Huehuetenango	Ocho	5.0	14.0
13	El Lobo	Gualán	Zacapa	El Lobo	5.0	13.0
TOTAL					43.3	126.4

Fuente: Guía del inversionista del MEM 2006

PROYECTOS HIDROELECTRICOS, Entre 6 y 15 MW						
PERFILES INDE 1982						
No.	PROYECTO	LOCALIZACION		RIO	CAPACIDAD Mw.	PRODUCCION Gwh/año
		Municipio	Departamento			
1	Boca Nueva	Panzós	Alta Verapaz	Boca Nueva	6.0	15.0
2	Jupilingo	Camotán	Chiquimula	Jupilingo y Copán	6.0	20.0
3	Tzinalá	San Juan Cotzal	Quiché	Cotzal y Tzinalá	6.0	17.0
4	Tinajas	Panzós	Alta Verapaz	Tinajas	7.0	20.0
5	Río Seco	San Mateo Ixtatán	Huehuetenango	Seco	8.0	22.0
6	Caparjá	Camotán	Chiquimula	Grande o Camotán	8.0	40.0
7	Sebol	Sebol	Alta Verapaz	Chajmaic	9.0	25.0
8	El Copón			Copón	9.0	32.0
9	El Camalote	Melchor de Mencos	Petén	Mopán y Chiquibul	10.0	65.0
10	San Juan I	Sayaxché	Petén	San Juan	10.0	28.0
11	La Concordia	Sayaxché	Petén	La Pasión	10.0	70.0
12	Canlich	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	Canlich	10.0	28.0
13	Angel Panimá	Purulhá	Baja Verapaz	Panimá	10.0	30.0
14	Camotán	Camotán	Chiquimula	Grande de Zacapa	10.0	50.0
15	El Silencio	Jalapa	Jalapa	El Molino	10.0	28.0
16	Jacaltenango	San Antonio Huista	Huehuetenango	Chanjón	10.0	28.0
17	El Aguacate	Escuintla	Escuintla	Guacalate	10.0	25.0
18	Huijō	Usumatán	Zacapa	Huijō/Chiquita	10.0	48.8
19	Las Animas	Morales	Izabal	Las Animas	10.0	40.0
20	Yolnabaj	San Mateo Ixtatán	Huehuetenango	Laguna Yolnabaj	12.0	25.0
21	Cuilco	Cuilco	Huehuetenango	Chapala y Sostí	12.0	34.0
22	Tucurú	Tucurú	Alta Verapaz	Polochic	13.0	36.0
23	Ayarza	Casillas	Santa Rosa	Tapalapa y Lag. Ayarza	13.7	15.1
24	Pojom I y II	San Mateo Ixtatán	Huehuetenango	Pojom y Negro	14.0	39.0
25	Santa Bárbara	Chiquimula y Zacapa	Chiquimula y Zacapa	Grande de Zacapa	15.0	70.0
26	Barranquilla	San José El Golfo	Guatemala	Los Plátanos	15.0	67.7
TOTAL					263.7	918.6

Fuente: Guía del inversionista del MEM 2006

PROYECTOS HIDROELECTRICOS, Mayores de 16 MW				
PERFILES INDE				
No.	PROYECTO	RIO	CAPACIDAD Mw.	PRODUCCION Gwh/año
1	Samastún	Cahabón	16.0	47.0
2	Chapayal	La Pasión	16.0	70.0
3	Buena Vista	María Linda/Asuchillo	20.0	203.0
4	El Sauce	Sauce	21.0	57.0
5	El Volcán	Chiacté	24.0	160.0
6	Sinacapa	Michatoya	28.0	203.0
7	San Judas	San Antonio	30.0	209.0
8	Guaxpón	Cucanjá/Polochic	32.0	79.0
9	Tierra Colorada	Cuilco	34.0	85.0
10	Teculután	Teculután	35.0	135.0
11	Jocotán	Grande o Jocotán	40.0	200.0
12	Estrella Polar	Xacbal	43.0	181.0
13	Sumalito	Xacbal	44.0	108.0
14	El Naranjo	Xaclbal	47.0	121.0
15	Concuá	Motagua	63.0	161.0
16	Siquichúm	Ixcán	66.0	171.0
17	Alta Vista	Xacbal	70.0	175.0
18	El Carmen	Los Esclavos	84.0	203.0
19	Tzucancá	Quisil	87.0	225.0
20	El Sisimite	Motagua	89.0	224.0
21	La Tinta	Matanzas	103.0	265.0
22	Piedra Partida	Selegua	106.0	263.0
23	San Juan	Amelco	152.0	392.0
24	El Arco	Ixcánbal	249.0	598.0
25	Piedras Negras	Usumacinta	413.0	1,696.0
26	Salvamento	Usumacinta	437.0	1,878.0
TOTAL			2,349.0	8,109.0

PROYECTOS HIDROELECTRICOS, Entre 50 y 75 MW						
Con estudios de Prefactibilidad y Factibilidad						
No.	NOMBRE	RIO	CAPACIDAD MW	PRODUCCION GWh/año	ESTUDIOS	
1	Camotán	Grande de Zacapa	59.0	230.0	Factibilidad, 90-92 ELC-	
2	Champey	Cahabón	Opción 1	60.2	313.0	prefactibilidad, 1992, INDE
			Opción 2	54.8	285.0	
3	Orégano	Grande de Zacapa	69.0	300.0	Factibilidad, 90-92 ELC-Electroconsult	
4	El Guayabo	Motagua	74.0	256.0	prefactibilidad, 1983, INDE	
TOTAL OPCION 1			262.2	1,099.0		
TOTAL OPCION 2			256.8	1,071.0		

PROYECTOS HIDROELECTRICOS, Mayores de 100 MW						
Con estudios de Factibilidad						
No.	NOMBRE	RIO	CAPACIDAD MW	PRODUCCION GWh/año	ESTUDIOS	
1	Chulac	Cahabón				
			Opción 1	440.0	1,714.0	Factibilidad 1980, Lhmeyer-Salzgitter-Fichtner (LSF) e INDE.
			Opción 2	340.0	1,459.0	
2	Xalalá	Chixoy	330.0	1,474.0	Factibilidad 1997, Lhmeyer-Salzgitter-Fichtner (LSF)	
3	Serchil	Chixoy	135.0	286.0	Factibilidad 90-92, TAMS/EBASCO/ICCA	
TOTAL OPCION 1			905.0	3,474.0		
TOTAL OPCION 2			805.0	3,219.0		

Fuente: Guía del inversionista del MEM 2006

PROYECTOS HIDROELECTRICOS				
Fuente: FUNDACION SOLAR				
No	NOMBRE	RIO	CUENCA	POTENCIA MW
1	Rio Polochic	Polochic	Polochic	14.0
2	Quixaya	Quixaya	Coyolate	2.0
3	Bethania de la Sierra	Zarco	Polochic	7.2
4	San Francisco Cotzal		Salinas	6.0
5	Sala		Suchiate	6.0
6	El Injerto	El Injerto	Selegua	1.5
7	Turingia	Nahualate	Nahualate	1.2
8	Las Cuevas y Puente		Samala	16.0
9	San Isidro		Salinas	7.0
10	Rio Polochic		Polochic	2.0
11	Los Amates		Los Esclavos	5.0
12	Maza		Nahualate	5.0
13	El Salto II y Marinala		Maria Linda	2.2
TOTAL				75.1

PROYECTOS HIDROELECTRICOS				
Fuente: FUNDACION SOLAR				
No	NOMBRE	RIO	CUENCA	POTENCIA MW
1	Rio Polochic	Polochic	Polochic	14.0
2	Quixaya	Quixaya	Coyolate	2.0
3	Bethania de la Sierra	Zarco	Polochic	7.2
4	San Francisco Cotzal		Salinas	6.0
5	Sala		Suchiate	6.0
6	El Injerto	El Injerto	Selegua	1.5
7	Turingia	Nahualate	Nahualate	1.2
8	Las Cuevas y Puente		Samala	16.0
9	San Isidro		Salinas	7.0
10	Rio Polochic		Polochic	2.0
11	Los Amates		Los Esclavos	5.0
12	Maza		Nahualate	5.0
13	El Salto II y Marinala		Maria Linda	2.2
TOTAL				75.1

PROYECTOS HIDROELECTRICOS			
Fuente: NRECA			
No	NOMBRE	CUENCA	POTENCIA KW
1	Copal AA	Cahabon	90.0
2	Chel	Salinas	125.0
3	Cotzal	Salinas	6,500.0
4	Las Cataratas	Xaclbal	2,400.0
5	Cahabon	Cahabon	120.0
6	Panzos	Polochic	35.0
7	Chacula	Nenton	35.0
8	La Esmeralda	Polochic	10,000.0
9	El Almendro		3,500.0
10	La Cintal	Ocosito	3,000.0
11	Mesquite	Samala	3,500.0
12	Lankin	Cahabon	1,000.0
TOTAL			30,305.0

Fuente: Guía del inversionista del MEM 2006