

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ECONOMÍA



*"Elaboración de un modelo econométrico sobre la
demanda de energía eléctrica en El Salvador para
los años 1998-2003 y proyecciones para el período
2004 - 2006"*

Trabajo de graduación presentado por:

Pablo José Amaya Valencia
Nelson Alexander Arbaiza Ojeda.

Para optar al Grado de:

LICENCIADO EN ECONOMÍA

Noviembre de 2004, San Salvador, El Salvador, Centro América.

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTORA

DRA. MARÍA ISABEL RODRÍGUEZ

VICE-RECTOR ACADÉMICO

LIC. JOSÉ FRANCISCO MARROQUÍN

SECRETARIA GENERAL

LICDA. LIDIA MARGARITA MUÑOZ VELA

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

DECANO

LIC. EMILIO RECINOS FUENTES

VICE-DECANO

M. SC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIA

LICDA. DILMA YOLANDA DE DEL CID

TRIBUNAL EXAMINADOR

COORDINADORA GENERAL DEL PROCESO DE GRADUACIÓN

LICDA. ANA MIRIAN ROBLES DE CAMPOS

DOCENTE DIRECTOR: MSC. WALDO HUMBERTO JIMÉNEZ

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mis agradecimientos al Ing. Waldo Jiménez por haber dedicado energías y tiempo para servir de guía en la investigación.

A Lic. Estrella Merlos por su valiosa colaboración en aspectos de asesoría técnica en el área de Econometría.

A todas las personas e instituciones que facilitaron el acceso a sus bases de datos.

Pablo Amaya.

En primer lugar, le doy gracias a Dios por sus bendiciones que ha estado conmigo en las buenas y en las malas situaciones.

A mis padres, por haberme brindado su amor, comprensión y ser uno de los motivos de este objetivo.

A mis hermanos, por su apoyo incondicional por su cariño, solidaridad.

A mis amigos, que directamente e indirectamente contribuyeron en una buena porción por la culminación de esta meta.

Nelson Arbaiza

INDICE

TEMA	PAG.
LISTA DE CUADROS, GRÁFICAS Y ESQUEMAS	i
RESUMEN	iii
INTRODUCCIÓN	vi
JUSTIFICACIÓN	viii
OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	xi
CAPITULO I: "MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL"	1
1.1 ASPECTOS MICROECONÓMICOS DEL MERCADO.	1
1.2 FIJACIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SALVADOR.	7
1.3 ASPECTOS TÉCNICOS DE LA PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	7
1.3.1 DEFINICIÓN DE GENERADOR ELÉCTRICO	8
1.3.2 DEFINICIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	11
1.3.3 DEFINICIÓN DE ESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	11
1.3.4 DEFINICIÓN DE ENTE COMERCIALIZADOR	11
1.4 ASPECTOS TEÓRICOS DE ECONOMETRÍA	12
CAPÍTULO II: "COMPORTAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA ECONOMÍA SALVADOREÑA"	22
II.1 ANTECEDENTES.	22
II.1.1 EVOLUCIÓN DE LA ELECTRICIDAD.	22
II.2 AGENTES DEL MERCADO	28
II.3 PROYECTOS DE INTEGRACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	33
II.4 ESTRUCTURA DEL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR	34
II.4.1 EL MERCADO MAYORISTA	34
II.4.1.1 <i>EL MERCADO DE CONTRATOS</i>	35
II.4.1.2 EL MERCADO REGULADOR DEL SISTEMA	36
II.4.2 EL MERCADO MINORISTA	37
II.5 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA	38
II.6 COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA	41
CAPITULO III: "MODELOS ECONÓMÉTRICOS."	43
FORMULACIÓN DE HIPÓTESIS Y ANÁLISIS III.1 GRÁFICO DE VARIABLES ESCOGIDAS	44
III.1.1 VARIABLES MENSUALES	44
III.1.2 VARIABLES TRIMESTRALES	55
III.2 TRATAMIENTO DE DATOS	57
III.3 MODELOS ECONÓMÉTRICOS DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	61
III.3.1 MODELOS CON DATOS MENSUALES	62
III.3.2 MODELOS CON DATOS TRIMESTRALES	66

	TEMA	PAG.
CAPÍTULO IV:	"PROYECCIONES"	69
	IV.1 <i>PROYECCIONES CON DATOS MENSUALES</i>	69
	IV.2 <i>PROYECCIONES CON DATOS TRIMESTRALES</i>	72
CAPÍTULO V:	"CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES."	74
	V.1 <i>CONCLUSIONES</i>	74
	V.2 <i>RECOMENDACIONES</i>	77
	BIBLIOGRAFÍA	79
	ANEXOS	82

LISTA DE CUADROS Y GRÁFICOS

CUADROS	pag
Cuadro I.1 Desplazamiento en las curvas de oferta y demanda.....	2
Cuadro II.1. Empresas Generadoras al 31 de diciembre del 2003.....	28
Cuadro II.2. Empresas distribuidoras al 31 de diciembre del 2003.....	29
Cuadro II.3. Empresa Transmisora al 31 de diciembre del 2003.....	30
Cuadro II.4. Empresas Comercializadoras al 31 de diciembre del 2003.....	31
Cuadro II.5. Demanda de consumidores finales. Al 31 de diciembre del 2003.....	32
Cuadro II.6: Breve descripción del Mercado Mayorista.....	37
Cuadro III.1 Variables mensuales y trimestrales en logaritmo.....	43
Cuadro III.2 Prueba Dickey Fuller.....	58
Cuadro III.3 Prueba Dickey Fuller.....	58
Cuadro III.4 Prueba Dickey Fuller.....	60
Cuadro III.5 Prueba Dickey Fuller.....	60
Cuadro III.6 Cuadro resumen de resultados obtenidos para modelos con datos mensuales en largo y corto plazo.....	63
Cuadro III.7 Cuadro resumen de resultados obtenidos para modelos con datos trimestrales en largo y corto plazo.....	66
Cuadro IV.1. Proyecciones de largo plazo mensuales.....	70
Cuadro IV.2. Proyecciones de corto plazo mensuale.....	71
Cuadro IV.3. Proyecciones trimestrales de largo plazo.....	73
Cuadro IV.4. Proyecciones trimestrales de largo plazo	73

GRÁFICOS

Gráfico II.1 Comportamiento de la Demanda máxima de energía eléctrica en MW.....	38
Gráfico II.2 Demanda total de energía en el mercado de contratos y el en MRS.....	39
Gráfico II.3 Demanda total de energía.....	40
Gráfico II.4 Producción de energía eléctrica por generador.....	41
Gráfico II.5 Producción de energía eléctrica por generador.....	42

RESUMEN

El trabajo se resume en 5 capítulos con el siguiente orden: **Capítulo I**, titulado "**MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL**" en donde se presentan conceptos microeconómicos básicos, metodología de la tarificación y técnicos con respecto a la generación, transmisión, comercialización y distribución de la energía eléctrica en El Salvador; **Capítulo II**, "**COMPORTAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA ECONOMÍA SALVADOREÑA**", este, contiene una breve descripción de la evolución del sector electricidad en El Salvador, estructura del mercado de energía eléctrica actual y el comportamiento de la demanda y la oferta de energía eléctrica en El Salvador. **Capítulo III**, "**MODELOS ECONOMETRICOS**", contiene un análisis gráfico de las variables escogidas para las regresiones, un cuadro resumen de los resultados de los test de estacionalidad de las variables, presentación de ecuaciones y pruebas de modelos de largo plazo, de corto plazo, con datos mensuales y con datos trimestrales; **Capítulo IV**, "**PROYECCIONES**", en este se incluye las proyecciones mensuales y trimestrales de la demanda en mega watts y en giga watts en niveles y en tasas de crecimiento, para el período julio 2004 a diciembre 2006;

Capítulo V, "CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES", incluye las conclusiones y recomendaciones elaboradas a partir de los resultados finales.

El objetivo general de la investigación fue el de elaborar un modelo econométrico que contemple los principales factores tales como: precio de la energía eléctrica en giga y mega watts, temperatura del ambiente, evolución de la actividad económica, días efectivamente laborados, precios del petróleo y factores estacionales, de tal forma que estime el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en El Salvador para los años de 1990 al 2003 y permita proyectarla para el periodo julio de 2004 - diciembre de 2006.

Partiendo de datos recopilados de las instituciones pertinentes, para la elaboración de modelos econométricos capaces de explicar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica, se pretende encontrar correlación y causalidad entre la variable explicada y las explicativas de tal forma que el resultado sea una representación confiable abstraída de datos reales.

Una de las principales conclusiones, es que los modelos econométricos de demanda de energía eléctrica con regresiones a las variables Índice de Volumen de Actividad Económica,

Temperatura del ambiente y día laborales son eficaces para la explicación del comportamiento de la variable regresada.

Recomendando finalmente, que se deben buscar alternativas para el aumento de la generación de energía eléctrica en el corto plazo y su ahorro en el largo plazo.

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo, se abordará la temática de los determinantes de la demanda de energía eléctrica en El Salvador a través de modelos econométricos corridos en base a datos en series de tiempo.

El objetivo general de la investigación, es el de elaborar un modelo econométrico que contemple los principales factores tales como: precio de la energía eléctrica en giga y mega watts, temperatura del ambiente, evolución de la actividad económica, días efectivamente laborados, precios del petróleo y factores estacionales, de tal forma que estime el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en El Salvador para los años de 1990 al 2003 y permita proyectarla para el periodo julio de 2004 - diciembre de 2006.

El trabajo se resume en 5 capítulos con el siguiente orden: **Capítulo I**, titulado "**MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL**" en donde se presentan conceptos macroeconómicos básicos, metodología de la tarificación y técnicos con respecto a la generación, transmisión, comercialización y distribución de la energía eléctrica en El Salvador; **Capítulo II**, "**COMPORTAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA ECONOMÍA SALVADOREÑA**", este,

contiene una breve descripción de la evolución del sector electricidad en El Salvador, estructura del mercado de energía eléctrica actual y el comportamiento de la demanda y la oferta de energía eléctrica en El Salvador. **Capítulo III, "MODELOS ECONOMETRICOS"**, contiene un análisis gráfico de las variables escogidas para las regresiones, un cuadro resumen de los resultados de los test de estacionalidad de las variables, presentación de ecuaciones y pruebas de modelos de largo plazo, de corto plazo, con datos mensuales y con datos trimestrales; **Capítulo IV, "PROYECCIONES"**, en este se incluye las proyecciones mensuales y trimestrales de la demanda en mega watts y en giga watts en niveles y en tasas de crecimiento, para el período julio 2004 a diciembre 2006; **Capítulo V, "CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES"** incluye las conclusiones y recomendaciones elaboradas a partir de los resultados finales.

JUSTIFICACIÓN

En El Salvador, con la reestructuración parcial de la industria eléctrica a partir de 1998, que permitió el establecimiento de empresas privadas en las diferentes etapas en el sector electricidad, se suscitaron una serie de cambios entre los cuales se mencionan:

- La aprobación de la Ley de Creación de la Superintendencia General de Energía y Telecomunicaciones, SIGET y de la Ley General de Electricidad, a finales de 1997.
- La privatización de las cinco empresas de distribución de energía eléctrica en 1998
- La privatización de las plantas térmicas de generación de energía eléctrica en el 2000, que eran propiedad de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, CEL, las cuales fueron compradas por Duke Energy.
- La separación de la Empresa de Transmisión Energía Salvadoreña, ETESAL de la estatal CEL.
- La separación de la empresa que genera energía a partir de fuentes geotérmicas "Geotérmica Salvadoreña", GESAL,

actualmente LaGeo, S.A. de C.V. En el primer semestre de 2002, la empresa italiana, LAGEO, se convirtió en accionista minoritario de GESAL y se ha llevado a cabo la explotación de nuevos recursos geotérmicos en el oriente del país.

- La operación desde 1995 de la empresa privada de generación térmica de energía, Nejapa Power, que estableció un contrato para la venta a CEL de toda su producción de energía bajo condiciones favorables en cantidades y precios. Dicho contrato finalizó en el 2002 resultado de un arbitraje internacional. A partir de esta fecha la empresa vende la energía eléctrica que produce directamente en el mercado.
- La entrada en vigencia desde finales de 2000 del Reglamento de Comercializadores de Energía, que ha permitido la entrada en el mercado de nuevos agentes especializados en la compra y venta de energía eléctrica, los cuales deben pagar "el costo de peaje" por utilizar las redes de distribución, cargo conocido como "uso de red".
- La instalación por parte de empresas privadas dedicadas a otros giros de actividad económica, de plantas generadoras térmicas, que abastecen su propia planta industrial o comercial y venden los excedentes en el Mercado Mayorista y Minorista.

- La importación de energía eléctrica desde Guatemala y la interconexión eléctrica con Honduras, permite aumentar la cantidad de energía disponible, en el sentido que operan como un generador en la frontera respectiva.
- El proyecto del sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central, SIEPAC, que presenta diferentes etapas para la creación de un sistema de redes de transmisión de 230 KV entre los países de la región.

Antes de las reformas, se observaba una fuerte presencia directa de CEL en el mercado, con un 75% del total para 1998, situación que se conserva en el año 2003 aunque esta vez lo hace de forma directa con un 29% de participación en la generación total y de forma indirecta a través de La Geo, S.A. en cuyo capital accionario participa.

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.

Objetivo General:

Elaborar un modelo econométrico que contemple los principales factores tales como: precio de la energía eléctrica en giga y mega watts, temperatura del ambiente, evolución de la actividad económica, días efectivamente laborados, precios del petróleo y factores estacionales, de tal forma que estime el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en El Salvador para los años de 1990 al 2003 y permita proyectarla para el periodo julio de 2004 - diciembre de 2006.

Objetivos específicos.

1. Conocer la evolución histórica de la energía eléctrica en El Salvador.
2. Describir la situación actual en que se encuentra estructurado el sector en sus etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

3. Estudiar el comportamiento de la oferta y demanda de electricidad en giga watts y mega watts en El Salvador.
4. Identificar las principales variables que condicionan el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en El Salvador.
5. Elaborar un modelo econométrico de demanda de energía eléctrica en mega y giga watts para El Salvador basado en datos históricos de 1990 a 2003.
6. proyectar, a partir del modelo econométrico, la demanda de energía eléctrica para el período julio de 2004 - diciembre de 2006.

CAPITULO I

I.MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

I.1. ASPECTOS MICROECONÓMICOS DEL MERCADO.¹

Dentro de éste apartado se presentan las terminologías microeconómicas básicas importantes para conocer las estructuras de mercado que existen en El Salvador.

➤ **EL MERCADO.**

Es la relación que se establece entre oferentes y demandantes de bienes y servicios.

Lo que caracteriza a un mercado son las fuerzas fundamentales de la oferta y demanda, que constituyen el mecanismo principal de asignación de los recursos.

➤ **CURVA DE DEMANDA**

Es la representación gráfica que ilustra las diferentes cantidades de un bien o servicio que los consumidores están dispuestos a adquirir en el mercado, a los diferentes precios, en un momento determinado.

¹Rossetti, José Paschoal. "Introducción a la Economía"

➤ CURVA DE OFERTA

Representación gráfica que muestra las diferentes cantidades de un bien o servicio que los diferentes productores están dispuestos a ofrecer en un momento dado, en el mercado a los diferentes precios.

Los movimientos en las curvas de demanda y oferta ante un aumento en las variables explicativas se resumen en el siguiente cuadro.

Cuadro I.1 Desplazamiento en las curvas de oferta y demanda.

VARIABLE	OFERTA	DEMANDA
Ingreso de los consumidores		Derecha
Gustos y preferencias		Derecha
Precio de los bienes sustitutos		Derecha
Precio de los bienes complementarios		Izquierda
Expectativas en los precios	Derecha	Derecha
Población		Derecha
Precio de los recursos	Izquierda	
Tecnología	Derecha	
Impuestos	Izquierda	
Subsidios	Derecha	
No. De Empresas	Derecha	

➤ **EXCEDENTE DEL PRODUCTOR**

Es el importe que recibe el productor por una determinada cantidad de una mercancía en exceso al mínimo de lo que estaría dispuesto a aceptar. El costo de producción de ese bien es menor de lo que recibe.

➤ **EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR**

Se refiere al importe máximo que un consumidor estaría dispuesto a pagar, por una cantidad específica de un bien menos lo que paga realmente. El valor de ese producto es mayor a lo que se paga.

➤ **ELASTICIDAD-PRECIO DE LA DEMANDA.**

En su expresión conceptual más simple, la elasticidad-precio de la demanda es la relación existente entre las variaciones relativas (o porcentuales) observadas en las cantidades demandadas, derivadas de los cambios relativos (o porcentuales) introducidas por los precios. Así se puede considerar por la siguiente expresión:

$$e = \frac{\text{Variación porcentual de la cantidad demandada}}{\text{Variación porcentual del precio}}$$

Tipos de elasticidad de la demanda.

- *Demanda elástica:* Las cantidades de demanda son relativamente sensibles a las alteraciones en los precios. Definiéndose el valor del coeficiente de la siguiente manera: $\alpha > \epsilon > [1]$
- *Demanda de elasticidad unitaria:* Las variaciones en las cantidades de demanda son rigurosamente proporcionales a las variaciones en los precios. Definiéndose el valor del coeficiente de la siguiente manera: $\epsilon = [1]$
- *Demanda inelástica:* Las cantidades de demanda son relativamente insensibles a los cambios en los precios. Con un coeficiente que se expresa de la siguiente forma: $0 < \epsilon < [1]$
- *Demanda perfectamente elástica:* La demanda se define por un solo precio. Cualquier variación en el precio reduce a cero la cantidad demandada. Con un coeficiente que se expresa así: $\epsilon = \alpha$
- *Demanda normal:* Las cantidades demandadas son dadas y no reaccionan a los precios. Con un coeficiente definido de la siguiente manera: $\epsilon = 0$

➤ **ELASTICIDAD-PRECIO DE LA OFERTA.**

En su expresión conceptual más simple, es la relación que existe entre las modificaciones relativas (o porcentuales) observadas en las cantidades ofrecidas, derivadas de cambios relativos (o porcentuales) verificados en los precios. En el cual se puede medir en forma aproximada por la expresión siguiente:

$$\eta = \frac{\text{Variación porcentual de la cantidad ofrecida}}{\text{Variación porcentual del precio}}$$

➤ **MONOPOLIO²**

Forma de mercado en la que existen una sola empresa como único vendedor, que posee un producto homogéneo y diferenciado, no existe libre entrada a otros oferentes, se tiene control de fuente de materia prima y la existencia de condiciones técnicas con costes elevados.

➤ **OLIGOPOLIO³**

Es una estructura de mercado donde dos o más empresas son suficientemente grandes para influir con sus propias decisiones en el precio de mercado. Las características de

² Hay una clasificación de monopolio: Monopolios naturales son los que surgen porque es más económicamente eficaz tener una sola empresa que dos o más; monopolios que existen porque el mercado es muy limitado.

³ De igual manera que en los monopolios existen oligopolios naturales, porque es más económicamente eficaz tener un reducido número de empresas en el mercado que tener una gran cantidad.

esta estructura son: producto homogéneo o diferenciado, entrada limitada por tecnología y costos, pocos vendedores, las cuotas de mercado son considerables para cada empresa participante; existe un conocimiento de información perfecta de las condiciones de mercado.

➤ **COMPETENCIA PERFECTA**

Esta se caracteriza porque cada vendedor es pequeño en relación con el mercado, el producto que se vende es homogéneo; los compradores están bien informados de los precios de los vendedores; y estos actúan independientemente.

Otro de los supuestos del esquema de competencia perfecta es la libre entrada y salida de empresas, en el caso que obtuvieran beneficios extra normales, entrarían nuevos oferentes al mercado hasta el punto donde se alcanza el equilibrio.

➤ **COMPETENCIA MONOPOLÍSTICA**

Es una combinación de monopolio puro y competencia perfecta y se caracteriza por tener una variedad de bienes y cada empresa produce un bien que es sustitutivo cercano de los demás; existe entrada y salida relativamente libre,

existen muchos compradores y muchos oferentes y se tiene información y conocimiento perfecto.

I.2 FIJACIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SALVADOR.

Los pliegos tarifarios se explican a partir de tres variables: Precio promedio de la energía en Mercado Regulador del Sistema (MRS), cargos de distribución y los cargos por comercialización de las distribuidoras. Los cargos por el uso del sistema de transmisión quedan incluidos o reflejados dentro de las compras de energía en el mercado mayorista. Los costos de distribución y comercialización se establecen en función del nivel de tensión y las características de la demanda, ambas son variables de control por parte de la SIGET.

I.3 ASPECTOS TÉCNICOS DE LA PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Las centrales eléctricas cuentan con seis principales elementos: la central eléctrica, los transformadores que elevan el voltaje de la energía eléctrica generada a las altas tensiones utilizadas en las líneas de transmisión, las líneas de transmisión, las subestaciones donde la señal baja su

voltaje para adecuarse a las líneas de distribución, las líneas de distribución y los transformadores que bajan el voltaje al valor utilizado por los consumidores.⁴

I.3.1 DEFINICIÓN DE GENERADOR ELÉCTRICO

Se define como el conjunto de toda una instalación formada por máquinas motrices, generadores y aparatos de maniobra, en la que se produzca energía eléctrica, cualquiera que sea el procedimiento empleado para ello.⁵ Entre los cuales se encuentran: la generación geotérmica, hidroeléctrica, térmica, solar, eólica y biomasa.

A. ENERGÍA GEOTÉRMICA⁶

La energía geotérmica se genera en una planta de vapor en la cual, la caldera ha sido reemplazada por el "reservorio geotérmico" (energía almacenada en interior de la tierra en forma de calor, vapor) y en la que la fuente energética para producir electricidad es suministrada por el calor de la tierra, en vez de petróleo u otro combustible.

⁴"Electricidad, Generación y transporte de," *Enciclopedia Microsoft® Encarta® 2000*. © 1993-1999 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

⁵ Instalaciones y líneas eléctricas, pag. 239.

⁶ Evaluación comparativa de las fuentes de energía en El Salvador. Upedi.

B. GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.

El uso de caídas de agua para la producción de energía eléctrica es un recurso renovable que no contamina, no produce subproductos, su utilización como combustible no limita su aprovechamiento para otras aplicaciones. Es obtenida por medio hidráulico, es decir, aquella que utiliza el caudal de un embalse para mover turbinas y estas, a su vez, mueven rotores de un generador.

C. GENERACIÓN TÉRMICA.

La generación térmica se da por el aprovechamiento de los fluidos térmicos emanados del aumento de temperatura en líquidos para la producción de vapor, estos gases se canalizan de tal forma que aumente la presión que ejercen sobre una turbina

D. GENERACIÓN SOLAR.

La energía solar como recurso energético, esta constituida simplemente por la porción de la luz que emite el sol y que es interceptada por la tierra. Una de las aplicaciones de la energía solar es directamente como luz solar, por ejemplo, para la iluminación de recintos o secado de ropa.

E. GENERACIÓN EÓLICA.

La tecnología de viento ha tenido un rápido desarrollo en años recientes.

La energía de viento incrementa proporcionalmente con la potencia cúbica de la velocidad del viento. La capacidad máxima de un generador es lograda a una velocidad de viento de 10 a 14 m/s. Si la velocidad de viento excede 25 m/s, el generador puede ser sobrecargado.

F. BIOMASA.

La biomasa es una fuente de calor ampliamente dispersa en todo el mundo. Es especialmente utilizada en estufas sencillas para calentar y cocinar.

La biomasa muestra una relativa baja energía de densidad conllevando a una extendida área de provisión y costos de transporte relativamente altos. Estos costos de transporte doblan aproximadamente los costos de biomasa cruda de 6 a 12 US \$ / MWh biomasa. Considerando también las eficacias eléctricas relativamente bajas 20% de potencias tecnológicas de biomasa, las unidades de generación de potencia por biomasa deben ser más pequeñas y más dispersas que unidades convencionales de generación de potencia termal.

I.3.2 DEFINICIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Son los conductores utilizados para transportar energía eléctrica a diferentes niveles de voltaje, incluyendo sus estructuras de soporte. Estas líneas pueden ser aéreas o subterráneas.

I.3.3 DEFINICIÓN DE ESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

Es la instalación ubicada en un ambiente específico y protegido, compuesta por equipos tales como: seccionadores, interruptores, barras, transformadores, etc., a través de la cual la energía eléctrica se transmite con el propósito de conmutarla o modificar sus características.

I.3.4 DEFINICIÓN DE ENTE COMERCIALIZADOR.

Es aquel que suscribe contratos de suministro y abastecimiento de energía eléctrica, compra y vende energía eléctrica en las redes de bajo voltaje y comercializa en el mercado mayorista.

I.4. ASPECTOS TEÓRICOS DE ECONOMETRÍA⁷

➤ CONCEPTO DE ECONOMETRÍA:

La econometría, es el resultado de cierta perspectiva sobre el papel que juega la economía, consiste en la aplicación de la estadística matemática a la información económica para dar soporte empírico a los modelos construidos por la economía matemática y obtener resultados numéricos.

También puede ser definida como: 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, etc.

➤ METODOLOGÍA DE LA ECONOMETRÍA.

En términos generales, la metodología econométrica tradicional se realiza dentro de los siguientes lineamientos:

- *Planteamiento de la teoría o de la hipótesis.*
- *Especificación del modelo matemático de la teoría.*
- *Especificación del modelo econométrico de la teoría.*
- *Obtención de datos.*
- *Estimación de los parámetros del modelo econométrico.*
- *Prueba de hipótesis.*
- *Pronóstico o predicción.*

⁷ Gujarati , Damodar N. Econometria (1997), tercera edición , Mc Graw, p.p. 1, 3, 9, 24 y 25.

- *Utilización del modelo para fines de control o de política.*

➤ **NATURALEZA DE LA INFORMACIÓN.**

- *Información de series de tiempo:* Una serie de tiempo es un conjunto de observaciones sobre los valores que toma una variable en diferentes momentos del tiempo.
- *Información de series de corte transversal:* La información de corte transversal consiste en datos de una o más variables recogidos en el mismo momento del tiempo.
- *Información combinada:* Son los datos agrupados que tienen elementos de series de tiempo y de corte transversal reunidos.

➤ **PRUEBAS DE ESTIMACIÓN E HIPÓTESIS.**

En econometría se plantean supuestos importantes del modelo clásico⁸ para una estimación insesgada, eficiente y eficaz de los parámetros o coeficientes, es decir, tienen varianza mínima o son MELI (Mejor Estimador Lineal Insesgado). A continuación se presentan algunos de los problemas de estimación:

⁸ Ver, Gujarati, p.p 58 a 67.

- *Multicolinealidad*⁹: La multicolinealidad significa la relación exacta entre alguna o todas las variables explicativas de un modelo de regresión. La forma de multicolinealidad se debe a diferentes factores: *El método de la información recolectado*, la obtención de muestras en un rango limitado de valores tomados por los regresores de la población; *restricciones sobre el modelo o en la población que es objeto el muestreo*; *especificación del modelo*; *un modelo sobredeterminado*, esto sucede cuando el modelo tiene más variables explicativas que el número de observaciones.

Entre las consecuencias prácticas de la multicolinealidad se presentan: Aun cuando los estimadores son MELI, estos presentan varianzas y covarianzas grandes, que hacen difícil la estimación precisa; los intervalos de confianza tienden hacer mucho más amplio, conduciendo a una aceptación más fácil de la hipótesis nula (el verdadero coeficiente poblacional es cero); la razón t de uno o más coeficiente tienden hacer estadísticamente no significativos; los errores estándar pueden ser sensibles a pequeños cambios en la información.

⁹ *Ibíd.*, p.p 316, 318, 319.

Una de las pruebas que se ha empleado para la multicolinealidad es la "matriz de covarianza", consiste en cuadro resumen, que relacionan las variables explicativas entre ellas, la decisión para conocer si existe multicolinealidad, es si estos valores están más cercanas a 1, que indica la existencia de este problema.

- *Heteroscedasticidad:* La heteroscedasticidad sucede cuando se obtiene una dispersión de las varianzas de cada término de perturbación.

Entre las razones por las que se presente heteroscedasticidad se mencionan: *Modelos de aprendizaje y error*, a medida que las personas aprenden, sus errores de comportamiento se hacen más pequeños; *ingreso discrecional*, a medida aumentan los ingresos se tienen mayores posibilidades de selección con respecto a la forma de disponer de su ingreso; *a medida mejoran las técnicas de recolección de la información*, los bancos que posean equipos sofisticado de procesamiento de información cometan menos errores en los extractos mensuales o trimestrales de sus clientes; *factores atípicos*, se

presenta una observación muy diferente con respecto a las demás.

Con presencia de heteroscedasticidad, hay un sesgo positivo o negativo y este depende de la naturaleza de la relación entre las varianzas y los valores tomados por las variables explicativas.

La prueba que se ha utilizado para detectar a la heteroscedasticidad es la de white (cruzada y no cruzada), bajo la hipótesis nula: "que no hay heteroscedasticidad", se obtiene en primer lugar los residuales, se efectúa una regresión auxiliar, el valor χ^2 cuadrado es mayor que el χ^2 crítico al nivel de significancia seleccionado, la conclusión es que hay heteroscedasticidad.

- *Autocorrelación*: Se puede definir como la correlación entre miembros de series de observaciones ordenadas en el tiempo o en el espacio.

Existen diferentes razones por el surgimiento de este problema entre estas se destacan: *Inercia*, existe una lentitud para la mayoría de series de tiempo; *sesgo de especificación*, pueden excluirse variables importantes; *fenómeno de telaraña*, específicamente la oferta de muchos productos agrícolas refleja el fenómeno de la telaraña, en

donde la oferta reacciona al precio con un rezago en un periodo de tiempo; *rezagos*, en una regresión de series de tiempo del gasto de consumo sobre el ingreso, es decir, el gasto de consumo actual, dependa entre otras cosas, del gasto de consumo del periodo anterior; *manipulación de datos*, los datos simples son frecuentemente manipulados.

En presencia de autocorrelación, los estimadores de los parámetros continúan siendo lineal e insesgado al igual que consistente, pero dejan de ser eficiente (no tienen varianza mínima).

Para la autocorrelación se utilizó "correlogram o residuals squared", dentro de éste se toma en cuenta el valor del coeficiente del Partial Autocorrelation Coefficient (PAC), cuyo valores deben permanecer entre el rango de -0.5 a 0.5, para determinar que no existe autocorrelación.

➤ **PRUEBAS DE ESTACIONARIEDAD.**

Para los datos de las variables de series de tiempo que a priori se establecen en los modelos, surge la idea intuitiva de estacionariedad de las series, incluyendo raíz unitaria y

cointegración, a continuación se plantea de forma general su significado¹⁰:

- *Estacionariedad*: En términos generales las series presentan procesos estocásticos estacionario y éste se define cuando: su media y su varianza son constante en el tiempo y si el valor de la covarianza entre dos periodos depende solamente de la distancia o rezago entre estos dos periodos de tiempo.
- *Prueba de raíz unitaria sobre estacionariedad*: una prueba alternativa sobre estacionariedad que se ha hecho popular recientemente se conoce como *prueba de raíz unitaria*, que detecta cuando una situación es de no estacionariedad, si se presenta esta última se dice que es integrada de orden uno, $I(1)$, cuando es estacionaria es integrada de orden cero, $I(0)$.

La prueba utilizada para saber si una serie o variable tiene raíz unitaria es la de Dickey-Fuller, de ésta se obtiene los valores t calculado y los t críticos, cuando el primero es mayor que el segundo a un nivel de significancia de 1%, 5% y 10%, se afirma que las series no tienen raíz unitaria.

¹⁰ *Ibid.*, p .p , 697, 702, 709,710.

- *Cointegración*: Al hablar de cointegración es cuando los residuos de las variables agrupadas, incluidas en los modelos presentan en el largo plazo la misma longitud de onda, es decir, la raíz unitaria y cointegración obliga a determinar si los residuales de la regresión son estacionarios.

Para determinar la cointegración se utiliza la prueba de Johansen, en general se analiza la primera fila, bajo la hipótesis nula: "que no existe ninguna posibilidades de cointegración", cuando el valor de "likelihood ratio" es mayor que los valores a 5 y 1 percent critical value (Valor crítico en porcentaje), se concluye que existe cointegración.

➤ **PRUEBAS DE ESTABILIDAD.**

Al obtener los resultados de los modelos planteados, para generar una mayor confiabilidad si el objetivo es predecir, se realizan pruebas como las siguientes:

- *Estabilidad global en los modelos*: De forma general se califica si los modelos obtenidos tienen fluctuaciones, que se diluyen en el tiempo o sus distorsiones son mínimas, para una mayor representatividad en las proyecciones.

La prueba que se utiliza para detectar la estabilidad en los modelos es la de "cusum of squared", en la cual se observa la tendencia de la curva, que se mantenga dentro de la prueba cusum al 5% de significancia, con el criterio de estabilidad en el largo plazo; la línea central es la suma acumulativa de los vectores con un total de $n-k$, el cálculo inicial del primer vector "a", resulta de la regresión con igual número de datos de coeficientes, incluidas en el modelo del total de n , el segundo cálculo, se obtiene sumando el resultado del primer vector "a" con la próxima observación, obteniéndose el vector "b" y sucesivamente hasta llegar a finalizar con todas las observaciones finales, obteniéndose de esta manera la línea central, que se encuentra en medio de las líneas críticas al 5%.

- *Estabilidad en los parámetros:* La diferencia con la prueba de estabilidad global, es que en estas se realizan la estabilidad por cada uno de los coeficientes con el objetivo de visualizar su comportamiento en el largo plazo.

Para la estabilidad en los parámetros se analiza mediante la prueba "recursive coefficients", el cual la línea central dentro de sus errores estándares,

debe de establecerse una tendencia muy similar al de sus errores.

➤ **VARIABLE DUMMI.**

La variable Dummi, se utiliza para neutralizar los períodos con comportamientos irregulares dentro de una serie de tiempo. La variable Dummi, toma valor de uno cuando se presenta la perturbación en un período determinado de la serie de tiempo y cero en el resto cuando los valores son estables. Obteniendo una base de datos compuesta de ceros y unos.

La variable Dummi es comúnmente usada en los modelos de largo plazo.

CAPÍTULO II

II. COMPORTAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA ECONOMÍA SALVADOREÑA

II.1 ANTECEDENTES.

II.1.1 EVOLUCIÓN DE LA ELECTRICIDAD.

El 17 de Noviembre de 1890 se fundó la primera compañía eléctrica, que se crea con el nombre de "Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador" (CAESS).

Para el año de 1919, CAES prestaba sus servicios en San Salvador, Santa Tecla, Soyapango, San Sebastián, Ahuachapán y Mejicanos, y el valor total de las plantas de generación había sido calculado en ₡3.04 millones.

La primera planta generadora de CAESS se instaló en Agua Caliente, Soyapango que contaba con 70 HP¹¹, la segunda generadora fue Milingo, ubicada sobre el río Acelhuate y en 1907 se obtuvo la concesión para montar la planta Río Sucio cuya construcción comenzó en 1914.

En 1930 CAESS adquirió las empresas eléctricas de San Miguel, San Vicente y Zacatecoluca que operaban independientemente.

¹¹Horse Power, en español: caballo de fuerza, es una unidad de medida de potencia equivalente a 746 watts

Finalmente en 1936, el Estado celebró una concesión con CAESS para 50 años de operación como empresa privada dentro del territorio nacional y en octubre de 1945 se creó CEL (Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa).

A partir de el año de 1954, inicia el programa de electrificación por parte de CEL, tomando a su cargo la producción de energía eléctrica en todo el país y quedando CAESS como responsable de la distribución.

Este programa comprendió la construcción de algunas obras como:

- La Presa 5 de Noviembre el 21 de junio de 1954 comenzó operaciones con 2 unidades de 15 MW cada una y una de 500 Kilovatios para uso interno de las instalaciones.
- La Central Hidroeléctrica del Guajoyo la cual entró en operaciones en diciembre de 1963, ubicada en cantón Belén Guija con 15,000 kilovatios de capacidad
- La planta geotérmica de Ahuachapán el 9 de julio de 1976, con una capacidad instalada de 60,000 Kilovatios.
- La central generadora del Cerrón Grande el 17 de febrero de 1977, con 2 generadora de 67.5 MW cada una.
- La Central Hidroeléctrica 15 de Septiembre, inaugurada el 15 de septiembre de 1983, con capacidad instalada de 180,000 Kilovatios.

- La central de turbina a gas de San Miguel el 25 de mayo de 1984, 22,000 kilovatios.
- El proyecto "Boca Pozo" del campo geotérmico de Berlín con 2 unidades de 5,000 Kilovatios cada una en el año de 1992.

Además, de todas estas obras, también se realizaron las centrales térmicas de Acajutla en 1965 con 295.1 MW de capacidad instalada, la de Soyapango en 1973 con 56.5 MW, la de San Miguel en 1984 con 31.9 MW y finalmente la central térmica de Nejapa Power Plant por inversionistas privados de la empresa Coastal Corporation de Houston, Texas en 1995 con 144.5 MW.

El proceso de privatización en El Salvador dio inicio en 1989, con la "reprivatización de la banca" que había sido nacionalizada en 1980.

Uno de los servicios considerados en el proceso de privatización fue la distribución de la energía eléctrica.

CEL, constituía el principal ente generador, transmisor y distribuidor de energía eléctrica en el país, seguido por CAESS --cuya función básica era la distribución de energía eléctrica--

. Los pasos fundamentales para llevar a cabo la privatización del servicio se iniciaron con la reestructuración de CAESS, que consistió en la creación de dos nuevas empresas: la Empresa Eléctrica de Oriente (EEO) y Del Sur, que inicialmente se desarrollaron sin activos propios, subsidiadas desde CAESS.

Para el año de 1996 se separa la Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA) y se constituye la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

- SIGET se define como una institución autónoma cuya máxima autoridad es el Superintendente General.
- Las responsabilidades de la SIGET incluyen la fijación de tarifas máximas para los usuarios / as finales del sector residencial con bajo consumo de electricidad, la aprobación de las tarifas establecidas por los distribuidores en sus propias áreas, hacer cumplir los requisitos regulatorios del sector de electricidad y penalizar por el incumplimiento a dicha regulación, así como resolver conflictos entre los operadores, monitorear el desarrollo del mercado de electricidad, establecer los cargos de la Unidad de Transacciones, S.A. (UT) y presentar los correspondientes reglamentos a su ley de creación a fin de que fueren aprobados por la presidencia de la República.

El primero de enero de 1999, se divide la unidad transmisora de CEL en 2 sociedades independientes, una para dar mantenimiento a la red transmisora nacional denominada Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V., ETESAL, y la otra para operar y manejar las transacciones del mercado mayorista, a la que se llamó UT. Posteriormente en el mismo año se crea Geotérmica Salvadoreña, S.A., GESAL, actualmente La Geo, S.A.

Para el año de 1999, los estados centroamericanos aprobaron y ratificaron un tratado marco del mercado eléctrico de América Central.

A finales del 2000, entra en vigencia el Reglamento de Comercializadores de Energía.

En el año 2002, finalizó el contrato entre Nejapa Power y CEL, sobre la venta de energía eléctrica, resultado de un arbitraje internacional. A partir de esta fecha Nejapa Power, se inicia en la venta de energía eléctrica en el mercado mayorista.

Durante el año 2003, sucedieron 3 hechos relevantes:

- El primero de ellos corresponde a la aprobación e implementación de las reformas a la Ley General de Electricidad¹².
- El segundo hecho fue el compromiso adquirido por ETESAL para la elaboración de un plan de expansión, construcción y refuerzos de la red de transmisión.
- Finalmente, otro hecho importante es el aumento en 5.87% de la capacidad instalada nacional producto de una adición de 18.9 MW de capacidad instalada por repotenciación de una de las unidades de la central Cerrón Grande, la incorporación de 3 motores Wartsila en julio del 2003 en Soyapango, con una capacidad instalada total de 16.2 MW, 5

¹² Ver Decreto Legislativo No.1216, publicado en el Diario Oficial No.83, tomo 359, de fecha 9 de mayo de 2003.

motores en la central térmica de San Miguel cuya capacidad instalada total es de 6.7 MW y la incorporación de 20 MW al mercado mayorista provenientes de Compañía Azucare

➤ ra, S.A.

Actualmente, se lleva a cabo el proyecto de repotenciación de la central del Cerrón Grande, la cual al término de su ejecución, programada para febrero de 2005, aumentará la capacidad instalada de la central en 38 MW adicionales.

II.2 AGENTES DEL MERCADO.

➤ INVENTARIO DE GENERACIÓN

Cuadro II.1. Empresas Generadoras al 31 de diciembre del 2003.

Empresa	Número de centrales	Generación neta (MWh)	Potencia instalada (MW)	Porcentajes de potencia instalada
Total	26.00	4682696.20	1180.10	100.00
A. Mercado mayorista	11.00	4081300.00	1105.50	93.68
A.1 Empresas públicas	6.00	2425200.00	590.90	50.07
Hidráulicas	4.00	1459000.00	429.70	36.41
CEL	4.00	1459000.00	429.70	36.41
Geotérmica	2.00	966200.00	161.20	13.66
Lageo	2.00	966200.00	161.20	13.66
A.2 Empresas privadas	20.00	1656100.00	514.60	43.61
Térmicas	5.00	1656100.00	514.60	43.61
Duke	3.00	773700.00	318.00	26.95
Nejapa Power	1.00	804700.00	144.00	12.20
CESSA	1.00	63000.00	32.60	2.76
CLESA		10300.00	0.00	0.00
Compañía Azucarera Salvadoreña, S.A. de C.V.	1.00	4000.00	20.00	1.69
B. Mercado minorista	15.00	276096.20	74.60	6.32
CECSA	8.00	30226.10	8.10	0.69
Sensunapan	1.00	15179.70	2.80	0.24
De Matheu	1.00	5270.80	0.70	0.06
Térmicas	5.00	224919.60	63.00	5.34
Textufile	1.00	192836.60	28.70	2.43
Ingenio el Ángel	1.00	29269.70	19.00	1.61
Empresa Eléctrica del Norte, S.A. de C.V.	1.00	2813.30	4.50	0.38
Ingenio la Cabaña	1.00	0.00	10.80	0.92
C. Importaciones		427800.00	-	-
D. Exportaciones		102500.00	-	-

Fuente: SIGET, Boletín de Estadísticas Eléctricas No.5, 2003.

En el cuadro II.1, se observa la estructura del mercado de generación eléctrica para El Salvador. La participación en porcentaje de la potencia instalada en mercado mayorista es de

93.68% frente a un 6.32% del mercado minorista. Por tipo de recurso, el mayor porcentaje es para la generación térmica con un 43.61%, en relación a los porcentajes de 36.41% y 13.66% que pertenecen a la generación hidroeléctrica y geotérmica.

Además, las empresas públicas son las que tienen más potencias instalada que las empresas privadas, con un 50.07% y 43.61%, respectivamente.

Por lo anterior, se considera al mercado de generación eléctrica un oligopolio, debido a la existencia de un número reducido de empresas que participan en el mercado y a costos de producción elevados, que restringen la entrada a otros competidores.

➤ INVENTARIO DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

Cuadro II.2. Empresas distribuidoras al 31 de diciembre del 2003.

	CAESS	DELSUR	AES-CLESA	EEO	DEUSEM
Área servida (km ²)	4,999.0	4,286.8	4,936.7	6,856.6	1,376.2
No de empleados	502	291	268	202	42
No de abonados	472,631	259,974	250,655	185,627	49,568
MW vendidos/ empleados	3,365.2	3,439.2	2,328.0	1,843.5	1,994.7
Venta de energía (MWh)	1.689,347.4	1.000,808.3	623,904.3	372,385.4	83,775.5
Pérdidas de distribución (MWh)	131,769.10	106,586.08	71,811.35	49,564.5	13,496.2

Fuente: SIGET, Boletín de estadísticas eléctricas No. 5, 2003.

En el cuadro II.2, se presenta la estructura del mercado de distribución, de las cinco empresas participantes, al observar el número de mega watts vendidos por cada una, CAESS consolida como la empresa que más ventas de energía eléctrica coloca en el mercado.

Se considera al mercado de distribución como un oligopolio natural, debido a que hay un número reducido de distribuidoras participando y, las redes de bajo voltaje, propiedad de una empresa, en la práctica, no pueden ser usadas por otra. Además, debido a que los costos de distribución son elevados, se restringe la entrada de otras empresas competidoras.

➤ **EMPRESA TRANSMISORA.**

Cuadro II.3. Empresa Transmisora al 31 de diciembre del 2003.

EMPRESA TRANSMISORA DE EL SALVADOR, S.A. DE C.V.	
Año.	2003
Número de Empleados	210
Número de subestaciones	23
Kilómetros de Línea	1,129.02
Capacidad de transformación (MVA)	2,065
Pérdidas de Transmisión (MWh)	91,000.0

Fuente: SIGET, Boletín de estadísticas eléctricas No. 5, 2003.

Al observar el cuadro II.3, se evidencia la existencia de una empresa participando en la actividad de transmisión, por lo tanto, la empresa actúa como un monopolio natural.

➤ INVENTARIO DE EMPRESAS COMERCIALIZADORAS.

Cuadro II.4. Empresas Comercializadoras al 31 de diciembre del 2003.

IMPORTACIÓN Y COMPRAS DE ENERGÍA DE LOS COMERCIALIZADORES, 2003 (EN MWh)	
Excelergy, S.A. de C.V.	TOTAL
Importación	23,241
Compras locales	66,839
Venta de energía	90,080
Conexión Eléctrica Centroamericana-El Salvador, S.A. de C.V.	
Importación	0
Compras locales	43,680
Venta de energía	43,680
Comercializadora de Electricidad Centroamericana, S.A. de C.V.	
Importación	5,779.70
Compras locales	827
Venta de energía	6,431.70
Comisión Hidroeléctrica Ejecutiva del Río Lempa, comercializadora.	
Importación	0
Compras locales	6,587.70
Venta de energía	6,587.70
El paso Technology El Salvador, S.A. de C.V.	
Importación	2,850.80
Compras locales	60,881.60
Venta de energía	63,675.80
Mercados eléctricos, S.A. de C.V.	
Importación	7,082.60
Compras locales	17.80
Venta de energía	7,028.30

Fuente: SIGET, Boletín de estadísticas eléctricas No. 5, 2003.

En el cuadro II.4, se presentan las empresas que compran y venden energía eléctrica en El Salvador, las cuales no se encuentran conectadas a la red de transmisión.

Las empresas con mayores transacciones son: Excelergy, S,A de C.V. con un valor de 90,080 MWh en ventas de energía eléctrica y El paso Technology El Salvador, S.A de C.V., con un valor de 63,675.80 MWh. De esa forma, se puede afirmar la existencia de un mercado oligopólico, por la reducida participación de agentes.

➤ INVENTARIO DE CONSUMIDORES FINALES.

Cuadro II.5. Demanda de consumidores finales. Al 31 de diciembre del 2003.

Consumidores Finales	MWh
CARTOTECNIA	14,200
ANDA	267,900
INVINTER	11,800

Fuente: SIGET, Boletín de estadísticas eléctricas No. 5, 2003.

En el cuadro II.5, se presentan los consumidores finales conectados a la red de transmisión, según la teoría macroeconómica y desde el punto de vista del comprador, son consumidores que podrían actuar como un oligopsonio, por el número reducido de agentes que participan en el mercado.

II.3 PROYECTOS DE INTEGRACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Uno de los proyectos de integración centroamericana en materia de energía eléctrica es el del "**Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)**"

Dentro del proyecto se establecieron los siguientes objetivos específicos:

- a) Establecer reglas del mercado que sean comunes para las transacciones regionales entre los agentes ubicados en los países centroamericanos.

Crear y poner en funcionamiento dos instituciones regionales: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR); con las funciones de regular y operar el sistema eléctrico respectivamente, así mismo, al Ente Operador le corresponde también la administración del mercado en lo que compete a transacciones regionales. Se le otorga a la CRIE y la EOR personería propia y capacidad de derecho público internacional, tanto dentro como fuera de los países del istmo Centroamericano.

- b) La construcción de una línea de 1,830 Km. de 230 Kv que irá de Guatemala a Panamá, cuyo costo se ha estimado en US\$ 320.3 millones. Esta línea tendrá la interconexión de 16 subestaciones en la región.

La iniciativa del proyecto SIEPAC, surge como respuesta a la baja confiabilidad de las interconexiones bilaterales entre los países del istmo que permiten transacciones no mayores a los 50 MW.

El proyecto contempla en un inicio la construcción de una línea troncal de transmisión, como infraestructura mínima para el abastecimiento del mercado mayorista regional. También comprende el establecimiento de un marco regulatorio regional así como instituciones para el istmo. Paralelamente se hace necesario el establecimiento de un mercado regional bien estructurado que permita la utilización de la línea de interconexión para grandes niveles de transacciones. Ambos conceptos se vuelven inseparables para el máximo rendimiento del proyecto.

II.4 ESTRUCTURA DEL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR.

II.4.1 EL MERCADO MAYORISTA¹³.

El Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador tiene como objetivo principal el posibilitar un ambiente eficiente y competitivo para el desarrollo de las transacciones

¹³ www.SIGET.com.sv.

de energía a través del **sistema de transmisión nacional** (red de tensión de 115,000 voltios o mayor).

El MME permite que participen directamente en las transacciones de energía, todos los agentes o Participantes del Mercado (PM) que tengan una conexión directa con el sistema de transmisión, generación, distribución o usuarios finales. También existe la disponibilidad para que otros agentes que no tienen conexión con la red de transmisión puedan participar indirectamente en el MME, bajo la figura de comercializadores, de acuerdo con la normativa especial que al respecto aprobó la SIGET.

El MME tiene actualmente dos instancias para los intercambios de energía: **el Mercado de Contratos (MC)** y **el Mercado Regulador del Sistema (MRS)**. La declaración de transacciones se hace con un día de anticipación y para las 24 horas del día siguiente. El intervalo de MME es de una hora.

II.4.1.1 EL MERCADO DE CONTRATOS.

Se basa en transacciones declaradas entre dos PM, negociadas libremente entre ellos y en la cuales únicamente indican a la Unidad de Transacciones (UT) las cantidades de energía que intercambiarán en cada hora y los nodos de inyección y retiro de

energía. Estas transacciones son despachadas de acuerdo a lo declarado, a menos que la UT determine que afectan las condiciones de calidad y seguridad establecidas. Del conjunto de las transacciones aceptadas del MC se prepara el Despacho Programado, con intercambios firmes de energía. A continuación, se presenta los tipos de contratos establecidos para todos los participantes del mercado eléctrico.

II.4.1.2 EL MERCADO REGULADOR DEL SISTEMA.

El Mercado Regulador del Sistema, MRS, funciona en base a ofertas de incremento o decremento de las cantidades de energía incluidas en el despacho programado. Las ofertas se presentan en base a precios por unidad de energía. Los generadores que tienen excedentes de energía no comprometida en contratos pueden presentar ofertas incrementales de la potencia disponible; los compradores de energía que tienen demanda no cubierta en contratos pueden presentar ofertas decrementales para adquirirla en el MRS. Asimismo, los generadores pueden presentar ofertas decrementales para reducir su producción si existen fuentes más baratas disponibles en el MRS; al mismo tiempo, compradores de energía en contratos pueden revender energía si los precios en el MRS atractivos para hacerlo. El punto de equilibrio entre la suma de la oferta y la suma de la demanda en el MRS fija el

precio de dicho mercado en cada hora, según el resultado de la operación real. El precio no es afectado por requerimientos adicionales de cumplimiento de la calidad y seguridad del sistema.

Las normas que regulan la administración del mercado y la operación de la red se encuentran en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista.

A continuación, se presenta un bosquejo del significado del mercado de contratos y el mercado de regulador de abastecimiento.

Cuadro II.6: Breve descripción del Mercado Mayorista.

<u>MERCADO MAYORISTA</u>	
Mercado de Contratos	Mercado Regulador del Sistema
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Despacho programado entre oferente y demandante. ✓ Transacciones libres sin informar a condiciones financieras a UT. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mercado spot de energía eléctrica. ✓ Equilibra Oferta y Demanda

Fuente: www.SIGET.com.sv

II.4.2 EL MERCADO MINORISTA.

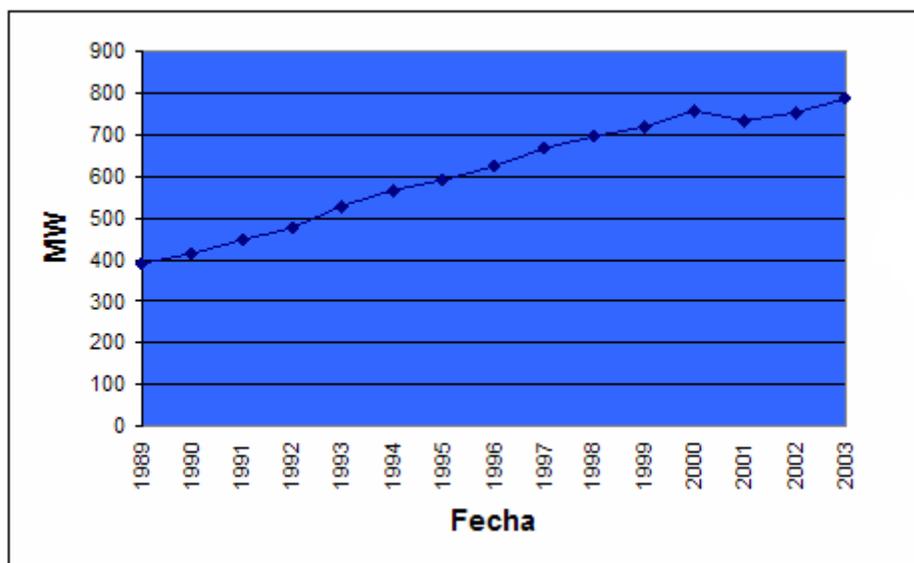
El Mercado Minorista de Energía Eléctrica está conformado por las pequeñas centrales de generación hidroeléctrica y auto

productores térmicos que venden excedentes y están conectados directamente al sistema de transmisión, distribuidores, comercializadores, y los consumidores finales de energía eléctrica.

II.5 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA.

A continuación, se presenta el comportamiento promedio de demanda máxima de energía eléctrica para los años de 1989 hasta el 2003.

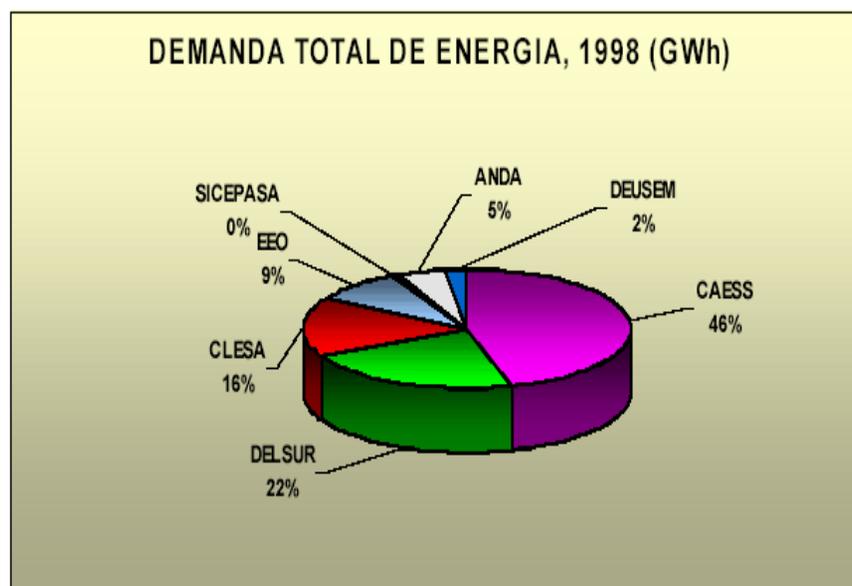
Gráfico II.1 Comportamiento de la Demanda máxima de energía eléctrica en MW



Fuente: SIGET, Boletín de estadísticas eléctricas No.5 2003.

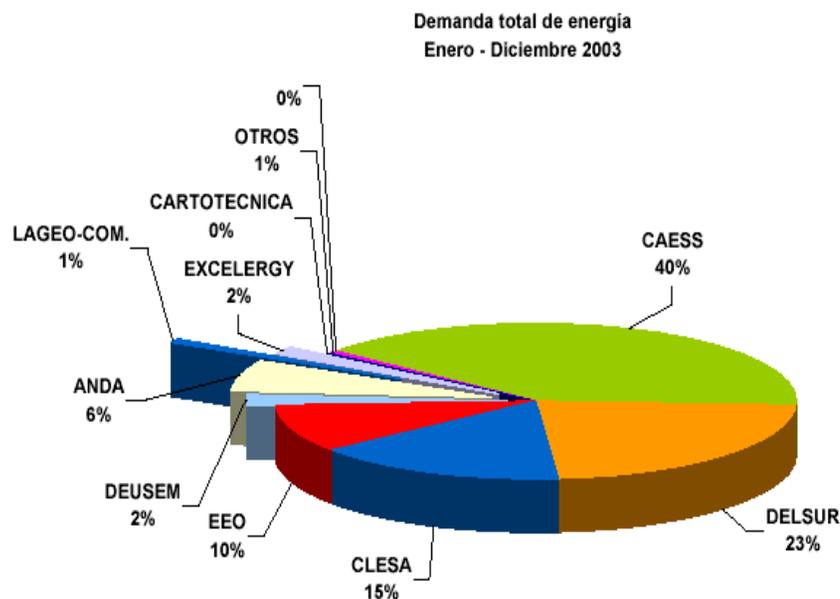
Como se muestra en el gráfico anterior, la evolución de la demanda máxima de energía eléctrica en El Salvador ha tenido una tendencia creciente a partir de 1989 en adelante. De continuar esta tendencia, se hará necesario un incremento similar en la generación de energía eléctrica para compensar la demanda en el futuro.

Gráfico II.2 Demanda total de energía en el mercado de contratos y el en MRS.



Fuente: Unidad de Transacciones, S.A.

Gráfico II.3 Demanda total de energía.



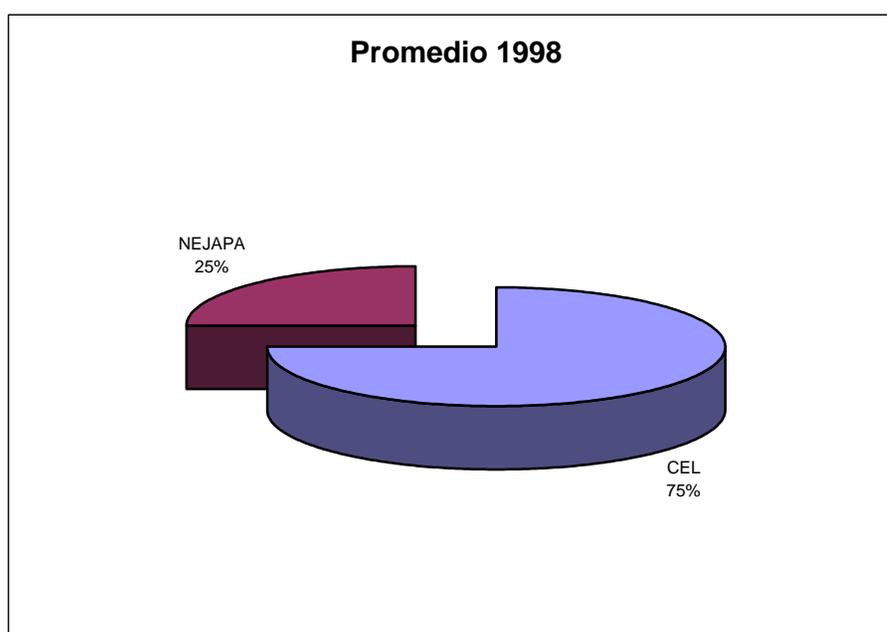
Fuente: Unidad de Transacciones, S.A.

Al observar la distribución de la demanda total de energía por cada uno de los compradores podemos ver que CAESS, quien a inicios del período analizado (1998), se consolidaba como el mayor demandante de energía eléctrica, ha venido disminuyendo su participación ante del crecimiento de la demanda de DELSUR para el año de 2003. Así mismo, se hace evidente la entrada de nuevos competidores con pequeños niveles de participación en las compras totales de energía.

II.6 COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA.

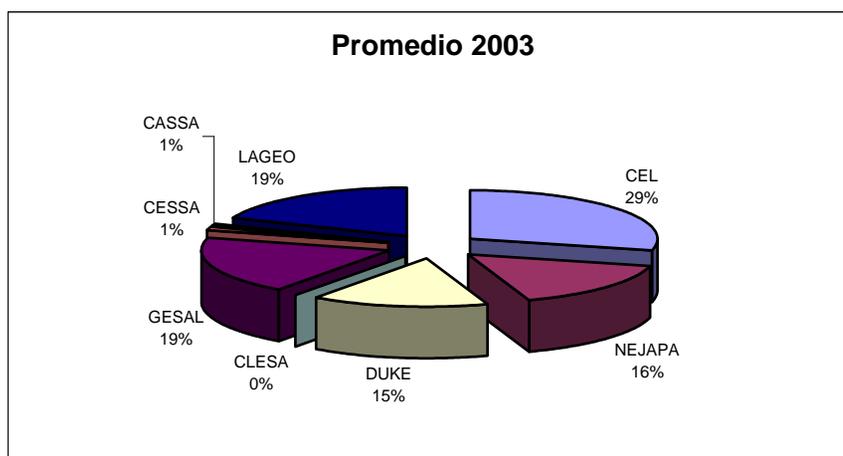
La oferta de energía eléctrica es la energía inyectada, es decir, es aquella que un operador entrega a la red o que ingresa a la red de transmisión nacional o a través de una red de interconexión internacional.

Gráfica II.4 Producción de energía eléctrica por generador.



Fuente: Unidad de Transacciones.

Gráfica II.5 Producción de energía eléctrica por generador



Fuente: Unidad de Transacciones

Al comparar la generación del año de 1998 con la del año de 2003, se observa un aumento del número de generadores que participan en la oferta de energía eléctrica. Esto es debido a la creación de GESAL (actualmente LAGEO) derivada de los activos de CEL, el aumento de los precios en los meses de marzo y abril de 2000 (ver gráfico II.6) para permitir que Duke Energy vendiera su generación a precios que le permitieran recuperar costos, y el aumento de las importaciones de las generadoras privadas.

CAPITULO III

III. MODELOS ECONOMETRICOS.

A continuación se presenta un cuadro resumen que debe ser utilizado para la interpretación de los códigos de las variables incluidas en los modelos.

Cuadro III.1 Variables mensuales y trimestrales en logaritmo.

VARIABLES	CÓDIGO
Logaritmo de demanda nacional en GW en el trimestre	LDGWACT
Logaritmo de días laborales acumulados	LDLACT
Logaritmo de demanda en MW en el trimestre	LDMWMT
Logaritmo de precios en GW máximo trimestral	LPWGMT
Logaritmo de precios en GW promedio trimestral	LPGWPT
Logaritmo del Producto Interno Bruto nominal trimestral en dólares	LPIBNDT
Logaritmo del Producto Interno Bruto real trimestral en dólares	LPIBRDT
Logaritmo del precio máximo del diesel en el trimestre	LPMDT
Logaritmo del precio máximo en el MRS (MW) trimestral	LPMWMT
Logaritmo del precio promedio en el MRS (MW) trimestral	LPMWPT
Logaritmo del precio promedio del diesel en el trimestre	LPPDT
Logaritmo del precio máximo del petróleo crudo en el trimestre	LPUMPMT
Logaritmo del precio promedio del petróleo crudo en el trimestre	LPUMPPT
Logaritmo de temperatura máxima absoluta en el trimestre	LTEMPMAT
Logaritmo de temperatura máxima promedio en el trimestre	LTEMPMPT
Logaritmo de demanda máxima neta mensual en MW	LDMWM
Logaritmo de demanda nacional mensual en GW	LDGW
Logaritmo de precios mensuales en el MRS (MW)	PMW
Logaritmo de precios mensuales en GW.	LPGW
Logaritmo de días laborales	LDL
Logaritmo de temperatura máxima absoluta	LTEMA
Logaritmo de temperatura máxima promedio	LTEMP
Logaritmo de Índice de la Actividad Económica (industria)	LIVAEI
Logaritmo de Índice de la Actividad Económica (comercio)	LIVAEI
Logaritmo de Índice de la Actividad Económica (electricidad)	LIVAEI
Logaritmo de Índice de la Actividad Económica (general)	LIVAEI
Logaritmo de precio unitario de las importaciones de petróleo crudo	LPUMP
Logaritmo de precio promedio diesel	LPPD

III.1 FORMULACIÓN DE HIPÓTESIS Y ANÁLISIS GRÁFICO DE VARIABLES ESCOGIDAS.

En el siguiente apartado se presentan las hipótesis de la investigación junto con un análisis gráfico de cada una de las variables independientes, comparadas con la variable dependiente, "demanda de energía eléctrica". Las variables serán analizadas para el período de 1990 a 2003.

III.1.1 VARIABLES MENSUALES

Estas variables son de serie de tiempo mensual, cuyos valores se espera que presenten un mayor nivel de fluctuación respecto a las series de tiempo trimestrales.

DÍAS LABORALES. (DL)

La variable días laborales se refiere a los días efectivamente laborados en cada mes, según calendario oficial de la Cámara de Comercio. La serie de tiempo fue elaborada mediante la observación de los calendarios desde 1990 a 2003 restando de los días de cada mes, los días de asueto indicados por la Corte de Cuentas. Las hipótesis formuladas para esta variable son:

Hipótesis Nula:

"A mayor cantidad de días hábiles, mayor será el consumo de energía eléctrica en El Salvador."

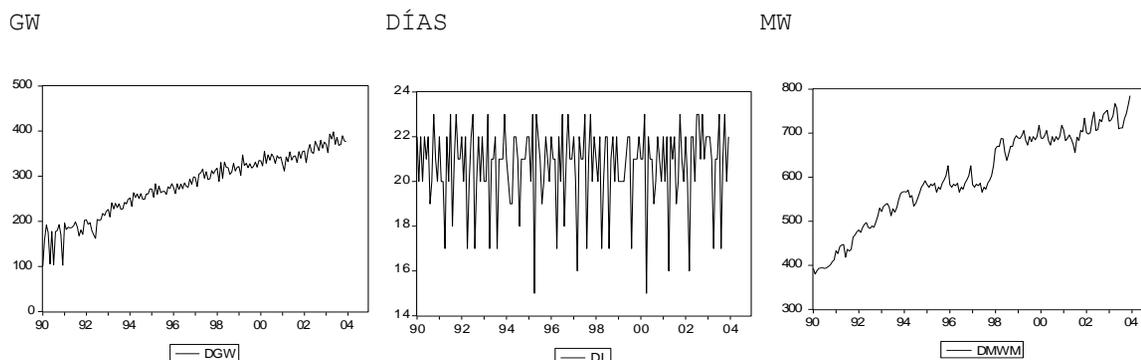
Esta hipótesis fue formulada con la intención de medir el nivel de elasticidad que tiene el tiempo que las personas dedican a trabajar en el consumo de energía eléctrica, por el uso de maquinas y aires acondicionados en sus puestos de trabajo.

Hipótesis Alterna:

"A mayor cantidad de días hábiles, menor será el consumo de energía eléctrica en El Salvador."

La hipótesis alterna explicaría la importancia del consumo residencial en la determinación de la demanda de energía eléctrica ya que se supone que las personas, cuando no están laborando, se encuentran en su casa.

En las gráficas siguientes, se compara la variable días laborales (gráfica del centro) con las demandas de energía eléctrica en giga y mega watts (gráficas derecha e izquierda respectivamente).



En las gráficas anteriores, la demanda en giga watts, la demanda en mega watts y los días laborales presentan perturbaciones grandes en sus tendencias, esto sugiere que existe algún nivel de elasticidad de la demanda ante cambios porcentuales en los días laborales, que sigue el comportamiento expuesto en la hipótesis nula.

ÍNDICE DE VOLUMEN DE LA ACTIVIDAD ECONÓMICA GENERAL. (IVAEG)

La variable Índice de Volumen de la Actividad Económica General (IVAEG) fue recolectada de las bases de datos del Banco Central de Reserva de El Salvador. El IVAE utilizado incluye el comportamiento de todos los sectores de la economía. Las hipótesis formuladas para esta variable son:

Hipótesis nula:

“A mayor Actividad Económica en El Salvador, mayor será el consumo de energía eléctrica en el país.”

La razón por la cual se formuló la relación anterior, es debido a que cuando se produce un bien o servicio, en su estructura de costos, casi siempre tiene incluido el componente energía eléctrica como insumo.

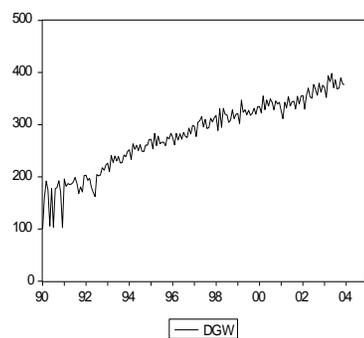
Hipótesis alternativa:

“A mayor actividad económica en El Salvador, menor será el consumo de energía eléctrica.”

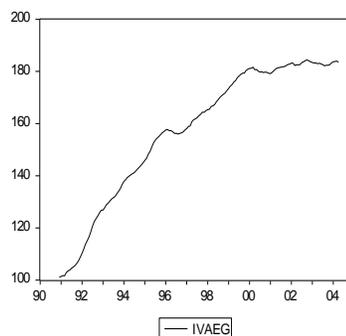
De aceptarse esta hipótesis, estaría refiriéndose nuevamente a la importancia del consumo residencial, si se mantiene el supuesto de que las personas que no laboran se encuentran en casa, solo que en esta ocasión se refiere más al tipo de aparatos eléctricos que se disponen en el sector industrial y residencial.

A continuación se presentan el IVAEG (Gráfica del centro) y las demandas en giga y mega watts (gráficas laterales)

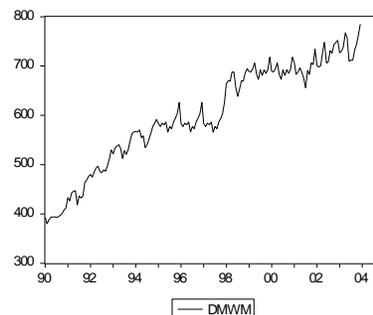
GWH



IVAEG



MW



En estas gráficas, se observa una relación de crecimiento positivo entre el IVAEG y las demandas. Lo anterior confirma la utilización de la hipótesis formulada.

La actividad económica presentó un período de crecimiento acelerado en la época de los noventa, después de la firma de los acuerdos de paz, por una parte a que se da una orientación hacia el consumo de bienes duraderos lo que favorece al sector construcción, además, el sector maquilero textil, que utiliza maquinaria que consume altos voltajes, se proponía como una alternativa en aumentar los bajos niveles de empleo de la época, ayudado por políticas para el incentivo de la inversión extranjera con la creación de parques industriales en zonas de exención tributaria. Otro factor adicional, es el repunte del sector bancario con inversiones elevadas orientadas a una mejor atención al cliente, específicamente en compras de equipos electrónicos, por ejemplo: Cajeros automáticos.

PRECIOS GIGA Y MEGA WATTS (PGW Y PMW)

La variable precios mega watts fue obtenida de la base de datos de la Unidad de Transacciones, S.A. (UT). Los precios giga watts, fueron obtenidos mediante la multiplicación de los precios del mega watts por mil. Las hipótesis formuladas para la variable precio son:

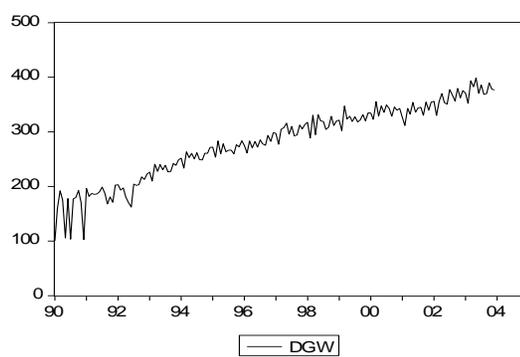
Hipótesis nula:

“La demanda de energía eléctrica es elástica ante cambios en los precios.”

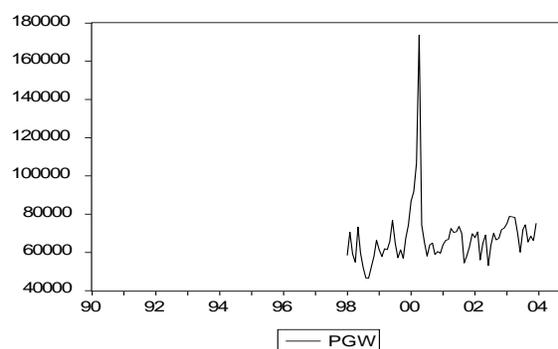
La formulación de esta hipótesis es un caso especial, pues se formuló en contra del principio básico de la teoría microeconómica de elasticidad precio de la demanda, que no pone en duda, que los precios afecten de una manera u otra a la demanda. Sin embargo, al tratar de establecer una relación en base a la experiencia y a los datos recolectados sobre demanda de energía eléctrica y los precios de esta, no se observó razón alguna para sostener que la demanda de energía eléctrica fuera elástica ante cambios en los precios.

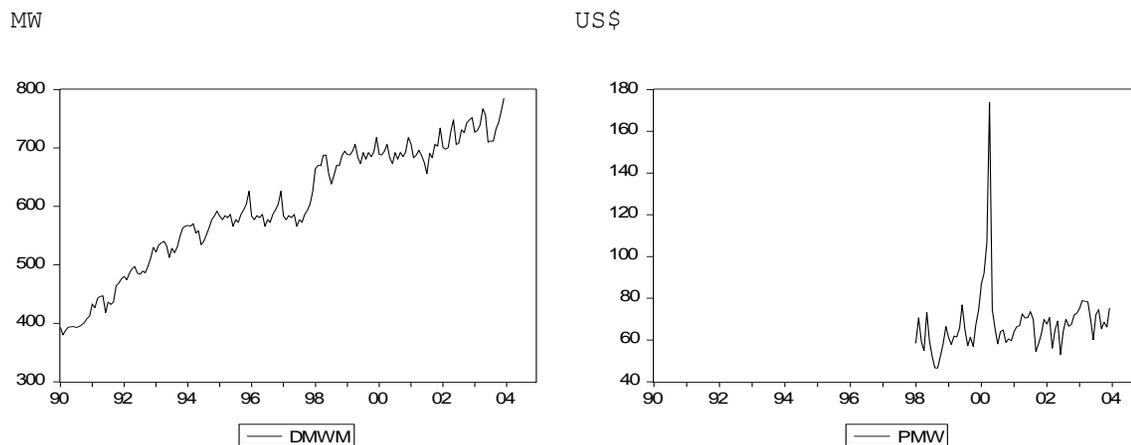
A continuación, se presenta una comparación gráfica entre las variables precio del mega y giga watts (gráficos del lado derecho) y las demandas en mega y giga watts (gráficos del lado izquierdo).

GW



US\$





Los gráficos anteriores, justifican que la demanda de energía eléctrica mantiene un crecimiento positivo aun cuando los precios se mantienen con pendiente cercana a cero; al mismo tiempo, en el primer semestre del año 2000, hay un punto máximo en la curva de precios, que refleja un crecimiento explosivo en esta variable; producto de una sequía prolongada, del mantenimiento de las presas 5 de noviembre y Guajoyo, y del incremento de los precios establecidos por Duke Energy, aprovechando la situación, para recuperar los costos por las compras de las generadoras de San Miguel y Soyapango, generando una contracción en la demanda de energía eléctrica.

**PRECIOS PROMEDIO DEL DIESEL Y PRECIO UNITARIO DE LAS
IMPORTACIONES DE PETRÓLEO (PPD Y PUMP)**

Los precios del petróleo fueron obtenidos de la base de datos del Ministerio de Economía de El Salvador (MINEC), estos precios son promedios y se refiere al precio de importación. Los precios del Diesel son promedios y son obtenidos del sondeo mensual que hace el MINEC al interior del país. Las hipótesis nulas, que se formularon para estas variables son:

Hipótesis Nula:

"A mayores precios del petróleo, mayor será el consumo de energía eléctrica en El Salvador"

Este efecto se espera basado en el supuesto de que existen consumidores de energía eléctrica con capacidad de generación para autoconsumo, que no hacen uso de ella, cuando el costo de adquirirla en el mercado eléctrico son menores que el de producirla, es entonces cuando se decide comprar en el mercado de electricidad.

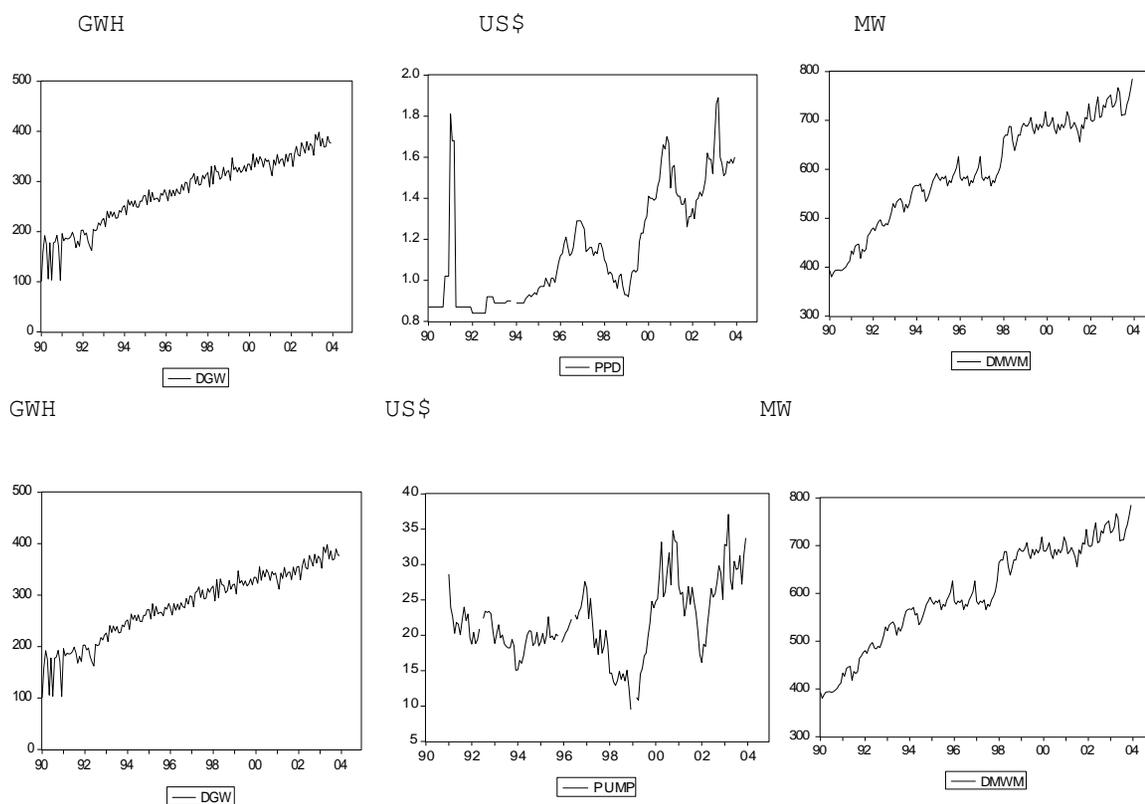
Hipótesis alternativa:

"A mayores precios del petróleo, menor será el consumo de energía eléctrica en El Salvador."

El comportamiento anterior se explicaría por un efecto de disminución en el ingreso disponible de los consumidores,

provocado por un aumento de los precios del petróleo o del diesel, lo cual reduciría el poder adquisitivo de estos, disminuyendo su consumo que para nuestro caso, sería el consumo de energía eléctrica.

A continuación, se presentan los precios unitarios de las importaciones de petróleo y los precios promedios del diesel (en los gráficos del centro) y las demandas de energía eléctrica (en los gráficos laterales).



Aun cuando las variables precio promedio del diesel y el precio unitario de las importaciones del petróleo muestran un

comportamiento creciente que es compartido con el crecimiento de la demanda, es difícil observar que la relación de sustitución expresada en la hipótesis nula sea real.

TEMPERATURA MÁXIMA ABSOLUTA Y TEMPERATURA PROMEDIO DEL AMBIENTE

(TEMA Y TEMP)

La temperatura máxima absoluta y la temperatura promedio del ambiente, fueron obtenidas de la base de datos del Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET), la primera se refiere al nivel máximo en grados centígrados alcanzado por la temperatura del ambiente en el área de Ilopango. Y la segunda, se refiere al promedio de las temperaturas máximas alcanzadas en cada medición en la misma área. Las hipótesis formuladas para las variables TEMA Y TEMP, son:

Hipótesis nula:

"A mayor temperatura del ambiente, habrá mayor consumo de energía eléctrica en El Salvador."

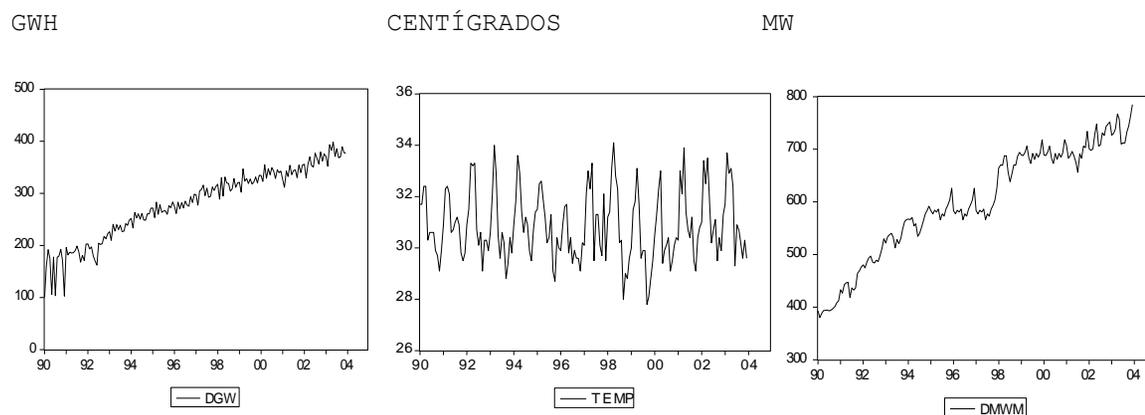
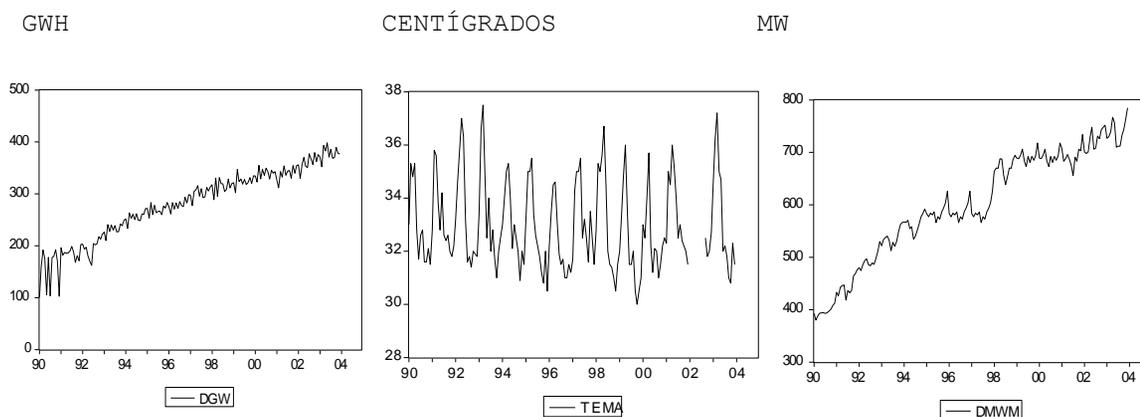
La relación anterior se da por el aumento de la frecuencia del uso de aires acondicionados, además, los equipos de enfriamiento térmico como las refrigeradoras, necesitan de mayor consumo de energía eléctrica para lograr los niveles de enfriamiento para su óptimo funcionamiento.

Hipótesis Alternativa:

"A mayor temperatura del ambiente, habrá menor consumo de energía eléctrica en El Salvador."

De aceptarse esta hipótesis habría que realizar estudios para establecer una explicación lógica de este comportamiento.

A continuación, se presentan la variable temperatura promedio y temperatura máxima absoluta (gráficos del centro) y las demandas de energía eléctrica (gráficos laterales).



Las variables de temperaturas, presentan oscilaciones que pueden ser utilizadas para explicar las fluctuaciones de las demandas de energía eléctrica en el corto plazo, siguiendo el comportamiento expresado en la hipótesis nula. Se puede esperar entonces que la demanda reaccione en un nivel alto de elasticidad ante cambios en la temperatura del ambiente.

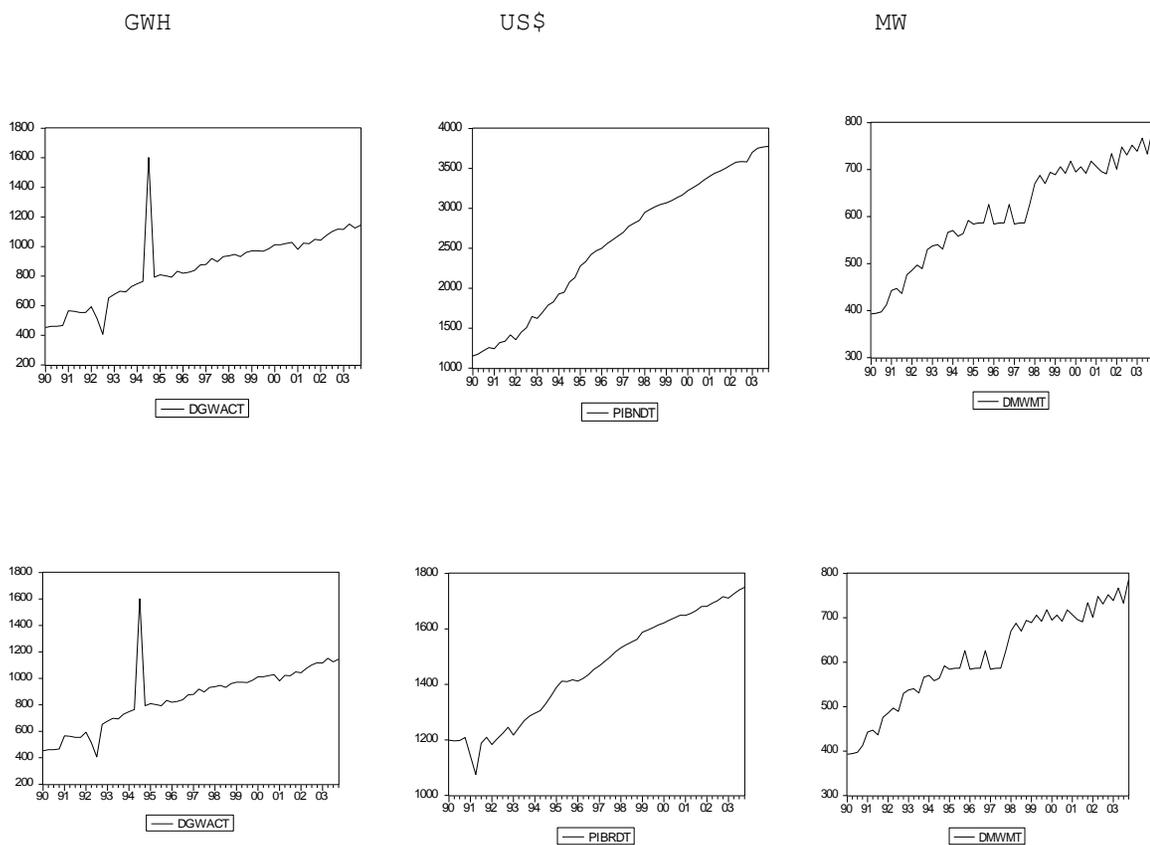
III.1.2 VARIABLES TRIMESTRALES.

PRODUCTO INTERNO BRUTO NOMINAL y REAL EN DÓLARES TRIMESTRAL.

(PIBNDT) Y (PIBRDT)

El producto interno bruto nominal y el producto interno bruto real, fue obtenido de la base de datos del Banco Central de Reserva de El Salvador, calculado de forma trimestral. El PIB nominal, incluye los efectos de los procesos inflacionarios mientras que el real, no. Las hipótesis formuladas para estas variables, son las mismas de las que se establecieron para el Índice de Volumen de la Actividad Económica. En las variables mensuales se utilizó el IVAE, porque no existían datos calculados de forma mensual para el PIB, sin embargo, ambas tratan de medir la importancia de la producción en la determinación de la demanda de energía eléctrica.

A continuación se presentan los PIB (gráficos del centro) y las demandas (gráficas laterales).



La explicación de la relación entre los PIB y las demandas es similar a la expuesta para la variable IVAEG.

VARIABLE DUMMIDICIEMBRE Y DUMMIT¹⁴

La variable dummi esta definida para la época de navidad y fin de año, toma valor de 1 en el mes de diciembre, para datos en serie mensual; en el cuarto trimestre, para datos en serie trimestral de cada año. Se espera que la variable dummi neutralice el efecto alcista que produce la época de fin de año en el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

III.2 TRATAMIENTO DE DATOS.

Se realizaron pruebas de raíz unitaria¹⁵ a los datos recolectados. Normalmente, para mejores resultados en las proyecciones obtenidas con el uso de los modelos, se eligen variables cuyos valores en la serie de tiempo escogida pasen la prueba de raíz unitaria al 5% significancia, con el objetivo de asegurarse el uso de variables con alto grado de estacionalidad.

Los resultados obtenidos se resumen en los siguientes cuadros¹⁶.

¹⁴ Para mayor explicación acerca del tema de las variables Dummi, ver capítulo I "Marco Teórico Conceptual de este documento.

¹⁵ La prueba de raíz unitaria, busca establecer si las series de tiempo son integradas de orden cero, de tal forma que sean estacionarias (sin shocks en su comportamiento) en el largo plazo, y de esta forma aumentar la probabilidad de establecer proyecciones con la seguridad que el comportamiento de las variables utilizadas en los modelos es estable.

¹⁶ Ver glosario de términos para el significado de cada uno de los códigos. Página 43.

Cuadro III.2 Prueba Dickey Fuller¹⁷

PARA MODELO MENSUAL EN NIVELES						
Código	Características del test			Dickey-Fuller	Valor Crítico	Probabilidad
	Constante	Tendencia	Rezago			
DMWM	SI	SI	1	-3.710782	-3.4376	5%
DGW	SI	SI	0	-10.63643	-4.0155	1%
PMW	SI	SI	0	-4.896325	-4.0909	1%
DL	SI	NO	0	-17.05142	-3.4706	1%
TEMA	SI	NO	0	-5.169931	-3.4727	1%
TEMP	SI	NO	0	-6.339939	-3.4706	1%
IVAEI	SI	SI	3	-0.912684	-3.1436	10%
IVAEC	SI	SI	3	-2.648904	-3.1436	10%
IVAEE	SI	SI	4	-1.678598	-3.1437	10%
IVAEG	SI	SI	3	-1.619954	-3.1436	10%
PUMP	SI	SI	0	-3.349001	-3.1448	10%
PPD	SI	SI	2	-4.127034	-4.0179	1%

Cuadro III.3 Prueba Dickey Fuller

PARA MODELO TRIMESTRAL EN NIVELES						
Código	Características del test			Dickey-Fuller	Valor Crítico	Probabilidad
	Constante	Tendencia	Rezago			
DMWMT	SI	SI	0	-3.752139	-3.4919	5%
DGWACT	SI	SI	0	-6.084929	-4.1314	1%
PMWPT	SI	SI	0	-3.702924	-3.6454	5%
PMWMT	SI	NO	0	-4.803287	-3.7497	1%
DLACT	SI	NO	0	-6.437054	-3.5523	1%
TEMPMAT	SI	NO	0	-6.738998	-3.5598	1%
TEMPPMT	SI	NO	0	-6.758407	-3.5523	1%
PIBRDT	SI	SI	0	-3.532141	-3.4919	5%
PIBNDT	SI	SI	0	-0.161351	-3.1753	10%
PUMPPT	SI	SI	0	-2.356977	-3.1782	10%
PUMPMT	SI	SI	0	-2.752795	-3.1782	10%
PPDT	SI	SI	0	-4.316799	-4.1314	1%
PMDT	SI	SI	0	-4.559616	-4.1314	1%

¹⁷ Para una explicación a cerca de la prueba Dickey-Fuller, ver Capítulo I, "Marco Teórico Conceptual" pág. 18 de este documento.

Las variables IVAE general (IVAEG), IVAE de comercio (IVAEC), IVAE de electricidad (IVAEE) e IVAE de industria (IVAEI) en el cuadro III.2 y el PIB nominal trimestral (PIBNDT), precios unitarios de las importaciones de petróleo promedio trimestral (PUMPPT) y los precios unitarios de las importaciones del petróleo máximo trimestral (PUMPMT) en el cuadro III.3, no resultaron ser estacionarias e integradas de orden 0, ni al 10% de significancia. Esto debido a que las fluctuaciones de las series de tiempo analizadas para estas variables no tienen varianza constante.

Dado los resultados anteriores, se decidió aplicar logaritmos, para suavizar las fluctuaciones de los valores en las series de tiempo, a todas las variables y de esta forma eliminar el problema de "no estacionalidad"¹⁸.

Los resultados de la prueba de raíz unitaria a los valores calculados en logaritmo se resumen en los siguientes cuadros:

¹⁸ El problema de "no estacionalidad" resulta cuando los valores de las series de tiempo no son estables, que es lo contrario al concepto de "estacionalidad"

Cuadro III.4 Prueba Dickey Fuller

Para modelos en logaritmo mensual.						
CÓDIGO	Constante	Tendencia	Rezago	Dickey-Fuller	Valor crítico	Probabilidad
LDMWM	SI	NO	0	-2.14	-1.94	5%
LDGW	SI	SI	0	-9.95	-4.01	1%
PMW	SI	NO	0	-4.18	-3.52	1%
LPGW	SI	NO	0	-4.18	-3.52	1%
LDL	SI	NO	0	-16.87	-3.47	1%
LTEMA	SI	NO	0	-5.14	-3.47	1%
LTEMP	SI	NO	0	-5.99	-3.47	1%
LIVAEI	SI	NO	0	10.17	-2.57	1%
LIVAEI	SI	NO	0	7.87	-2.57	1%
LIVAEI	SI	NO	0	10.46	-2.57	1%
LIVAEI	SI	NO	0	10.38	-2.57	1%
LPUMP	NO	SI	0	-2.7	-3.14	10%
LPPD	SI	SI	0	-3.74	-3.44	5%

Cuadro III.5 Prueba Dickey Fuller

Para modelos en logaritmo trimestral.						
CÓDIGO	Constante	Tendencia	Rezago	Dickey-Fuller	Valor crítico	Probabilidad
LDGWACT	SI	SI	0	-4.77	-4.13	1%
LDLACT	SI	NO	0	-6.48	-3.55	1%
LDMWMT	SI	NO	0	2.42	-1.94	5%
LPWGMT	SI	NO	0	-3.46	-2.99	5%
LPGWPT	SI	NO	0	-2.89	-2.63	10%
LPIBNDT	SI	NO	0	6.83	-2.6	1%
LPIBRDT	SI	NO	0	2.56	-1.94	5%
LPMDT	SI	SI	0	-4.35	-4.13	1%
LPMWMT	SI	NO	0	-4.78	3.74	1%
LPMWPT	SI	NO	0	-2.84	-2.64	10%
LPPDT	SI	SI	0	-4.2	4.13	1%
LPUMPMT	NO	NO	0	-2.02	-2.59	10%
LPUMPPT	SI	SI	0	-2.14	3.17	10%
LTEMPMAT	SI	NO	0	6.71	-3.75	1%
LTEMPMPT	SI	NO	0	-6.74	-3.55	1%

Nuevamente, el logaritmo de PUMP (LPUMP), el logaritmo de PUMPMT (LPUMPMT) y el logaritmo de PUMPPT (LPUMPPT)

resultaron ser no estacionarias e integradas de orden 1. Es decir, que necesitan ser tratados aplicándoles diferencia para suavizar su tendencia, lo cual no se realizó para evitar la manipulación excesiva de los datos.

III.3 MODELOS ECONOMÉTRICOS DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Para este capítulo se elaboraron ocho modelos en total, cuatro de largo plazo, que se dividen en dos mensuales y dos trimestrales que a su vez fueron corridos uno para demanda en mega watts y otro para demanda en giga watts; y cuatro de corto plazo¹⁹ que están igualmente distribuidos con la diferencia que estos últimos incluyen los residuos de los modelos de largo plazo.

Los modelos que se presentan fueron producto de un proceso de selección en el siguiente orden: primero, se seleccionaron los modelos con coeficientes significativos al 5%²⁰ o menos, en la distribución normal de una cola, posteriormente, los modelos que pasaran las pruebas de estabilidad global.

¹⁹ Los modelos de corto plazo incluyen los residuos de los modelos de largo plazo para incluir a todas aquellas variables no consideradas anteriormente y de esta forma neutralizar las perturbaciones frecuentes en el corto plazo.

²⁰ Se escogió el 5% de significancia para eliminar el problema de "Error tipo 1" que se da cuando se rechaza una hipótesis que es verdadera, debido a que el área bajo la curva de la distribución normal de una cola es mas pequeña cuando hay un alto nivel de significancia.

III.3.1 MODELOS CON DATOS MENSUALES.

Los resultados obtenidos se presentan en el cuadro resumen III.6, incluyendo en la primera columna de la izquierda de cada cuadro, los códigos de las variables utilizadas²¹ y Las pruebas realizadas para cada uno de los problemas de estimación²² en los coeficientes y modelos (Autocorrelación, Heteroscedasticidad, Multicolinealidad, estabilidad global, estabilidad en los parámetros y Cointegración), en la segunda y tercera columna, se incluyen los resultados obtenidos para los modelos de largo plazo en mega y giga watts respectivamente y en la cuarta y quinta columna se presentan los modelos de corto plazo en mega y giga watts.

²¹ Se recomienda el uso del glosario de códigos de las variables presentado al inicio del capítulo III.

²² Para una explicación teórica a cerca de la naturaleza de los problemas de estimación y las pruebas para detectarlos, ver Capítulo I, "Marco Teórico Conceptual"

Cuadro III.6 Cuadro resumen de resultados obtenidos para modelos con datos mensuales en largo y corto plazo

VARIABLES	COEFICIENTES			
	MODELOS DE LARGO PLAZO		MODELOS DE CORTO PLAZO	
	MODELO EN MW (LOGDMWM)	MODELO EN GWH(LOGDGW)	MODELO EN MW (DLOGDMWM)	MODELO EN GW (DLOGDGW)
LOGIVAEG	+0.83	+1.34		
LOGTEMP	+0.19	+0.39	+0.13	+0.28
LOGPPD	+0.03			
LOGDL		-0.18		+0.20
LOGPUMP		+0.05		
LOGPGW		-0.05		
RESIDEQ01DMWM			+0.19	
RESIDEQ04				+0.56
DUMMIDICIEMBRE	+0.04	+0.02		
C	+1.57	-2.54	+0.004	+0.003
PROBLEMAS Y PRUEBAS	RESULTADOS			
AUTOCORRELACIÓN (Correlograma de resi. al cuadrado)	APROBADA	APROBADA	APROBADA	APROBADA
HETEROSCEDASTICIDAD (Prueba de White) al 15% o menos de significancia	REPROBADA	APROBADA	APROBADA	REPROBADA
MULTICOLINEALIDAD (Matriz de covarianza)	APROBADA	APROBADA	APROBADA	APROBADA
ESTABILIDAD GLOBAL (Cusum al cuadrado) al 5% de significancia	REPROBADA	REPROBADA	APROBADA	APROBADA
ESTABILIDAD EN LOS PARÁMETROS	REPROBADA	REPROBADA	APROBADA	APROBADA
COINTEGRACIÓN (Prueba de Johansen) al 1% de significancia.	APROBADA	APROBADA		

Todos los modelos deben ser interpretados en términos de elasticidades, por ejemplo, si nos referimos al modelo mensual de largo plazo en mega watts en el cuadro III.6, se puede leer de la siguiente manera: La demanda en mega watts crece en 0.83% ante un aumento del 1% en el IVAE general; crece en 0.19% ante un aumento del 1% en los grados de la temperatura promedio del medio ambiente; crece en 0.03% ante un crecimiento en 1% de el

precio promedio del petróleo y crece en 0.04% cuando la variable dummidiciembre toma el valor de 1. De similar forma pueden ser interpretados los demás modelos presentados en el cuadro.

Con respecto a los resultados obtenidos se puede observar que el IVAE general tiene una alta participación en la determinación de la demanda de energía eléctrica, visto en los valores de las elasticidades obtenidas en los modelos de largo plazo, esto supone que la electricidad si es un insumo importante en estructura de costos de la producción de bienes y servicios. Además, permite ver a la actividad económica como una variable de alta prioridad para la elaboración de políticas de reducción en el consumo de energía eléctrica.

La temperatura promedio del ambiente, se lleva el segundo lugar en la determinación del comportamiento de la demanda de energía eléctrica, aun cuando esta presente en los 4 modelos, su elasticidad es menor que la obtenida para el IVAE general, es así, pues las modificaciones en la temperatura es un factor importante a considerar cuando se habla de demanda de energía eléctrica.

Las variables precio de las importaciones del petróleo y el precio del diesel modifican en menor grado la demanda de energía eléctrica, haciéndola crecer con elasticidades relativamente bajas ante un aumento de estos y generando un pequeño efecto sustitución del consumo de energía eléctrica.

Los días laborales, presentan resultados de conflicto con respecto a los signos de las elasticidades, abriendo la posibilidad de cuestionar el lugar en donde mas consumen energía las personas, en el trabajo o en la casa, sin embargo es de hacer notar que este resultado se pueda deber a que si observamos el gráfico de días laborales en la sección III.1, esta variable presenta un alto grado de fluctuación en un rango reducido de 17 a 23 días al mes, que es constante y que podría provocar que el coeficiente tomara cualquier valor.

Los precios en giga watts, aún cuando resultaron significativos en un solo modelo, estos presentan un nivel bajo de elasticidad (0.05%) lo que sugiere que la demanda tiene un alto grado de inelasticidad ante cambios en los precios.

Los modelos tanto de corto y de largo plazo, no presentan autocorrelación ni multicolinealidad, dos de los modelos presentan problemas de heteroscedasticidad, posiblemente atribuible a un pequeño sesgo de especificación, al no considerar variables como: el ingreso disponible de los consumidores²³ y la variable desarrollo tecnológico.²⁴

²³ Que puede influir en la demanda de energía eléctrica, porque a una mayor capacidad de compra de los consumidores estos pueden consumir mas aparatos eléctricos aumentando el consumo de energía eléctrica

²⁴ Que puede impactar en la demanda por procesos obsoletos no ahorradores de energía eléctrica.

Finalmente, el problema de inestabilidad global e inestabilidad en los parámetros²⁵ que presentaron los modelos de largo plazo, fueron anulados al correr los modelos de corto plazo.

III.3.2 MODELOS CON DATOS TRIMESTRALES.

Cuadro III.7 Cuadro resumen de resultados obtenidos para modelos con datos trimestrales en largo y corto plazo.

VARIABLES	COEFICIENTES			
	MODELOS DE LARGO PLAZO		MODELOS DE CORTO PLAZO	
	MODELO EN MW (LDMWMT)	MODELO EN GWH (LDGWACT)	MODELO EN MW (DLMWMT)	MODELO EN GW (DLGWACT)
LDLACT	+0.15	-0.44	+0.42	-0.04
LPIBRDT	+1.29	+1.86	+1.61	+2.27
LPMWPT	-0.03		-0.08	
LPPDT	-0.21		+0.27	
LPUMPPT	+0.06		+0.09	
LTEMPMPT	+0.28	+0.36	+0.24	
RESIDDMW			+0.38	
RESIDDGW				+0.99
DUMMIT	+0.03	0.03		
C	-4.60	6.24	-0.0007	-0.004
PROBLEMAS Y PRUEBAS	RESULTADOS			
AUTOCORRELACIÓN (Correlograma de resi. al cuadrado)	APROBADA	APROBADA	APROBADA	APROBADA
HETEROSCEDASTICIDAD (Prueba de White) al 15% o menos de significancia	REPROBADA	APROBADA	APROBADA	REPROBADA
MULTICOLINEALIDAD (Matriz de covarianza)	APROBADA	APROBADA	APROBADA	APROBADA
ESTABILIDAD GLOBAL (Cusum al cuadrado) al 5% de significancia	APROBADA	REPROBADA	APROBADA	APROBADA
ESTABILIDAD EN LOS PARÁMETROS	APROBADA	APROBADA	APROBADA	APROBADA
COINTEGRACIÓN (Prueba de Johansen) al 1% de significancia.	APROBADA	APROBADA		

²⁵ Para una explicación amplia del tema de estabilidad global y en los parámetros, ver Capítulo I, "Marco Teórico Conceptual" pág. 19

Al igual que los modelos con datos mensuales del cuadro III.6 todos los modelos deben ser interpretados y leídos en términos de elasticidades.

Con respecto a los resultados obtenidos, se puede observar que la actividad económica ahora medido por el PIB real, tiene una alta participación en la determinación del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, visto en los valores y el signo de las elasticidades obtenidas en los modelos de largo plazo, que son mayores al 1% en los cuatro modelos; esto supone que la electricidad si compone un insumo importante en la producción de bienes y servicios.

La temperatura máxima promedio del ambiente, es nuevamente el segundo lugar en la determinación del crecimiento de la demanda de energía eléctrica presente en tres de los cuatro modelos, su elasticidad es menor que la obtenida para el PIB real, pero su importancia es notable.

Las variables, precio del mega watts, con un signo lógico según la teoría macroeconómica, nuevamente presenta un bajo nivel de elasticidad en la determinación de la demanda, lo que sugiere que la demanda en el mercado de energía eléctrica no es una variable que dependa de la información en los precios.

Los días laborales, presentan al igual que los modelos con datos mensuales del cuadro III.6, resultados de conflicto con

respecto a los signos de las elasticidades, poniendo en cuestionamiento el lugar en donde mas consumen energía las personas, en el trabajo o en la casa, sin embargo, como se explicó anteriormente, el resultado puede deberse a problemas de estimación estadística en la fluctuación de los valores de la serie de días laborales.

Los precios promedios del diesel presentan conflicto en los signos de las elasticidades, lo que no permite definir si generan efecto sustitución del consumo de energía eléctrica, o un efecto ingreso de disminución del consumo de energía eléctrica, ante una pérdida del poder adquisitivo de los consumidores.

En general, los cuatro modelos pasan la mayoría de las pruebas para descartar los problemas de estimación, solo el modelo de largo plazo de demanda en mega watts presenta problemas de heteroscedasticidad posiblemente debido al sesgo de especificación expuesto anteriormente.

Finalmente, tal y como se esperaba con el uso de series trimestrales que resultaron ser mas estables, el problema de inestabilidad global y en los parámetros no se presentó en casi ninguno de los modelos trimestrales, siendo la excepción el

modelo de largo plazo en giga watts, aspecto importante para la proyección con altos niveles de representatividad²⁶

CAPÍTULO IV

IV. PROYECCIONES

Los datos de las variables independientes fueron proyectadas mediante el método de cambio promedio,²⁷ basado en los datos del período de 1990 a 2003, a excepción de las variables días laborales, temperatura máxima promedio y temperatura máxima absoluta, las cuales fueron calculadas en base al promedio de todos los valores de cada una de ellas. (Ver anexos XI y XII)

Se realizaron proyecciones utilizando los modelos de largo plazo y los modelos de corto plazo, con el fin de contrastar los resultados obtenidos para una mayor seguridad en lo proyectado.

IV.1 PROYECCIONES CON DATOS MENSUALES.

Los resultados obtenidos en las proyecciones utilizando los modelos con datos mensuales se resumen en los siguientes cuadros:

²⁶ Ver Capítulo I, "Marco Teórico Conceptual" pág.19

²⁷ El método de "Cambio promedio" consiste en el cálculo del valor de cambio promedio en X obtenido a partir de la fórmula $\Delta X = \sum (X - X_{-1}) / N$ en donde X, es el valor observado para cada mes y N el número de meses observados; el valor resultante, se suma al último valor disponible de las observaciones o al último valor calculado.

Cuadro IV.1. Proyecciones de largo plazo mensuales

Mes	Demanda Giga Watts hora	Tasa de crecimiento mensual	Tasa de crecimiento anual	Demanda Mega Watts	Tasa de crecimiento mensual	Tasa de crecimiento anual
Jul-04	366.27			702.81		
Ago-04	357.06	-2.51%		705.54	0.39%	
Sep-04	359.21	0.60%		701.77	-0.53%	
Oct-04	362.21	0.84%		703.65	0.27%	
Nov-04	360.33	-0.52%		706.77	0.44%	
Dic-04	389.68	8.15%		761.43	7.73%	
Ene-05	391.66	0.51%		737.94	-3.08%	
Feb-05	394.47	0.72%		745.21	0.98%	
Mar-05	401.15	1.69%		749.94	0.63%	
Abr-05	392.47	-2.16%		750.31	0.05%	
May-05	399.1	1.69%		745.56	-0.63%	
Jun-05	393.81	-1.33%	7.52%	741.63	-0.53%	5.52%
Jul-05	400.89	1.80%	12.28%	744.1	0.33%	5.47%
Ago-05	390.69	-2.54%	8.76%	746.88	0.37%	6.43%
Sep-05	392.92	0.57%	8.48%	742.77	-0.55%	5.56%
Oct-05	396.1	0.81%	9.93%	744.65	0.25%	5.36%
Nov-05	394.03	-0.52%	1.12%	747.87	0.43%	-1.78%
Dic-05	424.67	7.78%	8.43%	803.97	7.50%	8.95%
Ene-06	426.8	0.50%	8.20%	779.01	-3.10%	4.54%
Feb-06	429.82	0.71%	7.15%	786.59	0.97%	4.89%
Mar-06	436.95	1.66%	11.33%	791.48	0.62%	5.49%
Abr-06	427.5	-2.16%	7.12%	791.82	0.04%	6.20%
May-06	434.53	1.64%	10.34%	786.71	-0.64%	6.08%
Jun-06	428.75	-1.33%	6.95%	782.47	-0.54%	5.16%
Jul-06	436.25	1.75%	11.66%	784.98	0.32%	5.10%
Ago-06	425.04	-2.57%	8.17%	787.81	0.36%	6.06%
Sep-06	427.36	0.55%	7.89%	783.35	-0.57%	5.20%
Oct-06	430.72	0.79%	9.31%	785.23	0.24%	5.00%
Nov-06	428.45	-0.53%	0.89%	788.57	0.42%	-1.92%
Dic-06	460.38	7.45%	7.87%	846.09	7.29%	8.61%
PROMEDIO	405.31	0.83%	8.07%	759.23	0.67%	5.05%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos general

Cuadro IV.2. Proyecciones de corto plazo mensuales

Mes	Demanda Giga Watts hora	Tasa de crecimiento mensual	Tasa de crecimiento anual	Demanda Mega Watts	Tasa de crecimiento mensual	Tasa de crecimiento anual
Jul-04	379.15			747.73		
Ago-04	367.5	-3.07%		751.4	0.49%	
Sep-04	371.94	1.21%		750.12	-0.17%	
Oct-04	374.87	0.79%		753.35	0.43%	
Nov-04	372.59	-0.61%		758.2	0.64%	
Dic-04	376.57	1.07%		761.68	0.46%	
Ene-05	385.79	2.45%		766.82	0.67%	
Feb-05	387.02	0.32%		774.07	0.95%	
Mar-05	391.92	1.27%		779.45	0.70%	
Abr-05	383.92	-2.04%		782.69	0.42%	
May-05	392.07	2.12%		781.35	-0.17%	
Jun-05	389.33	-0.70%	2.68%	780.76	-0.08%	4.42%
Jul-05	394.87	1.42%	7.45%	784.52	0.48%	4.41%
Ago-05	382.74	-3.07%	2.90%	788.36	0.49%	5.10%
Sep-05	387.35	1.20%	3.33%	787.02	-0.17%	4.47%
Oct-05	390.4	0.79%	4.78%	790.41	0.43%	4.25%
Nov-05	388.03	-0.61%	3.04%	795.5	0.64%	4.44%
Dic-05	392.17	1.07%	1.65%	799.15	0.46%	4.22%
Ene-06	401.78	2.45%	3.81%	804.55	0.68%	3.94%
Feb-06	403.07	0.32%	2.84%	812.16	0.95%	4.20%
Mar-06	408.17	1.27%	6.32%	817.8	0.69%	4.49%
Abr-06	399.84	-2.04%	1.98%	821.2	0.42%	5.10%
May-06	408.32	2.12%	4.88%	819.8	-0.17%	5.00%
Jun-06	405.46	-0.70%	2.68%	819.17	-0.08%	4.42%
Jul-06	411.23	1.42%	7.44%	823.11	0.48%	4.41%
Ago-06	398.6	-3.07%	2.90%	827.15	0.49%	5.10%
Sep-06	403.4	1.20%	3.33%	825.73	-0.17%	4.47%
Oct-06	406.57	0.79%	4.78%	829.29	0.43%	4.25%
Nov-06	404.11	-0.61%	3.04%	834.63	0.64%	4.44%
Dic-06	408.42	1.07%	1.65%	838.46	0.46%	4.21%
PROMEDIO	392.24	0.27%	-2.69%	793.52	0.40%	-2.30%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos general

En los cuadros anteriores, se observa que las mayores cantidades demandadas serán en los meses de enero, marzo, abril, mayo y diciembre de cada año, lo cual coincide con los resultados de las elasticidades obtenidos en los modelos, así: La temperatura del ambiente, con los meses de marzo, abril y mayo en donde la temperatura es alta, y el IVAE, junto con la variable dummidiciembre, con el mes de diciembre en donde hay mayor actividad económica.

IV.2 PROYECCIONES CON DATOS TRIMESTRALES.

Al igual que las proyecciones con datos mensuales se calcularon proyecciones con modelos de largo y corto plazo para datos trimestrales con la finalidad de contrastar los resultados.

Los resultados obtenidos al usar los modelos con datos trimestrales se presentan en los siguientes dos cuadros

Cuadro IV.3. Proyecciones trimestrales de largo plazo

TRIMESTRE	DMW	TASA DE CRECIMIENTO MENSUAL	TASA DE CRECIMIENTO ANUAL	DGW	TASA DE CRECIMIENTO MENSUAL	TASA DE CRECIMIENTO ANUAL
III 04	746.33			1615.06		
IV 04	787.63	0.06		1599.72	-0.01	
I 05	775.13	-0.02		1539.37	-0.04	
II 05	774.43	0.00		1668.66	0.08	
III 05	763.58	-0.01	2.31	1722.26	0.03	6.64
IV 05	805.73	0.06	2.30	1704.70	-0.01	6.56
I 06	793.22	-0.02	2.33	1638.64	-0.04	6.45
II 06	792.19	0.00	2.29	1773.34	0.08	6.27
III 06	780.84	-0.01	2.26	1832.14	0.03	6.38
IV 06	823.84	0.06	2.25	1812.28	-0.01	6.31
PROMEDIO	784.29	0.01	2.29	1690.62	0.01	6.44

Fuente: Elaboración propia en base a la base de datos general

Cuadro IV.4. Proyecciones trimestrales de corto plazo

TRIMESTRE	DMW	TASA DE CRECIMIENTO MENSUAL	TASA DE CRECIMIENTO ANUAL	DGW	TASA DE CRECIMIENTO MENSUAL	TASA DE CRECIMIENTO ANUAL
III 04	738.15			1083.46		
IV 04	801.01	0.09		1176.22	0.09	
I 05	812.01	0.01		1130.90	-0.04	
II 05	759.88	-0.06		1163.39	0.03	
III 05	770.22	0.01	4.34	1190.79	0.02	9.91
IV 05	828.53	0.08	3.44	1222.91	0.03	3.97
I 06	839.31	0.01	3.36	1177.21	-0.04	4.09
II 06	784.95	-0.06	3.30	1210.33	0.03	4.03
III 06	795.12	0.01	3.23	1238.03	0.02	3.97
IV 06	856.04	0.08	3.32	1269.59	0.03	3.82
PROMEDIO	805.23	0.02	-4.06	1197.71	0.02	1.74

Fuente: Elaboración propia en base a la base de datos general

En los dos cuadros anteriores, las mayores cantidades demandadas se dan en el primer y último trimestre para las proyecciones en

mega watts, que son los periodos en donde hay mas temperatura y mayor actividad económica respectivamente. Sin embargo, para las proyecciones en giga watts, las mayores cantidades demandadas se establecen en el tercer trimestre, cuya explicación nuevamente genera duda, a donde demandan mayor energía eléctrica los consumidores, en sus lugares de trabajo o en su residencia²⁸.

CAPÍTULO V

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

V.1 CONCLUSIONES:

- 1) Los modelos econométricos de demanda de energía eléctrica con regresiones a las variables Índice de Volumen de Actividad Económica, Temperatura del ambiente y día laborales son eficaces para la explicación del comportamiento de la variable regresada, debido a que estas variables independientes resultaron ser más veces significativas.
- 2) La demanda de energía eléctrica es altamente inelástica ante cambios porcentuales en los precios, y depende en mayor grado del Índice de Volumen de Actividad Económica y de la temperatura ambiental. Por ello, se acepta la

²⁸ Porque en el tercer trimestre se dan las vacaciones agostina y hay menos días laborales.

hipótesis alternativa que enuncia: "La demanda de energía eléctrica es inelástica ante cambios en los precios".

- 3) Un aumento en el Índice de Volumen de Actividad Económica y en el Producto Interno Bruto, determina un comportamiento positivo en la demanda de energía eléctrica, debido a su importancia en la producción de bienes y servicios. Se acepta la hipótesis nula que enuncia: "A mayor Actividad Económica en El Salvador, mayor será el consumo de energía eléctrica en el país"
- 4) Un aumento en los grados de temperatura del ambiente, establece una mayor demanda de energía eléctrica por el aumento del uso de aires acondicionados y de equipos de enfriamiento térmico. Se acepta la hipótesis nula que enuncia: "A mayor temperatura máxima promedio, habrá mayor consumo de energía eléctrica en El Salvador"
- 5) Debido a que en algunos modelos el signo del coeficiente de la variable Días laborales fue positivo y en otros negativo, los resultados obtenidos en los modelos con respecto a la variable días laborales, no pueden ser utilizados para aceptar o rechazar la hipótesis nula que enuncia: "A mayor cantidad de días hábiles, mayor será el consumo de energía eléctrica en El Salvador."

- 6) Un aumento en los precios unitarios de las importaciones de petróleo no generan sustitución del consumo de energía eléctrica. Por hipótesis, se deduciría que un aumento en los precios del petróleo disminuyen la demanda de energía eléctrica (hipótesis alternativa); sin embargo, el efecto es incierto porque al igual que la variable "días laborales" el signo de su coeficiente no puede ser definido.
- 7) Las mayores cantidades de demanda de energía eléctrica en giga y mega watts, resultan entre los meses de enero a mayo y en diciembre; y, las tasas de crecimiento positivas, en los tres primeros y en los tres últimos meses de cada año, debido a el aumento en la temperatura del ambiente, y por motivo de la celebración de la navidad y año nuevo.
- 8) Según las tasas de crecimiento proyectadas, la oferta de energía eléctrica en mega watts, tiene que crecer como mínimo, a una tasa promedio de 0.83% mensual, y 1.80% trimestral; de tal forma que logre suplir el aumento de este tipo de demanda de energía eléctrica en el futuro.
- 9) Según las tasas de crecimiento proyectadas, la oferta de energía eléctrica en giga watts, tiene que crecer como mínimo, a una tasa promedio de 0.67% mensual, y 1.84% trimestral; de tal forma que logre suplir el aumento de este tipo de demanda de energía eléctrica en el futuro.

V.2 RECOMENDACIONES

- 1) Se deben buscar alternativas para el aumento de la generación de energía eléctrica en el corto y mediano plazo, mediante la inversión en nuevas plantas generadoras o la repotenciación de las ya existentes, y de esta forma lograr las tasas de crecimiento mínimas necesarias para la oferta de energía eléctrica.
- 2) Se deben buscar alternativas de ahorro de energía eléctrica en el largo plazo, mediante la formulación de políticas económicas que estimulen la inversión en tecnologías que reduzcan el consumo de esta, y políticas ambientales que fomenten actividades de reforestación y mantenimiento de áreas de conservación en zonas boscosas, de tal forma que frene el crecimiento de la temperatura en el largo plazo.
- 3) Para estudios futuros en el tema, se recomienda la elaboración de modelos semilogarítmicos para resultados mejores resultados en los signos y valores de la variable "Días Laborales" cuya varianza es constante en niveles.
- 4) Se recomienda que las series de tiempo de las variables "precios del mega y giga watts" utilizadas en los modelos contenga más longitud (incluyan mas datos) para

corregir problemas de significancia en los coeficientes obtenidos para ellas.

- 5) Se recomienda que se corran modelos que incluyan, además de las variables utilizadas en las regresiones de este documento, las variables "Ingreso de los consumidores" y "Desarrollo tecnológico" para corregir el problema de heteroscedasticidad presente en ellos.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Brand, Salvador Osvaldo(1983). "*Diccionario de Economía*", EL Salvador: Editorial Jurídica Salvadoreña, edición 2000, pp. 337, 338.
2. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). Sección de proyectos especiales.
3. División de Mercado de la Unidad de Transacciones, S.A. (Diciembre de 2000). "*Proyección de la demanda de energía. Período 2001 - 2005*".
4. Enciclopedia Microsoft® Encarta (2000). "*Electricidad, Generación y transporte*". Microsoft Corporation, 1993-1999.
5. Gujarati, Damodar N, (1997). "*Econometría*", Colombia: editorial Nomos S.A., tercera edición.
6. *Ley General de Electricidad y su reglamento.*
7. Leroy, Miller. (AÑO). "*Microeconomía*", PAÍS: EDITORIAL, EDICIÓN

8. Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET),
sección de meteorología.

9. SIGET, (1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003). *"Boletín de estadísticas de electricidad"*.

10. Villalta Salazar, Ricardo Arturo, et al, (2001)
"Implicaciones del proceso de reestructuración del subsector de energía eléctrica en el establecimiento del precio que paga el usuario final en El Salvador", El Salvador, UCA editores.

11. www.electrogia.com

12. www.saprin.com.sv

13. www.SIGET.com.sv

14. www.CEL.com.sv

15. www.LAGEO.com.sv

16. www.CESSA.com.sv

17. www.CAESS.com.sv.
18. www.elguayabo.com.sv
19. www.bcr.com.sv
20. www.mined.com.sv
21. Wolfgang F. Lutz (junio de 2001). *"Reforma del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina"*. CEPAL
22. Zorrilla Arena, Santiago. *"Diccionario de Economía"*, México, D.F: Limusa Noriega Editores, segunda edición, pp. 144, 145.

ANEXOS

ANEXO I

Modelo de largo plazo con datos mensuales para la demanda en mega watts

Dependent Variable: LOGDMWM

Method: Least Squares

Date: 09/12/04 Time: 20:27

Sample(adjusted): 1990:12 2003:12

Included observations: 155

Excluded observations: 2 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOGIVAEG	0.827748	0.022846	36.23095	0
LOGTEMP	0.192728	0.07216	2.670863	0.0084
LOGPPD	0.033219	0.017947	1.851013	0.0661
DUMMIDICIEMBRE	0.039663	0.011352	3.493785	0.0006
C	1.568785	0.282928	5.544828	0
R-squared	0.941422	Mean dependent var		6.409988
Adjusted R-squared	0.93986	S.D. dependent var		0.157467
S.E. of regression	0.038616	Akaike info criterion		-3.63855
Sum squared resid	0.223685	Schwarz criterion		-3.540375
Log likelihood	286.9876	F-statistic		602.6688
Durbin-Watson stat	0.389655	Prob(F-statistic)		0

ANEXO II

Modelo de largo plazo con datos mensuales para la demanda en giga watts

Dependent Variable: LOGDGW

Method: Least Squares

Date: 09/13/04 Time: 21:17

Sample(adjusted): 1998:01 2003:12

Included observations: 70

Excluded observations: 2 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOGIVAEG	1.339366	0.284148	4.713618	0
LOGPUMP	0.05175	0.025618	2.020016	0.0476
LOGTEMP	0.386062	0.129627	2.978267	0.0041
LOGDL	0.175611	0.061524	2.854357	0.0058
DUMMIDICIEMBRE	0.017716	0.02007	0.882713	0.3807
LOGPGW	-0.052678	0.036451	-1.445179	0.1534
C	-2.542814	1.470968	-1.728667	0.0888
R-squared	0.616455	Mean dependent var		5.837564
Adjusted R-squared	0.579927	S.D. dependent var		0.070547
S.E. of regression	0.045724	Akaike info criterion		-3.237764
Sum squared resid	0.131711	Schwarz criterion		-3.012914
Log likelihood	120.3217	F-statistic		16.87617
Durbin-Watson stat	1.105221	Prob(F-statistic)		0

ANEXO III

Modelo de largo plazo con datos trimestrales para la demanda en mega watts

Dependent Variable: LDMWMT

Method: Least Squares

Date: 07/30/04 Time: 18:51

Sample(adjusted): 1998:2 2003:4

Included observations: 23 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LDLACT	0.146338	0.135585	1.079311	0.2975
LPIBRDT	1.290786	0.199791	6.460671	0
LPMWPT	-0.027006	0.040889	-0.660463	0.519
LPPDT	-0.207158	0.080326	-2.578967	0.021
LPUMPPT	0.061967	0.039097	1.584942	0.1338
LTEMPMPT	0.281311	0.128551	2.188312	0.0449
DUMMIT	0.034963	0.011913	2.934776	0.0102
C	-4.595197	1.829881	-2.5112	0.024
R-squared	0.860903	Mean dependent var		6.571958
Adjusted R-squared	0.795991	S.D. dependent var		0.039755
S.E. of regression	0.017956	Akaike info criterion		-4.933531
Sum squared resid	0.004836	Schwarz criterion		-4.538576
Log likelihood	64.7356	F-statistic		13.26262
Durbin-Watson stat	1.292996	Prob(F-statistic)		0.000021

ANEXO IV

Modelo de largo plazo con datos trimestrales para la demanda en giga watts

Sample(adjusted): 1990:1 2003:4

Included observations: 56 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LDLACT	-0.440682	0.576212	-0.764791	0.4479
LPIBRDT	1.856826	0.155414	11.94761	0
LTEMPMPT	0.364666	0.605142	0.602613	0.5494
DUMMIT	0.025146	0.064521	0.389739	0.6984
C	-6.237622	2.854513	-2.185179	0.0335
R-squared	0.745253	Mean dependent var		6.711026
Adjusted R-squared	0.725273	S.D. dependent var		0.293034
S.E. of regression	0.153592	Akaike info criterion		-0.82399
Sum squared resid	1.203114	Schwarz criterion		-0.643155
Log likelihood	28.07173	F-statistic		37.29972
Durbin-Watson stat	1.263065	Prob(F-statistic)		0

ANEXO V

Modelo de corto plazo con datos mensuales para la demanda en mega watts

Dependent Variable: DLOGDMWM

Method: Least Squares

Date: 09/26/04 Time: 23:09

Sample(adjusted): 1990:12 2003:12

Included observations: 155

Excluded observations: 2 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLOGTEMP	0.134564	0.048484	2.775404	0.0062
RESIDEQ01DMWM	0.189505	0.049872	3.799804	0.0002
C	0.004016	0.001895	2.119599	0.0357
R-squared	0.126465	Mean dependent var		0.004019
Adjusted R-squared	0.114971	S.D. dependent var		0.025072
S.E. of regression	0.023587	Akaike info criterion		-4.637093
Sum squared resid	0.084563	Schwarz criterion		-4.578188
Log likelihood	362.3747	F-statistic		11.0028
Durbin-Watson stat	2.149738	Prob(F-statistic)		0.000034

ANEXO VI

Modelo de corto plazo con datos mensuales para la demanda en giga watts

Dependent Variable: DLOGDGW

Method: Least Squares

Date: 09/26/04 Time: 23:23

Sample(adjusted): 1998:01 2003:12

Included observations: 70

Excluded observations: 2 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLOGTEMP	0.276345	0.133565	2.068986	0.0425
DLOGDL	0.197049	0.036767	5.359349	0
RESIDEQ04	0.564778	0.11926	4.735699	0
C	0.003412	0.005075	0.672346	0.5037
R-squared	0.447415	Mean dependent var		0.003448
Adjusted R-squared	0.422298	S.D. dependent var		0.055851
S.E. of regression	0.042451	Akaike info criterion		-3.425504
Sum squared resid	0.118936	Schwarz criterion		-3.297018
Log likelihood	123.8926	F-statistic		17.81289
Durbin-Watson stat	2.314385	Prob(F-statistic)		0

ANEXO VII

Modelo de corto plazo con datos trimestrales para la demanda en mega watts

Dependent Variable: DLDMWMT

Method: Least Squares

Date: 07/31/04 Time: 17:48

Sample(adjusted): 1998:3 2003:4

Included observations: 22 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLDLACT	0.424279	0.193839	2.188821	0.0461
DLPIBRDT	1.611057	2.220932	0.725397	0.4802
DLPMWPT	-0.084896	0.065412	-1.29785	0.2153
DLPPDT	-0.270343	0.096859	-2.791086	0.0144
DLPUMPPT	0.087564	0.053893	1.624792	0.1265
DLTEMPPT	0.236107	0.165997	1.422353	0.1768
RESIDDMW	0.381711	0.442546	0.862535	0.4029
C	-0.000734	0.01532	-0.04791	0.9625
R-squared	0.444561	Mean dependent var		0.006008
Adjusted R-squared	0.166842	S.D. dependent var		0.035794
S.E. of regression	0.032672	Akaike info criterion		-3.729299
Sum squared resid	0.014945	Schwarz criterion		-3.332556
Log likelihood	49.02229	F-statistic		1.600757
Durbin-Watson stat	2.764199	Prob(F-statistic)		0.214717

ANEXO VIII

Modelo de corto plazo con datos trimestrales para la demanda en giga watts

Dependent Variable: DLDGWACT

Method: Least Squares

Date: 08/03/04 Time: 13:49

Sample(adjusted): 1998:3 2004:1

Included observations: 23 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLDLACT	-0.042704	0.030121	-1.417714	0.1725
DLPIBRDT	2.265982	0.320546	7.069125	0
RESIDDGW	0.999998	0.095927	10.42458	0
C	-0.004577	0.002309	-1.982185	0.0621
R-squared	0.895777	Mean dependent var		0.00635
Adjusted R-squared	0.879321	S.D. dependent var		0.023227
S.E. of regression	0.008069	Akaike info criterion		-6.644847
Sum squared resid	0.001237	Schwarz criterion		-6.447369
Log likelihood	80.41574	F-statistic		54.434
Durbin-Watson stat	1.767021	Prob(F-statistic)		0

ANEXO IX

Base de datos mensuales en niveles

CODIGO	DMWM	DGW	PMW	DL	TEMA	TEMP	IVAEG	PUMP	PPD	PGW	DUMMIDIEMBRE
Nombre	Demanda máxima neta mensual	Demanda nacional mensual	Precios mensuales en el MRS	Tiempo	Temperatura			Precio unitario de las importaciones de petróleo crudo	Diesel	Precios GW	Variable Dummi para el mes de diciembre
Año/ mes	MW	GWh	US\$/MWH	Días laborales efectivo	Grados centigrados		General	US dólares	US\$	US\$/Gwh	
					Máxima absoluta	Máxima Promedio		Precio unitario (\$x barril)			
E-90	392.80	100.56		22.00	33.00	31.70			0.87		0
F	380.10	159.76		20.00	35.30	31.70			0.87		0
M	388.20	192.04		22.00	34.80	32.40			0.87		0
A	393.30	175.33		20.00	35.30	32.40			0.87		0
M	394.00	105.80		22.00	32.80	30.30			0.87		0
J	394.30	177.68		21.00	31.70	30.60			0.87		0
J	392.80	103.61		22.00	32.60	30.60			0.87		0
A	394.30	177.34		19.00	32.80	30.60			0.87		0
S	397.30	179.62		20.00	31.60	29.90			0.87		0
O	400.90	192.66		23.00	31.60	29.70			1.02		0
N	407.90	170.55		21.00	32.10	29.10			1.02		0
D	412.30	102.74		20.00	31.50	29.90	101.12		1.02		1
E-91	433.20	196.20		22.00	32.80	30.90	101.33	28.64	1.81		0
F	426.50	181.98		20.00	35.80	32.30	101.75	23.92	1.68		0
M	442.60	187.08		20.00	35.60	32.40	101.62	22.59	1.68		0
A	445.90	185.49		17.00	33.80	32.10	102.88	20.29	0.87		0
M	447.10	186.39		22.00	32.80	30.60	103.53	21.83	0.87		0
J	418.40	190.41		20.00	34.20	30.70	103.79	21.56	0.87		0
J	436.40	198.82		23.00	32.60	31.00	104.55	20.10	0.87		0
A	432.40	187.30		18.00	32.40	31.20	105.00	22.18	0.87		0
S	436.50	167.87		21.00	32.60	30.90	105.57	23.98	0.87		0
O	464.00	180.84		23.00	32.00	29.80	106.40	22.08	0.87		0
N	468.90	170.81		21.00	31.80	29.50	107.43	23.01	0.87		0
D	476.00	202.45		21.00	32.20	29.80	108.72	19.63	0.87		1
E-92	480.10	203.04		22.00	33.20	30.90	110.29	18.75	0.84		0
F	474.60	193.48		20.00	34.60	31.50	111.85	20.41	0.84		0
M	485.80	197.21		22.00	35.80	33.30	113.81	18.84	0.84		0
A	493.20	180.56		17.00	37.00	33.20	115.05	19.39	0.84		0
M	497.00	170.44		20.00	36.30	33.30	116.46	20.91	0.84		0
J	485.60	162.06		22.00	33.20	30.70	118.48	-.-	0.84		0

ANEXO IX

Base de datos mensuales en niveles

CODIGO	DMWM	DGW	PMW	DL	TEMA	TEMP	IVAEG	PUMP	PPD	PGW	DUMMIDICIEMBRE
Nombre	Demanda máxima neta mensual	Demanda nacional mensual	Precios mensuales en el MRS	Tiempo	Temperatura			Precio unitario de las importaciones de petróleo crudo	Diesel	Precios GW	Variable Dummi para el mes de diciembre
Año/ mes	MW	GWh	US\$/MWH	Días laborales efectivo	Grados centigrados		General	US dólares	US\$	US\$/Gwh	
					Máxima absoluta	Máxima Promedio		Precio unitario (\$x barril)			
J	483.70	204.30		23.00	31.60	30.10	120.63	22.38	0.84		0
A	489.40	201.87		17.00	31.80	30.60	122.43	23.42	0.84		0
S	486.60	203.43		20.00	31.40	29.10	123.47	23.23	0.92		0
O	497.80	217.46		22.00	32.00	30.30	124.55	23.38	0.92		0
N	512.00	212.84		20.00	31.90	30.30	125.78	23.05	0.92		0
D	529.80	222.44		22.00	31.80	29.90	126.80	20.70	0.92		1
E-93	521.90	226.28		20.00	33.40	30.60	126.85	18.85	0.89		0
F	533.40	209.89		20.00	36.60	32.10	127.73	20.25	0.89		0
M	537.40	240.73		23.00	37.50	34.00	128.93	21.48	0.89		0
A	540.30	227.65		17.00	35.00	32.90	129.52	19.64	0.89		0
M	532.70	239.94		21.00	32.50	30.50	130.36	20.06	0.89		0
J	512.70	230.45		21.00	34.00	29.60	131.14	18.80	0.89		0
J	528.50	238.91		22.00	32.00	30.60	131.58	18.43	0.89		0
A	520.80	226.49		17.00	32.80	30.20	132.03	18.22	0.90		0
S	530.90	227.79		21.00	31.70	28.80	133.22	18.23	0.90		0
O	548.50	241.81		21.00	31.00	29.40	134.06	19.40	0.90		0
N	562.50	238.61		21.00	32.00	30.40	135.18	18.53	-		0
D	566.20	248.84		23.00	32.50	29.80	136.58	15.08	-		1
E-94	567.50	251.70		21.00	33.00	30.90	137.80	15.11	0.89		0
F	566.40	233.40		20.00	34.00	31.80	138.51	16.44	0.89		0
M	570.50	263.24		19.00	35.00	33.60	139.33	16.04	0.89		0
A	554.60	252.86		19.00	35.30	32.90	139.90	17.08	0.89		0
M	558.30	260.69		22.00	34.00	31.40	140.39	18.79	0.89		0
J	534.40	250.34		22.00	32.10	30.60	140.88	20.11	0.91		0
J	539.90	261.60		21.00	33.00	31.20	141.19	20.66	0.92		0
A	551.20	248.99		18.00	32.50	30.90	141.99	20.59	0.93		0
S	564.20	248.40		21.00	32.00	29.90	142.73	18.57	0.92		0
O	577.10	260.90		21.00	30.90	29.50	143.39	18.93	0.93		0
N	583.80	260.49		21.00	32.00	30.70	144.14	20.44	0.94		0
D	591.70	271.42		22.00	31.50	31.40	144.95	18.50	0.93		1
E-95	583.30	272.03		22.00	33.20	31.50	145.85	19.07	0.96		0

ANEXO IX

Base de datos mensuales en niveles

CODIGO	DMWM	DGW	PMW	DL	TEMA	TEMP	IVAEG	PUMP	PPD	PGW	DUMMIDIEMBRE
Nombre	Demanda máxima neta mensual	Demanda nacional mensual	Precios mensuales en el MRS	Tiempo	Temperatura			Precio unitario de las importaciones de petróleo crudo	Diesel	Precios GW	Variable Dummi para el mes de diciembre
Año/ mes	MW	GWh	US\$/MWH	Días laborales efectivo	Grados centigrados		General	US dólares	US\$	US\$/Gwh	
					Máxima absoluta	Máxima Promedio		Precio unitario (\$x barril)			
F	577.30	253.44		20.00	35.00	32.50	146.75	20.27	0.97		0
M	584.20	283.32		23.00	35.00	32.60	148.31	18.81	0.97		0
A	580.80	259.72		15.00	35.50	31.90	149.29	19.93	0.97		0
M	586.30	278.19		23.00	33.40	31.20	150.94	22.61	1.01		0
J	565.90	263.51		22.00	32.60	30.20	152.59	19.66	0.99		0
J	577.30	266.26		21.00	32.20	30.40	153.71	19.90	0.97		0
A	573.00	266.59		19.00	31.80	31.30	154.44	19.37	1.01		0
S	586.60	259.79		20.00	31.20	29.10	155.02	20.14	1.01		0
O	593.60	276.40		22.00	30.80	28.70	155.71	19.89	0.99		0
N	603.60	272.61		21.00	32.00	30.40	156.50	-.-	1.04		0
D	626.00	283.66		20.00	30.50	30.00	157.00	19.01	1.09		1
E-96	583.30	275.07		22.00	32.20	29.90	157.58	19.63	1.12		0
F	577.30	261.27		21.00	33.50	30.90	157.70	20.36	1.13		0
M	584.20	283.19		21.00	34.50	31.60	157.34	20.76	1.18		0
A	580.80	270.81		17.00	34.60	31.70	157.26	21.52	1.21		0
M	586.30	282.60		22.00	33.10	29.80	156.87	22.27	1.16		0
J	565.90	272.16		20.00	31.90	30.40	156.24	-.-	1.12		0
J	577.30	285.31		23.00	31.50	29.40	156.28	22.89	1.13		0
A	573.00	277.70		18.00	31.70	29.90	156.02	22.27	1.16		0
S	586.60	275.49		21.00	31.00	29.60	156.20	23.36	1.23		0
O	593.60	293.55		23.00	31.00	29.60	156.46	23.93	1.29		0
N	603.60	282.61		21.00	31.50	29.10	156.80	25.51	1.29		0
D	626.00	298.57		21.00	31.20	30.20	157.57	27.59	1.29		1
E-97	583.30	296.88		22.00	31.70	30.10	158.06	26.67	1.27		0
F	577.30	277.30		20.00	34.30	32.10	158.89	22.37	1.25		0
M	584.20	304.67		16.00	35.00	33.00	159.08	25.21	1.14		0
A	580.80	307.77		22.00	35.00	32.30	160.77	21.80	1.15		0
M	586.30	315.79		21.00	35.50	33.30	161.55	18.25	1.16		0
J	565.90	295.67		21.00	32.50	29.50	161.79	19.53	1.16		0
J	577.30	310.29		23.00	33.20	31.30	162.33	17.29	1.12		0
A	573.00	292.67		17.00	32.50	31.30	162.99	20.79	1.14		0

ANEXO IX

Base de datos mensuales en niveles

CODIGO	DMWM	DGW	PMW	DL	TEMA	TEMP	IVAEG	PUMP	PPD	PGW	DUMMIDIEMBRE
Nombre	Demanda máxima neta mensual	Demanda nacional mensual	Precios mensuales en el MRS	Tiempo	Temperatura			Precio unitario de las importaciones de petróleo crudo	Diesel	Precios GW	Variable Dummi para el mes de diciembre
Año/ mes	MW	GWh	US\$/MWH	Días laborales efectivo	Grados centigrados		General	US dólares	US\$	US\$/Gwh	
					Máxima absoluta	Máxima Promedio		Precio unitario (\$x barril)			
S	586.60	294.30		21.00	31.60	30.10	163.62	17.48	1.13		0
O	593.60	312.49		23.00	33.50	29.70	164.40	18.43	1.18		0
N	603.60	305.52		20.00	32.50	32.10	164.34	20.68	1.18		0
D	626.00	313.40		22.00	31.50	29.50	164.95	18.62	1.15		1
E-98	664.20	317.61	58.45	21.00	32.80	31.20	165.32	14.63	1.10	58450	0
F	670.30	288.82	70.60	20.00	35.30	31.40	165.48	14.66	1.08	70600	0
M	669.70	330.39	59.20	22.00	35.00	33.10	166.60	13.40	1.03	59200	0
A	687.80	294.83	54.92	17.00	35.60	34.10	166.79	12.90	1.04	54920	0
M	687.50	331.53	73.21	20.00	36.70	32.80	167.32	13.58	1.03	73210	0
J	656.70	320.12	59.76	22.00	34.50	32.30	168.35	14.92	0.99	59760	0
J	638.50	318.92	52.04	22.00	32.00	30.20	169.17	13.79	1.00	52040	0
A	652.60	304.31	46.67	17.00	31.50	30.30	169.96	14.57	0.96	46670	0
S	670.10	308.55	46.55	21.00	31.40	28.00	170.70	13.55	1.02	46550	0
O	669.70	328.50	52.30	22.00	31.00	29.00	171.25	15.05	1.03	52300	0
N	686.40	311.60	58.00	20.00	30.50	28.80	171.74	12.64	0.97	58000	0
D	694.30	319.97	66.45	22.00	31.50	29.60	172.68	9.51	0.93	66450	1
E-99	689.00	321.28	61.33	20.00	32.00	30.00	173.46	-	0.93	61330	0
F	688.00	302.12	57.87	20.00	33.30	31.50	174.36	-	0.92	57870	0
M	695.00	347.24	61.94	20.00	34.80	31.80	174.96	11.22	0.99	61940	0
A	706.00	323.65	61.46	20.00	36.00	33.10	175.91	10.83	1.04	61460	0
M	683.00	328.63	65.75	21.00	33.50	31.70	176.53	14.56	1.05	65750	0
J	673.00	318.82	76.81	22.00	31.50	29.60	177.54	15.30	1.04	76810	0
J	692.00	327.85	64.94	22.00	31.50	29.90	178.26	17.06	1.05	64940	0
A	681.00	318.22	57.21	17.00	32.00	29.90	178.84	17.53	1.19	57210	0
S	692.00	321.76	61.39	21.00	30.50	27.80	179.28	19.93	1.23	61390	0
O	685.00	331.51	56.92	21.00	30.00	28.10	179.34	21.68	1.23	56920	0
N	693.00	319.96	67.34	21.00	30.50	28.80	180.35	24.81	1.29	67340	0
D	718.00	334.94	74.42	22.00	31.00	29.50	180.82	23.89	1.31	74420	1
E-00	689.00	334.41	86.99	21.00	33.00	30.50	181.15	24.77	1.41	86990	0
F	688.00	322.79	91.84	21.00	32.50	31.30	181.22	25.19	1.40	91840	0
M	695.00	355.08	106.66	23.00	34.00	32.30	181.59	28.91	1.40	106660	0

ANEXO IX

Base de datos mensuales en niveles

CODIGO	DMWM	DGW	PMW	DL	TEMA	TEMP	IVAEG	PUMP	PPD	PGW	DUMMIDIEMBRE
Nombre	Demanda máxima neta mensual	Demanda nacional mensual	Precios mensuales en el MRS	Tiempo	Temperatura			Precio unitario de las importaciones de petróleo crudo	Diesel	Precios GW	Variable Dummi para el mes de diciembre
Año/ mes	MW	GWh	US\$/MWH	Días laborales efectivo	Grados centigrados		General	US dólares	US\$	US\$/Gwh	
					Máxima absoluta	Máxima Promedio		Precio unitario (\$x barril)			
A	706.00	328.89	173.71	15.00	35.70	33.00	180.66	33.18	1.39	173710	0
M	683.00	347.42	74.39	22.00	32.20	29.40	180.73	25.45	1.40	74390	0
J	673.00	335.72	65.34	21.00	31.20	29.90	180.09	26.14	1.46	65340	0
J	692.00	349.28	58.12	21.00	32.10	30.10	179.82	29.02	1.49	58120	0
A	681.00	342.83	63.97	19.00	32.00	30.40	179.85	31.64	1.59	63970	0
S	692.00	328.59	64.84	20.00	31.00	29.10	179.58	27.13	1.66	64840	0
O	685.00	345.48	58.87	22.00	31.50	29.50	179.75	34.80	1.64	58870	0
N	693.00	339.91	60.50	21.00	32.20	30.10	179.62	33.33	1.70	60500	0
D	718.00	342.77	59.58	20.00	32.50	30.40	179.33	33.15	1.67	59580	1
E-01	707.00	326.29	64.08	22.00	32.30	30.30	179.14	26.90	1.45	64080	0
F	683.00	311.49	66.35	20.00	35.00	33.00	179.62	25.79	1.55	66350	0
M	688.00	342.97	66.84	22.00	34.50	32.10	180.36	26.09	1.56	66840	0
A	696.00	332.45	72.51	16.00	36.00	33.90	180.94	22.72	1.43	72510	0
M	687.00	354.09	70.49	22.00	35.20	31.40	181.35	24.30	1.41	70490	0
J	675.00	336.01	70.77	21.00	34.00	30.70	181.49	26.92	1.41	70770	0
J	656.00	343.97	73.61	22.00	32.50	30.40	181.58	24.39	1.37	73610	0
A	691.00	345.06	69.88	19.00	33.00	31.20	181.81	26.79	1.37	69880	0
S	683.00	330.24	54.53	20.00	32.40	29.50	181.80	24.76	1.40	54530	0
O	706.00	354.56	58.32	23.00	32.20	29.10	182.25	23.25	1.26	58320	0
N	703.00	339.85	63.14	21.00	32.00	30.40	182.63	20.63	1.31	63140	0
D	734.00	354.54	69.83	20.00	31.50	30.80	182.82	17.32	1.31	69830	1
E-02	701.00	356.08	67.69	22.00	-	31.00	183.19	16.17	1.35	67690	0
F	698.00	329.89	70.75	20.00	-	33.40	183.16	18.73	1.30	70750	0
M	701.00	356.33	56.06	16.00	-	32.50	182.26	18.44	1.39	56060	0
A	729.00	370.33	64.85	22.00	-	33.50	182.59	21.54	1.40	64850	0
M	748.00	353.54	69.12	22.00	-	31.90	182.47	23.86	1.43	69120	0
J	706.00	350.72	53.05	20.00	-	30.20	182.65	26.62	1.41	53050	0
J	708.00	377.26	63.91	23.00	-	30.70	183.43	25.39	1.44	63910	0
A	731.00	367.48	70.01	23.00	-	31.10	183.69	25.89	1.49	70010	0
S	726.00	356.60	66.57	21.00	32.50	29.50	184.21	27.51	1.62	66570	0
O	743.00	379.43	67.43	23.00	31.80	30.40	184.39	29.83	1.59	67430	0

ANEXO IX
Base de datos mensuales en niveles

CODIGO	DMWM	DGW	PMW	DL	TEMA	TEMP	IVAEG	PUMP	PPD	PGW	DUMMIDICIEMBRE
Nombre	Demanda máxima neta mensual	Demanda nacional mensual	Precios mensuales en el MRS	Tiempo	Temperatura			Precio unitario de las importaciones de petróleo crudo	Diesel	Precios GW	Variable Dummi para el mes de diciembre
Año/ mes	MW	GWh	US\$/MWH	Días laborales efectivo	Grados centigrados		General	US dólares	US\$	US\$/Gwh	
					Máxima absoluta	Máxima Promedio		Precio unitario (\$x barril)			
N	748.00	362.28	71.98	21.00	32.00	29.90	184.07	28.85	1.59	71980	0
D	752.00	375.64	72.79	22.00	32.70	31.30	183.71	25.08	1.52	72790	1
E-03	727.00	370.72	75.11	22.00	34.50	31.70	183.40	32.86	1.69	75110	0
F	730.00	352.01	78.87	22.00	36.20	33.70	183.24	32.65	1.86	78870	0
M	739.00	393.46	78.60	21.00	37.20	32.90	183.26	37.10	1.89	78600	0
A	767.00	382.43	78.27	17.00	35.00	33.10	182.98	27.94	1.60	78270	0
M	757.00	398.49	70.26	21.00	34.70	32.40	183.15	26.49	1.57	70260	0
J	710.00	370.86	60.16	21.00	32.00	29.30	182.84	30.48	1.51	60160	0
J	712.00	385.88	72.03	23.00	32.20	30.90	182.59	29.31	1.52	72030	0
A	712.00	368.50	74.47	17.00	31.80	30.70	182.13	29.46	1.58	74470	0
S	733.00	370.29	65.46	21.00	31.00	30.20	182.40	31.26	1.57	65460	0
O	744.00	389.63	68.52	23.00	30.80	29.60	182.40	27.23	1.59	68520	0
N	764.00	378.04	66.18	20.00	32.30	30.30	182.58	31.29	1.57	66180	0
D	785.00	376.70	75.27	22.00	31.50	29.60	183.29	33.75	1.60	75270	1
E-04	731.00	355.60	68.57	21.00	32.30	30.90	183.68	32.95	1.41	68570	0
F	754.00	349.50	77.19	20.00	33.60	32.00	183.88	32.50	1.39	77190	0
M	767.00	390.20	67.65	23.00	36.50	34.20	183.99	32.04	1.38	67650	0
A	767.00	365.10	60.74	17.00	35.30	32.20	183.55	34.52	1.42	60740	0
M	767.00	382.90	70.16	21.00	32.30	31.60	182.64	42.33	1.49	70160	0
J	737.00	368.20	71.68	21.00	31.80	30.70	182.66	35.10	1.45	71680	0

Notas

Demanda máxima neta mensual
 Demanda nacional mensual
 Precios mensuales en el MRS
 Días laborales
 Temperatura
 IVAE
 Precios del petróleo
 Precios de gasolina y diesel en estaciones de servicios

Fuente:

Comisión Ejecutiva de el Río Lempa
 Comisión Ejecutiva de el Río Lempa
 Unidad de Transacciones
 Elaboración propia en base a "Escuela para todos de Bristol"
 Servicio Nacional de Estudios Territoriales
 Banco Central de Reserva
 Banco Central de Reserva
 Ministerio de Economía

ANEXO X

Base de datos trimestrales en niveles

Código	dmwmt	dgwt	pmwt		dlt	tempt		pibr	pibnt	pumpt		ppdt		DUMMIDICIEMBR E
Nombre completo	Demanda máxima neta trimestral	Demanda nacional trimestral	Precios en el MRS		Tiempo	Temperatura		Millones de dólares	Millones de dólares	Precio unitario de las importaciones de petróleo crudo		Precio promedio a consumidores de gasolina y diesel en estaciones de servicios		Variable Dummi para el mes de diciembre
Año/trimestre	MW	GWh	US\$/MWH		Días laborales efectivos	Grados centígrados		Producto Interno Bruto		US dólares x barril		Dólar por galón		
	MW demandados	GWh demandados	Promedio	Máximo	Número de días	Máxima absoluta	Máxima Promedio	Pib real	Pib nominal	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo	
I 90	392.80	452.37			64.00	35.30	32.40	1199.05	1152.54			0.87	0.87	0
II 90	394.30	460.50			63.00	35.30	32.40	1195.98	1175.59			0.87	0.87	0
III 90	397.30	460.50			61.00	32.80	30.60	1197.60	1217.12			0.87	0.87	0
IV 90	412.30	465.94			64.00	32.10	29.90	1208.27	1255.67			1.02	1.02	1
I 91	442.60	565.26			62.00	35.80	32.40	1142.20	1241.84	25.05	28.64	1.72	1.81	0
II 91	447.10	562.29			59.00	34.20	30.70	1075.01	1318.42	21.23	21.83	0.87	0.87	0
III 91	436.50	554.00			62.00	32.60	31.20	1187.84	1335.98	22.09	23.98	0.87	0.87	0
IV 91	476.00	554.10			65.00	32.20	29.80	1209.23	1414.75	21.57	23.01	0.87	0.87	1
I 92	485.80	593.73			64.00	35.80	33.30	1183.14	1354.86	19.33	20.41	0.84	0.84	0
II 92	497.00	513.06			59.00	37.00	33.30	1204.17	1448.64	20.15	20.91	0.84	0.84	0
III 92	489.40	406.16			60.00	31.80	30.60	1222.85	1505.35	23.01	23.42	1.06	0.9*2	0
IV 92	529.80	652.74			64.00	32.00	30.30	1245.60	1645.82	22.37	23.38	0.92	0.92	1
I 93	537.40	676.90			63.00	37.50	34.00	1217.28	1621.44	20.19	21.48	0.89	0.90	0
II 93	540.30	698.03			59.00	35.00	32.90	1243.53	1700.31	19.50	18.43	0.89	0.89	0
III 93	530.90	693.19			60.00	32.80	33.60	1269.20	1788.11	18.29	18.43	0.89	0.90	0
IV 93	566.20	729.26			65.00	32.50	30.40	1285.82	1828.15	17.67	19.40	0.90	0.90	1
I 94	570.50	748.33			60.00	35.00	33.60	1296.15	1927.39	15.87	16.44	0.89	0.89	0
II 94	558.30	763.88			63.00	35.30	32.90	1305.24	1949.01	18.66	20.11	0.90	0.91	0
III 94	564.20	1601.60			60.00	33.00	31.20	1330.00	2077.39	19.94	20.66	0.92	0.93	0
IV 94	591.70	792.81			64.00	31.50	31.40	1357.54	2131.76	19.29	20.44	0.93	0.94	1
I 95	584.20	808.79			65.00	35.00	32.60	1389.21	2278.03	19.38	20.27	0.97	0.97	0
II 95	586.30	801.42			60.00	35.50	31.90	1411.56	2330.79	20.73	22.61	0.99	1.01	0
III 95	586.60	792.65			60.00	32.20	31.30	1410.06	2422.73	19.80	20.14	1.00	1.01	0
IV 95	626.00	832.67			63.00	30.80	30.40	1416.34	2468.96	19.45	19.81	1.04	1.09	1
I 96	584.20	819.54			64.00	34.50	30.90	1412.00	2499.88	20.25	20.76	1.15	1.18	0
II 96	586.30	825.57			59.00	34.60	31.70	1421.50	2560.20	21.89	22.27	1.16	1.21	0
III 96	586.60	838.50			62.00	31.70	29.90	1435.49	2604.08	22.84	23.36	1.17	1.23	0
IV 96	626.00	874.73			65.00	31.50	30.20	1454.19	2651.38	25.68	27.59	1.29	1.29	1
I 97	584.20	878.84			68.00	35.00	33.00	1466.82	2698.53	24.75	26.67	1.22	1.27	0

ANEXO X continuación

Base de datos trimestrales en niveles

Código	dmwmt	dgwt	pmwt		dlt	tempt		pibr	pibnt	pumpt		ppdt		DUMMIDICIEMBRE
Nombre completo	Demanda máxima neta trimestral	Demanda nacional trimestral	Precios en el MRS		Tiempo	Temperatura		Millones de dólares	Millones de dólares	Precio unitario de las importaciones de petróleo crudo		Precio promedio a consumidores de gasolina y diesel en estaciones de servicios		Variable Dummi para el mes de diciembre
Año/trimestre	MW	GWh	US\$/MWH		Días laborales efectivos	Grados centígrados		Producto Interno Bruto		US dólares x barril		Dólar por galón		
	MW demandados	GWh demandados	Promedio	Máximo	Número de días	Máxima absoluta	Máxima Promedio	Pib real	Pib nominal	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo	
II 97	586.30	919.24			64.00	35.50	33.30	1482.94	2774.31	19.86	21.80	1.15	1.16	0
III 97	586.60	897.26			61.00	33.20	31.30	1498.54	2812.12	18.52	20.79	1.13	1.14	0
IV 97	626.00	931.40			65.00	33.50	32.10	1517.89	2849.66	19.24	20.68	1.17	1.18	1
I 98	670.30	936.82		70.60	63.00	35.30	32.10	1531.97	2949.00	14.23	14.66	1.07	1.10	0
II 98	687.80	946.47	62.63	73.21	59.00	36.70	34.10	1543.10	2988.00	13.80	14.92	1.02	1.04	0
III 98	670.10	931.79	48.42	52.04	60.00	31.50	30.30	1552.82	3022.16	13.97	14.57	0.99	1.02	0
IV 98	694.30	960.08	58.92	66.45	64.00	31.50	29.60	1562.01	3049.26	12.40	15.05	0.98	1.03	1
I 99	689.00	970.64	60.38	6194.00	60.00	34.80	31.80	1588.12	3067.98	11.22	11.22	0.95	0.99	0
II 99	706.00	971.10	68.01	76.81	63.00	36.00	33.10	1595.83	3096.80	13.56	15.30	1.04	1.05	0
III 99	692.00	967.83	61.18	64.94	60.00	32.00	29.90	1604.75	3132.67	18.17	19.93	1.16	1.23	0
IV 99	718.00	986.40	66.23	74.42	64.00	30.50	29.50	1614.67	3167.21	23.46	24.81	1.28	1.31	1
I 00	695.00	1012.29	95.16	106.66	65.00	34.00	32.30	1621.26	3220.44	26.29	28.91	1.40	1.41	0
II 00	706.00	1012.03	104.48	173.71	68.00	35.70	33.00	1630.95	3259.32	28.26	33.18	1.42	1.46	0
III 00	692.00	1020.69	62.31	64.84	60.00	32.10	34.00	1640.14	3300.63	29.26	31.64	1.58	1.66	0
IV 00	718.00	1028.17	59.65	60.50	63.00	32.50	30.40	1648.88	3353.76	33.76	34.80	1.67	1.70	1
I 01	707.00	980.74	65.76	66.35	64.00	35.00	33.00	1648.76	3398.92	26.26	26.90	1.52	1.56	0
II 01	696.00	1022.55	71.26	72.51	59.00	36.00	33.90	1655.88	3438.71	24.65	26.92	1.42	1.43	0
III 01	691.00	1019.27	66.01	69.88	61.00	33.00	31.20	1665.87	3465.36	25.32	26.79	1.38	1.40	0
IV 01	734.00	1048.95	63.76	69.83	64.00	32.20	30.80	1680.55	3500.75	20.40	23.25	1.30	1.31	1
I 02	701.00	1042.31	64.83	70.75	68.00	-	33.40	1681.09	3541.13	17.78	18.73	1.68	1.77	0
II 02	748.00	1074.58	62.34	69.12	64.00	-	33.50	1692.36	3577.47	24.01	26.62	1.41	1.43	0
III 02	731.00	1101.34	66.83	70.01	67.00	32.50	31.10	1701.83	3584.01	26.26	27.51	1.52	1.62	0
IV 02	752.00	1117.35	70.73	72.79	66.00	32.70	31.30	1716.33	3581.24	27.92	29.83	1.57	1.59	1
I 03	739.00	1116.19	77.53	78.87	65.00	37.20	33.70	1710.76	3700.15	34.20	37.10	1.81	1.89	0
II 03	767.00	1151.79	69.56	78.27	59.00	35.00	33.10	1726.02	3752.00	28.30	30.48	1.91	1.96	0
III 03	733.00	1124.67	70.65	74.47	61.00	32.20	30.90	1739.78	3768.40	30.01	31.26	1.97	2.06	0
IV 03	785.00	1144.37	69.99	75.27	65.00	32.30	30.30	1749.60	3775.85	30.76	33.75	1.94	1.96	1
I 04	767.00	1095.30	71.14	77.19	64.00	36.50	34.20	1726.74	3833.00	32.50	32.95	1.39	1.41	0
II 04	767.00	1116.20	67.53	71.68	59.00	35.30	32.20			37.32	42.33	1.45	1.48	0

ANEXO XI											
Proyecciones mensuales de variables independientes											
Mes	PGWH	PMWH	DL	TEMA	TEMP	IVAEI	IVAEC	IVAEI	IVAEI	PUMP	PPD
Jul-04	71591.43	71.59	22	30.05	30.88	223.97	202.37	209.52	183.18	38.00	1.45
Ago-04	71417.14	71.42	18	30.02	31.08	224.57	202.89	210.16	183.61	38.87	1.48
Sep-04	69783.57	69.78	20	31.65	29.79	225.37	203.39	210.74	184.08	38.61	1.51
Oct-04	69999.29	70.00	21	29.34	29.85	226.07	203.89	211.37	184.55	39.23	1.52
Nov-04	71769.29	71.77	19	29.69	30.39	226.79	204.50	211.98	185.04	38.15	1.46
Dic-04	73997.86	74.00	20	29.56	30.51	234.87	212.73	219.73	192.84	38.09	1.46
Ene-05	78560.71	78.56	22	30.51	31.14	235.66	213.27	220.33	193.32	39.03	1.56
Feb-05	80644.05	80.64	20	32.25	32.41	236.38	213.79	220.94	193.79	38.93	1.57
Mar-05	79542.71	79.54	21	32.82	33.12	237.11	214.33	221.57	194.28	40.09	1.57
Abr-05	84176.71	84.18	18	33.09	33.15	237.69	214.88	222.22	194.72	39.58	1.50
May-05	79304.71	79.30	21	31.87	31.77	238.40	215.43	222.88	195.13	40.38	1.50
Jun-05	76917.38	76.92	21	30.51	30.66	238.90	215.99	223.54	195.55	37.71	1.49
Jul-05	76828.81	76.83	22	30.05	30.84	239.68	216.58	224.21	196.07	40.60	1.49
Ago-05	76654.52	76.65	18	30.02	31.04	240.28	217.10	224.84	196.50	41.47	1.52
Sep-05	75020.95	75.02	20	31.65	29.75	241.08	217.61	225.43	196.97	41.21	1.56
Oct-05	75236.67	75.24	21	29.34	29.81	241.78	218.10	226.05	197.44	41.84	1.56
Nov-05	77006.67	77.01	19	29.69	30.35	242.50	218.71	226.67	197.93	40.76	1.51
Dic-05	79235.24	79.24	20	29.56	30.48	250.58	226.95	234.42	205.72	40.69	1.50
Ene-06	83798.10	83.80	22	30.51	31.10	251.37	227.49	235.02	206.21	41.63	1.61
Feb-06	85881.43	85.88	20	32.25	32.37	252.09	228.01	235.63	206.68	41.53	1.61
Mar-06	84780.10	84.78	21	32.82	33.08	252.82	228.54	236.26	207.16	42.69	1.62
Abr-06	89414.10	89.41	18	33.09	33.11	253.40	229.10	236.91	207.61	42.18	1.54
May-06	84542.10	84.54	21	31.87	31.73	254.11	229.65	237.57	208.02	42.98	1.55
Jun-06	82154.76	82.15	21	30.51	30.62	254.61	230.21	238.23	208.44	40.31	1.54
Jul-06	82066.19	82.07	22	30.05	30.80	255.39	230.80	238.90	208.96	43.20	1.54
Ago-06	81891.90	81.89	18	30.02	31.00	256.00	231.32	239.53	209.39	44.07	1.57
Sep-06	80258.33	80.26	20	31.65	29.71	256.79	231.82	240.12	209.86	43.81	1.60
Oct-06	80474.05	80.47	21	29.34	29.77	257.49	232.32	240.74	210.33	44.44	1.61
Nov-06	82244.05	82.24	19	29.69	30.31	258.21	232.93	241.36	210.81	43.36	1.56
Dic-06	84472.62	84.47	20	29.56	30.44	266.29	241.16	249.11	218.61	43.29	1.55

ANEXO XII

Proyecciones mensuales de trimestrales independientes

Trimestre	DMWMT	DGWACT	PMWPT	PMWMT	PGWPT	PGWMT	DLACT	TEMPMAT	TEMPMPT	PIBRDT	PIBNDT	PUMPPT	PUMPMT	PPDT	PMDT
II 04	767.00	1116.20	67.53	71.68	67526.67	71680.00	59.00	35.30	32.20	1727.31	3858.00	37.32	42.33	1.45	1.48
III 04	758.46	1165.27	63.04	61.15	63035.48	61414.29	52.87	34.70	30.58	1746.79	3905.61	38.24	42.84	1.49	1.52
IV 04	791.90	1144.52	64.03	62.80	64026.90	62796.43	60.07	34.30	29.81	1761.80	3951.19	38.70	43.79	1.52	1.55
I 05	784.89	1153.57	67.28	508.88	71760.24	70910.00	63.93	35.27	32.24	1758.13	3998.22	39.66	44.46	1.59	1.64
II 05	793.14	1162.95	72.01	105.61	72310.68	76407.33	57.20	35.30	32.19	1764.59	4047.71	39.96	45.29	1.50	1.53
III 05	784.60	1212.01	67.52	95.07	67819.49	66141.62	52.87	34.70	30.57	1784.06	4095.32	40.88	45.80	1.54	1.57
IV 05	818.04	1191.27	68.51	96.72	68810.92	67523.76	60.07	34.30	29.80	1799.07	4140.90	41.35	46.75	1.57	1.60
I 06	811.03	1200.32	71.76	542.80	76544.25	75637.33	63.93	35.27	32.22	1795.40	4187.93	42.30	47.42	1.64	1.69
II 06	819.28	1209.69	76.50	139.53	77094.70	81134.67	57.20	35.30	32.18	1801.86	4237.42	42.61	48.26	1.55	1.58
III 06	810.74	1258.76	72.01	129.00	72603.51	70868.95	52.87	34.70	30.56	1821.34	4285.03	43.53	48.76	1.59	1.63
IV 06	844.18	1238.01	73.00	130.65	73594.94	72251.10	60.07	34.30	29.79	1836.35	4330.62	43.99	49.72	1.62	1.65