

01/28

33



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

FECHA: 20 MARZO 2003
NOMBRE: Susana Casy Téllez Ballesteros
Contenido de mi trabajo respectivo.
Para difundir en formato electrónico y multimedia a la Dirección General de Bibliotecas.

PRONÓSTICOS DE
CONSUMO Y DEMANDA MÁXIMA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
EL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO INDUSTRIAL
P R E S E N T A
SUSANA CASY TÉLLEZ BALLESTEROS



DIRECTOR DE TESIS: M. I. RUBÉN TÉLLEZ SÁNCHEZ

México, D.F. 2003



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**AGRADEZCO A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO,
PARTICULARMENTE A LA FACULTAD DE INGENIERÍA POR BRINDARME LA
OPORTUNIDAD DE FORMARME PROFESIONALMENTE**

**AGRADEZCO AL PROGRAMA DE APOYO A PROYECTOS DE
INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN TECNOLÓGICA DE LA UNIVERSIDAD
NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO (PAPIIT), QUE A TRAVÉS DEL
PROYECTO DE PLANEACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE MÉXICO,
APOYÓ EL DESARROLLO DE ESTA TESIS**

**AGRADEZCO A TODA MI FAMILIA
POR SU APOYO INCONDICIONAL**

**A MI NOVIO
POR ESTAR A MI LADO**

**A MIS MAESTROS Y A TODAS AQUELLAS PERSONAS
QUE ME APOYARON, DIRIGIERON Y ESCUCHARON**

**"A GRIEGOS Y A NO GRIEGOS, A SABIOS Y A NO SABIOS SOY DEUDOR"
*San Pablo, Romanos 1:14***

INDICE

Introducción	1
Antecedentes	3
Problemática	3
Objetivos	4
Hipótesis	5
Metodología	5
Presentación	5
Capítulo 1. El Sector Eléctrico en México	7
1. 1 Energía Eléctrica	9
1. 2 Historia del Sector Eléctrico Nacional	9
1. 3 Estructura Actual del Sector Eléctrico Nacional	11
1. 3. a. Generación	12
1. 3. b. Transmisión	16
1. 3. c. Distribución	17
1. 3. d. Despacho	18
1. 4 Consumo Nacional de Electricidad	18
1. 5 Demanda Regional de Energía Eléctrica	19
1. 6 Política Tarifaria del Sector Eléctrico	22
Capítulo 2. Métodos de Pronósticos	25
2. 1 Definición de Pronósticos	27
2. 2 El Proceso de Pronóstico	28
2. 3 Patrones de Pronósticos	29
2. 3. a. Horizontal	29
2. 3. b. Tendencial	29
2. 3. c. Estacional	30
2. 3. d. Cíclico	30
2. 4 Métodos de Pronósticos	31
2. 4. a. Métodos Cualitativos	31
2. 4. b. Métodos Cuantitativos	32
2. 5 Medición del Error en los Métodos de Pronóstico	38
2. 6 Programa de Cómputo de Pronósticos	39

Capítulo 3. Bases y Factores para los Pronósticos	45
3. 1 Plan Nacional de Desarrollo del Sector Eléctrico	47
3. 1. a. Determinación de la Capacidad Instalada y Generación	47
3. 1. b. Infraestructura para Generación	48
3. 1. c. Infraestructura para Transmisión y Distribución	50
3. 1. d. Inversión	52
3. 2 Mercado Eléctrico	53
3. 2 a. Escenarios de Proyección	53
3. 2 b. Consumo de Energía Eléctrica	54
3. 2 c. Demanda Máxima de Energía Eléctrica	56
3. 2 d. Modelo Econométricos Sectoriales	57
3. 3 Otros Factores Determinantes	60
3. 3. a. Política Fiscal	60
3. 3. b. Tarifas Eléctricas	61
3. 3. c. Tecnología Energética	61
3. 3. d. Fuentes de Energía	62
3. 3. e. Servicio y Sociedad	62
3. 4 Variables Explicativas de la Demanda y Consumo	63
3. 4. a. Producto Interno Bruto (PIB)	63
3. 4. b. Precio Medio de la Energía Eléctrica	64
3. 4. c. Población	64
3. 4. d. Actividad Industrial	64
3. 4. e. Precio de Hidrocarburos	65
3. 4. f. Inflación	65
3. 4. g. Inversión Bruta Fija	65
Capítulo 4. Pronósticos y Escenarios de Consumo y Demanda Máxima	67
4. 1 Consumo de Energía Eléctrica	69
4. 1. a. Modelos para Determinar las Variables Explicativas	69
4. 1. b. Modelo Óptimo del Consumo de Energía Eléctrica	72
4. 1. c. Pronósticos para las Variables Explicativas del Modelo	74
4. 1. d. Pronósticos del Consumo del 2002 al 2010	75
4. 1. e. Análisis del Pronóstico para el Consumo	76
4. 1. f. Escenarios para el Consumo de Energía Eléctrica	77
4. 1. g. Análisis de los Escenarios para el Consumo	80
4. 2 Demanda Máxima de Energía Eléctrica	82
4. 2. a. Modelos para Determinar las Variables Explicativas	82
4. 2. b. Modelo Óptimo de la Demanda Máxima de Energía Eléctrica	85
4. 2. c. Pronósticos para las Variables Explicativas del Modelo	86
4. 2. d. Pronósticos de la Demanda Máxima del 2002 al 2010	87
4. 2. e. Análisis del Pronóstico para la Demanda Máxima	88
4. 2. f. Escenarios para la Demanda Máxima de Energía Eléctrica	88
4. 2. g. Análisis de los Escenarios para la Demanda Máxima	92

Capítulo 5. Conclusiones y Recomendaciones	95
Referencia Bibliografica	99
Anexos	103
Anexo 1. Tipos de Centrales para la Generación de Energía Eléctrica	105
Anexo 2. Consumo Bruto de Energía Eléctrica (GWh)	107
Anexo 3. Demanda Máxima de Energía Eléctrica (MW)	108
Anexo 4. Producto Interno Bruto (PIB)	109
Anexo 5. Precio Medio de la Electricidad (Centavos de peso/kWh)	112
Anexo 6. Crecimiento de la Población en México, 1985-2000	113
Anexo 7. Índice de Volumen Físico de la Actividad Industrial	114
Anexo 8. Precio de Productos Petrolíferos, Combustóleo (Pesos/litro)	115
Anexo 9. Inflación Promedio Anual	116
Anexo 10. Inversión Fija Bruta	117
Anexo 11. Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Nacional (MW) Consumo del Sistema Eléctrico Nacional (GWh)	118
Anexo 12. Representación y Estadísticos del Modelo 1 del Consumo	119
Anexo 13. Representación y Estadísticos del Modelo 2 del Consumo	120
Anexo 14. Representación y Estadísticos del Modelo 3 del Consumo	121
Anexo 15. Representación y Estadísticos del Modelo 4 del Consumo	122
Anexo 16. Representación y Estadísticos del Modelo 5 del Consumo	124
Anexo 17. Representación y Estadísticos del Modelo 6 del Consumo	126
Anexo 18. Representación y Estadísticos del Modelo 7 del Consumo	127
Anexo 19. Representación y Estadísticos del Modelo 8 del Consumo	128
Anexo 20. Representación y Estadísticos del Modelo 9 del Consumo	130
Anexo 21. Representación y Estadísticos del Modelo 1 de la Demanda	131
Anexo 22. Representación y Estadísticos del Modelo 2 de la Demanda	132
Anexo 23. Representación y Estadísticos del Modelo 3 de la Demanda	133
Anexo 24. Representación y Estadísticos del Modelo 4 de la Demanda	134
Anexo 25. Representación y Estadísticos del Modelo 5 de la Demanda	135
Anexo 26. Representación y Estadísticos del Modelo 6 de la Demanda	136
Anexo 27. Representación y Estadísticos del Modelo 7 de la Demanda	138
Anexo 28. Representación y Estadísticos del Modelo 8 de la Demanda	140
Anexo 29. Representación y Estadísticos del Modelo 9 de la Demanda	141

PAGINACIÓN DISCONTINUA

INTRODUCCIÓN

*"Llegará una época en la que una investigación diligente y prolongada sacará a la luz cosas que hoy están ocultas."
Séneca, Cuestiones naturales*

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN

Antecedentes

El Consumo de energía eléctrica es la energía que se suministra por el sistema eléctrico nacional a través de generación propia e importación. El pronóstico del consumo es la base sobre la que se decide la capacidad, tipo y localización de las nuevas centrales y las ampliaciones a los sistemas de transmisión y distribución; así como, las políticas de financiamiento, de tarifas, de promoción de ahorro de energía, de consumo de combustibles y de protección ambiental.

Por otro lado, la Demanda Máxima es el valor máximo de las demandas horarias en el año (MWh/h). Esta representa para un instante dado, la máxima coincidencia de cargas eléctricas (motores, compresores, iluminación, equipo de refrigeración, etc.) operando al mismo tiempo. La demanda máxima a ser abastecida por el sistema eléctrico sirve como parámetro para estimar los recursos de capacidad de generación y transmisión.

De tal manera que el análisis y el pronóstico de la demanda máxima como el consumo de energía son importantes para la planificación del desarrollo de la infraestructura en generación, transmisión y distribución de esta fuente energética.

Esta tesis forma parte de las actividades de investigación y documentación del Proyecto de Planeación de la Infraestructura de México, el cual es apoyado por el Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIT), de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Problemática

Existen varios estudios sobre demanda y consumo, estudios específicos y generales, que utilizan metodologías como: la elaboración de modelos econométricos de varias ecuaciones, establecimiento de escenarios, análisis de sistemas, encuestas y opiniones de expertos.

A través de muchos años, los estudios dan una referencia del posible comportamiento de la energía eléctrica; permitiendo, con estos resultados, analizar y resolver los problemas de la asignación de tarifas a la electricidad, control de la producción de energía eléctrica, etc. y sobre todo permiten una visión del futuro del sector eléctrico y sus necesidades.

La creciente interrelación entre energía, sociedad y economía obliga a realizar diagnósticos y pronósticos con un carácter integral y a identificar los medios para elevar la eficiencia de la infraestructura interdependiente. Dado que no es factible almacenar la electricidad, los requerimientos de energía eléctrica deben ser satisfechos de manera instantánea.

Para ello es necesario garantizar una Capacidad de oferta que, con alta probabilidad, enfrente la volatilidad de la demanda; además, ésta debe mantener un alto nivel de confiabilidad, aceptable bajo los criterios de planeación de Comisión Federal de Electricidad (CFE), determinados con base en estándares internacionales.

Tradicionalmente en México, la demanda de electricidad ha crecido más rápidamente que el consumo total de energía. Así, durante el periodo 1965-1975 la tasa anual promedio de crecimiento de la demanda fue de 10.76%, en el periodo 1975-1985 fue de 7.64% y en el 1985-1995 de 5.25%. En cambio, la tasa anual promedio de crecimiento del consumo total de energía fue de 6.58%, 5.83% y 1.33% en los periodos mencionados.

Los problemas asociados al suministro y la demanda de energía han acaparado la atención mundial en las últimas décadas. A raíz de la llamada "crisis energética", los países, altamente industrializados, se han dado cuenta de su fuerte dependencia de los energéticos tradicionales, y los países productores y poco industrializados se han percatado de la necesidad de cuidar y aprovechar sus recursos de la mejor manera posible. Como resultado de lo anterior, se ha hecho imprescindible planificar, a nivel de cada país o región, las acciones necesarias para diversificar y lograr el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos, en particular la energía eléctrica.

Las metas de largo plazo del sector eléctrico tienen que considerar el abasto suficiente de electricidad a las actividades productivas y satisfacer los requerimientos de bienestar de la población, de acuerdo con el crecimiento económico que se alcance. Considerando que es más costoso subdimensionar que sobredimensionar, será necesario aplicar un margen de capacidad instalada para garantizar esta generación eléctrica; sin embargo, este sobredimensionamiento no debe ser superior al daño potencial del subdimensionamiento.

Dado un escenario de crecimiento del Consumo Nacional de Electricidad, se requiere un programa óptimo de expansión que minimice el costo total del sistema. Procurando un exceso de capacidad que tenga un costo inferior al de una insuficiencia de la oferta de energía eléctrica.

Objetivos

- Elaborar pronósticos de consumo y demanda máxima de energía eléctrica, del año 2002 al 2010, utilizando diferentes métodos y comparando resultados con los pronosticados por la Secretaría de Energía.
- Elaborar escenarios de evolución futura de demanda y consumo en niveles de planeación, alto y moderado del año 2002 al 2010.

Hipótesis

Los pronósticos de consumo y demanda de energía eléctrica, de la Secretaría de Energía para desarrollar su infraestructura, pueden ser mejorados considerando el comportamiento estacional a través del uso de variables binarias.

Metodología

Las etapas de la metodología seguida son:

1. Comprensión del comportamiento del Consumo y la Demanda Máxima.
2. Estudio de los diferentes métodos de pronósticos y usos.
3. Definición de los métodos de pronósticos y variables a manejar.
4. Generación y evaluación de pronósticos.
5. Generación y evaluación de escenarios.
6. Análisis de resultados.
7. Comparación de resultados

Presentación

El capítulo primero muestra, de manera general, la historia y las condiciones en las que se desenvuelve el Sector Eléctrico. Da un panorama de las principales áreas en que esta dividida la producción de electricidad (Generación, Transmisión, Distribución y Despacho), y se explican los elementos que componen a cada una.

El capítulo segundo plantea la base teórica en que se desarrolla este trabajo. Aquí se definen los pronósticos, se describen los patrones y métodos para pronosticar, así como la medición de la confiabilidad de éstos. Y por último, en este capítulo se explica, de manera breve, el funcionamiento del Programa de cómputo que se usa para realizar los pronósticos.

En el tercer capítulo se detallan los estudios de la Comisión Federal de Electricidad para determinar el comportamiento del mercado eléctrico (determinación del consumo y demanda máxima de electricidad); los factores que afectan el uso y demanda de energía eléctrica; así como, las variables explicativas de los modelos de pronóstico.

En el cuarto capítulo se presentan los modelos de pronósticos propuestos; se establecen las variables explicativas del modelo y los métodos para obtenerlas. Se define el modelo mas apropiado y se plantean escenarios para el crecimiento de las variables explicativas en los periodos de estudio.

En el quinto y último capítulo se evalúan los resultados del capítulo anterior y se establecen conclusiones sobre el trabajo realizado.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO I.

EL SECTOR

ELÉCTRICO EN

MÉXICO

"Un chorro de luz dorada y fresca como el agua empezó a salir de la bombilla rota, y lo dejaron correr hasta que el nivel llegó a cuatro palmos. Entonces cortaron la corriente, sacaron el bote, y navegaron a placer por entre las islas de la casa"

Gabriel García Márquez, La luz es como el agua

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 1. EL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO

1. 1 Energía Eléctrica

El progreso de la humanidad ha estado estrechamente ligado a la utilización de la energía. La ciencia física define energía como "la capacidad de realizar un trabajo" y se mide en proporción a la fuerza que se aplica a un objeto y la distancia que se desplaza con motivo de esa acción. Por otro lado, la potencia se define como "la rapidez con que se realiza un trabajo", es decir, la rapidez de entrega de la energía. La potencia se expresa en Watts (W) y kilowatts (kW) o en caballos de potencia (HP). Las formas de energía más familiares son: energía térmica, calorífica, energía mecánica, energía radiante, energía química y energía eléctrica.

1. 2 Historia del Sector Eléctrico Nacional

El servicio de energía eléctrica inició su desarrollo a fines del siglo XIX, cuando las empresas de capitales privados extranjeros emplearon electricidad en procesos industriales. En 1879 en Guanajuato, la primera fabrica en introducir el alumbrado de arco eléctrico fue "La Americana". En 1881 se inaugura en la Ciudad de México el primer alumbrado público con lámparas de arco. En 1920 funcionaban en nuestro país 199 compañías mediante la inversión de empresarios extranjeros. Servicio que carecía de una regulación normativa e institucional, otorgando un suministro desigual de electricidad.

Durante las primeras tres décadas del Siglo XX surgieron, las que serían durante muchos años hasta 1960, las grandes empresas eléctricas para el servicio público, absorbiendo paulatinamente a pequeñas compañías para consolidar sus zonas servidas. Las empresas más importantes eran: *The Mexican Light and Power Company, limited* y sus Compañías Subsidiarias; el grupo de empresas propiedad de la *American and Foreign Power Company, Inc.*, representadas en México por la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas, S.A. y la Compañía Eléctrica Chapala, S.A.

En 1937, con el objetivo de extender la cobertura nacional y mejorar el servicio se creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Entre 1940 y 1950, CFE adquirió un gran número de acciones de las empresas eléctricas privadas y para 1960 generaba más de la mitad de la electricidad en el país y tenía participación en la mayoría de las compañías de la República.

En 1960, el gobierno de México refuerza a la Comisión Federal de Electricidad y compra el resto de las acciones nacionalizando la industria eléctrica y formando un monopolio integrado en forma vertical.

La industria eléctrica en sus inicios propició la construcción y operación de varios sistemas aislados con características diferentes; llegaron a coexistir cerca de 30 voltajes de distribución, 7 de alta tensión para líneas de transmisión y 2 frecuencias eléctricas de 50 y 60 hertz. CFE unificó los criterios técnicos y económicos. Paralelamente a la normalización de voltajes y a la interconexión del sistema eléctrico, en 1976 se logró unificar la frecuencia eléctrica de 60 hertz en todo el país.

En 1994 se crea Luz y Fuerza del Centro, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Su objetivo es la prestación del servicio público de energía eléctrica, principalmente en materia de distribución, en la región central del país, que abarca el Distrito Federal y parte de los estados de México, Morelos, Puebla e Hidalgo.

La reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) de 1992 permite la participación del sector privado en la generación de electricidad en las siguientes modalidades (las cuales no constituyen un servicio público): Producción Independiente de Energía Eléctrica (PIE), Contrato Arrendamiento y Traspaso (CAT) y Esquema Obra Pública Financiada (OPF).

La producción independiente de energía eléctrica es destinada para venta a CFE, quedando ésta obligada a adquirirla en los términos y condiciones que se convengan. Los proyectos de producción independiente de energía han sido una solución transitoria para el financiamiento de nueva infraestructura, ya que constituye una alternativa permanente a la intervención pública.

Esquema PIE.- El constructor lleva a cabo todas las intervenciones que requiera el proyecto; al término de la obra le vende la energía a CFE, previo contrato de compra-venta a largo plazo. Esta modalidad no implica ningún pasivo real para el Sector Público Federal. La compra de energía se registra en el presupuesto como gasto corriente.

Esquema CAT.- El constructor lleva a cabo todas las inversiones que requiera el proyecto y al término de la obra la entrega a CFE, para su operación mediante un contrato de arrendamiento financiero de largo plazo; una vez concluido éste los activos son transferidos al patrimonio de CFE. La deuda contraída, así como las amortizaciones de capital y el pago de intereses se registran de acuerdo con lo establecido en la Ley General de Deuda Pública.

Esquema OPF.- El constructor lleva a cabo toda las inversiones que requiera el proyecto y al término de la obra CFE liquida el total de las inversiones contratadas, para lo cual obtiene directamente el financiamiento de largo plazo que le permita pagar las obras realizadas. Las deudas contraídas, así como las amortizaciones de capital y el pago de intereses se registran conforme a lo establecido en la Ley General de Deuda Pública. En el Presupuesto de Egresos de la Federación sólo se consignarán los pagos correspondientes al año fiscal de que se trate.

1.3 Estructura del Sector Eléctrico Nacional

La generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica que tiene por objeto la prestación del servicio público, son actividades de competencia exclusiva de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en prácticamente todo el territorio nacional, y de Luz y Fuerza del Centro (LFC) que atiende el Distrito Federal y parte de los Estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla. En 1992, se reformó la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica para abrir un espacio limitado a la participación privada, tanto nacional como extranjera, en las actividades de generación de energía eléctrica bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente de energía (PIE).

La capacidad total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el 2002, fue de 37,022.3 MW. En generación CFE participa con 88.77%, LFC con 1.87%, PEMEX con 4.12% y los generadores privados conforman el 5.19% restante. La red de transmisión esta constituida por CFE en un 96.16% y por LFC en un 3.84%. El servicio de distribución comprende a CFE en un 90.50% de la capacidad nacional y a LFC en un 9.5%. Ver Cuadro 1.

Cuadro 1. Capacidad Total del Sistema Eléctrico Nacional

	GENERACIÓN	RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	USUARIOS
CFE	 88.77%	 96.16%	 90.50%	
LFC	 1.87%	 3.84%	 9.50%	
PEMEX	 4.12%			
SECTOR PRIVADO	 5.19%			

Para fines de operación y planeación el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se divide en nueve áreas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. De las cuales solo tres no pertenecen al Sistema Interconectado (SI), que son el área de Baja California, Baja California Sur y Noroeste.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se encuentra dividido en 32 regiones de consumo, tomando en consideración las posibles limitaciones de capacidad de la red de transmisión.

1. 3. a. Generación

La Generación es la producción de electricidad a partir de energéticos primarios como: combustibles fósiles, el agua, el combustible nuclear o el calor geotérmico.

El sistema de generación esta integrado por un conjunto de centrales generadoras de diferentes tipos, que utilizan distintos combustibles o fuentes de energía primaria para producir electricidad.

Tabla 1. Tipos de Generación utilizados en el Sistema Eléctrico Nacional

Tipo de Central*	Combustible o Fuente de Energía Primaria
Hidroeléctrica	Agua
Turbo Gas	Gas o diesel
Ciclo combinado	Gas
Termoeléctrica	Combustóleo o diesel
Carbo eléctrica	Carbón
Geotermoeléctrica	Vapor endógeno
Nucleoeléctrica	Uranio
Dual	Carbón o combustóleo
Eoloeléctrica	Vientos
Combustión interna	Diesel

* La descripción del funcionamiento de cada central se describe en el Anexo 1

De la cantidad total de centrales eléctricas 50.7% corresponden a la generación por hidrocarburos y participaron con 53.3% de la capacidad total efectiva en el 2000. Las centrales cuya generación es a partir de fuentes alternas representan 43.1% del total y significaron 28.8% de la capacidad del sector eléctrico. En el 2000 se tuvo los siguientes valores de generación y capacidad efectiva en las diferentes plantas

Tabla 2. Generación

Hidrocarburo	57.4 %
Hidroelectricidad	16.5 %
Carbón	9.6 %
Planta dual	7.1 %
Nuclear	4.2 %
Geotérmica y eólica	3.1 %
Otras	2.1 %
Total	192,767 GW

Tabla 3. Capacidad Efectiva

Hidrocarburo	53.3 %
Hidroelectricidad	26.4 %
Carbón	7.5 %
Planta dual	0.3 %
Nuclear	3.9 %
Geotérmica y eólica	2.4 %
Otras	6.2 %
Total	34,598 MW

A continuación se muestra una Tabla 4, las plantas del Sistema Eléctrico Nacional y se definen la capacidad y la generación, Además de presentarse las principales centrales de generación en un mapa (Figura 1.)

Tabla 4. Energía Bruta Generada en 2000

No.	Central	Municipio	Entidad Federativa	Tecnología	Combustible	Área	Unidades	Capacidad MW	Generación GWh
1	B. Domínguez (Angostura)	Alcalá	Chapas	Hidroeléctrica		Oriental	5	900	3,991
2	M. Moreno T	Chicoasén	Chapas	Hidroeléctrica		Oriental	5	1,500	8,080
3	Majpasó	Tecpatán	Chapas	Hidroeléctrica		Oriental	6	1,080	5,052
4	Pañatas	Ostucán	Chapas	Hidroeléctrica		Oriental	4	420	2,221
5	Tamascal	San Miguel	Oaxaca	Hidroeléctrica		Oriental	6	354	1,779
6	C. Ramírez U. (Caracas)	Apasita	Guerrero	Hidroeléctrica		Oriental	3	600	818
7	Infiernillo	La Unión	Guerrero	Hidroeléctrica		Central	6	1,000	2,954
8	J. Ma. Morales (Vihia)	L. Cárdenas	Michoacán	Hidroeléctrica		Central	4	295	1,261
9	Necasa J.	Galindo	Puebla	Hidroeléctrica		Central	10	169	248
10	Pdte. Elias C. (El Novillo)	Sinypa	Sonora	Hidroeléctrica		Noroeste	3	135	282
11	Prof. R. J. Marsal (Comedero)	Cósala	Sinaloa	Hidroeléctrica		Noroeste	2	100	86
12	Bacurato	Sinaloa de Leyva	Sinaloa	Hidroeléctrica		Noroeste	2	92	97
13	Aguamiña	Tepec	Nayarit	Hidroeléctrica		Occidental	3	600	1,207
14	L. Donato Coloso (Huites)	Chosí	Sinaloa	Hidroeléctrica		Noroeste	2	422	631
15	Agua Prieta	Zapotlán	Jalisco	Hidroeléctrica		Occidental	2	240	221
16	Fdo. Hinarí B.	Zimapan	Hidalgo	Hidroeléctrica		Occidental	2	292	1,258
17	Fco. Pérez R.	Tula	Hidalgo	Vapor/CC	Cy G	Central	11	1,982	12,867
18	Valle de México	Acapulcan	México	Vapor	C	Central	17	833	4,677
19	Jorge Luque	Tlittlán	México	Vapor	G	Central	8	262	778
20	M. Álvarez M.	Manzanillo	Colima	Vapor	C	Occidental	4	1,200	7,694
21	Manzanillo II	Manzanillo	Colima	Vapor	C	Occidental	2	300	5,320
22	Salamanca	Salamanca	Guanajuato	Vapor	C	Occidental	4	866	5,617
23	Villa de Reyes	Villa de Reyes	S.L.P.	Vapor	C	Occidental	2	700	4,971
24	Atámira	Atámira	Tamaulipas	Vapor	C	Noroeste	4	800	4,723
25	A. López M.	Tuxpan	Veracruz	Vapor	C	Oriental	6	1,100	15,190
26	Monterrey	S. N. Garza	Nuevo León	Vapor	Cy G	Noroeste	6	465	3,868
27	E. Portes G.	Río Bravo	Tamaulipas	Vapor	Cy G	Noroeste	4	520	3,326
28	Francisco Villa	Delicias	Chihuahua	Vapor	C	Norte	5	399	2,546
29	Samalayuca	Cd. Juárez	Chihuahua	Vapor	Cy G	Norte	2	316	1,703
30	Guadalupe Victoria	Lerdo	Durango	Vapor	C	Norte	2	320	2,191
31	Puerto Libertad	Piloncillo	Sonora	Vapor	C	Noroeste	4	432	3,053
32	C. Rodríguez R. (Guaymas II)	Cuaymas	Sonora	Vapor	C	Noroeste	4	494	2,729
33	J. Aceves P. (Mazatlan II)	Mazatlan	Sinaloa	Vapor	C	Noroeste	3	616	3,476
34	Pdte. Juárez	Rosario	Baja California	Vapor	C	Baja California	98	133	3,083
35	León	Campesche	Campeche	Vapor	C	Peninsular	3	150	1,018
36	Murda II	Mérida	Yucatán	Vapor	C	Peninsular	3	159	1,100
37	J. Dios Barrá (Topolobampo II)	Ahome	Sinaloa	Vapor	C	Noroeste	5	360	2,155
38	F. Carrillo Puerto	Valledor	Yucatán	Vapor/CC	Cy D	Peninsular	4	287	1,041
39	Río Escondido	Río Escondido	Coahuila	Carbon	K	Noroeste	4	1,200	9,280
40	Carbon II	Návoa	Coahuila	Carbon	K	Noroeste	13	1,400	9,416
41	Cerro Prieto	México	Baja California	Geotérmica		Baja California	2	720	5,104
42	Laguna Verde	Alto Lucero	Veracruz	Nuclear	UO ₂	Oriental	2	1,365	8,221
43	Agustín Olachea	San Carlos	B.C.S.	C. Int.	Cy D	Baja California	6	63	288
44	Pte. P. Ehas C. (Pitacalco)	La Unión	Guerrero	Dual	C	Occidental	6	2,100	13,569
45	Samalayuca II	Cd. Juárez	Chihuahua	C. combinado	G	Norte	6	522	4,043
46	Huanalá	Pesquería	Nuevo León	C. combinado	G	Noroeste	5	517	3,462
47	Huanalá II	Pesquería	Nuevo León	C. combinado	G	Noroeste	2	450	1,078
48	Dos Bocas	Modulín	Veracruz	C. combinado	G	Oriental	6	452	2,631
49	El Saúz	P. Escobedo	Querétaro	C. combinado	G	Occidental	5	340	2,147
50	Gómez Palacios	Gómez Palacios	Durango	C. combinado	G	Norte	3	200	1,221
51	Poza Rica	Tehuacán	Veracruz	Vapor	C	Oriental	3	117	676
52	Punta Prieta	La Paz	B.C.S.	Vapor	C	Baja California	3	113	670

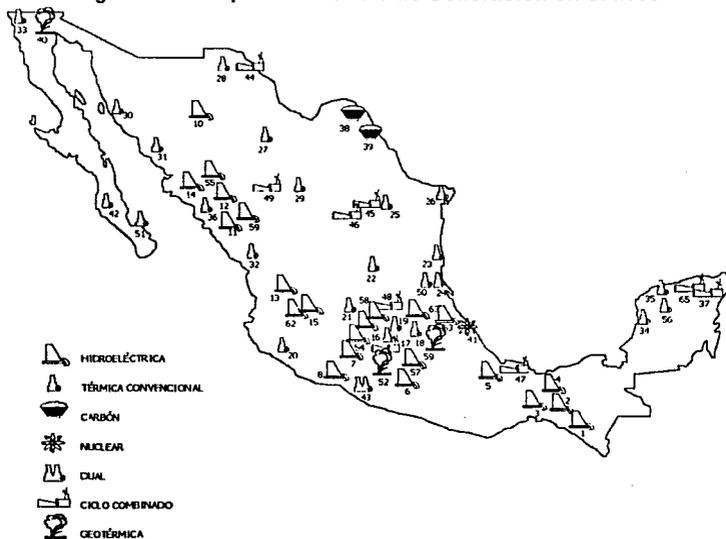
TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Tabla 4. Energía Bruta Generada en 2000 (continuación)

52	Azufrés	Cd Hidalgo	Michoacán	Geotérmica		Occidental	12	93	586
53	Mazatepec	Tlaltlaucaltepec	Puebla	Hidroeléctrica		Oriental	4	220	396
54	Cupatitzio	Unuapan	Michoacán	Hidroeléctrica		Occidental	2	72	387
55	27 de septiembre	El Fuerte	Sinaloa	Hidroeléctrica		Noroeste	3	59	146
56	Nachu-Cocom II	Mérida	Yucatán	Vapor	C	Peninsular	3	79	365
57	Tingambato	Otzoospán	México	Hidroeléctrica		Central	3		28
58	Cobato	G Zamora	Michoacán	Hidroeléctrica		Occidental	2	52	224
59	Humeros	Chegnaulte	Puebla	Geotérmica		Oriental	7	42	212
60	Humays	Badreguato	Sinaloa	Hidroeléctrica		Noroeste	2	90	83
61	Lerma (Tapustepec)	Contepec	Michoacán	Hidroeléctrica		Central	3	60	172
62	M M Dieguez (Sta Rosa)	Amatlán	Jalisco	Hidroeléctrica		Occidental	2	61	120
63	Patla	Zhuautla	Puebla	Hidroeléctrica		Central	3	3	
64	Otras						302	2,164	4,072
65	Mérida III (PIE)	Mérida	Yucatán	C. Combinado		Peninsular	2	484	1,338
							582	36,897	192,784

PIE: Productor Independiente de energía, D: Diesel, UO₂: Óxido de Uranio, C: int: Combustión interna, G: Gas, K: Carbón, C: Combustóleo

Figura 1. Principales Centrales de Generación en el 2000



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Las centrales más importantes debido a su capacidad instalada, tecnología de generación o importancia nacional, son las siguientes:

- **Centrales Hidroeléctricas:** Las centrales Belisario Domínguez (Angostura), M. Moreno Torres (Chicoasén), Malpaso y A. Albino Corzo (Peñitas), ubicadas en la cuenca del río Grijalva tienen una capacidad de 3,900 MW en conjunto y representan el 40.5% de la capacidad hidroeléctrica en operación en el 2000.
- **Centrales Termoeléctricas:** Las principales plantas de uso de combustóleo son Adolfo López Mateos (Tuxpan) con 2,100 MW de capacidad y Manzanillo I y II con 1900 MW de capacidad. Por otro lado la central más importante que usa gas natural es Samalayuca II con 522 MW de capacidad instalada.
- **Centrales Carboeléctricas:** El desarrollo carboeléctrico se localiza en Coahuila, y comprende las centrales J. López Portillo (Río Escondido) con 1,200 MW de capacidad y Carbón II con 1,400 MW de capacidad.
- **Central Dual:** En el Estado de Guerrero se localiza la central Plutarco Elías Calles (Petacalco), que cuenta con una capacidad de 2,100 MW, con flexibilidad para utilizar combustóleo y/o carbón.
- **Centrales Geotermoelectricas:** La principal central es Cerro Prieto, en Mexicali que con 720 MW de capacidad de generación representa 84.2% del total de capacidad geotermoelectrica en operación. La diferencia de capacidad es de las centrales de Los Azufres, Michoacán y Los Humeros, Puebla.
- **Central Nucleoelectrica:** La central Laguna Verde es la única nucleoelectrica con una capacidad instalada de 1,367.8 MW, ubicada en Veracruz.
- **Central Eoloelectrica:** Se localiza en La Venta, Oaxaca, es la primera central eólica del país, se instaló en 1994, y tiene una capacidad total de 1.6 MW.

Generación Privada de Energía Eléctrica

Los esfuerzos del gobierno se dirigen a complementar sus inversiones en infraestructura básica con recursos económicos del sector privado, para asegurar el financiamiento de las inversiones que hoy demanda la industria eléctrica. En el 2000 entró en operación la primera central de producción independiente de energía Mérida III, con lo que la capacidad en operación de las centrales de particulares al séptimo mes de 2001, ascendió a 4,484.3 MW.

La generación de electricidad privada (incluye productores independientes) ascendió a 12,910 GWh, cifra que significa un aumento del 14.1% respecto al año anterior, derivado de la entrada en operación de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica.

1. 3. b. Transmisión

Consiste en transportar la electricidad en redes de alta tensión a grandes distancias, de las plantas de generación hacia los centros de consumo. La red de transmisión está constituida físicamente por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos eléctricos que se utilizan para este propósito.

Las subestaciones se componen de diversos elementos, equipos y sistemas, que tienen como función elevar o reducir la tensión de acuerdo con las necesidades y transmitirla a los centros de consumo. Su equipo eléctrico está constituido por transformadores, interruptores, cuchillas desconectoras, transformadores para instrumentos, apartarrayos, así como sistemas de protección eléctrica, control y medición, equipos y redes de comunicaciones y sistemas de adquisición de datos, supervisión y telecontrol.

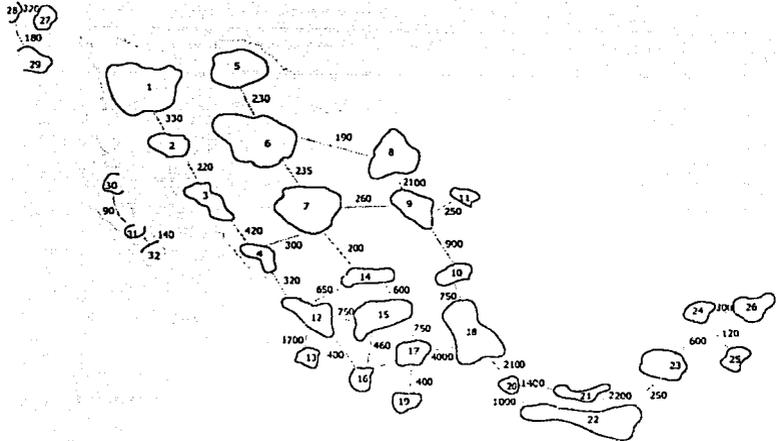
El Sector Eléctrico Nacional (SEN) cuenta en el 2002, con 631,661 km de líneas de Transmisión en niveles de tensión de 2.4 a 400 kV; el 94.3% corresponde a las líneas de subtransmisión y distribución. En subestaciones se dispone de una capacidad instalada de 165,575 MVA, de los cuales 111,876 MVA corresponden a subestaciones de transmisión y 33,077 MVA a subestaciones de subtransmisión y distribución y 20,622 MVA corresponden a subestaciones de LFC.

- **Red de Transmisión Troncal:** esta formada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia a muy alta tensión. Dispone de 37,790 km de líneas de 230 y 400 kV (5.9% del total); las cuales movilizan grandes cantidades de energía entre regiones aisladas, y se alimentan de las centrales generadores abasteciendo las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales.
- **Redes de Subtransmisión:** tiene cobertura regional, y utilizan altas tensiones de transmisión de (69 a 169 kV). Suministran energía a las redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión nivel subtransmisión.

El Sector Eléctrico Nacional se encuentra dividido en 32 regiones de consumo, tomado en consideración las posibles limitaciones de capacidad de la red de transmisión. En la Figura 2 se observa la capacidad máxima de transmisión de los enlaces entre regiones; cada enlace consta de una o más líneas de transmisión.

1. Sonora Norte	10. Huasteca	18. Oriental	27. Mexicali
2. Sonora Sur	11. Reynosa	19. Acapulco	28. Tijuana
3. Mochis	12. Guadalajara	20. Temascal	29. Ensenada
4. Mazatlán	13. Manzanillo	21. Minatitlán	30. C. Constitución
5. Juárez	14. AGS-SLP	22. Grijalva	31. La Paz
6. Chihuahua	15. Bajío	23. Lerma	32. Cabo San Lucas
7. Laguna	16. Lázaro Cárdenas	24. Mérida	
8. Río Escondido	17. Central	25. Chetumal	
9. Monterrey		26. Cancún	

Figura 2. Capacidad de Transmisión (MW)



1. 3. c. Distribución

La Distribución consiste en conducir la energía eléctrica dentro de una región específica, a través de redes de media y baja tensión, para su entrega a los hogares, comercio e industrias. Esta actividad comprende tanto el conjunto de instalaciones eléctricas que transportan la electricidad hasta los usuarios finales como el proceso de su venta final.

Las características eléctricas de sistema de distribución son:

- **Redes de Distribución en Media Tensión:** suministran la energía de 2.4 a 60 kV dentro de zonas relativamente pequeñas, abastecen a las redes de distribución en baja tensión y media tensión (a instalaciones de usuarios conectados en la red).
- **Redes de Distribución en Baja Tensión:** suministran energía en 220 o 240 Volts entre líneas; alimentan las cargas de los usuarios de consumos pequeños.

1. 3. d. Despacho

El Despacho de energía eléctrica consiste en determinar las centrales generadoras que deberán operar a cada momento, con el fin de hacer un uso eficiente de la capacidad instalada y minimizar el costo del suministro eléctrico.

En el sistema eléctrico existe una red de cables por la que viaja la electricidad, esta red se caracteriza porque los flujos que viajan por ella no pueden ser almacenados ni se puede distinguir un electrón de otro. El sistema eléctrico debe estar perfectamente balanceado en todo momento para evitar interrupciones en el servicio. Para lograrlo, es indispensable la disciplina y la sistematización en la operación, por lo que el Centro Nacional de Control de Energía (organismo dependiente de CFE) está estructurado a partir de cuatro niveles jerárquicamente subordinados con funciones específicas en el ámbito territorial.

El Centro Nacional (Cenal) constituye el primer nivel, y tiene autoridad técnica y administrativa sobre los siguientes niveles. Le corresponde dirigir, operar y supervisar la generación de energía eléctrica y la seguridad de la red troncal del sistema eléctrico. Es responsable de despachar la generación a mínimos costos.

Un segundo nivel de operación lo constituyen ocho áreas de control distribuidas por todo el territorio nacional, a las cuales les corresponde dirigir y supervisar la generación y seguridad de la red troncal del sistema dentro de su zona geográfica, bajo las políticas, lineamientos y coordinación del primer nivel.

El tercer nivel de operación está constituido por las subáreas de control, que son las encargadas de atender la calidad del voltaje y las maniobras en las redes del sistema eléctrico en los sitios más cercanos al consumidor, dirigiendo, operando y supervisando su propia red. Este nivel está coordinado por el segundo nivel.

Los centros de control de distribución constituyen el cuarto nivel, y dirigen, operan y supervisan la seguridad de la red en un área geográfica determinada, coordinándose con los niveles superiores, según sea el caso, para el cumplimiento de los objetivos básicos de operación.

Los sistemas de información con que se cuenta permiten supervisar la operación del sistema eléctrico en tiempo real, para controlar en forma adecuada la generación y los flujos de energía.

1. 4 Consumo Nacional de Electricidad.

En el período de 1991 a 2000 el crecimiento promedio del consumo de electricidad fue de 5.2% y el crecimiento promedio del número de usuarios fue de 4.0%. De la misma manera el comportamiento de la economía nacional tuvo un aumento de 3.5%.

Tabla 5. Estructura de Ventas de Energía Eléctrica por Sector (TWh)

	1990	1995	2000
Empresa Mediana	30.8%	31.3%	34.4%
Gran Industria	25.9%	24.5%	25.9%
Residencial	22.1%	25.1%	23.3%
Comercial	9.0%	8.5%	7.5%
Bombeo Agrícola	7.3%	5.9%	5.1%
Servicios	4.9%	4.7%	3.8%
T O T A L	92.1 TWh	113.4 TWh	155.3 TWh

Las ventas internas de electricidad en la década pasada crecieron a una tasa promedio anual de 5.4%, al pasar de 94,767 GWh en 1991 a 155,349 GWh en el 2000, cifra ligeramente superior al crecimiento observado del consumo nacional que fue de 5.2%.

El aumento del consumo de electricidad en la empresa mediana fue el más dinámico durante la pasada década, alcanzando un incremento de 6.6% promedio anual, subsector que en los últimos años ha mostrado un significativo crecimiento en su consumo, en el periodo 1997-2000 aumentó 8.1%, cifra superior al crecimiento de las ventas totales y del consumo nacional de 6.3% y 6.4% respectivamente, para igual periodo.

Las ventas de electricidad al subsector de la gran industria en el periodo de análisis, crecieron a un ritmo equivalente al registrado en las ventas totales de 5.4%, en la década de los ochentas el subsector creció en promedio 7.0% anual.

En la década de los noventas, el sector residencial comienza y termina con incrementos en consumo de electricidad del orden de 8.0%; sin embargo, crece en promedio 5.9% anual afectado por la reducción en el crecimiento económico de mediados de la década.

Los sectores comercial y servicios, registró tasas de crecimiento inferiores al total nacional, de 3.5% y 2.6%, respectivamente. El sector agrícola creció en menor grado durante el periodo 1991-2000, con solo 1.7%, cifra que si se compara con el aumento obtenido en los ochentas, presenta una drástica caída de casi 5 puntos porcentuales, pues aumentó 6.6% en promedio anual.

1.5 Demanda Regional de Energía Eléctrica

La evolución histórica de la demanda regional de energía eléctrica se presenta en la Tabla 6, donde se observa que las zonas de mayor consumo de electricidad durante el 2000 fueron la Occidental con 34,049 GWh, la Central con 32,091 GWh, y la Noreste con 27,567 GWh.

Durante la década pasada, las áreas con un crecimiento promedio anual de siete puntos porcentuales o superior, fueron Baja California con 7.6%, la Noreste 7.1% y la Peninsular 7.0%. En estas regiones se registran temperaturas altas, así como desarrollos industriales y turísticos que inciden en altos crecimientos de la demanda.

Tabla 6. Ventas Totales por Área (GWh)¹

Área	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TCM(%) 1991- 2000
Noroeste	7,359	7,510	7,641	8,176	8,561	9,357	9,872	10,020	10,541	11,015	
variación (%)	1.6	2.1	1.7	7.0	4.7	9.3	5.5	1.5	5.2	4.5	4.3
Norte	7,274	7,437	7,790	8,610	9,087	9,741	10,264	11,113	11,701	12,651	
variación (%)	-2.3	2.2	4.7	10.5	5.5	7.2	5.4	8.3	5.3	8.1	5.4
Noreste	14,760	15,720	16,274	17,801	18,675	20,490	22,209	23,746	25,629	27,567	
variación (%)	5.8	6.5	3.5	9.4	4.9	9.7	8.4	6.9	7.9	7.6	7.1
Occidental	19,572	19,969	21,376	23,522	24,389	26,017	27,986	29,724	31,724	34,049	
variación (%)	4.3	2.0	7.0	10.0	3.7	6.7	7.6	6.2	6.7	7.3	6.1
Central-CFE	1,296	1,250	1,400	1,610	1,824	2,265	2,510	2,527	2,645	2,669	
variación (%)	10.4	-3.5	12.0	15.0	13.3	24.2	10.8	0.7	4.7	0.9	8.6
Central- LFC	21,128	22,569	22,955	23,914	23,465	24,055	25,461	26,499	27,563	29,422	
variación (%)	2.9	6.8	1.7	4.2	-1.9	2.5	5.8	4.1	4.0	6.7	3.7
Subtotal Central	22,424	23,819	24,355	25,524	25,289	26,320	27,971	29,026	30,208	32,091	
variación (%)	3.3	6.2	2.3	4.8	-0.9	4.1	6.3	3.8	4.1	6.2	4.0
Oriental	16,304	15,709	16,166	17,383	18,514	19,902	21,198	22,337	22,983	24,439	
variación (%)	0.5	-3.6	2.9	7.5	6.5	7.5	6.5	5.4	2.9	6.3	4.2
Peninsular	2,541	2,668	2,869	3,169	3,233	3,264	3,652	3,961	4,169	4,525	
variación (%)	10.7	5.0	7.5	10.5	2.0	1.0	11.9	8.5	5.3	8.5	7.0
Baja California	3,849	4,065	4,129	4,588	4,870	5,606	6,184	6,347	7,020	7,939	
variación (%)	0.6	5.6	1.6	11.1	6.1	15.1	10.3	2.6	10.6	13.1	7.6
Baja California Sur	634	622	626	706	691	811	845	863	944	995	
variación (%)	1.1	-1.9	0.6	12.8	-2.1	17.4	4.2	2.1	9.4	5.4	4.7
Subtotal	94,717	97,519	101,226	109,479	113,309	121,508	130,181	137,137	144,919	155,269	
variación (%)	2.9	3.0	3.8	8.2	3.5	7.2	7.1	5.3	5.7	7.1	5.4
Pequeños sistemas ²	50	51	51	54	57	65	73	71	77	80	
variación (%)	-2.0	2.0	0.0	5.9	5.6	14.0	12.3	-2.7	8.4	4.0	4.6
Total nacional	94,767	97,570	101,277	109,533	113,366	121,573	130,254	137,208	144,996	155,349	
variación (%)	2.9	3.0	3.8	8.2	3.5	7.2	7.1	5.3	5.7	7.1	5.4

¹ No incluye el consumo de energía eléctrica generado por permisionarios de autoabastecimiento.

² Sistemas aislados que abastecen a pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional.

Nota: Los totales podrían no coincidir debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Los perfiles de carga dependen de la región geográfica, de la estación del año y de los días de la semana (en los días hábiles el consumo de electricidad es mayor que en los no hábiles). La demanda máxima anual de potencia de una zona, es calculada utilizando los valores estimados de la energía necesaria bruta¹ y del factor de carga propio del área.

¹ La energía necesaria bruta es la energía que debe ser alimentada a la red por los diferentes recursos (generación, importación, excedentes de autoabastecedores) y comprende la energía vendida, autoconsumo de las centrales y pérdidas de la transmisión.

En la Tabla 7 se aprecia que en el periodo de 1991- 2000 la demanda máxima total creció en promedio anual 5.7% en horas base, 5.4% en el periodo medio y en punta fue de 4.7%.

Tabla 7. Demanda Bruta por Área: máxima, media y base (MWh/h)

Área		1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TCMA(%) 1991-2000
Noroeste	P	1,626	1,648	1,721	1,804	1,911	2,041	2,182	2,195	2,217	2,365	4.2
	M	1,040	1,077	1,087	1,171	1,224	1,324	1,392	1,415	1,464	1,526	4.1
	B	911	950	947	1,032	1,072	1,166	1,217	1,243	1,298	1,340	4.1
Norte	P	1,499	1,533	1,565	1,722	1,790	1,887	1,937	2,163	2,231	2,421	4.8
	M	1,019	1,056	1,092	1,200	1,252	1,343	1,407	1,520	1,597	1,723	5.5
	B	913	951	987	1,084	1,133	1,223	1,290	1,378	1,457	1,569	5.7
Noreste	P	2,866	3,098	3,150	3,516	3,693	4,005	4,307	4,662	4,759	5,245	6.8
	M	2,074	2,175	2,288	2,535	2,653	2,920	3,128	3,351	3,615	3,874	7.0
	B	1,899	1,976	2,098	2,318	2,423	2,680	2,867	3,061	3,363	3,571	7.1
Occident	P	4,010	4,011	4,297	4,526	4,688	4,837	5,209	5,472	5,702	6,062	5.1
	M	2,754	2,813	3,038	3,331	3,375	3,611	3,916	4,164	4,435	4,732	6.6
	B	2,477	2,548	2,760	3,067	3,085	3,340	3,631	3,875	4,155	4,438	7.2
Central	P	5,042	5,133	5,388	5,858	5,819	6,347	6,447	6,884	7,181	7,439	3.9
	M	3,196	3,344	3,448	3,708	3,772	3,949	4,202	4,406	4,616	4,885	4.3
	B	2,789	2,949	3,020	3,233	3,319	3,419	3,706	3,859	4,050	4,321	4.5
Oriental	P	3,535	3,540	3,696	3,795	4,352	4,463	4,528	4,797	4,954	5,058	3.9
	M	2,314	2,274	2,363	2,519	2,700	2,911	3,125	3,330	3,444	3,633	4.8
	B	2,045	1,994	2,069	2,238	2,335	2,568	2,815	3,006	3,111	3,318	5.2
Península	P	542	587	629	666	671	702	737	805	839	908	5.9
	M	357	390	412	452	459	467	509	555	593	654	7.1
	B	316	346	364	405	412	416	459	499	539	597	7.5
Baja C.	P	1,122	1,228	1,194	1,318	1,388	1,458	1,329	1,393	1,491	1,695	4.1
	M	758	802	795	839	873	890	813	842	927	1,048	3.5
	B	678	708	707	733	760	765	699	720	803	905	3.3
B. C. Sur	P	132	139	128	147	153	164	170	181	186	204	4.9
	M	87	88	86	96	97	109	114	117	125	132	4.4
	B	77	77	77	84	85	97	102	103	111	116	4.4
Subtotal	P	20,375	20,917	21,768	23,352	24,465	25,904	26,846	28,552	29,560	31,397	4.7
	M	13,600	14,023	14,610	15,851	16,405	17,524	18,607	19,700	20,817	22,207	5.4
	B	12,104	12,500	13,029	14,194	14,625	15,672	16,787	17,744	18,886	20,176	5.7
Req. sist.	P	15	14	14	15	16	17	19	19	20	21	4.9
	M	7	7	7	8	8	9	9	9	10	11	5.1
	B	5	6	6	6	6	7	7	7	8	9	5.2
Total	P	20,390	20,931	21,782	23,367	24,481	25,921	26,865	28,571	29,580	31,418	4.7
	M	13,607	14,030	14,617	15,859	16,413	17,532	18,617	19,709	20,827	22,218	5.4
	B	12,110	12,505	13,034	14,200	14,630	15,679	16,795	17,752	18,894	20,185	5.7

P= Carga máxima M= Carga media B = Carga base

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

1.6 Política Tarifaria del Sector Eléctrico

En el 2002 el mercado eléctrico nacional dispone de una estructura de 34 tarifas diferenciadas (por tipo de usuario, región y estación del año) para realizar sus ventas de energía. Los costos de suministro varían de acuerdo a la tensión en que se requiere la energía, la distancia entre el centro productor y el de consumo, la hora en que se demanda (punta, intermedia o base), las pérdidas, la congestión de la red de transmisión y distribución, entre otras.

El mercado eléctrico se encuentra dividido en 5 sectores que son los siguientes:

- **Residencial:** responde a las necesidades de los usuarios de servicio doméstico.
- **Comercial:** responde a las necesidades de establecimientos comerciales, de servicios y microindustrias; es decir, usuarios de servicio general en baja tensión.
- **Servicios:** responde a las necesidades de los usuarios de alumbrado público, de bombeo de aguas negras y potables, y servicio temporal.
- **Industrial:** responde a las necesidades de la industria media y pequeña, y comercios, servicios grandes, grandes unidades industriales e importantes sistemas de bombeo de agua potable y de transporte eléctrico; es decir usuarios de servicios generales en media tensión y en alta tensión.
- **Agrícola:** responde a las necesidades de usuarios del servicio de bombeo de agua de riego.

Los usuarios de los sectores residencial y agrícola reciben un mayor apoyo por parte de la Federación². Ambos sectores durante el 2000, recibieron más de tres cuartas partes del monto total de subsidios otorgados a los consumidores de electricidad, estimados en 55,188 millones de pesos³. Durante los noventas, el precio medio del sector eléctrico tuvo un decremento promedio anual de 0.8%; mientras que en los ochentas, creció en promedio 2.1% en términos reales. De manera que los últimos incrementos anuales que registran las tarifas no han sido suficientes para empatarse con su costo real de suministro.

La descripción de cada tarifa se muestra a continuación en la Tabla 8.

² El 31 de diciembre de 2000 en el DOF se publicó el Presupuesto de Egresos de la Federación, que de conformidad con su artículo 80, indica que los organismos suministradores deberán incluir en los recibos que expidan a los consumidores, una leyenda que exprese claramente el costo real del suministro, así como el monto de subsidio que se otorga a cada usuario de las tarifas residenciales y agrícolas.

³ Cifra tomada del documento de Exposición de Motivos e Iniciativa de Decreto del Presupuesto de Egresos para el 2001, elaborado por la SHCP.

Tabla 8. Tipos de Tarifas

TARIFA	APLICACIÓN
Servicio doméstico	
<u>1</u>	A Medidor y Cuota Fija
<u>1A</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 25° C.
<u>1B</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 28° C.
<u>1C</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 30° C.
<u>1D</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 31° C.
<u>1E</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 32° C.
<u>1F</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 33° C.
<u>DAC</u>	Servicio Doméstico de Alto Consumo
Servicio comercial	
<u>2</u>	General hasta 25 KW de demanda
<u>3</u>	General para más de 25 KW de demanda
<u>7</u>	Servicio Temporal
Servicio para alumbrado público	
<u>5</u>	Zonas Conurbanas de Monterrey, Guadalajara, D.F.
<u>5ª</u>	Resto del País
<u>6</u>	Potables o Negras de Servicio Público
Servicio agrícola	
<u>9</u>	Bombeo de agua para riego / Baja Tensión
<u>9M</u>	Bombeo de agua para riego / Media Tensión
Servicio Industrial	
<u>OM</u>	Media Tensión con demanda menor de 300 KW
<u>HM</u>	Media Tensión con demanda mayor de 300 KW
<u>H-MC</u>	Media Tensión con demanda mayor de 100 KW p/ Corta Utilización
<u>HS</u>	Alta Tensión nivel subtransmisión
<u>H-SL</u>	Alta Tensión nivel subtransmisión p/ Larga Utilización
<u>HT</u>	Alta Tensión nivel Transmisión
<u>H-TL</u>	Alta tensión nivel Transmisión p/ Larga Utilización

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CAPITULO 2. MÉTODOS DE PRONÓSTICOS

*"La ciencia es el capitán y la práctica es el soldado...
La persona que se enamora de la práctica sin la ciencia
es como el navegante que quiere manejar su Nave sin brújula ni timón
y, por consiguiente, no sabe a dónde va."*

Leonardo da Vinci, *The Literary Works of Leonardo da Vinci*

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CAPITULO 2. MÉTODOS DE PRONÓSTICOS

2. 1 Definición de Pronósticos

"El pronóstico es un proceso de estimación de un acontecimiento futuro proyectando hacia el futuro datos del pasado. Los datos del pasado se combinan sistemáticamente en forma predeterminada para hacer una estimación del futuro."¹ En concreto los pronósticos son sólo afirmaciones acerca del futuro.

El pronóstico es una componente importante de la planeación estratégica y operacional. Establece la unión para los sistemas de planeación y control. Es necesario estimar el futuro para planear el sistema; y luego programar y controlar éste para facilitar una eficaz y eficiente producción de bienes y servicios. La administración de la demanda tiene como fin coordinar y controlar todas las fuentes de la demanda, de manera que los sistemas de producción y operaciones puedan utilizarse en forma eficiente.

Entender las limitaciones de los pronósticos y fijar expectativas apegadas a la realidad en cuanto al funcionamiento futuro son esenciales para hacer uso efectivo de los pronósticos en la toma de decisiones. En un sentido más positivo, ciertos aspectos de los pronósticos pueden claramente añadir valor al trabajo de la administración. En general, los pronósticos a corto plazo, hasta de un año, sirven de parámetro para las operaciones en curso. Los pronósticos a mediano plazo, que abarcan entre uno y tres años, y los pronósticos a largo plazo, más de cinco años, sirven de apoyo para las decisiones acerca de la ubicación y la capacidad de proyectos.

Factores Generales que influyen en los Pronósticos

1. **Número de elementos:** entre mayor sea el número de elementos implicado (todo lo demás permaneciendo igual), mayor será la exactitud de los pronósticos. Debido a la ley estadística de los grandes números, disminuye conforme el número de elementos que se pronostica aumenta, y viceversa.
2. **Homogeneidad de los datos:** entre más homogéneos sean los datos (permaneciendo todo lo demás igual), más exactos serán los pronósticos.
3. **Elasticidad de la demanda:** a mayor inelasticidad de la demanda (permaneciendo todo lo demás igual), mayor exactitud de los pronósticos.
4. **Competencia:** Entre mayor sea la competencia (permaneciendo igual todo lo demás), mayor es la dificultad para pronosticar, ya que la competencia puede utilizar los pronósticos para cambiar el curso de los sucesos futuros e invalida así los pronósticos.

¹ EVERETT E. Adam, et. al. ; *Administración de la producción y las operaciones*; Editorial Prentice Hall, Cuarta edición 1991, México.

2. 2 El Proceso de Pronóstico

En el proceso de pronóstico es importante seguir cierta secuencia:

- Paso 1. Especificar objetivos.** Es importante determinar los objetivos con la mayor claridad posible.
- Paso 2. ¿Qué pronosticar?** El determinar la naturaleza de los datos nos da referencia de los métodos a usar, así como las características que los definen.
- Paso 3. Dimensiones de tiempo.** Los pronósticos suelen clasificarse conforme a periodos y a su utilización. En general, los pronósticos a corto plazo, hasta de un año, sirven de parámetro para las operaciones en curso. Los pronósticos a mediano plazo, que abarcan entre uno y tres años, y los pronósticos a largo plazo, más de cinco años, sirven de apoyo para las decisiones de planeación.
- Paso 4. Consideraciones con respecto a la base de datos.** El tipo de datos con que se desea contar depende del uso que se les dará. Los datos deben ser consistentes en el tiempo, y las variaciones tienen que registrarse con la misma unidad de tiempo e identificarse claramente.
- Paso 5. Selección de un modelo de pronóstico.** Depende de los patrones que presente los datos observados.
- Paso 6. Someter el modelo a prueba.** Un modelo tiene que ser validado antes de poderse utilizar con propósitos de pronóstico. Por tanto, hay que utilizar una parte de los datos disponibles para estructurar el modelo, en tanto los datos restantes se deben utilizar para someter el modelo a prueba y validarlo a fin de asegurarse de que representa el proceso de manera real.
- Paso 7. Preparación del pronóstico.** La administración puede adoptar uno o dos modelos al mismo tiempo, los cuales deben conciliarse, en la medida de los posible.
- Paso 8. Presentación del pronóstico.** Los pronósticos tienen que presentarse al usuario de tal manera que incluyan explicaciones acerca de la forma en que se obtuvieron, dónde se encontraron los datos, y los supuestos implícitos que se derivan de ellos. Para los usuarios es crucial conocer la integridad de la información antes de utilizarla con plena confianza.
- Paso 9. Seguimiento de los resultados.** Cualquier desviación de lo pronosticado debe observarse con todo cuidado mediante la medición de error, así como estudiando las variables o situaciones que influyen en el cambio de los resultados pronosticados.

2. 3 Patrones de Pronósticos

No es difícil pronosticar la continuación de un patrón o relación establecido. Lo que es difícil es pronosticar exactamente un cambio en dicho patrón o tendencia y el tiempo, intensidad y consecuencias de ese cambio.

2. 3. a. Horizontal

Existe un patrón horizontal cuando no hay tendencia alguna en los datos (Estadísticamente hablando, a esto se le conoce como estacionariedad) Cuando existe tal patrón, generalmente se hace referencia a la serie como estacionaria, es decir, no tiende a aumentar o disminuir a través del tiempo de ninguna manera sistemática.

Los patrones horizontales se caracterizan por tener valores observados con un comportamiento $X_t = a + e_t$; que es un proceso constante.

donde: X_t es el valor observado,
 a es la constante fundamental del proceso,
 e_t es el error intrínseco del valor observado.

Los métodos de pronóstico que estiman patrones horizontales son:

- ♣ Último dato
- ♣ Promedio simple
- ♣ Promedio móvil simple
- ♣ Promedio móvil ponderado
- ♣ Suavizamiento exponencial simple

Como lo que se esta pronosticando es un proceso constante el valor del pronóstico para t+k periodos es:

$$F_{t+k} = F_{t+1}$$

donde: F_{t+1} es el pronóstico por promedio móvil simple para t+1 periodos
 F_{t+k} es el pronóstico por promedio móvil simple para t+k periodos
 t es el periodo para el último valor observado

2. 3. b. Tendencial

Un patrón tendencial se da cuando existe un aumento o disminución general del valor de la variable a lo largo del tiempo. Las ventas de muchas compañías, y el Producto Nacional Bruto, los precios y muchos otros indicadores empresariales y económicos siguen un patrón ascendente a través del tiempo.

El patrón tendencial se caracterizan por tener valores observados con un comportamiento $X_t = a + bt + e_t$, que es un proceso que aumenta en forma estable.

donde: X_t es el valor observado,
 a es la constante fundamental del proceso,
 b es la pendiente de la tendencia,
 e_t es el error intrínseco del valor observado.

Los métodos de pronóstico que estiman patrones tendenciales son:

- ✦ Suavizado exponencial amortiguado de tendencia
- ✦ Regresión lineal

2. 3. c. Estacional

Existe un patrón estacional cuando una serie fluctúa de acuerdo con un factor estacional. Las estaciones pueden ser los meses o las cuatro estaciones del año, pero también pueden ser las horas del día, los días de la semana o los días del mes.

El patrón estacional se caracterizan por tener valores observados con un comportamiento $X_t = (a) \cdot c_t + e_t$; es un proceso que varía respecto a un periodo de tiempo (o estación) de manera constante.

donde: X_t es el valor observado,
 a es la constante fundamental del proceso,
 c_t es el factor estacional para el periodo t ,
 e_t es el error intrínseco del valor observado.

Los métodos de pronóstico que estiman patrones estacionales son:

- ✦ Suavizamiento exponencial de Winters (maneja tendencia y estacionalidad)
- ✦ Suavizamiento exponencial doble

2. 3. d. Cíclico

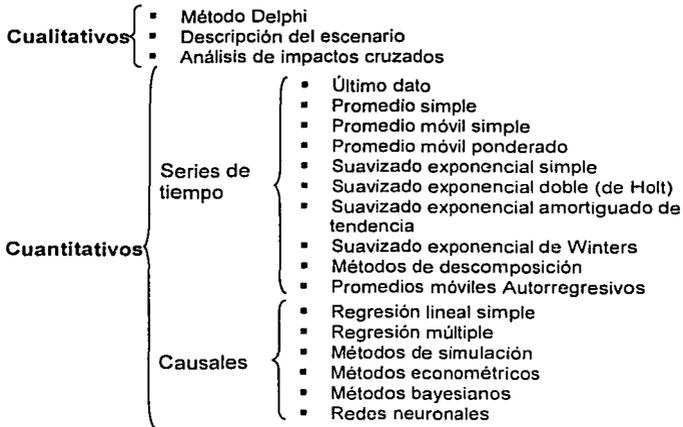
Un patrón cíclico es semejante al patrón estacional, pero la duración de un ciclo único generalmente es mayor a un año. Muchas series, como el número de inicios de construcción de viviendas, el precio de los metales, el producto nacional bruto (GNP) y las ventas de muchas empresas, contienen un patrón cíclico. El patrón cíclico es difícil de pronosticar, porque o se repite a intervalos constantes de tiempo o su duración no es uniforme.

Uno de los métodos de pronóstico que estiman patrones cíclicos es:

- ✦ Método de descomposición

2. 4 Métodos de Pronósticos

Los métodos de pronósticos se clasifican en dos áreas dependiendo de los datos que se utilice para realizarlos: métodos cualitativos y métodos cuantitativos. Los métodos cualitativos manejan datos que no son cuantificables y se evalúan con calificativos como bueno, malo, etc. Los métodos cuantitativos utilizan términos cuantificables para realizar pronósticos. Las llaves siguientes muestran la clasificación de estos métodos:



En todos los casos en que no está clara la decisión de selección del "mejor" método de pronósticos, se puede usar más de un método de pronósticos o más de un pronosticador, combinando luego sus predicciones. Es una manera efectiva de aumentar la precisión de los pronósticos y disminuir la varianza de los errores. Los métodos anteriores se explican brevemente a continuación:

2. 4. a. Métodos Cualitativos

- **Método Delphi:** consiste en preguntas hechas a un grupo de expertos para recabar opiniones. Es un pronóstico por consenso. El procedimiento funciona de la siguiente manera:
 1. Se proporciona una pregunta a cada experto por escrito, de la situación que se requiere de un pronóstico expresada de una manera muy general. Cada uno de los expertos realiza una predicción breve.
 2. El coordinador o moderador, quien proporcionará la pregunta original, reúne todas las opiniones, las pone en términos claros y las edita.

3. Los resúmenes de los expertos proporcionan la base para un conjunto de preguntas que el coordinador da a los expertos. Estas son respondidas.
 4. Las respuestas por escrito son recopiladas por el coordinador, y el proceso se repite hasta que el coordinador queda satisfecho con la predicción general, que es una síntesis de los expertos.
- **Descripción del Escenario:** se usa para hacer un retrato de cómo evolucionará el presente con el tiempo; con frecuencia se usa junto con el método Delphi. La descripción del escenario comienza tratando de identificar un conjunto de eventos futuros posibles. Se escribe un conjunto de escenarios, cada uno basado en un evento futuro posible. Cada escenario se examina con cuidado para determinar su probabilidad de ocurrencia y se desarrollan planes de contingencia para los más probables. Es más adecuado para el largo plazo, para las macrosituaciones tipificadas por la incertidumbre, para la falta de datos y para los factores no cuantificables.
 - **Análisis de Impactos Cruzados:** con frecuencia se usa para examinar los resultados de un estudio Delphi. El análisis indica los escenarios que deben describirse. Este procedimiento es de panorama amplio, igual que la descripción de escenarios, y evalúa la probabilidad de ocurrencia de ciertos eventos futuros que pueden interactuar y afectar las decisiones futuras.

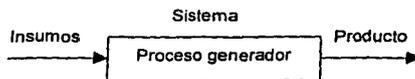
El primer paso es determinar los eventos críticos relacionados con el tema de interés, que se resumen a un número manejable. Se forma una matriz en la que cada renglón representa algún evento; las columnas representan los mismos eventos que el renglón correspondiente. Al principio se escribe en la matriz la naturaleza de la interacción entre cada evento o factor. Una flecha hacia arriba indica una influencia positiva y una flecha hacia abajo indica una influencia negativa. Se estima la probabilidad de cada evento y las probabilidades de que ocurran dos eventos simultáneos, y se convierten en los elementos de la matriz.

2. 4. b. Métodos Cuantitativos

Modelo de Series de Tiempo

En un modelo de series de tiempo dos factores son importantes: la serie de datos que se va a pronosticar y el periodo de tiempo a utilizarse. Un modelo de series de tiempo supone siempre que algún patrón o combinación de patrones es recurrente a través del tiempo. De esta manera, al identificar y extrapolar dicho patrón, se pueden desarrollar pronósticos para periodos subsiguientes.

Figura 3. Relación de Series de Tiempo



- **Último Dato:** se considera que el valor pronosticado para el periodo $t+1$ es el valor observado en el periodo t (último valor de datos observados)

$$F_{t+1} = X_t$$

donde: F_{t+1} es el pronóstico del periodo $t+1$
 X_t es el valor observado en el periodo t

- **Promedio Simple:** es un promedio de los valores observados del pasado en el cual los valores observados de todos los periodos anteriores tienen el mismo peso relativo. Se calcula como:

$$F_{t+1} = \frac{\sum_{i=1}^T X_i}{T}$$

donde: F_{t+1} es el pronóstico del periodo $t+1$
 X_i es el valor observado en el periodo i
 T es el número de periodos de los valores observados

- **Promedio Móvil Simple:** combina los datos de los valores observados de la mayor parte de los periodos recientes, siendo un promedio de ellos el pronóstico para el periodo siguiente. El promedio se "mueve" en el tiempo en el sentido de que al transcurrir un periodo, el valor observado del periodo más antiguo se descarta, y se agrega el valor observado para el periodo más reciente para la siguiente operación.

$$F_t = \frac{X_{t-n} + X_{t-(n-1)} + \dots + X_{t-1}}{n}$$

$$F_{t+1} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{t-(n-i)}}{n} = \frac{1}{n} X_{t-(n-1)} + \frac{1}{n} X_{t-(n-2)} + \dots + \frac{1}{n} X_{t-(n-n)} = F_t + \frac{X_t - X_{t-n}}{n}$$

donde: F_{t+1} es el pronóstico por promedio móvil simple para $t+1$ periodos
 X_t es el valor observado en el periodo t
 n es el número de periodos empleados en la media móvil

- **Promedio Móvil Ponderado:** es un modelo de promedio móvil que incorpora algún peso de los valores observados anteriores distinto a un peso igual para todos los periodos anteriores considerados.

$$F_{t+1} = \sum_{i=1}^n C_i X_i$$

donde: F_{t+1} es el pronóstico del promedio móvil ponderado para $t+1$ periodos
 X_t es el valor observado en el periodo t
 C_t es la ponderación en el periodo t ; $0 \leq C_t \leq 1.0$; $\sum_{i=1}^n C_i = 1.0$
 n es el número de periodos empleados en la media ponderada

- **Suavizado Exponencial Simple:** la fórmula del suavizamiento exponencial simple se obtiene al usar la fórmula de promedios móviles simples, pero suponiendo que sólo se tiene el valor más reciente y el pronóstico hecho para el mismo periodo, se usa en el lugar del valor más antiguo del pronóstico el valor del pronóstico hecho para el último periodo. Las fórmulas son:

$$F_{t+1} = \alpha X_t + (1 - \alpha)F_t; \quad \text{donde } \alpha = \frac{2}{(n+1)}$$

- donde:
- F_{t+1} es el pronóstico para el periodo $t+1$
 - F_t es el pronóstico para el periodo t ó último periodo
 - X_t es el valor observado en el periodo t ó último periodo
 - n es el número de valores observados

- **Suavizado Exponencial Doble (de Holt):** si en el suavizamiento exponencial simple se usa con una serie de datos que contenga una tendencia consistente, los pronósticos se retrasarán de la tendencial. Utiliza las siguientes ecuaciones para suavizar.

$$S_t = \alpha X_t + (1 - \alpha)(S_{t-1} + B_{t-1}) \quad \text{donde } \alpha = \frac{2}{(n+1)} \quad \text{y}$$

$$B_t = \beta(S_t - S_{t-1}) + (1 - \beta)B_{t-1}$$

$$F_{t+k} = S_t + kB_t$$

$$\beta \leq \left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right) = \sqrt{\left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right)^2 - 1}$$

- donde:
- F_{t+k} es el pronóstico para el periodo $t+k$
 - S_t es valor suavizado para el periodo t
 - X_t es el valor observado en el periodo t
 - B_t es la estimación de la pendiente en el periodo t
 - k es el número de periodos futuros que se quieren pronosticar

- **Suavizado Exponencial Amortiguado de Tendencia:** difiere del suavizamiento lineal de Holt por amortiguar (disminuir) la tendencia lineal que se extrapola a medida que nos dirigimos más hacia el futuro. El suavizamiento amortiguado de tendencia incluye el parámetro extra ϕ (además de dos parámetros de Holt), el cual aplica el amortiguamiento óptimo mediante la aplicación de valores diferentes para elegir el que minimice el error cuadrado medio o la desviación media absoluta. Las ecuaciones usadas son:

$$S_t = \alpha X_t + (1 - \alpha)(S_{t-1} + B_{t-1}) \quad \text{donde, } \alpha = \frac{2}{(n+1)} \quad \text{y}$$

$$B_t = \beta(S_t - S_{t-1}) + (1 - \beta)B_{t-1} \phi$$

$$F_{t+k} = S_t + \sum_{i=1}^k \phi B_i \quad \beta \leq \left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right) = \sqrt{\left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right)^2 - 1}$$

- donde:
- F_{t+k} es el pronóstico para el periodo $t+k$
 - S_t es valor suavizado para el periodo t
 - X_t es el valor observado en el periodo t
 - B_t es la estimación de la pendiente en el periodo t
 - k es el número de periodos futuros que se quieren pronosticar

- **Suavizado Exponencial de Winters:** este método genera resultados semejantes a los del suavizamiento exponencial doble, pero tiene la ventaja extra de ser capaz de manejar datos estacionales junto con datos que tengan una tendencia. Este método se basa en tres ecuaciones, cada una asociada con uno de los tres componentes del patrón (aleatoriedad, tendencia y estacionalidad).

$$S_t = \alpha \left(\frac{X_t}{C_{t-L}} \right) + (1-\alpha)(S_{t-1} + B_{t-1}) \quad \text{donde, } \alpha = \frac{2}{(n+1)} ;$$

$$B_t = \beta(S_t - S_{t-1}) + (1-\beta)B_{t-1} \quad \beta \leq \left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right) = \sqrt{\left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right)^2} - 1$$

$$C_t = \gamma \left(\frac{X_t}{S_t} \right) + (1-\gamma)C_{t-L} \quad \gamma \leq 0.05$$

$$F_{t+k} = (S_t + kB_t)C_{t+k-L}$$

donde:

- F_{t+k} es el pronóstico para el periodo $t+k$
- X_t es el valor observado en el periodo t
- S_t es el valor estimado de la aleatoriedad para el periodo t
- B_t es el valor estimado de la tendencia en el periodo t
- C_t es el valor estimado de la estacionalidad en el periodo t
- k es el número de periodos futuros que se quieren pronosticar
- L es el número de estaciones
- t es el número de periodos de datos disponibles
- g es el entero más pequeño mayor o igual que k/L

- **Métodos de Descomposición:** identifican tres componentes distintos del patrón básico subyacente que caracterizan a las series económicas y empresariales. Estos factores son el tendencial, cíclico y estacional. El concepto básico en dicha separación es empírico y consiste en remover primero la estacionalidad, luego la tendencia secular y finalmente el ciclo.

Representación matemática general: $X_t = f(S_t, T_t, C_t, R_t)$
 Representación matemática específica: $X_t = S_t \times T_t \times C_t \times R_t$

Promedio móvil (X_t) = $MA = T_t \times C_t$

$$\text{Si } \frac{X_t}{MA} = \frac{T_t \times C_t \times S_t \times R_t}{T_t \times C_t} = S_t \times R_t$$

Media por estación de $S_t \times R_t = S$ de la estación

El obtener por mínimos cuadrados la recta $T_t = a + bt$ de los promedios móviles, al asignar valores a t se obtiene la tendencia

$$\frac{MA}{T} = \frac{T_t \times C_t}{T_t} = C_t$$

$$F_t = S_t \times T_t \times C_t$$

donde: F_t es el pronóstico en el periodo t
 X_t es el valor de la serie de tiempo (datos reales) en el periodo t
 S_t es la componente estacional (o índice en el periodo t)
 T_t es la componente tendencia en el periodo t
 C_t es el componente cíclico en el periodo t
 R_t es el componente aleatorio (o error) en el periodo t

- **Promedios Móviles Autorregresivos (ARMA):** la autocorrelación es una medida de asociación entre valores sucesivos de la misma variable. Las autocorrelaciones proporcionan información importante acerca de la estructura de un conjunto de datos y de sus patrones. En un conjunto de datos completamente aleatorios la autocorrelación entre valores sucesivos estará cercana a 0, o será igual a 0, pero los valores de datos de fuerte naturaleza estacional o cíclica estarán sumamente autocorrelacionados. Se llama autorregresivo porque se asemeja a una ecuación de regresión, pero las variables independientes son valores rezagados de la variable dependiente en 1, 2, 3, ..., p periodos.

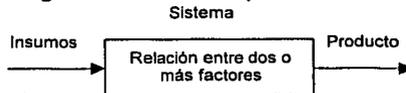
$$F_t = a_0 + a_1X_{t-1} + a_2X_{t-2} + \dots + a_kX_{t-k} + e_t$$

donde: F_t es la variable dependiente
 X_t es el valor de la serie de tiempo (datos reales) en el periodo i
 donde $i = t-1, t-2, \dots, t-k$
 a_n son los coeficientes que se obtienen al realizar la regresión
 donde $n = 0, 1, 2, \dots, k$

Modelo Explicativo o Causal

En este tipo de métodos cualquier variación de los insumos afectará los productos del sistema de manera predecible, suponiendo que la relación es constante. La primera tarea de los pronósticos es encontrar la relación a través de la observación de los productos del sistema (ya sea a lo largo del tiempo o mediante el análisis de un corte transversal de sistemas semejantes) y relacionándolos con los insumos correspondientes.

Figura 4. Relación Explicativa o Causal



Los métodos se explican a continuación:

- **Regresión Lineal Simple:** la regresión consiste en relacionar el comportamiento de una variable con otra; la linealidad de la relación se observa cuando la mejor manera de describir el comportamiento entre las dos variables es una línea que pasa por en medio de todos los valores observados. La línea tiene una ordenada y una pendiente los cuales se estiman como:

$$\hat{b} = \frac{n \sum_{i=1}^n X_i Y_i - \sum_{i=1}^n X_i \sum_{i=1}^n Y_i}{n \sum_{i=1}^n X_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n X_i \right)^2} \quad a = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y_i - \hat{b} \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}$$

$$Y_{t+k} = a + \hat{b} X_{t+k}$$

- donde: Y_{t+k} es el pronóstico para el periodo t+k
 X_t es la variable independiente en el periodo t
 Y_t es la variable dependiente en el periodo t
n es el número de observaciones

- **Regresión Múltiple:** en las aplicaciones puede haber varias variables independientes que afecten la variable dependiente. Si se tiene n observaciones de la variable dependiente y m variables independientes. Los coeficientes se obtiene por matrices:

$$\hat{b} = \left((X)^T X \right)^{-1} \left((X)^T Y \right)$$

$$Y_t = X_{tk} \hat{b}_k + e_t$$

La matriz Y tiene orden nx1, la matriz X tiene orden nxm, la matriz de coeficientes \hat{b} tiene orden mx1; y la matriz e, de los errores tiene orden nx1.

$$\hat{Y}_{t+w} = \hat{b}_0 + \hat{b}_1 X_{1t+w} + \hat{b}_2 X_{2t+w} + \dots + \hat{b}_m X_{mt+w}$$

- donde: \hat{Y}_{t+w} es el pronóstico para el periodo t+w, donde w = 1,2,...
 X_t es la variable dependiente en el periodo t, donde t = 1, ...,n
 X_{tk} es la variable independiente en el periodo tk, donde k = 1, ...,m
 e_t es el error al generar el modelo en el periodo t
n es el número de observaciones
m es el número de variables independientes

- **Métodos de Simulación:** imitan el comportamiento de un sistema. Estos modelos se basan en una gran variedad de relaciones y por lo general consideran elementos estocásticos del problema. Lo mismo que las ecuaciones en los sistemas simultáneos, las interrelaciones en un modelo de simulación son altamente dependientes del sistema bajo estudio.

- **Métodos Econométricos:** son sistemas de ecuaciones lineales de regresión múltiple cada una con diversas variable interdependientes. Este no es el único uso del término econometría, ya que hay quienes lo utilizan como un término general para cubrir ecuaciones de regresión simple, múltiple y sistemas de ecuaciones de regresión múltiple. Los pasos que sigue son:
 1. Determinar qué variables incluir en cada ecuación (especificación).
 2. Determinar la forma funcional (es decir, lineal, exponencial, logarítmica, etc.) de cada una de las ecuaciones.
 3. Estimar de manera simultánea los parámetros de las ecuaciones.
 4. Probar la significación estadística de los resultados.
 5. Verificar la validez de los supuestos implicados.
- **Métodos Bayesianos:** son útiles cuando se dispone de pocos datos. Inicialmente, se hace una estimación subjetiva de los parámetros y conforme se dispone de más datos se usa el teorema de Bayes para actualizar esas estimaciones.
- **Redes Neuronales:** es un conjunto de pequeñas unidades de procesamiento (neuronas) ligadas por conexiones dirigidas ponderadas (una red). Cada neurona recibe señales de entrada ya sea de una fuente de entrada o de otras neuronas. La señal se pondera según la conexión por la que pasa. Si el peso total de todas las señales de entrada es suficientemente fuerte, la neurona responde manda una señal por cada una de sus conexiones de salida a otras neuronas. Como una red neuronal aprende directamente de los datos, puede realizar clasificaciones, pronósticos, comprensión de datos y otras tareas similares.

2. 5 Medición del Error en los Métodos de Pronóstico

El tamaño y la persistencia de los errores de predicción y la incertidumbre futura dependen de una identificación errónea de patrones y relaciones; patrones inexactos o relaciones imprecisas; patrones o relaciones cambiantes

En general, se puede predecir exactamente la estacionalidad, relaciones promedio, patrones cíclicos promedio, tendencias tecnológicas emergentes y su influencia, continuidad de las tendencias establecidas, y tendencias generales. Por otra parte, no se pueden predecir exactamente los sucesos especiales, las acciones o reacciones competitivas, las ventas de los nuevos productos, el inicio y la profundidad de las recesiones, la duración y fortaleza de los auges, los cambios de tendencia, los cambios de las relaciones o actitudes y las innovaciones tecnológicas.

El error se define como la diferencia entre el valor pronosticado menos el valor real, existen diversas maneras de manejar el error y analizarlo a las que llamaremos fórmulas de medidas de exactitud de los métodos cuantitativos. Las fórmulas y su nomenclatura es la siguiente:

Fórmulas de Medidas de Exactitud de los Métodos Cuantitativos

Error medio (ME)	$ME = \frac{\sum_{i=1}^n e_i}{n}$
Desviación absoluta media (MAD)	$MAD = \frac{\sum_{i=1}^n e_i }{n}$
Error cuadrado medio (MSE)	$MSE = \frac{\sum_{i=1}^n e_i^2}{n}$
Desviación típica de los errores (SDE)	$SDE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n e_i^2}{n-1}}$
Error porcentual (PE _t)	$PE_t = \frac{X_t - F_t}{X_t} \times 100$
Error porcentual medio (MPE)	$MPE = \frac{\sum_{i=1}^n PE_i}{n}$
Error porcentual absoluto medio (MAPE)	$MAPE = \frac{\sum_{i=1}^n PE_i }{n}$

Donde

- e_t es el error ($e_t = X_t - F_t$)
- X_t es el valor observado en el periodo t
- F_t es el pronóstico del periodo t
- n es el número de observaciones
- t es un período en el conjunto de observaciones ($t = 1, 2, \dots, n$)

2.6 Programa de Cómputo de Pronósticos

Existe una gran diversidad de paquetes de computación para obtener pronósticos, hay desde los mas sencillos como el uso de hojas de calculo (Excel), hasta los mas especiales como EViews, QSB, etc. No olvidemos que cualquier paquete usado no es sino un instrumento del manejo y comprensión de los pronósticos; los cuales ya se han estudiado.

Para este trabajo se utilizará Eviews 3.1 (Econometrics Views) que es una versión para Windows de un conjunto de herramientas diseñadas originariamente por TSP (Times Series Processor). Se ha seleccionado por que es un programa que puede utilizarse para el estudio de series temporales, series atemporales y datos de panel. Algunas áreas en las que se aplica son: predicción de ventas, estudios de costos, análisis financiero, predicción macroeconómica, simulación, análisis y evaluación de cualquier tipo de datos estadísticos.

Cuando al programa E-Views se le define un modelo que explique el comportamiento de una variable, el programa responde analizando la estimación con los estadísticos y despliega una pantalla con la siguiente información:

Tabla 9. Estadísticos de la Estimación en E-Views

Dependent Variable: CONSUMO					
Method: Least Squares					
Date: 02/07/98 Time: 05:32					
Sample: 1991:01 2001:12					
Included observations: 132					
	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
	ACTIND	155.8841	5.645845	27.61042	0.0000
	INFLACION	274.1808	77.27845	3.547959	0.0005
	C	-5051.278	684.7695	-7.376610	0.0000
	R-squared	0.864237	Mean dependent var	12870.30	
	Adjusted R-squared	0.862133	S.D. dependent var	2432.815	
	S.E. of regression	903.3165	Akaike info criterion	16.47249	
	Sum squared resid	1.05E+08	Schwarz criterion	16.53801	
	Log likelihood	-1084.184	F-statistic	410.5941	
	Durbin-Watson stat	0.763881	Prob(F-statistic)	0.000000	

El resultado de la estimación del modelo que obtiene E-Views por mínimos cuadrados ordinarios aparece en la tabla anterior. En la parte superior aparece el nombre de la variable dependiente, el método de estimación empleado, la fecha y hora de realización, el periodo muestral y el número de observaciones que abarca el mismo. En segundo lugar, se encuentra la estimación de los coeficientes asociados a cada una de las variaciones explicativas junto con su error estándar o desviación típica estimada, el llamado estadísticos t de significación individual y la probabilidad del mismo. En tercer lugar, en la zona inferior, hay un bloque de estadísticos que permiten evaluar parcialmente la regresión realizada. A continuación se describen los estadísticos:

La columna con el nombre de **Coefficient** recoge el valor de los estimadores de los parámetros asociados a cada una de las variables explicativas, los cuales se obtienen a partir de la siguiente expresión.

$$\hat{\beta} = (X'X)^{-1} X'Y$$

Si se cumplen las hipótesis clásicas, señaladas anteriormente, éstos estimadores son lineales, insesgados, y consistentes. Además, dado que $\varepsilon \sim N(0, \sigma^2 I)$, entonces $Y = X\beta + \varepsilon \sim N(X\beta, \sigma^2 I)$ y por tanto $\hat{\beta} = (X'X)^{-1} X'Y \sim N(\beta, \sigma^2 (X'X)^{-1})$.

Cada uno de estos coeficientes recoge el cambio que experimenta la variable endógena ante un cambio unitario de la variable explicativa correspondiente, suponiendo que el resto de las variables permanecen constantes.

La columna de los **errores estándar (Std Error)** recoge la desviación típica estimada de los estimadores y mide, siempre que los estimadores sean insesgados, la precisión con la que son estimados los parámetros. O dicho de otro modo, nos indican el grado de confianza que podemos depositar en nuestras estimaciones.

La matriz de la varianzas y covarianzas estimada de los estimadores es

$$S_{\beta\beta} = S^2(X'X)^{-1}, \text{ donde } S^2 = \frac{e'e}{T-(K+1)} = \frac{\sum_{i=1}^T e_i^2}{T-K-1}$$

es un estimador insesgado y consistente. De esta forma, los errores estándar se obtienen como la raíz cuadrada de los elementos de la diagonal principal de dicha matriz.

Los **estadísticos t (t-stadistic)**, se calculan como el cociente entre el estimador y su error estándar $\frac{\hat{\beta}_j}{\hat{\sigma}_{\beta_j}}$. permiten contrastar la hipótesis de que el coeficiente es

igual a cero ($H_0: \beta_j = 0$ frente a $H_1: \beta_j \neq 0$) y que, por lo tanto, la variable en cuestión no es individualmente significativa para explicar el comportamiento de la variable endógena.

La **Probabilidad (Probability)** proporciona dos veces el área que el valor absoluto del estadístico t deja a su derecha e indica la probabilidad de cometer el error de rechazar la hipótesis nula siendo cierta (error de tipo I). Estos valores están calculados a partir de la distribución t de Student con T-K-1 grados de libertad, siendo K+1 el número de coeficientes de regresión incluyendo el término constante.

La **R-Cuadrada (R-squared, R^2)**, o coeficiente de determinación, es una medida estadística que sirve para valorar el éxito de la regresión para predecir los valores de la variable endógena dentro del periodo muestral y se define como la parte de la varianza de la variable dependiente explicada por las variables independientes:

$$R^2 = 1 - \frac{SCE}{SCT} = \frac{SCR}{SCT}$$

$$\text{donde } SCE = \sum_{i=1}^T e_i^2, \quad SCR = \sum_{i=1}^T (\hat{y}_i - y_i)^2 \quad \text{y} \quad SCT = \sum_{i=1}^T (y_i - \bar{y})^2$$

La **R-cuadrada ajustada (Adjusted R-squared, \bar{R}^2)** se obtiene a partir del R^2 , ponderándolo por los grados de libertad:

$$R^2 = 1 - \frac{SCE/(T-K-1)}{SCT/(T-1)} = 1 - \left(R^2 \frac{T-1}{T-K-1} \right)$$

La ventaja que presenta este coeficiente frente al R^2 es que permite comparar la capacidad explicativa de modelos referidos a una misma muestra de la misma variable endógena con distinto número de variables explicativas.

El **Error estándar de la regresión (S.E. of regresión)** es otra media que sirve para analizar la capacidad explicativa del modelo, pues está recogiendo la función objetivo ponderada por sus grados de libertad. Bajo las hipótesis clásicas, el cuadrado de este coeficiente es una estimación insesgada y consistente de la varianza de las perturbaciones:

$$S = \sqrt{S^2} = \sqrt{\frac{e'e}{T-(K+1)}} = \sqrt{\sigma_e^2}$$

La **Suma de los errores al cuadrado (Sum squared resid)** es el valor de la función objetivo en el mínimo, cuando se estima por mínimos cuadrados ordinarios, es decir, cuando se obtienen los estimadores de modo que las diferencias entre el valor observado de "Y" y el estimado sean los más pequeños posibles.

El **Logaritmo de la función de verosimilitud (Log likelihood)** es el valor de la función objetivo cuando se estima por máxima verosimilitud, es decir, cuando se obtienen los estimadores de los parámetros que maximizan la probabilidad de la muestra, o lo que es lo mismo, los más verosímiles dada la muestra disponible. Bajo la hipótesis clásicas el estimador por máxima verosimilitud de los coeficientes de regresión coincide con el estimador de mínimos cuadrados ordinarios:

$$\hat{\beta}_{MLV} = \hat{\beta}_{MCO} = (X'X)^{-1}X'Y.$$

Esto no ocurre por la varianza de las perturbaciones, siendo el estimador

$$\hat{\sigma}_{e,MLV}^2 = \frac{e'e}{T} = \frac{\sum_{i=1}^T e_{i,MLV}^2}{T}$$

Dado que con ambos métodos de estimación coinciden los estimadores de los coeficientes de regresión, a las propiedades anteriormente señaladas para los estimadores mínimo cuadráticos, se añaden las del estimador máximo verosimilitud. Por lo que respecta al estimador de la varianza de las perturbaciones, aunque es sesgado, es asintóticamente insesgado y consistente.

El **estadístico de Durbin-Watson (Durbin-Watson stat)** sirve para contrastar la hipótesis de ausencia de correlación entre las perturbaciones aleatorias frente a la presencia de autocorrelación según un esquema autorregresivo de orden uno. Su expresión es la que aparece a continuación:

$$DIW = \frac{\sum_{i=1}^T (e_i - c_{i-1})^2}{\sum_{i=1}^T e_i^2}$$

Las características básicas de la variable dependiente vienen tipificadas mediante su **Media (Mean dependent var)** y su **Desviación estándar (S.D. dependent var)**.

El **Criterio de información de Akaike (Akaike Info criterion)** y el **Criterio de Schwarz (Schwarz criterion)**, son dos estadísticos que sirven para analizar la capacidad explicativa de un modelo y permiten realizar comparaciones de este respecto a otros modelos anidados. La definición de cada uno de ellos es:

$$AIC = -\frac{2l}{T} + \frac{2(K+1)}{T}, \quad SC = -\frac{2l}{T} + \frac{(K+1)\log(T)}{T}$$

donde "l" es el logaritmo de la verosimilitud calculado en los valores obtenidos por los estimadores y cuya expresión viene dada por

$$l = -\frac{T}{2} \left(1 + \log(2\pi) + \log\left(\frac{e'e}{T}\right) \right)$$

El **Estadístico F (F-statistic)**, es el estadístico que se construye para contrastar la hipótesis de que los parámetros asociados a las variables explicativas del modelo (exceptuando el término independiente) son conjuntamente iguales a cero. Dicho de otro modo, el estadístico permite contrastar la capacidad explicativa conjunta de las variables introducidas en el modelo.

$$F = \frac{SCR/K}{SCE/(T-K-1)} = \frac{R^2/K}{(1-R^2)/(T-K-1)} \rightarrow F_{T-K-1}^K$$

Dado que el estadístico puede expresarse en términos del R^2 , el contraste puede considerarse como un modo de determinar si el coeficiente de determinación de modelo es suficientemente elevado estadísticamente como para considerar que la capacidad explicativa del modelo es adecuada.

La **Probabilidad del Estadístico F, Prob(F-statistic)**, mide la probabilidad de cometer el error de tipo I, es decir, de rechazar la hipótesis nula siendo cierta. Para calcularla se parte de una distribución F de Snedecor con K grados de libertad en el numerador y T-K-1 en el denominador.

Los elementos estadísticos explicados se utilizarán para analizar los pronósticos del Capítulo 4.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

43

CAPITULO 3. BASES Y FACTORES PARA LOS PRONÓSTICOS

*Ese principio de unidad, centro de atracción
y punto de apoyo de todo trabajo de la imaginación creadora,
es decir, de una síntesis subjetiva que tiene a objetivarse,
es el ideal"*

Ribot

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO 3. BASES Y FACTORES PARA LOS PRONÓSTICOS

3.1 Plan Nacional de Desarrollo del Sector Eléctrico

La Comisión Federal de Electricidad realiza anualmente las actividades de planeación de conformidad con lo estipulado en los artículos 4° y 8° de la Ley del Servicio Público de Energía eléctrica (LSPEE). El estudio prospectivo del mercado eléctrico tiene la finalidad de analizar los escenarios probables de crecimiento del consumo nacional de electricidad.

Las proyecciones son el resultado de modelos econométricos sectoriales, que relacionan el consumo de electricidad a variables económicas y demográficas, y modelos de estimación regional, fundamentados en el análisis de tendencias y del comportamiento de los sectores regionales.

La expansión del Sector Eléctrico Nacional (SEN) es planeación de largo plazo, ya que entre el periodo de la construcción de una nueva central de generación hasta su funcionamiento transcurre aproximadamente 4 años, y para transmisión se necesitan de 3 a 5 años de construcción. Considerando una vida útil del orden de 30 años.

En los estudios de expansión del SEN se requiere del análisis de los siguientes factores: demanda máxima y energía necesaria (incluyendo la demanda de autoabastecedores y cogeneradores), autoabastecimiento y cogeneración, sistema de generación existente, capacidad retirada, expansión del sistema de generación, capacidad comprometida, capacidad adicional no comprometida, y capacidad adicional total.

3. 1. a. Determinación de la Capacidad Instalada y Generación Necesaria

Del 2001 al 2010, el SEN requerirá adiciones de capacidad por un total de 27,357 MW, de los cuales 10,854 MW se encuentran en proceso de construcción o comprometidos y 16,503 MW se obtendrán de proyectos de capacidad adicional no comprometida.

- **Capacidad Comprometida**

El 61% de la capacidad total en construcción durante 2001 tiene la modalidad de producción independiente. Este esquema representará el 74% de la capacidad total comprometida o en construcción para los próximos 5 años.

- **Importación**

En el Sistema de Baja California se tiene la posibilidad de realizar importaciones de corto plazo en el mercado eléctrico de California; para el área Norte del Sistema Interconectado, se contrató con la *empresa El Paso Electric Company (EPE)* una importación de capacidad firme y energía asociada por 100 MW para el verano del 2001.

- **Exportación**

En el 2000, entre la CFE y la compañía de suministro eléctrico de Belice se incrementó la exportación a 25 MW, como parte del convenio establecido con la entrada en operación de la central Mérida III. A julio del 2001 la exportación alcanzó los 35 MW. Derivado de los problemas de suministro de energía eléctrica y en apoyo al Estado de California, en los primeros días de febrero de 2001 la CFE vendió 50 MW a través de la *California Department of Water*.

- **Capacidad Retirada**

La expansión del sistema de generación considera también el programa de retiros de capacidad, basado en los costos de operación y en la vida útil de las unidades generadoras. La capacidad a retirar en los próximos 10 años es de 1,661 MW. En el programa de retiros se considera un análisis beneficio-costo para elegir la decisión más favorable, entre conservar como reserva, rehabilitar o modernizar las unidades generadoras en lugar de retirarlas del servicio.

- **Capacidad Adicional no Comprometida**

Estos requerimientos son susceptibles de satisfacerse con inversión privada, mediante las licitaciones correspondientes.

3. 1. b. Infraestructura para Generación

En los últimos 40 años el crecimiento de la capacidad de generación del SEN, se ha basado en la utilización de hidrocarburos. La mayor parte de centrales de este tipo, corresponde a térmicas convencionales que emplean combustóleo. La capacidad adicional requerida en el futuro se obtendrá de la combinación de las tecnologías de generación disponibles y de las que se encuentran por iniciar operaciones. Los estudios de planeación indican que la expansión de costo mínimo se obtiene con una participación mayoritaria de proyectos de generación de centrales de ciclo combinado. Además de que son centrales con bajos niveles de contaminación, alta eficiencia térmica, construcción modular, y sobre todo, requieren de menores montos de inversión en comparación con otras tecnologías.

Tabla 10. Capacidad Adicional por Tecnología (MW), 2001-2010

Tecnología	Comprometida	No Comprometida*	Total	Porcentaje
Ciclo combinado	9,344	8,025 ¹⁾	17,369	63.5
Repotenciación	272		272	1.0
Hidroeléctrica	936	2,255	3,191	11.7
Carbón		2,100	2,100	7.6
Geotermia	118	5	123	0.4
Turbogas	134	83	217	0.8
Combustión Interna	51	161	212	0.8
Libre ²⁾		3,874	3,874	14.2
Total²⁾	10,855	16,503	27,358	100

¹⁾ Con posibilidad de ser sustituido parcialmente por carboeléctrica.

²⁾ Cifras redondeadas, por lo que los totales podrían no coincidir.

³⁾ Son tecnologías que aún no se encuentran definidas.

Dentro de los escenarios que analiza la CFE, para diversificar la capacidad de generación, se encuentran los siguientes:

- Mayor utilización de centrales duales ó carboeléctricas, puesto que las instalaciones a base de este recurso representan una tecnología madura. Además, este combustible cuenta con suficientes reservas mundiales y a precios estables. México no posee yacimientos carboníferos con un costo de extracción competitivo, por lo que de intensificarse el uso de este energético, requerirá importarlo y, de infraestructura especial para su manejo y operación.
- Construcción de centrales eléctricas que utilicen gas natural licuado en las costas este y oeste del país, con posibilidad de suministro a la red nacional de gasoductos y por consecuencia, a las plantas de generación eléctrica.
- Operación intensiva de centrales hidroeléctricas, que son competitivas durante las horas de punta de la demanda, que utilizan un recurso renovable y su construcción tiene un alto componente de integración nacional. Generalmente, las obras civiles de estas plantas se destinan a otros usos, como riego, agua potable, turismo y navegación.
- Otra posibilidad que se estudia, es el aprovechamiento del coque producido en refinерías, mediante la tecnología de lecho fluidizado, como en Salina Cruz, Oaxaca.

Los estudios muestran que en caso de presentarse limitaciones en el suministro de gas natural, es conveniente disminuir la capacidad requerida de proyectos de ciclo combinado e incrementar la capacidad de centrales duales, con posibilidad de usar combustóleo como combustible alternativo. Una opción favorable sería el puerto de Altamira en Tamaulipas, que cuenta con un desarrollo de hasta 3,200 MW. La evolución esperada de la capacidad de generación del SEN, considera la capacidad de generación existente en 2000 y los programas de expansión y retiro de unidades para la década del 2001 al 2010, totalizando 62,393 MW al final del horizonte de pronóstico.

Tabla 11. Evolución Esperada de la Capacidad de Energía Eléctrica (MW)

Año	Capacidad diciembre 2000	Adiciones acumuladas	Retiros acumulados	Capacidad a diciembre de cada año
2001	36,697	3,381	-	40,078
2002	36,697	4,678	79	41,296
2003	36,697	8,661	395	44,963
2004	36,697	9,917	560	46,054
2005	36,697	12,850	849	48,698
2006	36,697	15,632	873	51,456
2007	36,697	17,953	873	53,777
2008	36,697	20,704	1,112	56,289
2009	36,697	24,193	1,421	59,469
2010	36,697	27,357	1,661	62,393

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

La política energética se encuentra en congruencia con la normatividad ambiental actual, lo cual se refleja en una sustitución progresiva del consumo de combustible por gas natural en centrales generadoras ubicadas en zonas ambientalmente críticas, así como en una menor utilización de centrales que emplean combustible en el despacho económico del sistema de generación, conforme se incrementa la capacidad instalada de ciclos combinados.

Durante la década del 2001 al 2010, la demanda de electricidad ascenderá a 6.3% promedio anual, de acuerdo con el escenario de planeación de la prospectiva, la generación para autoabastecimiento crecerá a una tasa media anual de 14.2% en el periodo 2001-2010, más de dos veces el promedio del consumo nacional¹. Con una capacidad total de los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración de 4,862 MW.

3. 1. c. Infraestructura para Transmisión y Distribución

En la Tabla 12 y Figura 5 se muestran las regiones que estarán en expansión; además de la capacidad de expansión y el nivel de tensión a usar:

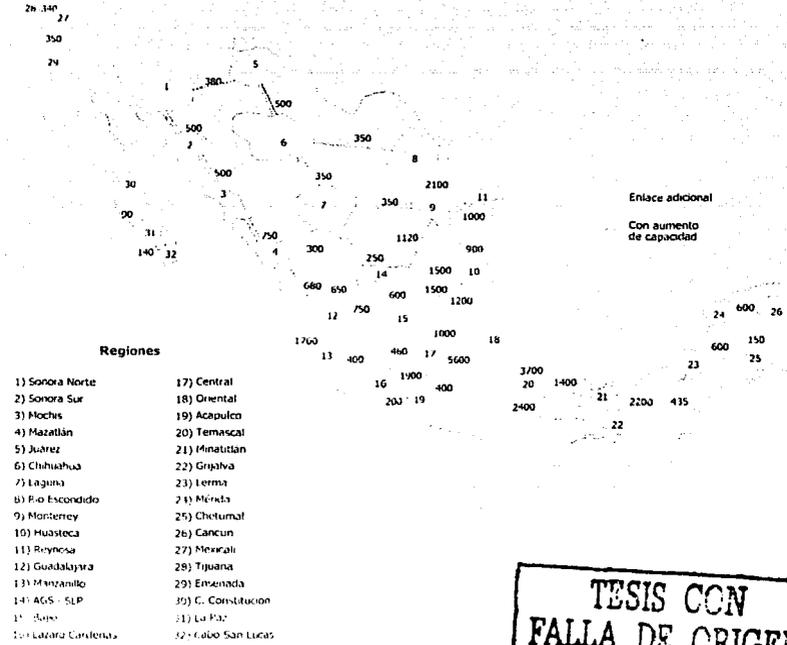
Tabla 12. Expansión de la Capacidad de Transmisión (MW), 2001-2005

Región	Enlace	Región	Nivel de tensión kV	Capacidad inicial 2000	Aumento de capacidad	Capacidad Total
Mazatlán	Mochis		400*, 230	420	330	750
Sonora norte	Sonora sur		230	330	170	500
Sonora norte	Juárez		400*		380*	380
Sonora sur	Mochis		400*, 230	220	280	500
Laguna	Chihuahua		230	235	115	350
Laguna	Monterrey		400*, 230	260	90	350
Laguna	Aguascalientes-SLP		230		250*	250
Chihuahua	Juárez		230	230	270	500
Río Escondido	Chihuahua		400	190	160	350
Monterrey	Reynosa		400*, 230	250	750	1,000
Monterrey	Aguascalientes-SLP		400		1,120*	1,120
Bajo	Central		400*, 230	750	250	1,000
Huasteca	Aguascalientes-SLP		400		1,500*	1,500
Huasteca	Oriental		400	750	450	1,200
Huasteca	Bajo		400		1,500*	1,500
Temascal	Grijalva		400	1,000	1,400	2,400
Oriental	Central		400*, 230	4,000	1,600	5,600
Oriental	Temascal		400*, 230	2,100	1,600	3,700
Lázaro Cárdenas	Central		400	1,700	200	1,900
Lázaro	Cárdenas		Acapulco	400*	200*	200
Mazatlán	Guadalajara		400	320	360	680
Grijalva	Lerma		400*, 230	250	185	435
Merida	Cancún		230	300	300	600
Merida	Chetumal		230, 115	120	30	150
Tijuana	Ensenada		230	180	170	350
Mexicali	Tijuana		230	320	20	340

* Enlace nuevo. Fuente: Comisión Federal de Electricidad

¹ Prospectiva del Sector eléctrico 2001-2010, p82.

Figura 5. Capacidad de transmisión entre regiones MW, 2005



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Las adiciones de capacidad de transmisión necesarias para abastecer la demanda esperada a costo mínimo, se determinan mediante estudios técnicos y económicos. Durante el periodo 2001-2005, se incorporaron al sistema 21,039 km de líneas de transmisión en niveles de tensión de 69 a 400 kV y 29,602 MVA en subestaciones reductoras.

Para el periodo 2006-2010, el programa de transmisión se estima con menor precisión, ya que existe la posibilidad de cambios relativos en el crecimiento de la demanda regional y de ajustes en la ubicación de las centrales. Sin embargo, en este periodo se estima que la red de transmisión crecerá en forma similar a la del periodo 2001-2005. La utilización máxima de los enlaces se presenta cuando ocurren los mantenimientos de las unidades generadoras y la salida forzada de éstas o de otros elementos de la red de transmisión.

3. 1. d. Inversión

En el periodo 2001-2010 se requerirá un total de 676 mil millones de pesos de 2001, desglosados como sigue: 242 mil millones para generación, 152 mil millones para transmisión, 126 mil millones para distribución, 80 mil millones para mantenimiento mayor, 15 mil millones para ingeniería y otras inversiones, y 61 mil millones de pesos para el pago de capital, que debe registrar el sector público federal por los proyectos emprendidos bajo el esquema Contrato Arrendamiento y Traspaso. La inversión del sector eléctrico se muestra en la Tabla 13.

El programa de expansión propuesto es resultado de una selección de proyectos que permiten lograr el mínimo costo del suministro eléctrico durante el periodo de planeación. La cartera de proyectos comprende dos categorías: (a) Proyectos típicos, de capacidades y tecnologías de generación disponibles comercialmente (termoeléctricos); y (b) Proyectos específicos, que requieren de un diseño especial para el aprovechamiento de los recursos primarios (agua y calor de la tierra).

**Tabla 13. Requerimientos de inversión del sector eléctrico 2001 – 2010
Incluye Financiamiento Privado (millones de pesos de 2001)**

Concepto	Subtotal 2001-2005	Subtotal 2006-2010	Total 2001-2010
Generación	100,593	141,432	242,025
Capacidad adicional (MW)	10,854	16,503	27,357
Proyectos de inversión financiada	96,567	140,831	237,398
Hidroeléctricas	8,696	12,550	21,246
Geotermoeléctricas	1,471	12	1,483
Ciclos combinados	74,603	73,172	147,775
Duales	7,289	39,750	47,039
Carboeléctricas	1,828	13,227	15,055
Termoeléctricas	2,680	2,120	4,800
Sector Público	4,026	601	4,627
Transmisión	75,272	76,861	152,133
Proyectos de inversión financiada	46,684	47,142	93,826
Sector Público	28,588	29,719	58,307
Distribución	62,839	63,601	126,440
Proyectos de inversión financiada	12,801	17,768	30,569
Sector Público	50,038	45,833	95,871
Mantenimiento	29,666	49,897	79,563
Subtotal	268,370	331,790	600,160
Otras inversiones	6,884	7,817	14,701
Capital de arrendamientos*	40,538	20,382	60,920
Total	315,792	359,989	675,781
Proyectos de inversión financiada	156,052	205,741	361,792
Sector Público	159,740	154,248	313,988

* Corresponde al pago de capital del sector público federal por los proyectos emprendidos bajo la modalidad Construir-Arrendar-Transferir en años anteriores.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro

3. 2 Mercado Eléctrico

3. 2. a. Escenarios de Pronósticos

Las nuevas expectativas del mercado eléctrico se definen a partir de tres escenarios macroeconómicos proporcionados por la Secretaría de Energía a los organismos e instituciones responsables de la planeación sectorial. Los escenarios considerados, de planeación, alto y moderado, muestran un comportamiento cíclico similar, aunque son diferentes en el ritmo de crecimiento económico.

- a) **Escenario de Planeación:** El escenario de planeación expresa las metas macroeconómicas gubernamentales por lo que se considera como eje para anticipar el nivel y las características de la expansión de la capacidad del sistema eléctrico. Este escenario de planeación toma en cuenta la expectativa oficial de desarrollo planteada en el PLANADE², según la cual en la segunda parte del sexenio se alcanzará un ritmo de crecimiento del producto del orden de 7.0%; el crecimiento anual medio del PIB global para los siguientes diez años será de 5.2%, y el consumo nacional se incrementará en promedio 6.3%. La estructura productiva de este escenario experimenta importantes cambios, en particular la industria manufacturera tiene un crecimiento menor (5.9%) que el año pasado (6.7%). Dado el importante peso del consumo industrial en el Mercado Eléctrico, esto se traduce en un menor ritmo de expansión del consumo.
- b) **Escenario Alto:** En el escenario alto el ritmo de crecimiento anual del PIB es de 5.8%, el crecimiento del consumo nacional de electricidad es 7.0% anual.
- c) **Escenario Moderado:** Proyecta un ritmo de crecimiento anual del PIB de 3.8%, el crecimiento del consumo nacional de electricidad es de 5.3% anual.

Se considera que la industria manufacturera crecerá en promedio anual 5.9%, incremento menor que en el 2000 de 6.7%.

Para la proyección del crecimiento de la población del 2001 al 2010, utilizan la información del Consejo Nacional de Población del 2000, que estima una tasa media anual de 1.2%. Considerando un promedio de 3.6 personas por vivienda al final del horizonte de análisis (actualmente es de 4.3 personas), con un ritmo anual de crecimiento de la vivienda de 3.2%.

Se prevé una racionalización de subsidios para los sectores residencial y agrícola, por lo que se espera una recuperación del precio real en el escenario de planeación. No obstante, en ningún escenario se alcanza el equilibrio de las relaciones precio/costo para estos sectores.

² Plan Nacional de Desarrollo.

La estimación para los demás sectores se apega a la variación del precio de los combustibles utilizados en la generación, y a la inflación ligada a los otros componentes del costo. El precio de los combustibles es el mismo en dólares para los tres escenarios, pero la evolución en moneda nacional es diferente, en función de los diferentes índices de inflación y del tipo de cambio. En los escenarios considerados se observa una caída real del precio del combustible. El precio del gas natural también presenta un ligero descenso, pero sólo en los escenarios de planeación y alto.

Se consideraron también, las tendencias tecnológicas sectoriales hacia un uso más eficiente de la electricidad, suponiendo la introducción de nuevos equipos y dispositivos.

La energía suministrada por particulares, que complementa la generación del servicio público, reúne la tendencia histórica de la capacidad instalada y la programación de nueva capacidad. El escenario de planeación contempla un crecimiento promedio anual de la energía autoabastecida de 14.2% del 2001 al 2010.

Al estimar el consumo nacional de energía, se deduce la parte cubierta por particulares y la diferencia es la electricidad que deberá suministrar el servicio público. Cualquier modificación al programa de instalación del autoabastecimiento representa cambios en el programa de instalación de obras de las empresas suministradoras.

3. 2. b. Consumo de Energía Eléctrica

El Consumo de energía eléctrica es la energía que debe ser suministrada por los diferentes recursos de capacidad con que cuenta el sistema eléctrico (generación propia, importación, excedentes de autoabastecedores) con el fin de abastecer la energía de las ventas, las pérdidas en la transmisión, los usos propios de las centrales y la energía de exportación. Si se subestima las ventas futuras existen el riesgo de no contar con la capacidad suficiente, o de reducir la capacidad de reserva a límites indeseables. Lo cual provocaría hacer cortes obligados de suministro. De la misma forma, si se sobreestima el consumo, se incurre en inversiones costosas que no se pueden usar a plena capacidad con el consecuente deterioro financiero de la empresa o el aumento de tarifas para conservar la salud económica de la operación del sistema.

Se proyecta que el consumo nacional de electricidad crecerá a una tasa promedio de 6.3% anual en el periodo de 2001-2010; en el 2010 se calcula que el consumo alcanzará 306.9 TWh. El consumo nacional en el 2000 fue de 166.4 TWh, donde 93.4% fue energía entregada por el servicio público y el restante 6.6% fue complementado con energía autoabastecida. Para el 2010, se espera que la participación privada en el consumo total de ese año, alcance un 8.6%. Este sector observará un crecimiento promedio anual del orden de 14.2% del 2001 al 2010. Los valores publicados en el Mercado Eléctrico se presentan en el Anexo 2.

El consumo de la Energía o Energía Neta³ (EN) necesaria en el mediano plazo suele estimarse a partir de los datos históricos del consumo nacional y regional por categoría de usuario, y de variables climáticas, demográficas, sociales y económicas que se correlacionan con el consumo de electricidad. Adicionalmente, las previsiones futuras de consumidores potenciales importantes se suman a la estimación obtenida de los datos históricos. Los modelos más empleados para su cálculo son la curva de regresión y la extrapolación de tendencias. El primero define a la EN como una función, en general lineal, de factores económicos y sociales que presumiblemente están relacionados con ella:

$$EN_t = a + b * U_t + c * V_t + \dots + e = EN_t + e$$

En donde:

EN_t es el valor real en el año t ,

EN_t es el valor estimado de EN en t

U, V, \dots son las variables independientes

a, b, c, \dots son coeficientes que se obtienen con el método de mínimos cuadrados

e es el error.

A principios de los noventa Comisión Federal de Electricidad utilizaba un modelo econométrico para pronosticar la demanda global del tipo

$$EN = a + b (\text{PIB} * \text{IFBA}) + C * \text{POB} + e,$$

En donde:

PIB es el producto interno bruto,

IFBA es la inversión bruta fija acumulada y

POB es la población.

En 1995, además del modelo global, emplea modelos econométricos sectoriales, en los que las variables independientes son: las ventas por usuario, el precio de la electricidad suministrada, el número de usuarios, el producto bruto de las actividades que influyen en el consumo del sector y, para el caso del sector agropecuario, la precipitación pluvial. Las ventas sectoriales así obtenidas se integran para obtener el pronóstico global. Este método tiene la ventaja de promover el análisis de las razones que subyacen al consumo de energía eléctrica, y la desventaja de que requiere del pronóstico previo de las variables independientes, cuyo comportamiento puede ser más irregular que la propia energía neta.

En el caso de las rentas de regresión, uno de los criterios para definir las variables independientes por incluir en el modelo es seleccionar al conjunto cuya suma de errores al cuadrado sea menor. Sin embargo, no siempre coincide que la que logra el mejor ajuste con los datos históricos sea la que mejor pronostica el consumo de los siguientes años.

³ La energía neta es la energía entregada a la red, registrada después de abastecer los usos propios de la central (Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, *Desarrollo del mercado eléctrico 1986-2000*, México, 1991)

3. 2. c. Demanda Máxima de Energía Eléctrica

Demanda es la potencia a la que debe suministrarse la energía eléctrica requerida en un instante dado (demanda instantánea en MW). El valor promedio dentro de cierto intervalo es igual a la energía requerida entre el número de unidades de tiempo del intervalo (MWh/h). En CFE se mide la demanda instantánea y se lleva un registro de las demandas horarias que se presentan a lo largo del año. En el transcurso del tiempo las demandas horarias se presentan formado picos y valles por las variaciones del clima y las actividades económicas y sociales.

La Demanda Máxima es el valor máximo de las demandas horarias en el año (MWh/h). Esta representa para un instante dado, la máxima coincidencia de cargas eléctricas (motores, compresores, iluminación, equipo de refrigeración, etc.) operando al mismo tiempo. No es igual encender una línea de motores al mismo tiempo que hacerlo en arranque escalonado; ya que el medidor de energía almacenará la lectura correspondiente al máximo valor registrado de demanda, en cualquier intervalo de 15 minutos de cualquier día del ciclo de lectura.

La Demanda Máxima Coincidente es la demanda máxima que se presenta en un sistema eléctrico interconectado durante cierto periodo. La Demanda Máxima No Coincidente es la suma de las demandas máximas de las áreas de un sistema eléctrico, sin considerar el tiempo en que se presentan. La Demanda Media es igual a la energía necesaria en el año dividida entre el número de horas del año.

El criterio dominante para definir la capacidad requerida es que debe ser suficiente para responder a la demanda máxima del periodo que se estudia; si no, al menos en una hora no se podría suministrar energía a un cierto número de usuarios. Al calcular la capacidad necesaria también se debe considerarse una holgura, o reserva, para cubrir a los mantenimientos programados y la confiabilidad de los equipos.

De los datos de la demanda de energía anual, las demandas horaria y la capacidad instalada se obtienen tres rasgos interesantes de los sistemas eléctricos:

- ⇒ **Factor de Planta (FP)**. Es el cociente de la generación total en un año entre la energía que se habría producido si toda la capacidad instalada hubiera operado las 8,760 horas del año.
- ⇒ **Factor de Utilización (FU)**. Es el cociente de la demanda máxima entre la capacidad instalada. Representa la máxima porción de la capacidad instalada que fue solicitada durante una hora.
- ⇒ **Factor de Carga (FC)**. Es el cociente de la demanda promedio entre la demanda máxima.

La reserva disminuye cuando aumentan el FP y el FU. Al disminuir la reserva, el riesgo de que la capacidad disponible disminuya por debajo de la demanda máxima aumenta y, en consecuencia, la confiabilidad del sistema de generación se reduce.

La capacidad disponible es suficiente siempre que en todo el año se cumpla la siguiente desigualdad:

$$CD = CI - CFS \geq DM$$

En donde:

CD es la capacidad disponible

CI es la capacidad instalada

CFS es la capacidad fuera de servicio (CFS = SP + SF)

SP es la capacidad indisponible por salidas programadas

SF es la capacidad indisponible por salidas forzadas

DM es la demanda máxima

Una forma de calificar la confiabilidad de los sistemas de generación es a través del riesgo de no contar con la suficiente capacidad para cubrir las demandas pico o máximas horarias (máximos MWh/h demandados); y para medir ese riesgo se emplea el número esperado de días en un año en que la desigualdad anterior se cumple.

$$E(PC) = \sum x_i \cdot P\{CD_i < DM_j, \{DM_j\}\} \cdot P[\{DM_j\}]$$

En donde:

E(PC) es la esperanza del número de días de que haya pérdida de carga
i es el día del año, i = 1, ..., 365

$x_i = 0$ para $CD_i \geq DM_j$

$x_i = 1$ para $CD_i < DM_j$

$P[\{ \}]$ significan probabilidad

$P\{ () \{ \} \}$ significan probabilidad condicional

$\{DM_j\}$ es el conjunto j de las 365 demandas máximas diarias

Los dos factores que intervienen en la determinación de E(PC) son: la incertidumbre sobre la capacidad disponible y sobre de la demanda máxima

La demanda máxima a ser abastecida por el sistema eléctrico sirve como parámetro para estimar los recursos de capacidad de generación y transmisión. La demanda total que será suministrada por el sistema eléctrico es la demanda del servicio público más la de las plantas de autoabastecimiento y cogeneración, que requieren servicios de transmisión y de respaldo. La demanda de transmisión y respaldo se estima considerando las plantas de particulares Enertek y Arancia y las contenidas en el programa de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración. En el Anexo 3 se observan las cifras correspondientes a la demanda máxima por área.

3. 2. d. Modelos Económicos Sectoriales para la Proyección del Mercado Eléctrico

Las fórmulas que se utilizan para las proyecciones son funciones explicativas que se muestran a continuación:

A. Desarrollo Normal

A. 1 Residencial

Modelo de saturación de usuarios $RSAT_t = f(RSAT_{t-1}, RSAT_{t-2}, T)$
Modelo de ventas por usuario $VU_t = f(VU_{t-1}, SAT_t, CPV_t, P_t, PRED_t, T)$

UR Número de usuarios residenciales
VIV Número de viviendas
SAT Coeficiente de saturación de usuarios = UR / VIV
RSAT $(1 - SAT) / SAT$
T Tiempo
VU Ventas de energía por usuario residencial
CPV Consumo privado por vivienda
P Precio medio real de electricidad en el sector residencial
PRED Precio real de los electrodomésticos
T Tendencia tecnológica autónoma

A. 2 Comercial

Modelo de número de usuarios $U_t = f(U_{t-1}, U_{t-2}, UR_t, UR_{t-1}, T, Y_t)$
Modelo de ventas por usuario $VU_t = f(Y_t, P_t)$

U Número de usuarios comerciales
UR Número de usuarios residenciales
Y PIB de comercio y servicio
T Tiempo
VU Ventas de energía por usuario
P Precio medio real de electricidad

A. 3 Alumbrado Público

Modelo de número de usuarios $UUR_t = f(UR_t)$
Modelo de ventas por usuario $VU_t = f(VU_{t-1}, U_t, U_{t-1}, CPPOB_t, P_t, T)$

UUR U/UR
U Número de usuarios de alumbrado público
UR Número de usuarios residenciales
VU Ventas de energía por usuario
CPPOB Consumo privado por habitante
P Precio medio real de electricidad
T Tendencia tecnológica

A. 4 Bombeo de Aguas Negras y Potables

Modelo de número de usuarios $U_t = f(U_{t-1}, PREL_t, UR_t, T)$
Modelo de ventas por usuario $VU_t = f(VU_{t-1}, U_t, CPVIV_t, P_t, T)$

U Usuarios en bombeo de aguas negras y potables
PREL Precio medio del kWh en bombeo / precio medio del kWh en el sector de empresa mediana
UR Número de usuarios residenciales
T 1/Tiempo
VU Ventas por usuario
CPVIV Consumo privado por vivienda
P Precio medio real de kWh
T 1/Tiempo²

A. 5 Servicio Temporal

Modelo de ventas totales $V_t = f(P_t, IFB_t)$

- V Ventas totales
- P Precio medio real del kWh
- T Inversión Bruta Fija total de la economía

B. Industria

B. 1 Mediana Empresa

Modelo de ventas totales $V_t = f(V_{t-1}, Y_t, T, PEG_t, PEC_t)$

- V Ventas totales
- Y PIB de manufactura
- T Tendencia tecnológica autónoma
- PEG Precio relativo electricidad / gas natural
- PEC Precio relativo electricidad / combustóleo

B. 2 Gran Industria

Modelo de intensidad energética eléctrica $IEE_t = f(IEE_{t-1}, YK_t, PEG_t, PEC_{t-1}, T)$

- IEE C / Y
- C $V^* + A$
- V* Ventas del sector de la gran industria excluyendo los acueductos Mexicali-Tijuana y Cutzamala
- A Autogeneración neta de los clientes
- Y PIB de las ramas intensivas en el consumo de electricidad
- K Acervo de capital fijo bruto de la ramas intensivas
- YK Relación producto / capital = Y / K
- PEG Precio relativo electricidad / gas natural
- PEC Precio relativo electricidad / combustóleo
- T Tendencia tecnológica

C. Bombeo Agrícola

Modelo de número de usuarios $U_t = f(U_{t-1}, U_{t-2}, P_t, SCR_t)$

Modelo de ventas por usuario $VU_t = f(PLU_1, PLU_2, SCRU_t, P_t)$

- U Número de usuarios
- P Precio medio real de kWh
- SCR Superficie regada total
- VU Ventas por usuario
- PLU₁ Precipitación pluvial en los trimestres primero y cuarto del año
- PLU₂ Precipitación pluvial en los trimestres segundo y tercero
- SCRU Superficie regada por usuario

3.3 Otros Factores Determinantes

3.3.a. Política Fiscal

La política fiscal debe desempeñar un papel primordial en la orientación del futuro del sector eléctrico, ya que si se logra promover los equipos que ahorran energía, habría ahorros de inversión al no tener que realizar instalaciones de generación para el consumo dispendioso. Al mismo tiempo, un ahorro de energía termoeléctrica trae asociado un mejoramiento del medio ambiente local y global, ya que la generación implica la emisión de contaminantes a la atmósfera (aproximadamente un kg de CO₂ por kWh producido). Una cantidad de electricidad utilizada con eficiencia, puede inducir a un nivel de bienestar adecuado con menor inversión.

El último programa energético⁴ se fundamente en la visión de que el sector energético mexicano es frágil y vulnerable, por lo que se fomenta la inversión privada como única salida posible. Esto a largo plazo, puede provocar un posible desmantelamiento del servicio público, cuando este servicio desempeña un papel fundamental en la cohesión económica y social del país. Por otro lado, también la creación de un mercado para particulares genera el temor de que se desmonopolice la industria sólo para crear monopolios privados, que aumenten las tarifas, sin invertir para asegurar un abastecimiento adecuado, o que con sus ganancias se dirija a fortalecer sus posiciones a nivel internacional y no a modernizarse para abastecer mejor el mercado interno.

En los últimos años las inversiones necesarias para mejorar la prestación del servicio de distribución se han rezagado debido a restricciones presupuestarias. El retraso de estas inversiones se ha traducido en pérdidas equivalentes al 10 por ciento de las ventas en baja tensión, así como en pérdidas comerciales por insuficiencia en medidores y otros equipos.⁵ Bajo este escenario, el crecimiento acelerado de la demanda de electricidad exige la modernización y ampliación de los sistemas de distribución.

La necesidad de recursos para el desarrollo del sector eléctrico exige que las empresas, u organismos, responsables del servicio operen con una deseable autonomía de gestión que les permita reinvertir sus utilidades y al mismo tiempo abrir el camino para el financiamiento externo, tanto nacional como internacional, con la seguridad de que el mejor medio para garantizar la viabilidad de los proyectos de inversión sea en cada caso su rentabilidad a través de la venta de la energía con tarifas adecuadas en los plazos convenidos.

⁴ Programa Sectorial de Energía 2001-2006. *Un país con energía es un país con futuro*, Secretaría de Energía, México 2001, 154 p.

⁵ Programa Sectorial de Energía 2001-2006, p47.

3. 3. b. Tarifas Eléctricas

Las tarifas son el instrumento de control completo para la demanda eléctrica, ya que una tarifa alta induce al ahorro y también propicia la innovación ahorradora de energía. La tarifa idónea debe contener fundamentalmente los elementos de un costo optimizado y una contribución al erario de aquellos usos que no son parte del aparato productivo o de mínimos de bienestar para la población. Las tarifas para el aparato productivo tampoco tienen que ser mayores de lo que representa su costo marginal de largo plazo, puesto que distorsionarían los precios y se dejarían de producir bienes competitivos.

El principal problema que tiene nuestro sistema tarifario es que éste no vincula los costos reales de generación al recibo que deben pagar los usuarios de la energía eléctrica⁶. Aplicando tarifas altas a algunos consumidores y subsidios a otros distorsiona los patrones de consumo, propicia el desperdicio de energía, estimula innecesariamente la demanda, y ejerce presiones adicionales sobre la capacidad instalada.

El desarrollo creciente de la industria eléctrica en México requiere eliminar en forma definitiva y permanente los subsidios a otros sectores a través de tarifas preferenciales. En la misma forma deberá eliminarse la morosidad en el pago y el robo de la energía (también llamados usos ilícitos), en particular cuando se trata de grandes consumidores, como son: municipios y entidades gubernamentales. Si estas prácticas no se llevan a cabo, el sector tendría capacidad, con tarifas justas, para operar por sí mismo, crecer y desarrollarse para atender las necesidades del país.⁷

3. 3. c. Tecnología Energética

El cambio tecnológico afecta necesariamente los ritmos de utilización de las reservas energéticas no renovables. El avance tecnológico presiona a la reducción de los consumos unitarios, que alargarían la vida de las reservas energéticas, y a la oferta de nuevos satisfactores, que demandan las fuentes de energía como la electricidad en su producción y uso.

Los nuevos desarrollos tecnológicos se enfocan hacia tecnologías con eficiencias más altas, con costos por unidad de generación más reducidos y reducción de emisiones.⁸ Aunque los cambios tecnológicos en fuentes potenciales mayores se perfeccionaran en el mediano plazo, su periodo de construcción, difusión y maduración los ubica en un plazo más alejado.

⁶ Los subsidios otorgados a las tarifas del sector industrial son en promedio del 10% de su valor, al sector residencial y agrícola de 40% y el sector comercial no tiene.

⁷ Consideraciones Acerca del Desarrollo del Servicio Público de Energía Eléctrica en México, Salvador Vélez García; p 31.

⁸ Energía Eléctrica y Medio Ambiente en México, p 95.

Las tendencias futuras para la generación de electricidad en México incluyen un posible incremento en la generación con carbón, un fuerte incremento en ciclo combinado, un incremento muy reducido de combustóleo y geotermia, ningún incremento en nuclear, incremento pequeño en turbogás y combustión interna y un incremento marginal de eólica. En el caso de la energía nuclear, su expansión en la generación no es fácil de proyectar, debido a razones políticas, económicas, ambientales y de seguridad.

3. 3. d. Fuentes de Energía

En el mediano plazo la oferta de energía eléctrica estará más o menos definida tecnológicamente dentro de las opciones conocidas en el presente. Como se observa en el apartado anterior el país continuará dependiendo fuertemente de los combustibles fósiles para satisfacer sus necesidades futuras de energía eléctrica.

La expansión del sector eléctrico mexicano considera la disponibilidad de gas natural. Los riesgos que implica la dependencia casi exclusiva del gas natural para la generación eléctrica y la volatilidad de su precio, conllevan la necesidad de contar con tecnologías que aprovechen las ventajas comparativas de combustibles alternos. Tal es el caso del Crudo Maya Despuntado, como sustituto del combustóleo en centrales convencionales, y la utilización de Residuos de Vacío que se producen en las refinerías ya que, emulsionándolos en agua, se obtiene un combustible de menor costo que el combustóleo.

Las ventajas que ofrecen las fuentes renovables de energía de generación consisten en su amplia disponibilidad de recursos, beneficios ambientales y existencia de mercados internacionales para la adquisición de equipos. Las posibilidades que ofrecen las fuentes no convencionales, específicamente las solares y sus derivadas, como la eólica, maremotriz y por otro lado la geotermia, permitirán aumentar la participación de fuentes renovables; pero no se espera que estas últimas en conjunto aporten más de 10 por ciento.

3. 3. e. Servicio y Sociedad

A pesar de que el Sector Eléctrico ha cubierto los requerimientos de electricidad, no ha podido explotar su potencial para cubrir la demanda y tener un margen de reserva de operación en condiciones seguras. El Nivel del Margen de Reserva del Sistema Interconectado considerado como mínimo adecuado en los estándares internacionales es de 6 por ciento, que significa aproximadamente 2,200 MW, de la capacidad de generación actual en México. En abril del 2000, el Margen de Reserva alcanzó un nivel mínimo crítico de 0.4 por ciento, debido a la combinación de ocurrencia de la demanda máxima del mes, una capacidad no disponible por mantenimiento o falla de unidades generadoras y a retraso en la entrada de capacidad adicional de nuevas centrales generadora.

3.4 Variables Explicativas de la Demanda y Consumo de Energía Eléctrica

Las variables que se consideran adecuadas para determinar si son explicativas de la demanda y consumo de energía eléctrica son: el Producto Interno Bruto (PIB), Precio medio de la electricidad, población, crecimiento de la Industria, Precio de Hidrocarburos, Inflación, Inversión Bruta Fija. Los cuales se explican a continuación:

3.4. a. Producto Interno Bruto (PIB)

El Producto Interno Bruto se define como la suma de los valores monetarios de todos los bienes y servicios producidos por un país durante un periodo determinado, computados éstos al precio final alcanzado en el momento en que son destinados al usuario final, es decir, no se incluye el valor de los bienes y servicios que se consumen durante el proceso productivo. Los valores del PIB trimestrales se muestran en el Anexo 4.

Se calcula sumando los pagos a los factores de la producción, es decir, la remuneración de asalariados, el consumo de capital fijo, el excedente de operación (pagos a la mano de obra no asalariada; los intereses, regalías y utilidades y las remuneraciones a los empresarios) y los impuestos indirectos, una vez deducidos los subsidios que otorga el gobierno. Otra forma de su cálculo es deduciendo al Valor Bruto de la Producción el valor de los bienes y servicios utilizados en el proceso productivo, es decir, los bienes de consumo intermedio.

Las divisiones en que se puede conocer el valor específico del PIB por rama son:

- División I.** Productos alimenticios, bebidas y tabaco.
- División II.** Textiles, prendas de vestir e industria del cuero.
- División III.** Industria de la madera y productos de madera.
- División IV.** Papel, productos de papel, imprentas y editoriales.
- División V.** Sustancias químicas, derivados del petróleo, productos de caucho y plástico.
- División VI.** Productos de minerales no metálicos, excepto derivados del petróleo y carbón.
- División VII.** Industrias metálicas básicas.
- División VIII.** Productos metálicos, maquinaria y equipo.
- División IX.** Otras industrias manufactureras.

Para calcular los valores del PIB y lograr resultados regulares y consistentes se utiliza una fórmula estadística sencilla, desde el punto de vista matemático. El campo de selección se limita a las fórmulas acumulativas en las que las cantidades se valúan y totalizan a precios constantes. Entre ellas, se opta por la aplicación de la fórmula de Laspeyres, de agregación ponderada con base en los precios del año 1980, cuya expresión matemática general es la siguiente:

$$Q_{o,n} = \frac{\sum P_o Q_n}{\sum P_o Q_o}$$

En donde, para un subgrupo dado:

$Q_{o,n}$ es el índice de volumen físico de la producción del periodo n con relación al periodo 0

0 es el año base

n es el periodo de referencia

Q_n es la cantidad de un bien producido durante el periodo n

Q_o es la cantidad de un bien producido durante el periodo base

P_o es el precio medio de un bien correspondiente al periodo base

Cuando el periodo n corresponde a un año, la fórmula es aplicable en forma directa para la obtención de índices anuales. Para la construcción de índices mensuales, el periodo n se refiere a un mes dado, situación que implica la adecuación del denominador $\sum P_o Q_o$ que en la fórmula corresponde al valor total de producción en el año base, de tal forma, que permita relacionar el valor correspondiente de un mes dado con el promedio mensual del valor de producción del año base, es decir: $\frac{1}{12} \sum P_o Q_o$

4. 1. b. Precio Medio de la Energía Eléctrica

Es el promedio de las tarifas de cada uno de los sectores a los que se suministra energía eléctrica considerados en un mes. En Anexo 5 se muestran los valores.

4. 1. c. Población

El ritmo de crecimiento de la población mexicana depende de la mortalidad, de la fecundidad y de la migración; a su vez, la inercia del crecimiento poblacional. La proyección de la población constituye un instrumento indispensable para llevar a cabo la planeación económica, social y demográfica del país. De esta es posible calcular los requerimientos futuros en materia de educación, empleo, vivienda, salud y seguridad social, energía eléctrica entre otros. Los valores de población se encuentran en el Anexo 6.

4. 1. d. Actividad Industrial

Este índice expresa el volumen físico de la producción y tienen como marco conceptual y metodológico al Sistema de Cuentas Nacionales e México con año base de cálculo 1993=100. Actualizando los niveles de la producción, del valor agregado y del consumo intermedio, la estructura económica del país y las ponderaciones que sirven de base a los índices que aquí se presentan.

El método de cálculo del índice de volumen físico de la producción de las actividades industriales según el origen económico de las mismas, consiste en elaborar índices mensuales de volumen físico de la producción para cada uno de los subgrupos preseleccionados por su representatividad, para los cuales se agrupa información de cantidades producidas, valores de producción y precios básicos. Los valores se encuentran en el Anexo 7.

4. 1. e. Precio de Hidrocarburos

Es el valor en el mercado de los combustibles obtenidos del petróleo, necesarios para la generación de electricidad. Los valores se encuentran en el Anexo 8.

4. 1. f. Inflación

La inflación es un proceso continuo de aumento en el nivel general de precios, cuya magnitud se mide por la tasa de inflación. Las tasas de inflación pueden ser calculadas: respecto al mes anterior, respecto al mismo mes del año anterior, respecto a diciembre y promedio anual. Con respecto al índice de precios quincenal se calcula la variación de los precios respecto a la quincena anterior. La tabla de inflación se muestra en el Anexo 9.

4. 1. g. Inversión Fija Bruta

La Inversión Fija Bruta mide el valor total de las adquisiciones de activos fijos tangibles o intangibles, obtenidos como resultado de procesos de producción, que son efectuados por el productor durante el periodo contable durante más de un año. Dentro de ellos se consideran: edificios, instalaciones y estructuras no residenciales; maquinaria y equipo; equipo de transporte; software y programas de informática, comprados o producidos por cuenta propia y que se usarán por más de un año; originales literarios y otros activos fijos tangibles e intangibles. Se incluyen además de las adiciones, las mejoras que se hacen a los bienes que están destinados a prolongar su vida útil o su capacidad de producción.

El método de cálculo del índice de volumen físico de la inversión fija bruta según sus componentes, consiste en elaborar índices mensuales de volumen físico de las ventas destinadas a los bienes de capital. Los índices mensuales son elaborados con base fija en el año de 1993, elegido éste para todos los cálculos que realiza el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI) sobre Indicadores Macroeconómicos de Coyuntura del Sistema de Cuentas Nacionales de México (SCNM); con éstos índices se extrapolan los valores de la maquinaria y equipo de origen nacional, registrados en el año de 1993. El valor total de la inversión fija bruta, con base en el año de 1993, se obtiene por agregación de los valores constantes de la maquinaria y equipo de origen nacional e importado y de la construcción; presentándose en forma de números Índices. Los valores correspondientes a esta variable están en el Anexo 10.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CAPITULO 4. PRONÓSTICOS Y ESCENARIOS DEL CONSUMO Y DEMANDA MÁXIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

*Lo conocido es finito, lo desconocido infinito;
desde el punto de vista intelectual
estamos en una pequeña isla en medio de un océano ilimitable de inexplicabilidad.
Nuestra tarea en cada generación es recuperar algo más de tierra.*

T.H. Huxley

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO 4. PRONÓSTICOS Y ESCENARIOS DEL CONSUMO Y DEMANDA MÁXIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1 Consumo de Energía Eléctrica

Como se menciona en el Capítulo anterior la Comisión Federal de Electricidad (CFE) realiza pronósticos del Consumo con modelos explicativos. En este Capítulo se determinará un modelo de pronóstico para el Consumo que utilice variables explicativas de la economía y población, así como variables binarias, que expliquen las variaciones mensuales.

Para conocer la correlación de las variables explicativas (estudiadas en el Capítulo anterior apartado 3.4) se realizaron pruebas en E-Views y se determinó si explicaban la demanda y consumo con los estimadores de ecuación como son el coeficiente de correlación, prueba t y F, etc. (explicados en el capítulo 2, apartado 2.6). Los datos históricos del Consumo se encuentran en el Anexo 11.

4.1. a. Modelos Analizados para Determinar las Variables Explicativas del Consumo de Energía Eléctrica

Para el modelo del Consumo de Energía Eléctrica se corrieron nueve modelos, que se explican a continuación:

- ⇒ **Modelo 1.** Se prueban las variables actividad industrial e inflación; ambas variables tiene una probabilidad explicativa alta; sin embargo el coeficiente de correlación es de 0.864237 por lo que se busca mejorarlo. La representación de la ecuación y los estadísticos del modelo están en el Anexo 12.
- ⇒ **Modelo 2.** Se prueban las variables actividad industrial, inversión bruta fija e inflación. La inflación resultó redundante, por tanto se elimina la variable y el coeficiente de correlación aumenta a 0.874579. La representación de la ecuación y los estadísticos del modelo están en el Anexo 13.
- ⇒ **Modelo 3.** Se prueban las variables actividad industrial, inversión bruta fija, precio de hidrocarburos e inflación para explicarlo. La actividad industrial es la única variable que no es redundante y el coeficiente de correlación es mucho menor que en la prueba 1. La representación de la ecuación y los estadísticos del modelo están en el Anexo 14.

Hasta este momento la prueba del modelo 2 explica más el comportamiento del consumo, sin embargo no se ha obtenido una correlación alta por lo que se agregan la variable tiempo, y las variables binarias B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, B8, B9, B10 y B11 que trabajan sobre la variación mensual en el consumo de energía eléctrica.

Las variables binarias son variables que toman valores de cero y uno para explicar conjuntos de datos con características cíclicas, es decir, se manifiestan en distintos periodos en plazos constantes. Por ejemplo, para datos mensuales en un año, regularmente se presentan aumentos similares en un mismo mes de un año a otro. Así, para los datos de consumo y demanda en cada mes se considera una variación mensual similar año con año, generándose la siguiente matriz:

	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

De esta asignación se parte para realizar las siguientes pruebas de modelos.

- ⇒ **Modelo 4.** Se trabaja sobre el modelo 2 (variables actividad industrial e inversión bruta fija), se agrega el PIB y las variables binarias. El coeficiente de correlación aumento a 0.966782, sin embargo la variable binaria B9 y el PIB resultaron redundantes. Al eliminar las variables redundantes el coeficiente de correlación disminuye a 0.965680. La representación de la ecuación y los estadísticos del modelo están en el Anexo 15.

- ⇒ **Modelo 5.** Se trabaja sobre el modelo 4 con variables redundantes y se agrega la variable población como explicativa. El coeficiente de correlación aumenta a 0.968137; por otro lado, las variables redundantes son la inversión bruta fija, la población, la variable binaria b9 y el PIB (las dos últimas también resultaron redundantes en el modelo 4). Por tanto se prueba eliminando las variables redundantes y se obtiene un coeficiente de correlación de 0.963278; menor al del modelo 4. La representación de la ecuación y los estadísticos del modelo están en el Anexo 16.
- ⇒ **Modelo 6.** Se prueba el modelo 4 sin las variables: B9, inversión bruta fija, PIB y se agrega la población (ya que se considera que explica más el consumo, que las variables eliminadas). Todas las variables resultaron explicativas y el coeficiente de correlación fue de 0.966234, mayor al obtenido en el modelo 4 (sin variables redundantes). La representación de la ecuación y los estadísticos del modelo están en el Anexo 17.
- ⇒ **Modelo 7.** Se prueba el modelo 5 no considerando las variables inversión bruta fija y PIB. La prueba no tiene variables redundantes y el coeficiente de correlación obtenido es de 0.967632, correlación mayor al del modelo 5 y 6. La representación de la ecuación y los estadísticos del modelo están en el Anexo 18.
- ⇒ **Modelo 8.** Se trabaja sobre el modelo 7 y se aumenta la variable precio medio de la energía eléctrica. Se obtiene las variables tiempo, población y el precio medio como variables redundantes; el coeficiente de correlación aumenta a 0.967671, poco mayor al obtenido en el modelo 7. Se prueba sin las variables redundantes y el coeficiente disminuye radicalmente a 0.879999 y aumentan las variables redundantes a B1, B2, B4, B8, B9, B10, B11. Por lo que se desecha esta prueba. La representación de la ecuación y los estadísticos del modelo están en el Anexo 19.
- ⇒ **Modelo 9.** Del modelo 7 se supone que el PIB es más explicativo que la actividad industrial (como se realizan los pronósticos en el Sector Eléctrico Nacional), por tanto se usan el PIB, la población y las variables temporales, para explicar el consumo, para lo que se obtiene un modelo sin variables redundantes y con un coeficiente de correlación de 0.963492 menor al obtenido en el modelo 7. La representación de la ecuación y los estadísticos del modelo están en el Anexo 20.

Lo anterior se resume en la Tabla 14.

Tabla 14. Resumen de Modelos Explicativos del Consumo

VARIABLES	MODELO											
	1	2	3	4	4*	5	5*	6	7	8	8*	9
Termino Independiente	E	E	R	E	E	E	E	E	E	R		E
Actividad industrial	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	
Inflación	E	R	R									
Inversión Bruta Fija		E	R	E	E	R						
Precio Hidrocarburos			R									
PIB				R		R						E
Población						R		E	E	R		E
Precio medio electricidad										R		
Tiempo				E	E	E	E	E	E	R		E
B1				E	E	E	E	E	E	E	R	E
B2				E	E	E	E	E	E	E	R	E
B3				E	E	E	E	E	E	E	E	E
B4				E	E	E	E	E	E	E	R	E
B5				E	E	E	E	E	E	E	E	E
B6				E	E	E	E	E	E	E	E	E
B7				E	E	E	E	E	E	E	E	E
B8				E	E	E	E	E	E	E	R	E
B9				R		R			E	E	R	E
B10				E	E	E	E	E	E	E	R	E
B11				E	E	E	E	E	E	E	R	E
Coefficiente de correlación	0.864237	0.874579	0.720951	0.966782	0.965680	0.958137	0.963278	0.966239	0.967632	0.967671	0.879999	0.963492

* Eliminación de variables redundantes en la prueba

E variable explicativa

R variable redundante

4. 1. b. Modelo Óptimo del Consumo de Energía Eléctrica

De las pruebas anteriores se escoge la ecuación con mayor coeficiente de correlación, además se busca que no existan variables redundantes¹. El modelo con un coeficiente de correlación menor para el consumo de energía eléctrica es el de la prueba 7, con variables explicativas: actividad industrial, población y variables artificiales (tiempo, B1, ..., B11). Su ecuación es la siguiente:

¹ Nota: una variable es redundante cuando la probabilidad del estadístico t > 0.05.

Representaciones de la Ecuación del Modelo Óptimo para el Consumo

Comando para Estimación:

=====
 LS CONSUMO TIEMPO B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B9 B10 B11 ACTIND POB C

Ecuación para la Estimación:

=====
 CONSUMO = C(1)*TIEMPO + C(2)*B1 + C(3)*B2 + C(4)*B3 + C(5)*B4 + C(6)*B5 + C(7)*B6 +
 C(8)*B7 + C(9)*B8 + C(10)*B9 + C(11)*B10 + C(12)*B11 + C(13)*ACTIND + C(14)*POB + C(15)

Coefficiente Sustituidos:

=====
 CONSUMO = 262.9311216*TIEMPO + 1062.620805*B1 + 1036.950237*B2 + 2111.377026*B3 +
 1555.804289*B4 + 1997.183848*B5 + 2410.921128*B6 + 1609.830459*B7 + 1285.133798*B8 +
 402.6554774*B9 + 658.2274755*B10 + 818.4707593*B11 + 42.74531524*ACTIND -
 0.001256357427*POB + 112425.1438

Estadísticos de la Ecuación del Modelo Óptimo para el Consumo

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 10:57

Muestra: 1993.01 2001:12

Observaciones incluidas: 108

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	262.9311	76.15385	3.452631	0.0008
B1	1062.621	207.6205	5.118092	0.0000
B2	1036.950	198.2587	5.230290	0.0000
B3	2111.377	203.1196	10.39475	0.0000
B4	1555.804	205.8887	7.556530	0.0000
B5	1997.184	201.4671	9.913202	0.0000
B6	2410.921	204.1782	11.80793	0.0000
B7	1609.830	199.7892	8.057644	0.0000
B8	1285.134	206.8264	6.213586	0.0000
B9	402.6555	201.2670	2.000603	0.0484
B10	658.2275	198.0279	3.323913	0.0013
B11	818.4708	197.9930	4.133838	0.0001
ACTIND	42.74532	7.397108	5.778652	0.0000
POB	-0.001256	0.000440	-2.853851	0.0053
C	112425.1	37577.52	2.991819	0.0036
Coefficiente de correlación	0.967632	Media de la variable dependiente	13537.21	
Coefficiente de correlación ajustado	0.962759	Cuasi desviación típica muestral	2165.445	
Error estándar de la regresión	417.8863	Criterio de información de Schwarz	15.03654	
Suma de los errores al cuadrado	16240492	Criterio de Schwarz	15.40960	
Logaritmo de la función verosimilitud	-796.9733	Estadístico F	198.5838	
Estadístico de Durbin-Watson	1.278002	Probabilidad del estadístico F	0.000000	

4. 1. c. Pronósticos para las Variables Explicativas del Modelo

Las estimaciones para del comportamiento de las variables independientes que explican el Consumo son:

- **Actividad Industrial:** en este caso se utilizó el método de ARMA ó Promedios Móviles Autorregresivos, estableciendo que la variable se explicaba así misma a través del tiempo. El modelo que lo explica es:

$$\text{ACTIND} = -503.2935802 + 0.2570633474 \cdot \text{TIEMPO} + 0.4530321512 \cdot \text{ACTIND}(-1\text{periodo}) + 0.4635592389 \cdot \text{ACTIND}(-2\text{periodos})$$

Donde:

TIEMPO es una serie de años (1993, 1994, 1995, ..., 2001)

ACTIND(-1periodo) es el valor de la actividad industrial en 1 periodo anterior

ACTIND(-2periodos) es el valor de la actividad industrial en 2 periodos anteriores

Los valores del pronóstico son:

Tabla 15. Valores Pronosticados de la Actividad Industrial del 2002 al 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	128.44	134.59	137.23	139.96	142.86	145.85	148.89	151.95	155.02
Febrero	125.82	135.19	137.47	140.21	143.13	146.12	149.16	152.22	155.30
Marzo	125.30	135.24	137.75	140.52	143.44	146.44	149.48	152.55	155.62
Abril	125.76	135.54	137.99	140.77	143.71	146.71	149.76	152.82	155.89
Mayo	131.97	135.70	138.23	141.03	143.97	146.98	150.03	153.09	156.17
Junio	136.14	135.91	138.45	141.27	144.22	147.23	150.28	153.34	156.42
Julio	136.10	136.08	138.66	141.49	144.45	147.47	150.52	153.58	156.66
Agosto	136.28	136.26	138.86	141.71	144.67	147.69	150.74	153.81	156.88
Septiembre	136.60	136.41	139.05	141.91	144.88	147.90	150.95	154.02	157.10
Octubre	133.43	136.57	139.23	142.10	145.07	148.10	151.15	154.22	157.30
Noviembre	133.31	136.71	139.39	142.27	145.26	148.29	151.34	154.41	157.49
Diciembre	135.06	136.84	139.55	142.44	145.43	148.46	151.52	154.59	157.67

- **Población:** esta variable se explica por regresión simple en función del tiempo, al cual se le van a aplicar factores exponenciales; la ecuación obtenida tiene un coeficiente de correlación de 0.996, y su representación es la siguiente:

$$\text{POBLACIÓN} = -146920410500 + 247242307.1 \cdot \text{TIEMPO} - 138059.4185 \cdot (\text{TIEMPO})^2 + 25.5967285 \cdot (\text{TIEMPO})^3$$

Donde:

TIEMPO es una serie de años (1993, 1994, 1995, ..., 2001)

Los valores pronosticados de la población se muestran en la Tabla 16:

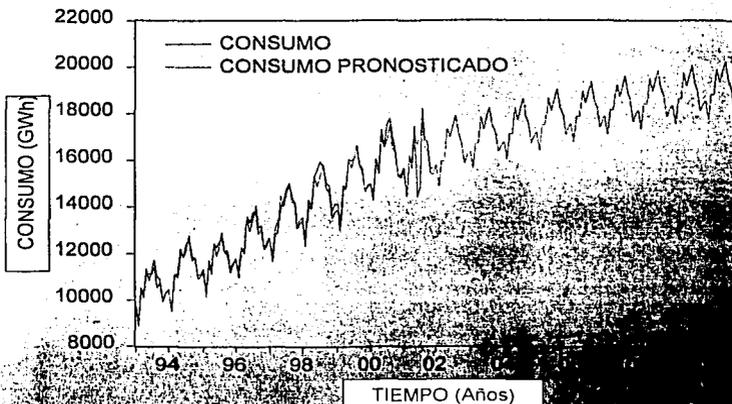
Tabla 16. Valores Pronosticados de la Población del 2002 al 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	104750739	106994205	109269174	111575799	113914234	116284632	118687147	121121933	123589143
Febrero	104936495	107182580	109460181	111769451	114110544	116483613	118888811	121326293	123796212
Marzo	105122469	107371175	109651409	111963325	114307075	116682817	119090700	121530879	124003508
Abril	105308660	107559988	109842856	112157419	114503831	116882244	119292812	121735690	124211030
Mayo	105495070	107749020	110034524	112351735	114700807	117081894	119495149	121940726	124418778
Junio	105681698	107938271	110226412	112546272	114898006	117281768	119697711	122145988	124626753
Julio	105868544	108127742	110418520	112741031	115095428	117481865	119900497	122351475	124834955
Agosto	106055608	108317432	110610848	112936010	115293072	117682186	120103507	122557189	125043383
Septiembre	106242890	108507341	110803397	113131212	115490938	117882731	120306743	122763128	125252039
Octubre	106430391	108697470	110995166	113326634	115689028	118083499	120510203	122969292	125460921
Noviembre	106618110	108887818	111189157	113522279	115887339	118284491	120713888	123175683	125670030
Diciembre	106806048	109078386	111382367	113718146	116085874	118485707	120917798	123382300	125879367

4. 1. d. Pronósticos del Consumo del 2002 al 2010

Con los valores proyectados de las variables explicativas se obtienen los siguientes valores pronosticados para el Consumo de Energía Eléctrica, en el periodo del 2002 al 2010. La Tabla 17 y Gráfica 1 muestran el comportamiento del pronóstico.

Gráfica 1. Consumo y Consumo Pronóstico vs. Tiempo



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Tabla 17. Valores Pronosticados del Consumo del 2002 al 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	15789	16399	16834	17221	17569	17877	18145	18373	18560
Febrero	14889	15634	16049	16433	16777	17082	17347	17571	17755
Marzo	15959	16725	17145	17526	17867	18168	18430	18651	18831
Abril	15983	16739	17153	17530	17868	18166	18424	18642	18819
Mayo	17353	17848	18260	18634	18969	19264	19518	19733	19906
Junio	17005	17329	17737	18108	18439	18731	18982	19193	19363
Julio	17474	17805	18211	18578	18906	19195	19443	19650	19817
Agosto	17924	18255	18657	19021	19346	19631	19875	20079	20243
Septiembre	17165	17488	17888	18248	18570	18851	19093	19293	19453
Octubre	16733	17198	17594	17952	18270	18548	18786	18984	19140
Noviembre	15874	16350	16743	17098	17412	17687	17922	18116	18269
Diciembre	16236	16640	17030	17381	17692	17964	18195	18386	18535

4. 1. e. Análisis del Pronóstico para el Consumo de Energía Eléctrica

En esta sección se realiza la comparación de resultados con los publicados en el Mercado Eléctrico. La comparación se realizará con las fórmulas de Medidas de Exactitud de los Métodos Cuantitativos vistas en el Capítulo 2². Las fórmulas que se van a utilizar son las de error porcentual (PE_i) y error porcentual medio (MPE)

El error, que se obtiene al realizar los pronósticos, se observa en la Tabla 18; aquí también se observan los porcentajes de variación:

Tabla 18. Medición del Error del Consumo de Energía Eléctrica

AÑO	Consumo en el Mercado Eléctrico (X _i)		Valor Pronosticado (F _i)		Error Porcentual
	(GWh)	% variación	(GWh)	% variación	
2002	216119	6.17	198384	3.08	8.206
2003	229239	6.07	204410	3.03	10.831
2004	242677	5.86	209301	2.39	13.753
2005	256607	5.74	213730	2.11	16.709
2006	275558	7.39	217685	1.85	21.002
2007	292146	6.02	221164	1.59	24.296
2008	308020	5.43	224160	1.35	27.225
2009	326616	6.04	226671	1.12	30.000
2010	346988	6.24	228691	0.89	34.092
	Promedio	6.11	Promedio	1.93	20.746

² Página 31 de esta tesis.

Para el cálculo del error porcentual se realizan las siguientes operaciones:

Error Porcentual Medio (EPM)

$$EPM = \frac{8.21 + 10.83 + 13.75 + 16.71 + 21 + 24.30 + 27.22 + 30.6 + 34.1 + 20.7}{9} = 20.74$$

El error es alto y sigue creciendo cuando pasan los años. La tasa de crecimiento promedio para el modelo pronosticado del consumo es de 1.93% menor a la tasa de crecimiento promedio proyectado en el Mercado Eléctrico de 6.11%.

4. 1. f. Escenarios para el Consumo de Energía Eléctrica

El escenario de pronóstico presenta como se comportará un fenómeno (en este caso el Consumo), cuando las variables que lo definen sean modificadas en su tendencia de crecimiento. En este trabajo se plantean tres escenarios futuros para el comportamiento del Consumo: el escenario de planeación, el escenario moderado y el escenario alto. Los resultados de cada escenario del Consumo de Energía Eléctrica se muestran en la Gráfica 2 y las Tablas 19, 20 y 21.

Cada escenario se explica con base en las variables explicativas (Actividad Industrial, Producto Interno Bruto y Crecimiento de la Población) del modelo óptimo obtenido; y las tendencias que estas variables presenten se explican a continuación:

a) Escenario Planeación

El escenario de Planeación presenta una evolución bajo la suposición de que no ocurren alteraciones importantes en las tendencias de los factores económicos y sociales que definen al Consumo de Energía Eléctrica. Considera que el objetivo de las autoridades es mantener los equilibrios básicos de la estructura organizacional.

Parte del supuesto de que la Inversión Bruta Fija continua con una tasa de crecimiento del 3.7% promedio anual; la Actividad Industrial continua con una tasa promedio anual de 5.2%; y, la tasa de crecimiento de la población siga con un promedio anual del 1.2%.

Para obtener las tasas de crecimiento de este escenario se calcula el promedio de las tasas anuales. Las tasas anuales se calculan con la siguiente ecuación (con excepción de la población, la cual se obtiene de los pronósticos de la CONAPO):

$$Tasa = \frac{Valor_mes - Valor_mesañoanterior}{Valor_mesañoanterior} * 100$$

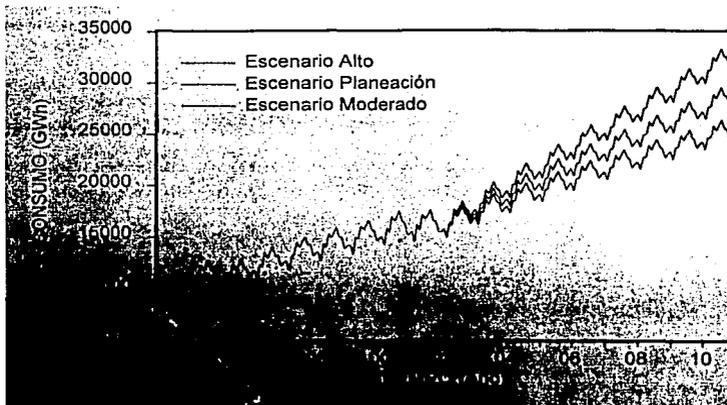
b) Escenario Moderado

Se considera que las condiciones nacionales presentan recesión. El crecimiento económico es bajo y las condiciones de la población son encarecidas debido a su alto grado de crecimiento. En este supuesto, la Inversión Bruta Fija se desarrolla con mayor lentitud que en el escenario de planeación con una tasa de crecimiento del 2.7%; la Actividad Industrial aumenta moderadamente a una tasa de 3.8% en promedio anual. Por último, el crecimiento demográfico esperado es alto con una tasa de crecimiento del 1.6%.³

c) Escenario Alto

Supone que durante el periodo 1999-2010 la política económica presenta algunas modificaciones con respecto de la del 2001, congruente con el objetivo de lograr un crecimiento económico elevado, mediante la modificación de políticas fiscales y del apoyo a la población. En este caso, se supone que la Actividad Industrial crece en un 5.8% promedio anual del 2002 al 2010; la Inversión Bruta Fija aumenta 5.5% en promedio anual; mientras que la población tiene una tasa de crecimiento promedio de 1.2% anual.⁴

Gráfica 2. Escenarios para el Consumo de Energía Eléctrica



³ Las tasas consideradas en este escenario se tomaron de las utilizadas por la Secretaría de Energía y por la Consejo Nacional de Población (Conapo); además del libro *México 2030, Nuevo siglo, nuevo país*, donde también se plantean escenarios de crecimiento similares.

⁴ *Ibid.*

Tabla 19. Valores Pronosticados para el Escenario Moderado del Consumo del 2002 al 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	15656	16836	17986	19104	20192	21249	22273	23265	24223
Febrero	14937	16114	17262	18378	19463	20517	21538	22527	23483
Marzo	16099	17274	18418	19532	20615	21666	22685	23671	24624
Abril	16172	17345	18487	19598	20678	21726	22742	23726	24676
Mayo	17346	18515	19655	20763	21841	22886	23900	24881	25828
Junio	16889	18056	19193	20299	21374	22417	23427	24405	25350
Julio	17429	18593	19728	20831	21903	22943	23951	24927	25869
Agosto	17940	19103	20234	21335	22405	23442	24448	25420	26360
Septiembre	17237	18397	19526	20625	21691	22726	23729	24699	25635
Octubre	17010	18168	19294	20390	21454	22486	23486	24453	25387
Noviembre	16226	17380	18504	19597	20659	21689	22686	23650	24581
Diciembre	16579	17731	18852	19943	21002	22028	23023	23984	24913

Tabla 20. Valores Pronosticados para el Escenario de Planeación del Consumo del 2002 al 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	15682	17184	18667	20131	21577	23004	24411	25800	27170
Febrero	14990	16490	17971	19434	20878	22303	23709	25097	26465
Marzo	16178	17677	19157	20618	22060	23484	24888	26274	27640
Abril	16278	17775	19253	20713	22154	23576	24979	26363	27728
Mayo	17478	18973	20450	21908	23347	24768	26169	27552	28915
Junio	17048	18542	20017	21473	22911	24330	25730	27111	28472
Julio	17614	19107	20580	22035	23471	24888	26287	27666	29026
Agosto	18153	19644	21116	22569	24004	25419	26816	28194	29553
Septiembre	17477	18966	20437	21888	23321	24736	26131	27507	28864
Octubre	17277	18765	20234	21684	23115	24528	25921	27296	28651
Noviembre	16519	18005	19473	20921	22351	23762	25154	26527	27881
Diciembre	16899	18384	19850	21297	22725	24134	25525	26896	28249

Tabla 21. Valores Pronosticados para el Escenario Alto del Consumo del 2002 al 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	15712	17580	19446	21310	23174	25038	26902	28769	30638
Febrero	15050	16917	18783	20647	22511	24375	26239	28106	29976
Marzo	16268	18136	20001	21865	23729	25592	27457	29324	31194
Abril	16398	18265	20131	21995	23858	25722	27587	29454	31325
Mayo	17628	19495	21361	23225	25088	26952	28817	30684	32555
Junio	17228	19095	20960	22824	24688	26552	28417	30285	32156
Julio	17825	19692	21557	23421	25284	27148	29014	30882	32753
Agosto	18395	20261	22126	23990	25854	27718	29583	31451	33323
Septiembre	17749	19616	21481	23344	25208	27072	28938	30806	32678
Octubre	17580	19447	21311	23175	25038	26903	28769	30637	32509
Noviembre	16853	18720	20584	22448	24311	26176	28042	29911	31783
Diciembre	17265	19131	20995	22858	24722	26587	28453	30322	32195

4. 1. g. Análisis de los Escenarios para el Consumo

En esta sección se realiza la comparación de resultados del Escenario de Planeación con los publicados en el Mercado Eléctrico. Dicha comparación se realiza con las fórmulas de Medidas de Exactitud de los Métodos Cuantitativos (error porcentual y error porcentual medio) vistas en el Capítulo 2.

También se calculan las tasas de crecimiento para cada escenario de proyección comparando con las tasas que publica Comisión Federal de Electricidad en el Mercado Eléctrico Nacional.

A. Comparación del Escenario de Planeación en el Mercado Eléctrico

De la misma forma en que se compara en el Análisis del Pronóstico de Consumo (inciso 4.1.e.), se muestra en la Tabla 22 los resultados del escenario de planeación contra los publicados en el Mercado Eléctrico; se obtiene un error porcentual y el porcentaje de variación para cada año.

Tabla 22. Medición del Error del Consumo de Energía Eléctrica en el Escenario de Planeación

AÑO	Consumo en el Mercado Eléctrico (X _t)		Valor del Escenario de Planeación (F _t)		Error Porcentual
	(GWh)	% variación	(GWh)	% variación	
2002	216119	6.17	201593	9.04	7.206
2003	229239	6.07	219512	8.89	4.431
2004	242677	5.86	237205	8.06	2.307
2005	256607	5.74	254671	7.36	0.760
2006	275558	7.39	271914	6.77	1.340
2007	292146	6.02	288932	6.26	1.112
2008	308020	5.43	305720	5.81	0.752
2009	326616	6.04	322283	5.42	1.344
2010	346988	6.24	338614	5.07	2.473
	Promedio	6.11	Promedio	6.70	2.414

Para el cálculo del error porcentual se realizan las siguientes operaciones:

Error Porcentual Medio (EPM)

$$EPM = \frac{7.21 + 4.43 - 2.31 - 0.76 - 1.34 - 1.11 - 0.75 - 1.34 - 2.47 - 2.41}{9} = 2.41$$

El error porcentual es menor al 5%, hay una gran diferencia respecto a la comparación hecha en el inciso 4.1.e; donde los pronósticos de las variables independientes o explicativas se realizaron con métodos de series de tiempo y el error porcentual promedio se encontraba alrededor del 20%.

La tasa de crecimiento promedio para el modelo del escenario de planeación del consumo es de 6.70% mayor a la tasa de crecimiento promedio proyectado en el mercado eléctrico de 6.11%; sin embargo, la tasa de crecimiento del escenario de planeación mayor de un punto porcentual a la publicada por el Mercado Eléctrico.

B. Comparación Tasas de Crecimiento para cada Escenario del Consumo contra las Publicadas en el Mercado Eléctrico

Las tasas de crecimiento⁵ se calculan año con año y se promedian estos valores para obtener la tasa promedio de crecimiento anual (ver Tabla 23); en este apartado se compara la tasa de cada escenario con la que publica Comisión Federal de Electricidad en el Mercado Eléctrico. Las tasas de crecimiento que se Publican en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2010 son: para el escenario de planeación de 6.3%, para el escenario moderado de 5.3% y para el escenario alto de 7.0% promedio anual.

⁵ Tasa de crecimiento = $(\text{Valor año} - \text{Valor año anterior}) / \text{Valor año anterior} * 100$

Tabla 23. Tasas de Crecimiento para los Escenarios de Pronósticos del Consumo de Energía Eléctrica

AÑO	Escenario Moderado		Escenario Planeación		Escenario Alto	
	(GWh)	% variación	(GWh)	% variación	(GWh)	% variación
2002	199520	7.643	201593	9.717	203951	11.082
2003	213512	7.012	219512	8.888	226355	10.984
2004	227139	6.382	237205	8.060	248736	9.887
2005	240395	5.836	254671	7.363	271102	8.991
2006	253277	5.358	271914	6.770	293465	8.248
2007	265775	4.934	288932	6.258	315835	7.622
2008	277888	4.557	305720	5.810	338218	7.086
2009	289608	4.217	322283	5.417	360631	6.626
2010	300929	3.909	338614	5.067	383085	6.226
	Promedio	5.276	Promedio	6.704	Promedio	8.209

Como vemos en la tabla anterior el escenario más acercado al presentado en la Perspectiva es el del escenario moderado (no existe gran diferencia entre un crecimiento del 5.3% y uno del 5.276%). Sin embargo, los pronósticos tanto para el escenario del planeación como el alto son mayores a los proyectados en la Perspectiva: En el escenario de planeación de la Perspectiva considera una tasa de crecimiento de 6.3% y el pronosticado es de 6.7% tiene una diferencia de tres décimas. Por otro lado, la tasa de crecimiento para el pronóstico es de 8.2% mayor a la publicada en la Prospectiva de 7.0%.

4. 2 Demanda Máxima de Energía Eléctrica

Para obtener un modelo que determine el comportamiento de la Demanda Máxima se probaron diversas variables para conocer que tal explicativas resultaban para la Demanda como son el Producto Interno Bruto, Precio de Hidrocarburos, Actividad Industrial, Inflación, Inversión Bruta Fija, Aumento de Población, Precio Medio de la Electricidad; además de considerar que la Demanda Máxima tiene un comportamiento estacional, el cual se manejaría con variables binarias B1, B2, ..., B11, ya que los valores son mensuales. Para conocer la correlación de las variables mencionadas se realizaron pruebas de modelos en E-Views y se determinó si explicaban la demanda y consumo con los estimadores de ecuación explicados en el capítulo 2, página 31; como son el coeficiente de correlación, prueba t y F, etc. Los datos históricos de la Demanda Máxima se encuentran en el Anexo 11.

4. 2. a. Modelos Analizados para Determinar las Variables Explicativas de la Demanda Máxima

Para la Demanda Máxima de Energía se probaron nueve modelos que a continuación se detallan:

- ⇒ **Modelo 1.** Se prueban las variables actividad industrial e inflación. Ambas variables resultaron tener una probabilidad explicativa alta y el coeficiente de correlación obtenido es de 0.893031. La representación y estadísticos de la ecuación del modelo se muestran en el Anexo 21.
- ⇒ **Modelo 2.** Se consideran el modelo 1 y se agrega la inversión bruta fija como variable explicativa. Para este modelo la inflación resultó redundante y el coeficiente de correlación disminuye a 0.881806, por lo que se desecha la prueba. La representación y estadísticos de la ecuación del modelo se muestran en el Anexo 22.
- ⇒ **Modelo 3.** Se consideran el modelo 1, agregando el precio de hidrocarburo como variable explicativa. La actividad industrial resultó redundante y el coeficiente de correlación disminuye radicalmente a 0.787465; por lo que se desecha la prueba. La representación y estadísticos de la ecuación del modelo se muestran en el Anexo 23.

Hasta este momento el modelo 1, es el que explica mas el comportamiento de la demanda máxima. Se agregan la variables tiempo, y las variables binarias B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, B8, B9, B10 y B11 que trabajan sobre la variación mensual en la demanda máxima de energía eléctrica.

- ⇒ **Modelo 4.** Se trabaja sobre el modelo 1; a las variables usadas se agrega el Producto Interno Bruto y las variables binarias. El coeficiente de correlación aumenta a 0.988263; sin embargo, la inflación, la actividad industrial, y las variables binarias B2, B3, B9 y B10 resultan redundantes. La representación y estadísticos de la ecuación del modelo se muestran en el Anexo 24.
- ⇒ **Modelo 5.** Se trabaja sobre el modelo 4 se eliminan sus variables redundantes (inflación, actividad industrial, B2 B3, B9 y B10) y se agrega la inversión bruta fija. Todas las variables resultan significativas y el coeficiente de correlación aumenta a 0.988700. La representación y estadísticos de la ecuación del modelo se muestran en el Anexo 25.
- ⇒ **Modelo 6.** Se trabaja sobre el modelo 4 con variables redundantes y se aumenta la población como variable explicativa. El coeficiente de correlación aumenta a 0.990793, por otro lado, las variables redundantes resultaron B2, B3, B9, B10 y la población. Por tanto se prueba eliminando las variables redundantes y se obtiene un coeficiente de correlación de 0.990142. La representación y estadísticos de la ecuación del modelo se muestran en el Anexo 26.
- ⇒ **Modelo 7.** Se considera el modelo 5, agregando variable población. El PIB resultó redundante y el coeficiente de correlación es de 0.989782, que es mayor a la prueba 5. Se eliminan el PIB por ser redundante y el coeficiente de correlación aumenta a 0.989786. La representación y estadísticos de la ecuación del modelo se muestran en el Anexo 27.

- ⇒ **Modelo 8.** Se considera el modelo 7 sin variables redundantes, y además se agrega el precio medio de energía eléctrica como variable explicativa. Las variables redundantes son tiempo, población y el término independiente; por otro lado el coeficiente de correlación obtenido es de 0.990217. La representación y estadísticos de la ecuación se muestran en el Anexo 28.
- ⇒ **Modelo 9.** Del modelo 7 se suponemos que el PIB es más explicativo que la inversión bruta fija (como se realizan los pronósticos en el Sector Eléctrico Nacional), por tanto se usan el PIB, la población y las variables temporales, para explicar el consumo, para lo que se obtiene un modelo sin variables redundantes y con un coeficiente de correlación de 0.988817 menor al del modelo 7. La representación y estadísticos de la ecuación del modelo se muestran en el Anexo 29.

Los resultados para cada modelo, se resume en la Tabla 24:

Tabla 24. Resumen de Modelos Explicativos de la Demanda Máxima

VARIABLES	PRUEBA										
	1	2	3	4	5	6	6*	7	7*	8	9
Término independiente	E	E	R	E	E	E	E	E	E	R	E
Actividad industrial	E	E	R	R	E	E	E			E	
Inflación	E	R	E	R	E	E	E			E	
Inversión Bruta Fija		E			E			E	E		
Precio Hidrocarburos			E								
PIB				E		R		R			E
Población						E	E	E	E	R	E
Precio medio electricidad										R	
Tiempo				E	E	E	E	E	E	R	E
B1				R		R					
B2				R		R					
B3				E	E	E	E	E	E	E	E
B4				E	E	E	E	E	E	E	E
B5				E	E	E	E	E	E	E	E
B6				E	E	E	E	E	E	E	E
B7				E	E	E	E	E	E	E	E
B8				E	E	E	E	E	E	E	E
B9				R		R					
B10				R		R					
B11				E	E	E	E	E	E	E	E
Coefficiente de correlación	0.893031	0.881806	0.787465	0.988263	0.988700	0.990793	0.990142	0.989782	0.989586	0.990217	0.988817

* Eliminación de variables redundantes en la prueba; E variable explicativa; R variable redundante

4. 2. b. Modelo Óptimo de la Demanda Máxima de Energía Eléctrica

El modelo con un coeficiente de correlación menor, para la estimación de la demanda máxima, es el de la prueba 7, con variables explicativas: inversión bruta fija, población, tiempo, y variables binarias (B1, B3, B4, B5, B6, B7, B8, B11). Se muestra a continuación:

Representaciones de la Ecuación del Modelo Óptimo de Demanda Máxima

Comando para Estimación:

=====

LS DEMANDA TIEMPO B11 B3 B4 B5 B6 B7 B8 INVBRUFIJA POB C

Ecuación para la Estimación:

=====

DEMANDA = C(1)*TIEMPO + C(2)*B11 + C(3)*B3 + C(4)*B4 + C(5)*B5 + C(6)*B6 + C(7)*B7 + C(8)*B8 + C(9)*INVBRUFIJA + C(10)*POB + C(11)

Coefficiente Sustituidos:

=====

DEMANDA = -195.1426753*TIEMPO - 372.7144836*B11 + 726.6961338*B3 + 590.6245658*B4 + 415.6321486*B5 + 744.8071302*B6 + 950.4318702*B7 + 523.729207*B8 + 13.56309588*INVBRUFIJA + 0.001651120866*POB - 124717.036

Estadísticos de la Ecuación del Modelo Óptimo de Demanda Máxima

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/24/03 Hora: 17:49

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas: 107

Observaciones excluidas: 1

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	-195.1427	68.12709	-2.864392	0.0051
B11	-372.7145	125.1217	-2.978816	0.0037
B3	726.6961	124.9442	5.816166	0.0000
B4	590.6246	125.3607	4.711400	0.0000
B5	415.6321	124.8569	3.328868	0.0012
B6	744.8071	124.8617	5.965055	0.0000
B7	950.4319	125.2336	7.589273	0.0000
B8	523.7292	125.1330	4.185379	0.0001
INVBRUFIJA	13.56310	2.710836	5.003289	0.0000
POB	0.001651	0.000395	4.177503	0.0001
C	-124717.0	33726.22	-3.697925	0.0004
Coefficiente de correlación	0.989586	Media de la variable dependiente	23448.12	
Coefficiente de correlación ajustado	0.988501	Cuasi desviación típica muestral	3181.751	
Error estándar de la regresión	341.1907	Criterio de información de Akaike	14.59989	
Suma de los errores al cuadrado	11175465	Criterio de Schwarz	14.87466	
Logaritmo de la función verosimilitud	-770.0940	Estadístico F	912.2151	
Estadístico de Durbin-Watson	1.480002	Probabilidad del estadístico F	0.000000	

4. 2. c. Pronósticos para las Variables Explicativas del Modelo de Demanda Máxima de Energía Eléctrica

Del modelo óptimo de la Demanda Máxima se realizan las estimaciones del comportamiento de las variables independientes que explican la Demanda para obtener los pronósticos en el periodo del 2002 al 2010. Las variables que se quieren estimar son la Inversión Bruta Fija y la Población; para la población se utilizan los mismos pronósticos que los usados en el Consumo.

- **Inversión Bruta Fija:** también se utiliza el método de ARMA ó Promedios Móviles Autorregresivos, estableciendo que la variable se explicaba así misma a través del tiempo. El modelo que lo explica es:

$$\text{INVBRUFIJA} = 0.5486067857 * \text{INVBRUFIJA}(-1\text{periodo}) + 0.2265484213 * \text{INVBRUFIJA}(-2\text{periodos}) + 0.2286477146 * \text{INVBRUFIJA}(-3\text{periodos})$$

Donde:

ACTIND(-1periodo) es el valor de la actividad industrial en 1 periodo anterior

ACTIND(-2periodos) es el valor de la actividad industrial en 2 periodos anteriores

ACTIND(-3periodos) es el valor de la actividad industrial en 3 periodos anteriores

Los valores del pronóstico de la Inversión Bruta Fija son:

Tabla 25. Valores Pronosticados de la Inversión Bruta Fija del 2002 al 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	136.44	128.56	131.97	135.60	139.32	143.15	147.09	151.13	155.28
Febrero	133.74	128.83	132.27	135.91	139.64	143.48	147.42	151.47	155.63
Marzo	131.17	128.96	132.57	136.21	139.95	143.80	147.75	151.81	155.98
Abril	128.92	129.33	132.87	136.52	140.27	144.13	148.09	152.15	156.33
Mayo	134.49	129.62	133.17	136.83	140.59	144.45	148.42	152.50	156.69
Junio	136.98	129.90	133.47	137.14	140.91	144.78	148.76	152.84	157.04
Julio	137.79	130.20	133.77	137.45	141.23	145.11	149.09	153.19	157.40
Agosto	139.42	130.49	134.08	137.76	141.54	145.43	149.43	153.53	157.75
Septiembre	135.86	130.78	134.38	138.07	141.86	145.76	149.77	153.88	158.11
Octubre	128.83	131.08	134.68	138.38	142.19	146.09	150.11	154.23	158.47
Noviembre	128.64	131.38	134.99	138.70	142.51	146.42	150.45	154.58	158.83
Diciembre	127.52	131.67	135.29	139.01	142.83	146.75	150.79	154.93	159.18

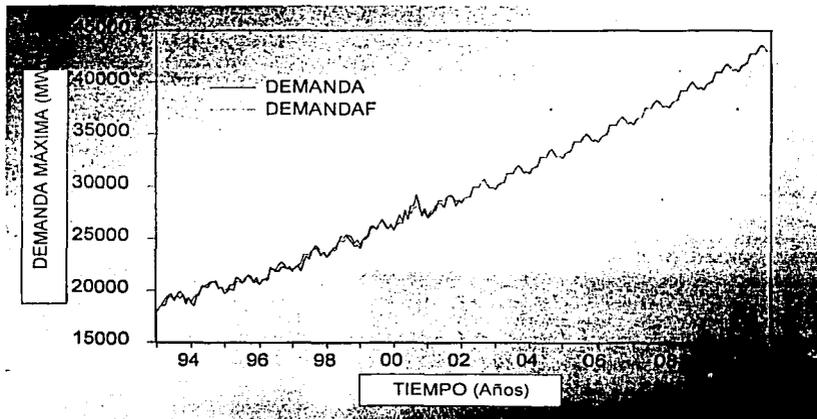
4. 2. d. Pronósticos de la Demanda Máxima del 2002 al 2010

Con los valores proyectados de las variables explicativas se obtienen los valores para la Demanda Máxima de Energía Eléctrica para el periodo del 2002 al 2010. Estos valores se muestran en la Tabla 26 y la Gráfica 3 se observa el comportamiento.

Tabla 26. Valores Pronosticados de la Demanda Máxima del 2002 al 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	28446	29702	31163	32679	34249	35873	37551	39284	41073
Febrero	28894	30194	31660	33180	34755	36383	38066	39804	41597
Marzo	28971	30312	31784	33309	34888	36521	38209	39951	41749
Abril	29053	30434	31910	33439	35022	36660	38352	40099	41901
Mayo	29968	31282	32762	34296	35883	37526	39222	40974	42780
Junio	29978	31267	32751	34290	35882	37529	39230	40986	42797
Julio	29928	31213	32702	34245	35842	37493	39199	40960	42776
Agosto	30393	31665	33158	34706	36307	37963	39673	41438	43259
Septiembre	30664	31993	33491	35043	36648	38309	40024	41794	43619
Octubre	30257	31689	33191	34748	36358	38023	39742	41517	43347
Noviembre	29845	31288	32795	34356	35971	37640	39364	41144	42978
Diciembre	29945	31412	32923	34489	36108	37782	39511	41294	43133

Gráfica 3. Demanda Máxima y Demanda Máxima Pronóstico vs. Tiempo



4. 2. e. Análisis del Pronóstico para la Demanda Máxima

La comparación de resultados con los publicados en el Mercado Eléctrico se realiza con el uso de las fórmulas de Medidas de Exactitud de los Métodos Cuantitativos vistas en el Capítulo 2, (inciso 2.5), las fórmulas que se van a utilizar son las de error porcentual (PE_i) y error porcentual medio (MPE)

Los errores que se obtienen al realizar los pronósticos de la Demanda Máxima se observan en la Tabla 27; donde también se muestran los porcentajes de variación.

Tabla 27. Medición del Error de la Demanda Máxima de Energía Eléctrica

AÑO	Demanda Máxima del Mercado Eléctrico (X _t)		Valor Pronosticado (F _t)		Error Porcentual
	(MW)	% variación	(MW)	% variación	
2002	32508	5.64	30664	4.06	5.672
2003	34466	6.02	31993	4.33	7.175
2004	36493	5.88	33491	4.68	8.226
2005	38640	5.88	35043	4.63	9.309
2006	41534	7.49	36648	4.58	11.763
2007	44067	6.10	38309	4.53	13.066
2008	46481	5.48	40024	4.48	13.891
2009	49309	6.08	41794	4.42	15.240
2010	52409	6.29	43619	4.37	16.771
	Promedio	6.15	Promedio	4.50	11.235

Error Porcentual Medio (EPM)

$$EPM = \frac{5.67 + 7.17 + 8.22 + 9.30 + 11.76 + 13.06 + 13.89 + 15.24 + 16.77}{9} = 11.23$$

El error obtenido es mayor al diez por ciento, que no es muy bueno, en comparación con los publicados en el Mercado Eléctrico. La tasa de crecimiento promedio de la demanda es 4.50%, menor a la tasa de crecimiento promedio proyectado en el Mercado Eléctrico.

4. 2. f. Escenarios para la Demanda Máxima de Energía Eléctrica

Los escenarios representan condiciones futuras del elemento en estudio (Demanda Máxima de Energía Eléctrica), por medio de la definición de tendencias o comportamientos en el crecimiento de las variables que lo explican. En este caso, los valores futuros que serán definidos son las variables independientes (Actividad Industrial, Producto Interno Bruto y Crecimiento de la Población) del modelo óptimo obtenido para la Demanda Máxima.

A continuación se explica en que consisten los escenarios planteados para la definición del desarrollo de la demanda máxima de energía eléctrica:

a) Escenario Planeación

Presenta una evolución donde no ocurren alteraciones importantes en las variables explicativas del modelo óptimo. Considera que se mantiene el crecimiento de la demanda en conjunción con las variables que la determinan.

Parte del supuesto de que la Inversión Bruta Fija continua con una tasa de crecimiento del 3.7% promedio anual; la Actividad Industrial tiene una tasa de crecimiento promedio anual de 5.2%; Se considera que la tasa de crecimiento de la población disminuya en promedio 2.2% anual.

Para obtener las tasas de crecimiento de este escenario se calcula el promedio de las tasas, con la siguiente ecuación:

$$Tasa = \frac{Valor_mes - Valor_mesañoanterior}{Valor_mesañoanterior} * 100$$

b) Escenario Moderado

Se considera que las condiciones nacionales presentan recesión. El crecimiento económico es bajo y las condiciones de la población son encarecidas. En este supuesto, la Inversión Bruta Fija se desarrolla con mayor lentitud que en el escenario de planeación con una tasa de crecimiento del 2.7%; la Actividad Industrial aumenta moderadamente a una tasa promedio anual de 3.8%. Y el crecimiento demográfico tiene una tasa promedio anual de crecimiento del 2.0%.⁶

c) Escenario Alto

Supone que durante el periodo 1999-2010 la política económica presenta modificaciones con respecto de la del 2001, congruente con el objetivo de lograr un crecimiento económico elevado, mediante el mejoramiento de la situación económica y social. En este caso, se supone que la Actividad Industrial crecería en un 5.8% entre el 2002 al 2010; la Inversión Bruta Fija aumenta en un promedio anual de 5.5%; y que la población tiene una tasa de crecimiento del 2.4% para el año 2010.⁷

Los resultados de cada pronóstico para la Demanda Máxima de Energía Eléctrica se muestran en la Gráfica 4 y en las Tablas 28, 29 y 30.

⁶ Las tasas consideradas en este escenario se tomaron de las utilizadas por la Secretaría de Energía y por la Consejo Nacional de Población (Conapo); además del libro *México 2030, Nuevo siglo, nuevo país*, donde también se plantean escenarios de crecimiento similares.

⁷ Ibid.

Gráfica 4. Escenarios para la Demanda Máxima de Energía Eléctrica

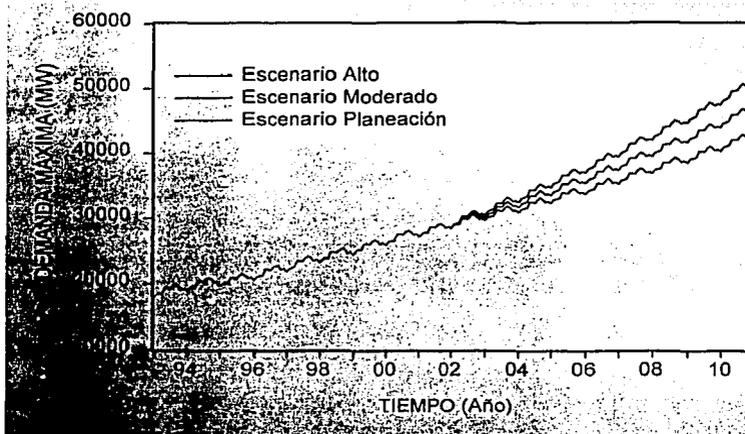


Tabla 28. Valores Pronosticados para el Escenario Moderado de la Demanda Máxima del 2002 al 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	28459	29681	30976	32345	33791	35316	36919	38604	40372
Febrero	28931	30158	31460	32836	34288	35819	37429	39121	40896
Marzo	29030	30264	31571	32954	34413	35950	37567	39266	41048
Abril	29130	30370	31684	33072	34538	36082	37705	39411	41200
Mayo	29958	31203	32523	33918	35390	36941	38571	40284	42080
Junio	29923	31175	32500	33902	35380	36937	38575	40294	42097
Julio	29849	31107	32439	33847	35332	36896	38540	40266	42076
Agosto	30280	31545	32883	34297	35788	37359	39010	40743	42560
Septiembre	30588	31859	33203	34624	36122	37699	39357	41097	42921
Octubre	30265	31541	32892	34319	35824	37407	39072	40819	42650
Noviembre	29845	31127	32485	33918	35429	37019	38690	40444	42283
Diciembre	29949	31238	32601	34041	35558	37155	38833	40594	42440

Tabla 29. Valores Pronosticados para el Escenario de Planeación de la Demanda Máxima del 2002 al 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	28490	30092	31786	33572	35453	37432	39511	41692	43978
Febrero	28993	30603	32304	34098	35987	37974	40061	42251	44546
Marzo	29123	30741	32450	34251	36149	38144	40240	42438	44742
Abril	29255	30880	32596	34406	36311	38315	40419	42626	44938
Mayo	30114	31746	33470	35288	37201	39213	41326	43541	45863
Junio	30110	31750	33482	35307	37229	39249	41370	43595	45925
Julio	30068	31716	33455	35289	37219	39247	41377	43610	45949
Agosto	30531	32186	33934	35775	37713	39750	41888	44130	46478
Septiembre	30871	32534	34289	36139	38085	40130	42276	44527	46884
Octubre	30580	32250	34013	35870	37825	39878	42033	44293	46659
Noviembre	30192	31870	33640	35506	37468	39530	41694	43962	46337
Diciembre	30328	32014	33792	35665	37636	39706	41879	44156	46540

Tabla 30. Valores Pronosticados para el Escenario Alto de la Demanda Máxima del 2002 al 2010

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	28520	30488	32565	34753	37056	39476	42017	44682	47473
Febrero	29052	31030	33116	35314	37626	40056	42607	45282	48084
Marzo	29213	31199	33295	35502	37824	40264	42825	45511	48324
Abril	29374	31370	33474	35691	38023	40473	43044	45740	48564
Mayo	30263	32268	34381	36608	38949	41409	43991	46697	49532
Junio	30290	32303	34426	36662	39013	41484	44075	46792	49638
Julio	30279	32301	34433	36679	39040	41520	44122	46850	49706
Agosto	30772	32804	34945	37200	39571	42061	44674	47412	50279
Septiembre	31143	33184	35335	37599	39980	42480	45103	47851	50730
Octubre	30882	32932	35092	37366	39757	42267	44900	47660	50549
Noviembre	30525	32584	34754	37037	39437	41958	44602	47372	50272
Diciembre	30693	32760	34939	37233	39643	42173	44827	47608	50519

4. 2. g. Análisis de los Escenarios para la Demanda Máxima de Energía Eléctrica

La comparación de resultados del Escenario de Planeación con los publicados en el Mercado Eléctrico se realiza con las fórmulas de Medidas de Exactitud de los Métodos Cuantitativos. Y calcularán las tasas de crecimiento para cada escenario de pronóstico.

A. Comparación del Escenario de Planeación de la Demanda Máxima contra la Publicación del Mercado Eléctrico

Los errores que se obtienen al realizar la comparación del escenario de planeación y los datos del Mercado Eléctrico se observan en la Tabla 31; donde también se muestran los porcentajes de variación.

Tabla 31. Medición del Error de la Demanda Máxima del Escenario de Planeación

AÑO	Demanda Máxima del Mercado Eléctrico (X _t)		Valor Pronosticado (F _t)		Error Porcentual
	(GWh)	% variación	(GWh)	% variación	
2002	32508	5.64	30871	5.05	5.036
2003	34466	6.02	32534	5.39	5.606
2004	36493	5.88	34289	5.39	6.040
2005	38640	5.88	36139	5.40	6.473
2006	41534	7.49	38085	5.38	8.304
2007	44067	6.10	40130	5.37	8.934
2008	46481	5.48	42276	5.35	9.047
2009	49309	6.08	44527	5.32	9.698
2010	52409	6.29	46884	5.29	10.542
	Promedio	6.15	Promedio	5.36	7.742

Error Porcentual Medio (EPM)

$$EPM = \frac{5.03 + 5.61 + 6.04 + 6.47 + 8.30 + 8.93 + 9.05 + 9.70 + 10.54}{9} = 7.74$$

El error porcentual medio es menor al diez por ciento pero mayor al cinco por ciento por lo que considero que es moderadamente acertado.

La tasa de crecimiento promedio de la demanda máxima en el escenario de planeación es 5.36%, poco menor a la tasa de crecimiento promedio pronosticado en el Mercado Eléctrico de 6.15%.

B. Comparación de las Tasas de Crecimiento para cada Escenario, de la Demanda Máxima, contra las Publicadas en el Mercado Eléctrico

Las tasas de crecimiento se calculan año con año y se promedian estos valores para obtener la tasa promedio de crecimiento anual; ver la Tabla 32.

En el documento, de Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2010, se establece que la demanda máxima total del sistema eléctrico y la correspondiente al servicio público, tienen crecimientos promedios anuales en la década del 2001-2010 de 5.9% y 5.4%, respectivamente. Así se requerirá un total de capacidad de 44,767MW totales de demanda máxima; donde 42,250 MW corresponderán a la demanda máxima del sector público y el restante a la demanda máxima del sistema de autoabastecimiento y cogeneración.

Tabla 32. Tasas de Crecimiento para los Escenarios de Pronóstico de la Demanda Máxima de Energía Eléctrica

AÑO	Escenario Moderado		Escenario Planeación		Escenario Alto	
	(GWh)	% variación	(GWh)	% variación	(GWh)	% variación
2002	30588	4.100	30871	5.362	31143	6.621
2003	31859	4.155	32534	5.386	33184	6.553
2004	33203	4.218	34289	5.394	35335	6.482
2005	34624	4.279	36139	5.395	37599	6.407
2006	36122	4.326	38085	5.384	39980	6.332
2007	37699	4.365	40130	5.369	42480	6.253
2008	39357	4.397	42276	5.347	45103	6.174
2009	41097	4.421	44527	5.324	47851	6.092
2010	42921	4.438	46884	5.293	50730	6.016
	Promedio	4.325	Promedio	5.362	Promedio	6.289

Como vemos en los resultados el escenario de planeación nos muestra una tasa de crecimiento promedio anual del 5.362% similar a la que establece la Secretaría de Energía de 5.4%. Por otro lado, la capacidad requerida que se pronostica en este escenario es de 46,884MW mayor a la considerada por la Secretaría de 44,767 MW.

En el próximo capítulo se concluyen los resultados obtenidos en esta parte de la tesis.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

*Quizá la tarea del que ama a los hombres
consista en lograr que éstos se rían de la verdad,
lograr que la verdad ría,
porque la única verdad consiste en aprender a liberarnos
de la insana pasión por la verdad.
Humberto Eco, El nombre de la rosa*

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En resumen, la tasa de crecimiento obtenida para el modelo del consumo, con variables explicativas pronosticadas por series de tiempo, es menor a la tasa publicada en el Mercado Eléctrico.

Cuando se realizan los pronósticos para el consumo con escenarios de crecimiento: la tasa del escenario de planeación obtenida es mayor a la tasa de crecimiento publicada en el Mercado Eléctrico; para el escenario alto también la tasa de crecimiento es mayor al proyectado en la Perspectiva; y la tasa de crecimiento para el escenario moderado es prácticamente la misma en el pronóstico y el Mercado Eléctrico.

En el caso de la Demanda Máxima, la tasa de crecimiento del pronóstico es menor a la tasa de crecimiento del Mercado Eléctrico.

Cuando se realiza el pronóstico de la demanda máxima con escenarios: la tasa del escenario de planeación es poco menor a la tasa promedio publicada en el Mercado Eléctrico; sin embargo, esta tasa es casi igual a la que establece la Secretaría de Energía. Por otra parte, la capacidad requerida en el 2010 pronostica 2,117 MW más capacidad por lo publicado en la Secretaría de Energía.

De lo anterior, se concluye que los pronósticos realizados con series de tiempo son más inexactos a través del tiempo (sirven para la planeación a corto y mediano plazo); y esto se demuestra al ver el aumento del error en cada año.

También, los pronósticos realizados con escenarios muestran un comportamiento de crecimiento cercano a los escenarios publicados, ya que los errores obtenidos varían alrededor del uno por ciento.

De los modelos obtenidos, se concluye que el Consumo se explica a través de la Actividad Industrial, debido a que la industria es el principal consumidor de energía eléctrica en el país.

Por otro lado, el crecimiento de la Demanda Máxima se explica por la Inversión Bruta Fija, ya que entre más infraestructura requiera del uso de electricidad que operen al mismo tiempo (como luz, funcionamiento de electrodomésticos, maquinaria, aparatos de sonido, funcionamiento de aire acondicionado, etc.), más se requerirá invertir para solventar la demanda máxima de energía eléctrica.

Las variables binarias utilizadas para explicar el comportamiento mensual de las cargas fue un factor determinante para obtener los coeficientes de correlación altos. En el caso del consumo el comportamiento estacional se da en cada mes, fenómeno que no ocurre para la demanda máxima que sólo en ocho meses del año se presenta un comportamiento estacional regular.

Se realizaron pruebas del efecto de las variables independientes sobre el pronóstico. Mientras que la Actividad Industrial y la Inversión Bruta Fija (dejando las demás variables igual) retardan el crecimiento del pronóstico; la población (dejando las demás variables igual) cambia la tendencia de pronóstico; y las variables binarias le da un patrón cíclico al pronóstico.

Para el consumo, los valores pronosticados en el escenario de planeación requieren de mayor capacidad de generación de electricidad al principio y al final no exige tanto crecimiento. En la práctica, las decisiones de invertir antes o después en capacidad instalada lo definen las políticas de financiamiento, ambientales y fiscales.

En la parte de investigación hubo algunos problemas de concordancia entre las tasas publicadas en el Mercado Eléctrico y las publicadas en la Prospectiva del Sector Eléctrico; se consideraron las tasas de la Prospectiva ya que es una publicación más reciente. Sin embargo, considero necesario que esta información se recopile y se almacene para disposición de futuros trabajos de investigación, buscando la confiabilidad de información para resultados verídicos.

Los modelos obtenidos son sencillos y entendibles, por lo que pueden usarse para pronósticos a nivel planeación. La generación de pronósticos nos abre un panorama sobre las expectativas del futuro; por lo que es necesario retroalimentar los resultados a medida que el futuro se convierte en presente; y buscar que el presente sea mejor cada día.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- **Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2010**
Dirección General de Formulación de Política Energética
Publicación de la Secretaría de Energía; México, 2001
- **Programa Sectorial de Energía 2001-2006**
Un país con energía es un país con futuro, Plan Nacional de Desarrollo (PND)
Publicación de la Secretaría de Energía.
- **Desarrollo del Mercado Eléctrico, 1996-2010**
Publicación de la Comisión Federal de Electricidad.
- MILLÁN B., Julio A.; CONCHEIRO, Antonio Alonso (coordinadores)
México 2030, Nuevo siglo, nuevo país
Fondo de Cultura Económica, México, 2000
- RESÉNDIZ-NÚÑEZ, Daniel (Coordinador)
El Sector Eléctrico de México
Fondo de Cultura Económica, CFE, México 1994
- C.W. GELLINGS, P.E.
Demand Forecasting for Electric Utilities
Prentice Hall, United States of America, 1992
- GOLDFARB, D.L. y HUSS W.R.
Building Scenarios for an Electric Utility
Long Range Planning, 21; páginas 78-85, 1985
- DE LA VEGA NAVARRO, Angel
As time goes by, Energía: desarisios claros; reformas inciertas
Economía Informa, N°313, UNAM; Diciembre 2002- Enero 2003
- **Modelos Matemáticos para la Planeación Energética (Memoria del Simposio)**
Coordinación de la Investigación Científica,
Programa Universitario de Energía, UNAM; México, Octubre 18 y 19, 1983
- MADRIDAKIS, Spyros; et.al.
Métodos de Pronósticos
Limusa, México 2000
- SIPPER, Daniel ; et.al.
Planeación y Control de la Producción
Mc Graw Hill, Méxio 1998

- CANAVOS, George C.
Probabilidad y Estadística, Aplicaciones y Métodos
Mc Graw Hill, México 1995
- VIQUEIRA LANDA, Jacinto
Las tendencias mundiales a la desintegración de los Sistema Eléctricos
La Apertura Externa en El Sector Eléctrico Mexicano (Recopilaciones)
Instituto de Investigaciones Económicas, Programa Universitario de Energía
Universidad Nacional Autónoma de México, C.U., 1997; páginas 25-55.
- CAMPOS ARAGÓN, Leticia (Coordinadora)
Energía Eléctrica y Medio Ambiente en México
Primer Seminario sobre: Situación y Perspectivas del Sector Eléctrico en México; Programa Universitario de Energía, UNAM, México, 1997
- VÉLEZ GARCÍA, Salvador
Consideraciones Acerca del Desarrollo del Servicio Público de Energía Eléctrica en México
Academia Mexicana de Ingeniería; Septiembre 2001

PÁGINAS DE INTERNET

- <http://www.energia.gob.mx>
- <http://www.cfe.gob.mx>
- <http://www.lfc.gob.mx>
- <http://www.pemex.gob.mx>
- <http://www.inegi.gob.mx>
- <http://dgcnesyp.inegi.gob.mx>
- <http://www.fuentesestadisticas.com/indicadores/electrica.html#3>
- <http://www.sistemasypronosticos.com>
- <http://www.eviews.com>

CONFERENCIAS

El Servicio Público de Energía Eléctrica en México: Problemas y Soluciones
Ponentes: Lic. Leticia Campos Aragón; Ing. Rafael Cristerna Ocampo; Ing. Jacinto Viqueira Landa
Lugar: Auditorio "Raúl J. Marsal", Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM.
Fecha: 3 de Octubre 2002

La Reforma del Sistema Eléctrico (Experiencias Internacionales)
Ponentes: Fernando Butler (California); Ramón Pacheco Llanes (Chile); Cintia Angulo de Leseigneur (Francia)
Fecha: 28 de Noviembre del 2002
Lugar: Aula Magna "Jesús Silva Herzog", Facultad de Economía.

ANEXOS

TESIS CON
FALLA DE CUBIEN

ANEXO 1

Tipos de Centrales para la Generación de Energía Eléctrica

1. Centrales Hidroeléctricas

La energía hidráulica es la energía potencial de las masas de agua de los ríos y lagos. Para extraer esta energía y convertirla en energía mecánica utilizable, es preciso eliminar las pérdidas naturales creando un cauce artificial donde el agua fluya con pérdidas mínimas y, finalmente, convertir la energía potencial disponible en energía mecánica por medio de máquinas apropiadas como turbinas o ruedas hidráulicas. Existen dos tipos de aprovechamientos hidroeléctricos: aprovechamiento por derivación y aprovechamiento por retención.

2. Centrales Termoeléctricas Convencionales

Este tipo de centrales utiliza como fuente energética primaria combustóleo o gas natural. Combustóleo en aquellas unidades alejadas de los centros urbanos y gas en las plantas cercanas a ciudades. La caldera o generador de vapor transforma el poder calórico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar el agua a la fase de vapor. Este vapor, ya sobrecalentado, se conduce a la turbina, donde su energía cinética se convierte en mecánica, que se transmite al generador para producir energía eléctrica.

3. Centrales Turbogas

La generación de energía eléctrica se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de combustión, comprimidos y a altas temperaturas. La turbina está acoplada al rotor del generador dando lugar a la producción de energía eléctrica. El breve tiempo de arranque y la versatilidad para seguir las variaciones de la demanda, hacen a las turbinas de gas ventajosas para satisfacer cargas de horas pico y proporcionar capacidad de respaldo al sistema eléctrico.

4. Centrales de Ciclo Combinado

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación en las unidades turbogas, los gases desechados poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura. En las centrales de ciclo combinado, esta energía se utiliza para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica adicional.

5. Central Diesel

La tecnología diesel sigue el principio de los motores de combustión interna: aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener la energía mecánica, que es transformada en energía eléctrica en el generador.

6. Centrales Carboeléctricas

Las centrales carboeléctricas prácticamente no difieren en su concepción básica de las termoeléctricas convencionales; el único cambio importante es el uso del carbón como combustible y que los residuos de la combustión requieren de un manejo más complejo que en el caso de las termoeléctricas convencionales.

7. Centrales Nucleoeléctricas

En una central nuclear la energía calorífica liberada por el combustible se transforma en energía mecánica y después en energía eléctrica. El calor proviene de la fisión de los núcleos de uranio dentro de un reactor nuclear. Existen dos tipos de reactor de agua ligera (usado en México) y de agua pesada. Los reactores de agua ligera utilizan precisamente el agua como moderador y refrigerante, y como combustible el uranio enriquecido en 2 o 3% del isótopo 235. Los tipos de reactores de agua ligera son el de agua hirviente BWR (*boiling water reactor*) y el de agua a presión PWR (*pressurized water reactor*).

8. Centrales Geotermoeléctricas

La energía geotérmica es energía calorífica proveniente del núcleo de la tierra. Las aguas subterráneas de pozos específicamente perforados, poseen una gran cantidad de energía térmica almacenada, por lo que se extraen a la superficie transformándose en vapor que se utiliza para la generación de energía eléctrica.

9. Sistemas de Cogeneración

La cogeneración es la producción y aprovechamiento integral de energía eléctrica y calorífica mediante sistemas que permiten el uso óptimo del combustible. Hay dos tipos básicos de sistemas de cogeneración ("ciclo superior" y "ciclo inferior"), su diferencia radica en el tipo de energía que se obtiene primero.

10. Sistema Fotovoltaico

Estos sistemas generan una corriente continua al excitar la radiación solar los electrones de ciertos semiconductores como el silicio, el sulfuro de cadmio, el fosforo de indio, etc. Mediante estos sistemas, se proporcionan servicios como bombeo de agua, iluminación doméstica en comunidades rurales, telefonía rural, repetidoras de microondas, señalamiento terrestre y marítimo.

11. Central Eólica

Este tipo de central convierte la energía del viento en energía eléctrica mediante una aeroturbina que hace girar un generador. El procedimiento no es viable más que para una gama de vientos comprendidos entre 5 y 20 metros por segundo. Con velocidades inferiores a 5 metros por segundo el aparato no funciona y por encima del límite superior debe pararse para evitar daños a los equipos.

ANEXO 2
Consumo Bruto de Energía Eléctrica(GWh)

AREAS	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
01 NORESTE	25575	27398	29868	31669	33938	34480	37894	41033	44346	47709	51872	55545	59005	63515	68708
Incremento	10.05	7.13	9.02	6.03	7.16	1.60	9.90	8.28	8.07	7.58	8.73	7.08	6.23	7.84	8.18
02 NOROESTE	11598	12192	12397	12826	13366	13912	14454	15008	15615	16382	17348	18314	19237	20325	21499
Incremento	8.17	5.12	1.68	3.46	4.21	4.08	3.90	3.83	4.04	4.91	5.90	5.57	5.04	5.66	5.78
03 NORTE	11765	12328	13318	13990	15093	16151	17081	18135	19230	20476	22140	23679	25176	27019	29037
Incremento	7.27	4.79	8.03	5.05	7.88	7.01	5.75	6.17	6.04	6.48	8.13	6.95	6.32	7.32	7.47
04 BAJA CALIFORNIA NTE	7804	7122	7377	8122	9177	10264	10929	11658	12399	13263	14341	15382	16378	17526	18800
Incremento	0.88	-8.74	3.58	10.10	12.99	11.84	6.48	6.67	6.36	6.97	8.13	7.26	6.48	7.01	7.27
05 BAJA CALIFORNIA SUR	956	1003	1027	1091	1159	1228	1306	1386	1480	1569	1663	1760	1874	1993	2110
Incremento	12.47	4.92	2.39	6.23	6.23	5.95	6.35	6.13	6.78	6.01	5.99	5.83	6.48	6.35	5.87
06 CENTRAL-CFE	4207	4213	4077	4137	4205	4542	4929	5328	5536	5786	6278	6600	6873	7197	7525
Incremento	0.91	0.14	-3.23	1.47	1.64	8.01	8.52	8.09	3.90	4.52	8.50	5.13	4.14	4.71	4.56
07 OCCIDENTAL	31631	34361	36619	38853	41454	42712	45416	48375	52121	55057	59889	63406	66411	70029	73841
Incremento	6.99	8.63	6.57	6.10	6.69	3.03	6.33	7.62	6.64	5.63	8.74	5.91	4.74	5.45	5.44
08 ORIENTAL	25500	27376	29168	30170	31825	33451	34607	36027	37451	39025	41424	43844	46423	48981	51921
Incremento	7.80	7.36	6.55	3.44	5.49	5.11	3.46	4.10	3.95	4.20	6.15	5.84	5.88	5.51	6.00
09 PENINSULAR	4094	4463	4858	5199	5726	6153	6485	6862	7281	7812	8511	9158	9764	10527	11346
Incremento	1.87	9.01	8.85	7.02	10.14	7.46	5.40	5.81	6.11	7.29	8.95	7.60	6.62	7.81	7.78
10 CENTRAL-LyFC	30383	32598	34522	36302	38587	40562	42915	44818	47104	49409	51988	54328	56744	59363	62055
Incremento	5.24	7.29	5.90	5.16	6.29	5.12	5.80	4.43	5.10	4.89	5.22	4.50	4.45	4.62	4.53
SUBTOTAL	153513	163054	173231	182359	194530	203455	216016	229130	242563	256468	275434	292016	307885	326475	346842
Incremento	6.76	6.22	6.24	5.27	6.67	4.59	6.17	6.07	5.86	5.74	7.39	6.02	5.43	6.04	6.24
11 PEQUEÑOS SISTEMAS	76	83	83	89	97	99	103	109	114	119	124	130	135	141	146
Incremento	13.43	9.21	0.00	7.23	8.99	2.06	4.04	5.83	4.59	4.39	4.20	4.84	3.85	4.44	3.55
TOTAL	153589	163137	173314	182448	194627	203554	216119	229239	242677	256607	275558	292146	308020	326616	346988
Incremento	6.76	6.22	6.24	5.27	6.68	4.59	6.17	6.07	5.86	5.74	7.39	6.02	5.43	6.04	6.24

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

ANEXO 3
Demanda máxima de Energía Eléctrica(MW)

AREAS	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
01 NORESTE	4005	4307	4662	4759	5245	5345	5861	6360	6876	7390	8033	8609	9159	9837	10655
Incremento	8 45	7 54	8 24	2 08	10 21	1 91	9 65	8 52	8 11	7 48	8 70	7 17	6 39	7 40	8 32
03 NORTE	1187	1937	2163	2231	2421	2594	2778	3023	3224	3371	3630	3777	4011	4316	4646
Incremento	5 42	2 65	11 67	3 14	8 52	7 15	7 09	8 82	6 65	4 56	7 68	4 05	6 20	7 60	7 85
06 CENTRAL-CFE	711	768	757	775	749	804	879	951	999	1045	1137	1198	1251	1313	1379
Incremento	13 40	8 02	-1 39	2 34	-3 36	7 34	9 33	8 19	5 05	4 60	8 80	5 36	4 42	4 96	5 03
07 OCCIDENTAL	4837	5209	5472	5702	6062	6258	6659	7192	7713	8151	8889	9449	9917	10477	11084
Incremento	3 18	7 69	5 05	4 20	6 31	3 23	6 41	8 00	7 24	5 68	9 05	6 30	4 95	5 65	5 79
08 ORIENTAL	4463	4528	4797	4954	5058	5302	5495	5775	6146	6417	6831	7251	7716	8156	8593
Incremento	2 55	1 46	5 94	3 27	2 10	4 82	3 64	5 10	6 42	4 41	6 45	8 15	6 41	5 70	5 38
09 PENINSULAR	702	737	805	839	908	971	1019	1078	1150	1232	1342	1443	1538	1661	1791
Incremento	4 62	4 99	9 20	4 25	8 22	6 94	4 94	5 79	6 69	7 13	8 93	7 53	6 58	8 00	7 83
10 CENTRAL-LyFC	5636	5679	6127	6480	6690	6929	7152	7391	7700	8053	8478	8864	9247	9674	10129
Incremento	8 55	0 77	7 89	5 76	3 24	3 57	3 22	3 34	4 18	4 58	5 28	4 55	4 32	4 62	4 70
S U B T O T A L	22241	23165	24783	25740	27133	28203	29843	31770	33808	35659	38340	40591	42839	45434	48277
Incremento	5 84	4 15	6 98	3 86	5 41	3 94	5 81	6 46	6 41	5 48	7 52	5 87	5 54	6 06	6 26
Factor de Diversidad	1 1112	1 0841	1 1161	1 0909	1 0764	1 0766	1 0769	1 0800	1 0843	1 0796	1 0790	1 0769	1 0790	1 0785	1 0784
Máxima Coincidente	20015	21367	22205	23596	25207	26197	27711	29418	31189	33029	35534	37691	39704	42128	44767
Incremento	-2 36	6 75	3 92	6 26	6 83	3 93	5 78	6 16	6 02	5 90	7 58	6 07	5 34	6 11	6 26
02 NOROESTE	2041	2182	2195	2217	2365	2461	2556	2653	2759	2898	3072	3239	3438	3623	3815
Incremento	6 81	6 90	0 60	1 00	6 68	4 05	3 86	3 79	3 95	5 05	6 00	5 44	6 16	5 38	5 30
04 BAJA CALIFORNIA NTE	1458	1329	1393	1491	1695	1874	1987	2123	2257	2409	2608	2800	2980	3178	3426
Incremento	5 04	-8 85	4 82	7 04	13 67	10 56	6 03	6 84	6 31	6 73	8 26	7 66	6 43	6 64	7 80
05 BAJA CALIFORNIA SUR	164	170	181	186	204	218	231	247	263	277	292	308	329	348	368
Incremento	7 19	3 66	6 47	2 76	9 68	6 86	5 96	6 93	6 48	5 32	5 42	5 48	6 82	5 78	5 75
S U B T O T A L	3663	3681	3769	3894	4264	4553	4774	5023	5278	5564	5972	6347	6747	7149	7609
Incremento	6 11	0 49	2 39	3 32	9 50	6 76	4 85	5 22	5 08	5 80	6 95	6 28	6 30	5 96	6 43
11 PEQUEÑOS SISTEMAS	17	18	18	20	21	22	23	25	25	27	28	29	30	32	33
Incremento	6 25	5 88	0 00	11 11	5 00	4 76	4 55	8 70	4 00	3 85	3 70	3 57	3 45	6 67	3 13
T O T A L	23695	25066	25992	27510	29492	30772	32608	34486	36493	38640	41534	44067	46481	49309	52409
Incremento	-1 13	5 79	3 69	5 84	7 20	4 34	5 64	6 02	5 88	5 88	7 49	6 10	5 48	6 08	6 29

ANEXO 4
Producto Interno Bruto (PIB)
(Índice de Precios Implícitos por Gran División
de Actividad Económica; Base 1993 = 100)

- 1 Agropecuario, Silvicultura y Pesca,
- 2 Minería,
- 3 Industria Manufacturera,
- 4 Construcción,
- 5 Electricidad, Gas y Agua,
- 6 Comercio, Restaurantes y Hoteles,
- 7 Transporte, Almacenaje y Comunicaciones,
- 8 Servicios Financieros, Seguros, Actividades Inmobiliarias y de Alquiler,
- 9 Servicios Comunes, Sociales y Personales

PERIODO	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1980/01	0.5	0.4	0.9	0.5	0.6	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4
1980/02	0.5	0.5	1	0.5	0.6	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4
1980/03	0.5	0.5	1	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5	0.4
1980/04	0.5	0.5	1.2	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5	0.4
1981/01	0.6	0.5	0.9	0.6	0.7	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5
1981/02	0.6	0.6	0.9	0.6	0.7	0.5	0.7	0.5	0.6	0.6
1981/03	0.6	0.7	0.9	0.7	0.7	0.5	0.7	0.6	0.6	0.6
1981/04	0.7	0.7	1	0.7	0.7	0.5	0.7	0.6	0.7	0.6
1982/01	0.8	0.6	1.4	0.8	1	0.6	0.9	0.7	0.7	0.8
1982/02	0.9	0.8	1.5	0.9	1.1	0.6	1	0.8	0.8	0.8
1982/03	1.1	1	1.8	1.1	1.2	0.8	1.3	1	0.9	0.9
1982/04	1.3	1.1	2.5	1.3	1.3	0.9	1.5	1.2	1.1	1.1
1983/01	1.6	1.2	4.7	1.7	1.6	1.2	1.9	1.5	1.2	1.3
1983/02	1.8	1.6	6.5	1.9	1.7	1.3	2.1	1.7	1.4	1.4
1983/03	2	1.9	9.1	2.2	1.9	1.4	2.3	1.9	1.5	1.6
1983/04	2.2	2	12.6	2.4	2	1.5	2.6	2.1	1.7	1.6
1984/01	2.6	2.3	8.6	2.9	2.4	2	3.1	2.5	1.9	2
1984/02	2.9	2.8	9.2	3.3	2.6	2.1	3.5	2.8	2.1	2.2
1984/03	3.2	3.3	11.3	3.6	2.9	2.2	3.8	3.1	2.2	2.5
1984/04	3.4	3.4	12.7	4	3	2.4	4.1	3.3	2.4	2.6
1985/01	4.1	3.6	11.8	4.7	3.8	2.8	4.9	3.8	2.8	3.3
1985/02	4.5	4.4	13.3	5.1	4	3.1	5.4	4.2	3	3.5
1985/03	5.1	5.4	14	5.6	4.5	3.3	6	4.8	3.4	4
1985/04	5.6	5.6	16.2	6.3	4.7	3.6	6.9	5.5	3.8	4.2
1986/01	6.4	5.8	16.5	7.6	6.4	5.8	7.5	6.3	4.4	5.1
1986/02	7.3	7.3	16.9	8.9	7.1	6.4	8.5	7.3	5	5.6
1986/03	8.7	9.4	19.1	10.6	8.2	7.1	10.3	9.2	5.7	6.7
1986/04	10.2	10.6	21.1	13	9.6	7.9	12.8	11.2	6.7	7.7
1987/01	14	12	45.5	16.5	12	11.5	16.5	13.7	8.3	10.1
1987/02	17	15.6	53	20.8	14.8	12.7	20.7	16.9	9.9	12.3
1987/03	21.3	21.7	63	26.7	18.7	13.9	25.7	21	12	15.7
1987/04	26.4	26.5	79.4	34.2	24.6	17.1	32.6	27.6	15	19.5
1988/01	36	31.1	69.1	49.5	34.8	31	42.7	40.5	19.3	26.6
1988/02	39	37.4	76	51.9	35.7	31	47.8	41.5	23.5	28.2
1988/03	41.4	46	78.3	51.8	35.4	31	49.5	41.6	27.3	29.9
1988/04	41.9	46.1	75.1	51.2	35.2	31	51.3	41.8	30.8	30.3

ANEXO 4 (continuación)
Producto Interno Bruto (PIB)
(Índice de Precios Implícitos por Gran División
de Actividad Económica; Base 1993 = 100)

- 1 Agropecuario, Silvicultura y Pesca,
- 2 Minería,
- 3 Industria Manufacturera,
- 4 Construcción,
- 5 Electricidad, Gas y Agua,
- 6 Comercio, Restaurantes y Hoteles,
- 7 Transporte, Almacenaje y Comunicaciones,
- 8 Servicios Financieros, Seguros, Actividades Inmobiliarias y de Alquiler,
- 9 Servicios Comunales, Sociales y Personales

PERIODO	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1989/01	47.1	47.6	78.8	55.6	41.1	38.9	55.5	48.7	35.3	35.1
1989/02	49.1	52.5	77.7	56.8	42.3	38.9	58.3	49.5	38.4	36.2
1989/03	51.5	57.2	78.7	57.3	43.7	39.1	59.9	50.5	41.6	38.5
1989/04	53.1	56.3	80.4	59.3	45.8	41.6	63.1	51.9	45.3	39.7
1990/01	59	64.1	91	64	50.5	45.3	67.5	59.7	49.7	46.3
1990/02	61.6	67.2	94.2	66.3	53.8	48.3	70.2	62.7	54	48
1990/03	66.4	72	101.7	69.3	56.3	55	76.7	65.8	58.6	51.6
1990/04	70.1	73.4	117.9	73.8	60	63.4	81.9	70.9	63.3	54.2
1991/01	75.7	78.3	97.4	82.3	66.6	72	80.4	84.2	67.3	62.2
1991/02	77.8	83.7	98.9	83.5	69.9	72.9	82.7	85.6	70.3	63.6
1991/03	80.9	89.2	102.7	84.6	72	72.9	85	87.9	72.6	66.3
1991/04	83.2	88.4	107.3	85.9	74.8	80.3	88.3	95.1	75.8	69
1992/01	87.3	92.3	109	91.7	81	92.4	89.5	88.8	82.2	79.4
1992/02	89.9	95.6	111.2	93.2	85.3	91.3	92.7	93	84.6	81.6
1992/03	92.9	96.5	114.5	94.7	87.7	91.5	94.6	97.4	86.9	85.1
1992/04	94.7	96.9	115.3	96.8	90.7	92.9	96.5	100.4	89.1	87.6
1993/01	97.8	98.3	101.2	98.6	98.5	101.4	97.8	97	97.2	96.8
1993/02	99.2	99.4	100	99.6	99.5	100.3	99.4	98.7	99.2	98.2
1993/03	100.6	101	99.8	100.3	100.5	100.6	100.7	101	100.9	100.7
1993/04	102.4	101.2	99.2	101.5	101.3	97.8	101.9	103.1	102.5	104.3
1994/01	106.1	104.2	102.5	103.5	113.9	98.7	99.8	103.8	106.9	113.1
1994/02	107	105.7	104.2	105.8	114.7	98.3	102	106.2	108.8	114.8
1994/03	109.3	107.9	104.7	107.5	115.5	100.1	103.3	107	110.3	116.7
1994/04	111.4	108.2	107	111.2	116.5	102.2	105	110.1	111.8	120.9
1995/01	128.1	112.1	140.8	142.1	127.3	94.9	132.1	129	136.3	127.8
1995/02	148.4	123.3	172.7	160.7	150.2	107.5	152.8	151.4	155.9	142.9
1995/03	155	132.6	182.9	164.5	156.5	106.9	161.9	157.4	169.4	151.7
1995/04	167.1	143.8	220.4	176.7	162.1	124.8	173.5	167.9	180.2	161.4
1996/01	179.4	167.4	177.5	195.7	174.3	129.8	189.8	177.2	164.8	170.9
1996/02	190.5	186.7	190.8	203.3	186.9	122.9	202.2	190.2	174.5	180.9
1996/03	199.3	196.2	207.8	207.3	193.3	123.6	212.3	199.2	182.9	189.9
1996/04	211.8	200.3	238.1	213.3	199.9	147.5	224.6	211.8	190.8	198.9

ANEXO 4 (continuación)
Producto Interno Bruto (PIB)
(Índice de Precios Implícitos por Gran División
de Actividad Económica; Base 1993 = 100)

- 1 Agropecuario, Silvicultura y Pesca,
- 2 Minería,
- 3 Industria Manufacturera,
- 4 Construcción,
- 5 Electricidad, Gas y Agua,
- 6 Comercio, Restaurantes y Hoteles,
- 7 Transporte, Almacenaje y Comunicaciones,
- 8 Servicios Financieros, Seguros, Actividades Inmobiliarias y de Alquiler,
- 9 Servicios Comunales, Sociales y Personales

PERIODO	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1997/01	221.5	205	226.8	226.9	224.2	162.8	222.6	216.3	182.2	222.3
1997/02	224.9	211.7	224.1	229.9	228.6	149	229	226.1	188.5	227.3
1997/03	230.3	221.9	243.1	232.5	233	149.2	235.3	235.2	194	235.1
1997/04	242.8	216.8	263.7	238.8	241.7	175.9	243.4	243.8	200.1	244.3
1998/01	255.6	222.7	238	253.3	274.6	208.5	239.7	260.7	218.3	270.7
1998/02	258.1	232.6	237	256.6	281.9	190.8	248	265.7	225.2	277.9
1998/03	267.4	245.1	262.7	264	288.1	187.7	254.7	271.4	231.9	288.7
1998/04	280.5	255.2	291.3	278.6	302.8	220.5	265.2	284.2	241.7	303
1999/01	295.9	252.2	307.4	295.2	330.1	243.4	277.1	297	245.1	333
1999/02	301	248.2	301.5	295.5	340.2	221.6	287.9	307.1	252.4	341.4
1999/03	307.3	248.6	333.6	296.8	348.1	217.4	296.7	311.6	258.1	354.5
1999/04	318.5	246.6	362.8	304.8	354.6	255.5	308.6	319	264	365.4
2000/01	337.5	247.9	347.3	316.6	387.5	240.5	323	329.6	259.3	396.3
2000/02	337.2	256.6	342	318.7	397.6	218.1	328.1	333.3	262.9	404.5
2000/03	343.8	266.7	373.9	318.2	399.3	213.3	332.5	331.8	265.2	418.7
2000/04	351.1	267.5	404.9	325	403	247.8	339.6	343.2	270	429
2001/01										
p/	361	265.8	368.2	334.8	416.9	268.9	344.3	344	275	428.9
2001/02	355.6	273.5	351.9	331.7	420.8	240.3	347.5	345.4	277.8	433.9
2001/03	361.8	280.9	380.8	329.3	420.8	229	347.5	343.1	279.4	445.3
2001/04	365.7	280.3	408.5	333.9	420.6	262.9	349.9	350.4	283.7	456.8
2002/01	367.3	274.2	369.7	339	426.9	305.7	359.2	352.3	289.7	452.4
2002/02	372.1	278.7	366.8	339.4	430.5	271.3	365.7	357	293.8	459.9
2002/03	378	288.4	403.7	342.3	435.6	266.5	367.4	354.4	297.2	472.4

p/ Cifras preliminares a partir de la fecha que se indica
 FUENTE: INEGI. Sistema de Cuentas Nacionales de México.

ANEXO 5
Precio Medio de la Electricidad (Centavos de peso/kWh)

	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Media Industria	Gran Industria	TOTAL
1962	0.0420	0.0390	0.0160	0.0160	0.0190	0.0100	0.0240
1963	0.0430	0.0400	0.0130	0.0160	0.0200	0.0100	0.0250
1964	0.0430	0.0430	0.0130	0.0160	0.0200	0.0100	0.0250
1965	0.0430	0.0440	0.0130	0.0160	0.0210	0.0100	0.0260
1966	0.0430	0.0430	0.0130	0.0170	0.0230	0.0100	0.0260
1967	0.0430	0.0430	0.0130	0.0160	0.0210	0.0110	0.0260
1968	0.0430	0.0430	0.0140	0.0170	0.0200	0.0110	0.0250
1969	0.0430	0.0420	0.0140	0.0160	0.0200	0.0100	0.0240
1970	0.0430	0.0420	0.0130	0.0160	0.0200	0.0100	0.0240
1971	0.0430	0.0422	0.0132	0.0171	0.0206	0.0100	0.0243
1972	0.0431	0.0425	0.0132	0.0156	0.0206	0.0107	0.0240
1973	0.0438	0.0433	0.0132	0.0164	0.0215	0.0119	0.0249
1974	0.0507	0.0517	0.0136	0.0156	0.0253	0.0141	0.0284
1975	0.0527	0.0571	0.0153	0.0129	0.0280	0.0158	0.0303
1976	0.0589	0.0687	0.0206	0.0132	0.0348	0.0212	0.0360
1977	0.0733	0.0856	0.0570	0.0244	0.0498	0.0376	0.0520
1978	0.0745	0.0854	0.0589	0.0247	0.0514	0.0391	0.0533
1979	0.0858	0.1028	0.0635	0.0293	0.0596	0.0461	0.0623
1980	0.1040	0.1269	0.0711	0.0351	0.0761	0.0600	0.0778
1981	0.1256	0.1612	0.0824	0.0420	0.0948	0.0779	0.0978
1982	0.1715	0.2232	0.1098	0.0220	0.1336	0.1131	0.1324
1983	0.2668	0.3583	0.1842	0.0200	0.2169	0.1854	0.2129
1984	0.5949	0.8021	0.4620	0.1106	0.5449	0.4337	0.4998
1985	0.8600	1.2803	0.7216	0.1867	0.8569	0.6708	0.7687
1986	1.8079	2.8186	1.6146	0.3350	1.7996	1.3976	1.6134
1987	3.2716	6.3011	3.6062	0.7014	3.9520	3.1457	3.4043
1988	7.1762	14.9448	8.6190	2.2027	9.2099	6.7776	7.7252
1989	8.3349	20.6896	12.5805	2.2538	11.8740	8.6410	9.8027
1990	11.6646	26.2922	18.8448	3.1602	14.8089	10.1380	12.6667
1991	0.1601	0.3441	0.2425	0.0681	0.1828	0.1293	0.1672
1992	0.1937	0.4183	0.2975	0.0989	0.2079	0.1392	0.1991
1993	0.2024	0.4496	0.3226	0.1254	0.2148	0.1340	0.2078
1994	0.2139	0.4793	0.3375	0.1276	0.2126	0.1207	0.2078
1995	0.2527	0.6159	0.4154	0.1347	0.2446	0.1525	0.2457
1996	0.3189	0.7752	0.5503	0.1677	0.3345	0.2220	0.3201
1997	0.3747	0.9243	0.6550	0.1963	0.4276	0.2905	0.3953
1998	0.4374	1.0508	0.8244	0.2260	0.4621	0.3067	0.4437
1999	0.4924	1.2013	0.9469	0.2574	0.5247	0.3502	0.5043
2000	0.5589	1.2768	1.0549	0.2869	0.6149	0.4292	0.5830
2001	0.6078	1.3183	1.1355	0.3133	0.6289	0.4372	0.6147

ANEXO 6
Crecimiento de la Población en México, 1985-2000

Año	Número de personas
1895	12 700 294
1900	13 607 259
1910	15 160 369
1921	14 334 780
1930	16 552 722
1940	19 653 552
1950 a/	25 791 017
1960	34 923 129
1970	48 225 238
1980	66 846 833
1990	81 249 645
1995	91 158 290
2000	97 483 412

NOTA: Cifras correspondientes a las siguientes fechas censales: 20 de octubre (1895), 28 de octubre (1900), 27 de octubre (1910), 30 de noviembre (1920), 15 de mayo (1930), 6 de marzo (1940), 6 de junio (1950), 8 de junio (1960), 28 de enero (1970), 4 de junio (1980), 12 de marzo (1990), 5 de noviembre (1995) y 14 de febrero (2000). La división política de México y su nomenclatura han registrado diversos cambios a través de la historia.

a/ El total incluye 11 763 habitantes, dato registrado bajo el concepto de *Complementarios*, el cual no se presentó por entidad federativa.

FUENTE: Para 1895 a 1990: I al XI Censos de Población y Vivienda.

Para 1995: INEGI. *Estados Unidos Mexicanos. Censo de Población y Vivienda, 1995. Resultados Definitivos. Tabulados Básicos.*

Para 2000: INEGI. *Estados Unidos Mexicanos. XII Censo General de Población y Vivienda, 2000. Tabulados Básicos y por Entidad Federativa. Bases de Datos y Tabulados de la Muestra Censal.*

INEGI. *División Territorial de los Estados Unidos Mexicanos de 1810 a 1995.*

ANEXO 7
Índice de Volumen Físico de la Actividad Industrial
(Base 1993 = 100)

Año	Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Agt	Sep	Oct	Nov	Dic
1980	74.8	75.2	77.9	75.4	77.7	76.9	77.4	78.3	77	82.1	79.5	79.2
1981	80	79.8	85.2	83.3	85	85.5	86.9	86.3	85.3	88.1	85	83.3
1982	83	83.2	88.4	83.4	85.2	85	83.6	82.5	79.6	79.2	78.7	75.6
1983	74.1	73.1	75.3	74.8	74.6	74.6	73.7	74.8	72.6	75.1	74.2	72.7
1984	72.9	75.6	78.4	74.7	78.7	78.4	79.5	80.3	78	80.4	79.9	77.1
1985	79.8	80	84.3	80.4	84.1	82.9	85.2	83.4	80.5	85.2	81.9	77.3
1986	79.6	79	77.5	83.4	81.2	77.1	77.6	75.1	73.6	77.7	73.6	71.5
1987	73.2	73.4	79.4	78	81.3	81.1	81.7	80.2	80.6	83.7	81.3	78.8
1988	78.2	80.1	81.6	80.4	82.2	83	78.9	83.4	79.9	84.1	86.3	81.1
1989	84	82.5	84.6	87.8	90	89.5	87.6	89.8	84.5	88.7	88.3	82
1990	89	85.3	95.5	87.5	96.4	93.6	94.7	95.4	91.1	97.9	95.2	87.7
1991	94.3 ^{p/}	90.7	91.6	97.3	98.9	94.1	97.6	95.9	92.6	102.6	98.6	92.3
1992	95.1	94.8	104.4	95.3	101.3	101.4	103.3	99.2	100.9	103.7	100.1	97.1
1993	95.5	95.6	106.7	98	100.9	100.6	98.8	98.9	99.5	102.8	101.4	101.5
1994	98.7	96.6	106.4	105.8	105.4	108.8	103.7	107.9	104.6	108.6	107.8	103.3
1995	101.1	94.5	101.5	91.3	96	95.1	91.5	96.7	94	98.6	99.6	99.3
1996	101.7	100.2	105.1	101.1	106.9	106.1	106.7	109.3	105.1	113.5	111	109.9
1997	109.2	106.5	109.3	117	116.4	117.7	118.6	118	117.8	125.8	119.3	119
1998	117	115.1	127.3	119.9	123.5	126.3	125.7	126.1	125.8	129.1	123.8	123.1
1999	119.3	118.3	130.1	125.7	128.3	133.8	132.1	132.5	131.1	132.5	131.8	130
2000	128.4	129.5	140.6	130.6	139.9	143.2	139.4	143	138.4	141.4	137.1	128.3
2001	130.6	124.8	137.6	126.2	135.1	137.1	134.2	136	130.3	134.8	131.7	123.7
2002	126.1	122.5	127.2	136.1	136.2	136	136.6	136.7	129.6	136.6		

Para octubre de 2002 son cifras oportunas, las cuales están sujetas a revisión.

p/ Cifras preliminares a partir de la fecha que se indica

FUENTE: INEGI. Sistema de Cuentas Nacionales de México.

ANEXO 8
Precio de Productos Petrolíferos, Combustóleo
(Pesos por Litro)

	Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1997	1	0.9	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	1	1	1
1998	0.8	0.7	0.6	0.6	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	0.8	0.9	0.8
1999	0.7	0.7	0.8	0.8	1	1	1	1.2	1.3	1.3	1.4	1.1
2000	1.2	1.3	1.4	1.4	1.5	1.8	1.7	1.5	1.6	1.9	1.6	1.3
2001	1.3	1.5	1.6	1.3	1.5	1.3	1.3	1.3	1.5	1.3	1	1.1
2002	1.1	1.1	1.3	1.6	1.7	1.8	1.8	1.8	1.9	2.1		

FUENTE: Petróleos Mexicanos. Indicadores Petroleros.

Precio de Productos Petrolíferos, Diesel
(Pesos por Litro)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1997	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.7
1998	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.9	3.3	3.4
1999	3.6	3.6	3.6	3.7	3.7	3.7	3.8	3.8	3.9	3.9	3.9	4
2000	4	4	4.1	4.1	4.1	4.2	4.2	4.2	4.3	4.3	4.3	4.4
2001	4.4	4.4	4.4	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.6	4.7
2002	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.9

FUENTE: Petróleos Mexicanos. Indicadores Petroleros

Precio de Productos Petrolíferos, Turbosina
(Pesos por Litro)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1997	1.6	1.6	1.5	1.4	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.4
1998	1.3	1.3	1.1	1.2	1.2	1.1	1.2	1.2	1.7	1.4	1.2	1.1
1999	1.1	1	1.4	1.4	1.3	1.5	1.6	1.8	1.9	1.9	2.2	2.2
2000	2.6	2.4	2.2	2.3	2.4	2.5	2.5	2.8	3	3	3.4	2.4
2001	2.8	2.4	2.3	2.4	2.5	2.3	2.1	2.2	2.2	1.8	1.5	1.6
2002	1.6	1.6	1.9	2	2	2	2.1	2.4	2.5	2.4	2.3	2.9

FUENTE: Petróleos Mexicanos. Indicadores Petroleros

ANEXO 9
Inflación Promedio Anual
Índice General y por Objeto del Gasto
(Variación Porcentual)

	Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1981	27.8	27.89	27.95	28.14	28.24	28.17	28.16	27.94	27.88	27.93	27.99	28.06
1982	30.82	31.77	32.77	34.36	36.48	38.72	41.08	44.69	48.18	51.54	54.83	58.92
1983	110.06	111.53	112.87	114.03	114.15	113.84	113.55	111.15	108.72	106.37	104.65	101.87
1984	73.4	73.33	72.97	71.91	70.92	70.22	69.28	68.34	67.61	67.05	66.18	65.45
1985	60.75	59.87	59.37	58.61	57.85	57.04	56.52	56.45	56.59	56.75	57.08	57.75
1986	65.93	66.16	66.67	67.84	69.66	72.08	74.22	76.75	79.19	81.57	83.97	86.23
1987	104.34	107.11	109.4	112.47	115.24	117.42	120.09	122.19	124	126.17	128.28	131.83
1988	176.82	178.33	177.44	172.98	167.18	160.96	154.04	146.49	139.01	131.17	123.38	114.16
1989	34.56	30.05	26.87	24.82	23.48	22.42	21.56	20.92	20.49	20.24	20.04	20.01
1990	22.48	23.03	23.49	23.73	23.97	24.34	24.75	25.18	25.59	25.91	26.32	26.65
1991	27.11	26.78	26.53	26.25	25.89	25.41	24.89	24.34	23.85	23.43	23.06	22.66
1992	17.95	17.62	17.35	17.17	16.99	16.79	16.61	16.46	16.33	16.17	15.86	15.51
1993	11.32	11.12	10.89	10.69	10.55	10.43	10.32	10.23	10.15	10.04	9.92	9.75
1994	7.5	7.34	7.26	7.2	7.14	7.09	7.05	7.01	6.98	6.96	6.96	6.97
1995	10.23	12.27	15.01	18.63	21.76	24.46	26.7	28.59	30.28	31.85	33.4	35
1996	51.72	50.3	48.01	44.96	42.48	40.49	38.98	37.81	36.83	35.94	35.09	34.38
1997	26.44	26.03	25.5	24.68	23.96	23.32	22.78	22.3	21.88	21.49	21.12	20.63
1998	15.27	15.31	15.3	15.25	15.19	15.21	15.24	15.27	15.35	15.49	15.67	15.93
1999	19.01	18.77	18.6	18.51	18.4	18.23	18.06	17.86	17.63	17.34	17.01	16.59
2000	11.02	10.77	10.55	10.34	10.17	10.04 ^{p/}	9.9	9.8	9.69	9.61	9.54	9.49
2001	8.11	7.6	7.46	7.37	7.28	7.16	6.98	6.84	6.76	6.67	6.55	6.37
2002	4.79	4.79	4.75	4.73	4.72	4.76						

p/ Cifras preliminares a partir de la fecha que se indica

FUENTE: Banco de México. Índices de Precios.

ANEXO 10
Indicador de la Inversión Fija Bruta
Índice de Volumen Físico
(Base 1993 = 100)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Ene	95.2	99.8	89.2	79.7	96	113.2	115.9	136.3	137.1	131.4
Feb	95.8	98.9	74.5	76.9	91	109.7	117.4	133.3	132.5	127.2
Mar	106.7	109.4	84.4	82	96.7	124.3	134.1	143.4	145.3	127.7
Abr	97.1	105.7	68.4	79.9	104.8	112.5	121.6	131.8	129.6	139.4
May	97.1	106.8	72.9	85.7	103.6	115.3	123.9	142.8	134.4	138.9
Jun	102.8	115.8	75.3	88.8	109.9	124.3	134.7	151.8	138.9	135.7
Jul	100.1	107.1	69.1	90.6	111	124.3	130.4	146.6	139.3	140.2
Ago	98.2	112.1	74	90.5	110.9	118.7	132.1	151.1	136.1	133.2
Sep	98.5	104.5	71.5	90	110.8	121.8	127.3	139	122.5	121.4
Oct	102.1	112.9	78	101.7	121.5	121.8	132.9	147.2	133.5	
Nov	100.8	113.4	80.3	100.9	116	117.5	132.9	148.8	132.6	
Dic	105.5	114.3	85.7	108.3	128.7	131.2	142.2	149	138.3	

p/ Cifras preliminares a partir de la fecha que se indica

FUENTE: INEGI. Sistema de Cuentas Nacionales de México.

ANEXO 11
Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Nacional (MW)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1988	14756	14720	15030	15299	15488	15494	15120	15410	15831	15492	15468	15358
1989	15496	15562	16099	16261	16859	16843	16939	16323	16596	16666	16534	16132
1990	16453	16288	16691	17176	17671	17836	16850	17564	17257	17150	17395	16605
1991	16647	16810	17188	17997	18382	18361	17294	18142	18004	18117	17372	17376
1992	17024	17023	17739	18153	18128	19188	18842	18768	19147	18417	18255	18178
1993	17884	18332	18697	19177	19425	19680	19010	19534	19199	19572	18714	19296
1994	18776	18527	19418	19746	20265	20453	20599	20803	20867	20919	20157	
1995	20102	20100	20576	20568	21262	21138	20754	21124	21524	21317	20891	21258
1996	20595	21042	21128	21051	22244	22108	21892	21902	22256	22315	22122	22151
1997	22011	22174	22420	21909	22761	23336	23007	23917	24339	24089	23363	23741
1998	23243	23471	24057	24181	24712	25238	25053	25401	24974	24641	24267	24387
1999	24081	24858	25002	25365	26174	26231	25859	26428	26863	26194	25935	26374
2000	25830	26489	27301	26698	27757	26823	28140	28111	29198	28177	27158	27989
2001	27037	27297	27506	28173	28397	28402	28026	28985	29158	29043	28160	28568

Consumo del Sistema Eléctrico Nacional (GWh)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1988	7801.60	7526.72	8180.12	8127.64	8758.68	8738.06	8618.50	8780.67	8323.30	8598.10	8164.64	8156.26
1989	8532.70	7912.38	8579.22	9052.33	9658.84	9653.15	9833.57	9614.00	9109.81	9241.03	8710.17	8636.63
1990	9042.41	8240.56	9488.36	9223.19	10100.25	10208.06	9882.43	10015.86	9547.98	9516.67	8882.26	8883.94
1991	9252.00	8459.00	9505.00	10017.00	10589.00	10262.00	10128.00	10577.00	9746.00	10143.00	9230.00	9174.00
1992	9333.51	8627.76	9948.29	9718.82	10341.31	10711.73	10072.21	10851.19	10587.16	10333.73	9548.12	9705.08
1993	9766.60	9062.59	10526.16	10285.29	11145.18	11141.35	11107.36	11440.61	10523.78	10758.50	9936.50	10276.98
1994	10466.42	9504.30	11068.17	10991.83	12005.31	11895.32	12444.30	12581.32	11717.15	11843.47	11094.46	11133.26
1995	11345.21	10309.37	11736.60	11301.36	12458.89	12273.50	12512.88	12713.07	12088.74	12148.20	11362.34	11611.23
1996	11730.71	11260.48	12231.88	12026.44	13584.96	13338.76	13819.92	13764.25	12852.67	13056.82	12195.48	12361.77
1997	12688.75	11675.37	12840.31	12919.62	14025.39	14201.59	14764.75	15054.37	14452.12	14109.42	13091.85	13275.01
1998	13414.73	12339.57	14111.50	13918.74	15310.90	15602.02	15950.30	15726.98	14827.69	14647.57	13553.42	13798.68
1999	13876.81	12996.87	14830.82	14784.92	16052.73	15979.41	16095.26	16645.47	15809.60	15668.18	14652.28	14923.05
2000	14994.62	14511.36	16076.35	15584.02	17316.44	16577.37	17522.48	17785.27	16985.68	16396.32	15286.62	15372.57
2001	15633.26	14430.39	16210.36	15901.00	17460.51	14449.40	14843.88	18227.02	16933.86	16763.91	15658.12	15680.30

ANEXO 12

Representaciones de la Ecuación del Modelo 1 para el Consumo

Comando para Estimación:

=====

LS CONSUMO ACTIND INFLACION C

Ecuación para la Estimación:

=====

CONSUMO = C(1)*ACTIND + C(2)*INFLACION + C(3)

Coefficiente Sustituidos:

=====

CONSUMO = 155.884137*ACTIND + 274.1808145*INFLACION - 5051.27784

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 1 para el Consumo

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 07:32

Muestra: 1991:01 2001:12

Observaciones incluidas: 132

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
ACTIND	155.8841	5.645845	27.61042	0.0000
INFLACION	274.1808	77.27845	3.547959	0.0005
C	-5051.278	684.7695	-7.376610	0.0000
Coefficiente de correlación	0.864237	Media de la variable dependiente		12870.30
Coefficiente de correlación ajustado	0.862133	Cuasi desviación típica muestral		2432.815
Error estándar de la regresión	903.3165	Criterio de información de Akaike		16.47249
Suma de los errores al cuadrado	1.05E+08	Criterio de Schwarz		16.53801
Logaritmo de la función verosimilitud	-1084.184	Estadístico F		410.5941
Estadístico de Durbin-Watson	0.763881	Probabilidad del estadístico F		0.000000

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

ANEXO 13

Representaciones de la Ecuación del Modelo 2 para el Consumo

Comando para Estimación:

=====

LS CONSUMO INFLACION ACTIND INVFIJBRUTA C

Ecuación para la Estimación:

=====

CONSUMO = C(1)*INFLACION + C(2)*ACTIND + C(3)*INVFIJBRUTA + C(4)

Coefficiente Sustituídos:

=====

CONSUMO = -20.64863127*INFLACION + 212.7950152*ACTIND - 57.97403948*INVFIJBRUTA - 4634.291887

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 2 para el Consumo

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 07:46

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas108

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
INFLACION	-20.64863	82.63681	-0.249872	0.8032
ACTIND	212.7950	14.01552	15.18282	0.0000
INVFIJBRUTA	-57.97404	10.51028	-5.515936	0.0000
C	-4634.292	759.9371	-6.098257	0.0000
Coefficiente de correlación	0.874654	Media de la variable dependiente		13537.21
Coefficiente de correlación ajustado	0.871038	Cuasi desviación típica muestral		2165.445
Error estándar de la regresión	777.6378	Criterio de información de Akaike		16.18673
Suma de los errores al cuadrado	62890936	Criterio de Schwarz		16.28607
Logaritmo de la función verosimilitud	-870.0836	Estadístico F		241.9014
Estadístico de Durbin-Watson	1.137337	Probabilidad del estadístico F		0.000000

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ANEXO 14

Representaciones de la Ecuación del Modelo 3 para el Consumo

Comando para Estimación:

=====

LS CONSUMO INFLACION INVFIJBRUTA PRECOMB ACTIND C

Ecuación para la Estimación:

=====

CONSUMO = C(1)*INFLACION + C(2)*INVFIJBRUTA + C(3)*PRECOMB + C(4)*ACTIND + C(5)

Coefficiente Sustituídos:

=====

CONSUMO = -425.7975426*INFLACION - 26.67966204*INVFIJBRUTA +
222.3987353*PRECOMB + 154.4928933*ACTIND - 1051.823409

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 3 para el Consumo

Variable dependiente: CONSUMO
Método: Mínimos cuadrados
Fecha: 01/25/03 Hora: 08 03
Muestra: 1997:01 2001:12
Observaciones incluidas:60

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
INFLACION	-425.7975	229.0533	-1.858945	0.0684
INVFIJBRUTA	-26.67966	17.73488	-1.504361	0.1382
PRECOMB	222.3987	483.0972	0.460360	0.6471
ACTIND	154.4929	30.79212	5.017286	0.0000
C	-1051.823	2456.154	-0.428240	0.6701
Coefficiente de correlación	0.720951	Media de la variable dependiente		15086.95
Coefficiente de correlación ajustado	0.700657	Cuasi desviación típica muestral		1434.105
Error estándar de la regresión	784.6308	Criterio de información de Akaike		16.24796
Suma de los errores al cuadrado	33860503	Criterio de Schwarz		16.42249
Logaritmo de la función verosimilitud	-482.4388	Estadístico F		35.52458
Estadístico de Durbin-Watson	1.527394	Probabilidad del estadístico F		0.000000

ANEXO 15

Representaciones de la Ecuación del Modelo 4 para el Consumo

Comando para Estimación:

```
=====
LS CONSUMO TIEMPO B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B9 B10 B11 ACTIND INVBRUFIJA PIB C
```

Ecuación para la Estimación:

```
=====
CONSUMO = C(1)*TIEMPO + C(2)*B1 + C(3)*B2 + C(4)*B3 + C(5)*B4 + C(6)*B5 + C(7)*B6 +
C(8)*B7 + C(9)*B8 + C(10)*B9 + C(11)*B10 + C(12)*B11 + C(13)*ACTIND + C(14)*INVBRUFIJA +
C(15)*PIB + C(16)
```

Coefficiente Sustituidos:

```
=====
CONSUMO = 38.81244089*TIEMPO + 945.8472468*B1 + 962.4526386*B2 + 1967.86022*B3 +
1472.6472*B4 + 1938.804308*B5 + 2304.439391*B6 + 1517.622478*B7 + 1168.185938*B8 +
360.5393664*B9 + 820.1951304*B10 + 794.4302086*B11 + 74.80063729*ACTIND -
16.68634573*INVBRUFIJA + 4.740884681e-08*PIB + 3370.337235
```

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 4 para el Consumo

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 06:04

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas108

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	38.81244	12.76383	3.040814	0.0031
B1	945.8472	222.9316	4.242770	0.0001
B2	962.4526	209.4562	4.595006	0.0000
B3	1967.860	224.3526	8.771283	0.0000
B4	1472.647	215.1964	6.843272	0.0000
B5	1938.804	207.8877	9.326209	0.0000
B6	2304.439	215.8953	10.67388	0.0000
B7	1517.622	212.9554	7.126482	0.0000
B8	1168.186	223.0093	5.238282	0.0000
B9	360.5394	206.4850	1.746080	0.0841
B10	820.1951	212.6250	3.857472	0.0002
B11	794.4302	215.9939	3.678021	0.0004
ACTIND	74.80064	16.85080	4.438996	0.0000
INVBRUFIJA	-16.68635	7.920714	-2.106672	0.0379
PIB	4.74E-08	7.80E-07	0.060817	0.9516
C	3370.337	1033.901	3.259825	0.0016
Coefficiente de correlación	0.966782	Media de la variable dependiente		13537.21
Coefficiente de correlación ajustado	0.961366	Cuasi desviación típica muestral		2165.445
Error estándar de la regresión	425.6301	Criterio de información de Akaike		15.08097
Suma de los errores al cuadrado	16666808	Criterio de Schwarz		15.47832
Logaritmo de la función verosimilitud	-798.3725	Estadístico F		178.5051
Estadístico de Durbin-Watson	1.274486	Probabilidad del estadístico F		0.000000

Representaciones de la Ecuación del Modelo 4 para el Consumo sin variables redundantes

Comando para Estimación:

=====

LS CONSUMO TIEMPO B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B10 B11 ACTIND INVBRUFIJA C

Ecuación para la Estimación:

=====

CONSUMO = C(1)*TIEMPO + C(2)*B1 + C(3)*B2 + C(4)*B3 + C(5)*B4 + C(6)*B5 + C(7)*B6 + C(8)*B7 + C(9)*B8 + C(10)*B10 + C(11)*B11 + C(12)*ACTIND + C(13)*INVBRUFIJA + C(14)

Coefficiente Sustituidos:

=====

CONSUMO = 38.03999375*TIEMPO + 742.1461784*B1 + 779.4179518*B2 + 1768.565039*B3 + 1270.724183*B4 + 1746.361209*B5 + 2102.351811*B6 + 1322.947005*B7 + 965.241581*B8 + 657.1143732*B10 + 619.8035984*B11 + 80.47722634*ACTIND - 17.97928152*INVBRUFIJA + 3140.95097

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 4 para el Consumo sin variables redundantes

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 01:13

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas108

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	38.03999	4.272163	8.904154	0.0000
B1	742.1462	186.8646	3.971572	0.0001
B2	779.4180	176.2677	4.421785	0.0000
B3	1768.565	186.0435	9.506189	0.0000
B4	1270.724	182.4112	6.966260	0.0000
B5	1746.361	177.2789	9.850924	0.0000
B6	2102.352	183.0091	11.48769	0.0000
B7	1322.947	178.4731	7.412584	0.0000
B8	965.2416	185.8497	5.193667	0.0000
B10	657.1144	191.9638	3.423117	0.0009
B11	619.8036	174.8884	3.543995	0.0006
ACTIND	80.47723	16.56752	4.857529	0.0000
INVBRUFIJA	-17.97928	7.009106	-2.565132	0.0119
C	3140.951	1029.393	3.051265	0.0030
Coeficiente de correlación		0.965680	Media de la variable dependiente	13537.21
Coeficiente de correlación ajustado		0.960934	Cuasi desviación típica muestral	2165.445
Error estándar de la regresión		428.0043	Criterio de información de Akaike	15.07657
Suma de los errores al cuadrado		17219643	Criterio de Schwarz	15.42425
Logaritmo de la función verosimilitud		-800.1346	Estadístico F	203.4565
Estadístico de Durbin-Watson		1.307670	Probabilidad del estadístico F	0.000000

ANEXO 16

Representaciones de la Ecuación del Modelo 5 para el Consumo

Comando para Estimación:

=====
 LS CONSUMO TIEMPO B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B9 B10 B11 ACTIND INVBRUFIJA PIB POB C

Ecuación para la Estimación:

=====
 CONSUMO = C(1)*TIEMPO + C(2)*B1 + C(3)*B2 + C(4)*B3 + C(5)*B4 + C(6)*B5 + C(7)*B6 +
 C(8)*B7 + C(9)*B8 + C(10)*B9 + C(11)*B10 + C(12)*B11 + C(13)*ACTIND + C(14)*INVBRUFIJA +
 C(15)*PIB + C(16)*POB + C(17)

Coefficiente Sustituídos:

=====
 CONSUMO = 277.914856*TIEMPO + 1008.054857*B1 + 978.4947714*B2 + 2036.878999*B3 +
 1559.992029*B4 + 1994.195885*B5 + 2419.374631*B6 + 1654.616741*B7 + 1223.439899*B8 +
 398.7746365*B9 + 677.1001695*B10 + 721.1879053*B11 + 46.30634951*ACTIND -
 5.248995972*INVBRUFIJA + 9.680525604e-07*PIB - 0.001430875531*POB + 127323.0791

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 5 para el Consumo

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/23/03 Hora: 15:10

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas:108

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	277.9149	122.1738	2.274751	0.0253
B1	1008.055	221.7975	4.544934	0.0000
B2	978.4948	206.4236	4.740228	0.0000
B3	2036.879	223.6993	9.105432	0.0000
B4	1559.992	216.5151	7.205003	0.0000
B5	1994.196	206.6447	9.650363	0.0000
B6	2419.375	220.4829	10.97307	0.0000
B7	1654.617	220.9653	7.488130	0.0000
B8	1223.440	221.3973	5.525993	0.0000
B9	398.7746	204.2631	1.952260	0.0540
B10	677.1002	221.6545	3.054754	0.0030
B11	721.1879	215.9335	3.339861	0.0012
ACTIND	46.30635	22.02491	2.102453	0.0383
INVBRUFIJA	-5.248996	9.727865	-0.539584	0.5908
PIB	9.68E-07	8.99E-07	1.076788	0.2844
POB	-0.001431	0.000727	-1.967509	0.0522
C	127323.1	63008.07	2.020742	0.0462
Coefficiente de correlación	0.968137	Media de la variable dependiente	13537.21	
Coefficiente de correlación ajustado	0.962535	Cuasi desviación típica muestral	2165.445	
Error estándar de la regresión	419.1402	Criterio de información de Akaike	15.05783	
Suma de los errores al cuadrado	15986741	Criterio de Schwarz	15.48002	
Logaritmo de la función verosimilitud	-796.1229	Estadístico F	172.8130	
Estadístico de Durbin-Watson	1.286150	Probabilidad del estadístico F	0.000000	

Representaciones de la Ecuación del Modelo 5 para el Consumo sin variables redundantes

Comando para Estimación:

=====

LS CONSUMO TIEMPO B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B10 B11 ACTIND C

Ecuación para la Estimación:

=====

CONSUMO = C(1)*TIEMPO + C(2)*B1 + C(3)*B2 + C(4)*B3 + C(5)*B4 + C(6)*B5 + C(7)*B6 + C(8)*B7 + C(9)*B8 + C(10)*B10 + C(11)*B11 + C(12)*ACTIND + C(13)

Coefficiente Sustituidos:

=====

CONSUMO = 44.71376995*TIEMPO + 865.2719116*B1 + 838.0570565*B2 + 1914.193956*B3 + 1359.222681*B4 + 1799.528535*B5 + 2213.389894*B6 + 1410.534472*B7 + 1086.362381*B8 + 454.365978*B10 + 616.7973126*B11 + 42.37592314*ACTIND + 5134.186069

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 5 para el Consumo sin variables redundantes

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/23/03 Hora: 15:12

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas:108

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	44.71377	3.486662	12.82424	0.0000
B1	865.2719	185.8226	4.656441	0.0000
B2	838.0571	179.8387	4.660048	0.0000
B3	1914.194	182.2985	10.50033	0.0000
B4	1359.223	184.3042	7.374888	0.0000
B5	1799.529	181.1599	9.933370	0.0000
B6	2213.300	162.9635	12.09744	0.0000
B7	1410.534	180.2475	7.825542	0.0000
B8	1086.362	184.9550	5.873658	0.0000
B10	454.3660	180.0006	2.524247	0.0133
B11	616.7973	179.9472	3.427658	0.0009
ACTIND	42.37592	7.551046	5.611928	0.0000
C	5134.186	694.7073	7.390431	0.0000
Coefficiente de correlación	0.963278	Media de la variable dependiente		13537.21
Coefficiente de correlación ajustado	0.958639	Cuasi desviación típica muestral		2165.445
Error estándar de la regresión	440.3946	Criterio de información de Akaike		15.12571
Suma de los errores al cuadrado	18425001	Criterio de Schwarz		15.44855
Logaritmo de la función verosimilitud	-803.7881	Estadístico F		207.6655
Estadístico de Durbin-Watson	1.205132	Probabilidad del estadístico F		0.000000

ANEXO 17

Representaciones de la Ecuación del Modelo 6 para el Consumo

Comando para Estimación:

=====

LS CONSUMO B1 B10 B11 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 TIEMPO ACTIND POB C

Ecuación para la Estimación:

=====

CONSUMO = C(1)*B1 + C(2)*B10 + C(3)*B11 + C(4)*B2 + C(5)*B3 + C(6)*B4 + C(7)*B5 + C(8)*B6 + C(9)*B7 + C(10)*B8 + C(11)*TIEMPO + C(12)*ACTIND + C(13)*POB + C(14)

Coefficiente Sustituidos:

=====

CONSUMO = 843.8171834*B1 + 457.7600474*B10 + 617.9565558*B11 + 835.0485014*B2 + 1898.647884*B3 + 1338.880166*B4 + 1787.158055*B5 + 2196.259317*B6 + 1403.306859*B7 + 1066.615556*B8 + 266.5574075*TIEMPO + 45.65458574*ACTIND - 0.001283410506*POB + 114669.9954

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 6 para el Consumo

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/23/03 Hora: 15:40

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas108

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
B1	843.8172	179.2749	4.706833	0.0000
B10	457.7600	173.5112	2.638216	0.0098
B11	617.9566	173.4562	3.562609	0.0006
B2	835.0485	173.3543	4.817004	0.0000
B3	1898.648	175.8056	10.79970	0.0000
B4	1338.880	177.7967	7.530398	0.0000
B5	1787.158	174.6778	10.23117	0.0000
B6	2196.259	176.4641	12.44593	0.0000
B7	1403.307	173.7634	8.075963	0.0000
B8	1066.616	178.4155	5.978269	0.0000
TIEMPO	266.5574	77.33857	3.446630	0.0009
ACTIND	45.65459	7.367677	6.196605	0.0000
POB	-0.001283	0.000447	-2.871186	0.0051
C	114670.0	38155.90	3.005302	0.0034
Coefficiente de correlación	0.966239	Media de la variable dependiente	13537.21	
Coefficiente de correlación ajustado	0.961569	Cuasi desviación típica muestral	2165.445	
Error estándar de la regresión	424.5076	Criterio de información de Akaike	15.06016	
Suma de los errores al cuadrado	16939429	Criterio de Schwarz	15.40784	
Logaritmo de la función verosimilitud	-799.2486	Estadístico F	206.9417	
Estadístico de Durbin-Watson	1.307872	Probabilidad del estadístico F	0.000000	

ANEXO 18

Representaciones de la Ecuación del Modelo 7 para el Consumo

Comando para Estimación:

=====

LS CONSUMO TIEMPO B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B9 B10 B11 ACTIND POB C

Ecuación para la Estimación:

=====

CONSUMO = C(1)*TIEMPO + C(2)*B1 + C(3)*B2 + C(4)*B3 + C(5)*B4 + C(6)*B5 + C(7)*B6 + C(8)*B7 + C(9)*B8 + C(10)*B9 + C(11)*B10 + C(12)*B11 + C(13)*ACTIND + C(14)*POB + C(15)

Coefficiente Sustituidos:

=====

CONSUMO = 262.9311216*TIEMPO + 1062.620805*B1 + 1036.950237*B2 + 2111.377026*B3 + 1555.804289*B4 + 1997.183848*B5 + 2410.921128*B6 + 1609.830459*B7 + 1285.133798*B8 + 402.6554774*B9 + 658.2274755*B10 + 818.4707593*B11 + 42.74531524*ACTIND - 0.001256357427*POB + 112425.1438

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 7 para el Consumo

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/23/03 Hora: 15:43

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas:108

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	262.9311	76.15385	3.452631	0.0008
B1	1062.621	207.6205	5.118092	0.0000
B2	1036.950	198.2587	5.230290	0.0000
B3	2111.377	203.1196	10.39475	0.0000
B4	1555.804	205.8887	7.556530	0.0000
B5	1997.184	201.4671	9.913202	0.0000
B6	2410.921	204.1782	11.80793	0.0000
B7	1609.830	199.7892	8.057644	0.0000
B8	1285.134	206.8264	6.213586	0.0000
B9	402.6555	201.2670	2.000603	0.0484
B10	658.2275	198.0279	3.323913	0.0013
B11	818.4708	197.9930	4.133838	0.0001
ACTIND	42.74532	7.397108	5.778652	0.0000
POB	-0.001256	0.000440	-2.853851	0.0053
C	112425.1	37577.52	2.991819	0.0036
Coeficiente de correlación		0.967632	Media de la variable dependiente	13537.21
Coeficiente de correlación ajustado		0.962759	Cuasi desviación típica muestral	2165.445
Error estándar de la regresión		417.8863	Criterio de información de Akaike	15.03654
Suma de los errores al cuadrado		16240492	Criterio de Schwarz	15.40906
Logaritmo de la función verosimilitud		-796.9733	Estadístico F	198.5838
Estadístico de Durbin-Watson		1.278002	Probabilidad del estadístico F	0.000000

ANEXO 19

Representaciones de la Ecuación del Modelo 8 para el Consumo

Comando para Estimación:

=====
 LS CONSUMO TIEMPO B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B9 B10 B11 ACTIND POB PRE C

Ecuación para la Estimación:

=====
 CONSUMO = C(1)*TIEMPO + C(2)*B1 + C(3)*B2 + C(4)*B3 + C(5)*B4 + C(6)*B5 + C(7)*B6 + C(8)*B7 + C(9)*B8 + C(10)*B9 + C(11)*B10 + C(12)*B11 + C(13)*ACTIND + C(14)*POB + C(15)*PRE + C(16)

Coefficiente Sustituidos:

=====
 CONSUMO = 8725.850605*TIEMPO + 1086.143965*B1 + 1046.540217*B2 + 2131.256194*B3 + 1580.168115*B4 + 2016.334252*B5 + 2434.940931*B6 + 1627.563081*B7 + 1314.186763*B8 + 424.9313061*B9 + 673.2344833*B10 + 824.2740166*B11 + 40.20262634*ACTIND - 0.05707167972*POB + 259471.9861*PRE + 4848184.479

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 8 para el Consumo

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/23/03 Hora: 15:12

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas108

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	8725.851	25120.97	0.347353	0.7291
B1	1086.144	219.9923	4.937190	0.0000
B2	1046.540	201.2340	5.200614	0.0000
B3	2131.256	212.4537	10.03163	0.0000
B4	1580.168	219.1537	7.210320	0.0000
B5	2016.334	210.2640	9.589534	0.0000
B6	2434.941	217.1946	11.21087	0.0000
B7	1627.563	207.5343	7.842381	0.0000
B8	1314.187	225.0023	5.840769	0.0000
B9	424.9313	212.7685	1.997153	0.0488
B10	673.2345	203.2009	3.311725	0.0014
B11	824.2740	199.6878	4.127813	0.0001
ACTIND	40.20263	10.59291	3.795240	0.0003
POB	-0.057072	0.165680	-0.344470	0.7313
PRE	259472.0	770202.1	0.336888	0.7370
C	4848184.	14057413	0.344885	0.7310
Coefficiente de correlación	0.967671	Media de la variable dependiente		13537.21
Coefficiente de correlación ajustado	0.962401	Cuasi desviación típica muestral		2165.445
Error estándar de la regresión	419.8923	Criterio de información de Akaike		15.05383
Suma de los errores al cuadrado	16220481	Criterio de Schwarz		15.45118
Logaritmo de la función verosimilitud	-796.9067	Estadístico F		183.5856
Estadístico de Durbin-Watson	1.277365	Probabilidad del estadístico F		0.000000

Representaciones de la Ecuación del Modelo 8 para el Consumo sin variables redundantes

Comando para Estimación:

=====

LS CONSUMO B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B9 B10 B11 ACTIND C

Ecuación para la Estimación:

=====

CONSUMO = C(1)*B1 + C(2)*B2 + C(3)*B3 + C(4)*B4 + C(5)*B5 + C(6)*B6 + C(7)*B7 + C(8)*B8 +
C(9)*B9 + C(10)*B10 + C(11)*B11 + C(12)*ACTIND + C(13)

Coefficiente Sustituidos:

=====

CONSUMO = 284.6331427*B1 + 787.3567343*B2 + 1543.793769*B3 + 872.12479*B4 +
1535.390214*B5 + 1818.690306*B6 + 1276.424122*B7 + 595.912752*B8 - 10.52589007*B9 +
538.5685658*B10 + 571.5815569*B11 + 131.4988229*ACTIND - 2547.021688

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 8 para el Consumo sin variables redundantes

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/23/03 Hora: 01:44

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas108

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
B1	284.6331	346.1236	0.822345	0.4129
B2	787.3567	343.6096	2.291428	0.0241
B3	1543.794	345.3045	4.470819	0.0000
B4	872.1248	346.4274	2.517482	0.0135
B5	1535.390	345.2005	4.447822	0.0000
B6	1818.690	346.4047	5.250190	0.0000
B7	1276.424	344.9598	3.700212	0.0004
B8	595.9128	347.9658	1.712561	0.0901
B9	-10.52589	346.0445	-0.030418	0.9758
B10	538.5686	344.5069	1.563303	0.1213
B11	571.5816	343.2717	1.665100	0.0992
ACTIND	131.4988	4.928627	26.68062	0.0000
C	-2547.022	589.5082	-4.320587	0.0000
Coefficiente de correlación	0.899706	Media de la variable dependiente		13537.21
Coefficiente de correlación ajustado	0.887038	Cuasi desviación típica muestral		2165.445
Error estándar de la regresión	727.8034	Criterio de información de Akaike		16.13043
Suma de los errores al cuadrado	50321291	Criterio de Schwarz		16.45327
Logaritmo de la función verosimilitud	-858.0430	Estadístico F		71.01813
Estadístico de Durbin-Watson	0.597522	Probabilidad del estadístico F		0.000000

ANEXO 20

Representaciones de la Ecuación del Modelo 9 para el Consumo

Comando para Estimación:

=====

LS CONSUMO TIEMPO B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B9 B10 B11 POB PIB C

Ecuación para la Estimación:

=====

CONSUMO = C(1)*TIEMPO + C(2)*B1 + C(3)*B2 + C(4)*B3 + C(5)*B4 + C(6)*B5 + C(7)*B6 + C(8)*B7 + C(9)*B8 + C(10)*B9 + C(11)*B10 + C(12)*B11 + C(13)*POB + C(14)*PIB + C(15)

Coefficiente Sustituidos:

=====

CONSUMO = 424.1517563*TIEMPO + 1194.944757*B1 + 987.7588399*B2 + 2159.628597*B3 + 1828.888109*B4 + 2169.411542*B5 + 2702.854927*B6 + 1944.379675*B7 + 1384.420362*B8 + 547.8922756*B9 + 597.7562691*B10 + 582.4664287*B11 - 0.002386638067*POB + 3.111911504e-06*PIB + 212495.9568

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 9 para el Consumo

Variable dependiente: CONSUMO

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/23/03 Hora: 01:48

Muestra: 1993 01 2001:12

Observaciones incluidas:108

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	424.1518	93.97530	4.513439	0.0000
B1	1194.945	216.7021	5.514228	0.0000
B2	987.7588	213.1436	4.634240	0.0000
B3	2159.629	216.1760	9.990141	0.0000
B4	1828.888	209.9263	8.712050	0.0000
B5	2169.412	209.9194	10.33450	0.0000
B6	2702.855	209.4047	12.90732	0.0000
B7	1944.380	212.2125	9.162416	0.0000
B8	1384.420	217.7935	6.356573	0.0000
B9	547.8923	210.4479	2.603458	0.0107
B10	597.7563	212.4611	2.813485	0.0060
B11	582.4664	224.0945	2.599200	0.0109
POB	-0.002387	0.000580	-4.115636	0.0001
PIB	3.11E-06	7.13E-07	4.365901	0.0000
C	212496.0	49569.61	4.286819	0.0000
Coefficiente de correlación	0.963492	Media de la variable dependiente	13537.21	
Coefficiente de correlación ajustado	0.957996	Cuasi desviación típica muestral	2165.445	
Error estándar de la regresión	443.8047	Criterio de información de Akaike	15.15689	
Suma de los errores al cuadrado	18317523	Criterio de Schwarz	15.52941	
Logaritmo de la función verosimilitud	-803.4722	Estadístico F	175.3130	
Estadístico de Durbin-Watson	1.169777	Probabilidad del estadístico F	0.000000	

ANEXO 21

Representaciones de la Ecuación del Modelo 1 para la Demanda Máxima

Comando para Estimación:

=====

LS DEMANDA INFLACION ACTIND C

Ecuación para la Estimación:

=====

DEMANDA = C(1)*INFLACION + C(2)*ACTIND + C(3)

Coefficiente Sustituidos:

=====

DEMANDA = 452.3364899*INFLACION + 234.4720172*ACTIND - 4586.530121

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 1 para la Demanda Máxima

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 07:38

Muestra: 1991.01 2001:12

Observaciones incluidas: 131

Observaciones excluidas: 1

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
INFLACION	452.3365	101.5179	4.455732	0.0000
ACTIND	234.4720	7.424282	31.58178	0.0000
C	-4586.530	901.3925	-5.088272	0.0000
Coefficiente de correlación	0.893031	Media de la variable dependiente		22438.94
Coefficiente de correlación ajustado	0.891359	Cuasi desviación típica muestral		3594.477
Error estándar de la regresión	1184.764	Criterio de información de Akaike		17.01511
Suma de los errores al cuadrado	1.80E+08	Criterio de Schwarz		17.08095
Logaritmo de la función verosimilitud	-1111.490	Estadístico F		534.3028
Estadístico de Durbin-Watson	1.042396	Probabilidad del estadístico F		0.000000

ANEXO 22

Representaciones de la Ecuación del Modelo 2 para la Demanda Máxima

Comando para Estimación:

=====

LS DEMANDA INFLACION INVFIJBRUTA ACTIND C

Ecuación para la Estimación:

=====

DEMANDA = C(1)*INFLACION + C(2)*INVFIJBRUTA + C(3)*ACTIND + C(4)

Coefficiente Sustituidos:

=====

DEMANDA = 217.4126447*INFLACION - 34.78341786*INVFIJBRUTA + 257.373293*ACTIND - 2839.228281

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 2 para la Demanda Máxima

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 07:54

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas: 107

Observaciones excluidas: 1

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
INFLACION	217.4126	118.0417	1.841829	0.0684
INVFIJBRUTA	-34.78342	15.36906	-2.263210	0.0257
ACTIND	257.3733	20.62288	12.47999	0.0000
C	-2839.228	1104.788	-2.569931	0.0116
Coefficiente de correlación	0.881805	Media de la variable dependiente		23448.12
Coefficiente de correlación ajustado	0.878362	Cuasi desviación típica muestral		3181.751
Error estándar de la regresión	1109.688	Criterio de información de Akaike		16.89821
Suma de los errores al cuadrado	1.27E+08	Criterio de Schwarz		16.99813
Logaritmo de la función verosimilitud	-900.0543	Estadístico F		256.1460
Estadístico de Durbin-Watson	1.091199	Probabilidad del estadístico F		0.000000

ANEXO 23

Representaciones de la Ecuación del Modelo 3 para la Demanda Máxima

Comando para Estimación:

=====

LS DEMANDA INFLACION INVFIJBRUTA PRECOMB ACTIND C

Ecuación para la Estimación:

=====

DEMANDA = C(1)*INFLACION + C(2)*INVFIJBRUTA + C(3)*PRECOMB + C(4)*ACTIND + C(5)

Coefficiente Sustituídos:

=====

DEMANDA = -829.9565238*INFLACION + 48.7546376*INVFIJBRUTA + 1293.150436*PRECOMB + 53.37445998*ACTIND + 12171.25952

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 3 para la Demanda Máxima

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 08:05

Muestra: 1997:01 2001:12

Observaciones incluidas: 60

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
INFLACION	-829.9565	285.8981	-2.902980	0.0053
INVFIJBRUTA	48.75464	22.13619	2.202486	0.0316
PRECOMB	1293.150	602.9886	2.144569	0.0364
ACTIND	53.37446	38.43388	1.368735	0.1705
C	12171.26	3065.704	3.970135	0.0002
Coefficiente de correlación	0.787465	Media de la variable dependiente		25807.98
Coefficiente de correlación ajustado	0.772008	Cuasi desviación típica muestral		2051.068
Error estándar de la regresión	979.3546	Criterio de información de Akaike		16.69132
Suma de los errores al cuadrado	52752444	Criterio de Schwarz		16.86585
Logaritmo de la función verosimilitud	-495.7396	Estadístico F		50.94520
Estadístico de Durbin-Watson	1.012953	Probabilidad del estadístico F		0.000000

ANEXO 24

Representaciones de la Ecuación del Modelo 4 para la Demanda Máxima

Comando para Estimación:

=====

LS DEMANDA TIEMPO B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B9 B10 B11 INFLACION ACTIND PIB C

Ecuación para la Estimación:

=====

DEMANDA = C(1)*TIEMPO + C(2)*B1 + C(3)*B2 + C(4)*B3 + C(5)*B4 + C(6)*B5 + C(7)*B6 + C(8)*B7 + C(9)*B8 + C(10)*B9 + C(11)*B10 + C(12)*B11 + C(13)*INFLACION + C(14)*ACTIND + C(15)*PIB + C(16)

Coefficiente Sustituídos:

=====

DEMANDA = 48.51146035*TIEMPO - 17.47383374*B1 + 112.5355984*B2 + 600.288262*B3 + 664.0347141*B4 + 490.411677*B5 + 839.7744499*B6 + 1155.756103*B7 + 421.842231*B8 - 99.38960028*B9 + 119.0680781*B10 - 548.9689254*B11 + 18.36711266*INFLACION + 15.50059869*ACTIND + 2.589756891e-06*PIB + 15766.00332

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 4 para la Demanda Máxima

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 06:12

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas: 107

Observaciones excluidas: 1

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	48.51146	9.762002	4.969417	0.0000
B1	-17.47383	189.2375	-0.092338	0.9266
B2	112.5356	180.1856	0.624554	0.5338
B3	600.2883	181.9497	3.299199	0.0014
B4	664.0347	185.5500	3.578738	0.0006
B5	490.4117	180.1710	2.721923	0.0078
B6	839.7744	185.0010	4.539297	0.0000
B7	1155.756	185.5366	6.229262	0.0000
B8	421.8422	185.0032	2.280188	0.0249
B9	-99.38960	179.6094	-0.553365	0.5814
B10	119.0681	186.1588	0.639605	0.5240
B11	-548.9689	192.0762	-2.858079	0.0053
INFLACION	18.36711	41.36177	0.444060	0.6581
ACTIND	15.50060	8.818180	1.757800	0.0821
PIB	2.59E-06	6.45E-07	4.013960	0.0001
C	15766.00	783.1520	20.13147	0.0000
Coefficiente de correlación	0.988263	Medida de la variable dependiente		23448.12
Coefficiente de correlación ajustado	0.986329	Cuasi desviación típica muestral		3181.751
Error estándar de la regresión	372.0226	Criterio de información de Akaike		14.81288
Suma de los errores al cuadrado	12594472	Criterio de Schwarz		15.21256
Logaritmo de la función verosimilitud	-776.4892	Estadístico F		510.8355
Estadístico de Durbin-Watson	1.329189	Probabilidad del estadístico F		0.000000

ANEXO 25

Representaciones de la Ecuación del Modelo 5 para la Demanda Máxima

Comando para Estimación:

=====
 LS DEMANDA B3 B4 B5 B6 B7 B8 B11 INVBRUFIJA PIB TIEMPO C

Ecuación para la Estimación:

=====
 DEMANDA = C(1)*B3 + C(2)*B4 + C(3)*B5 + C(4)*B6 + C(5)*B7 + C(6)*B8 + C(7)*B11 +
 C(8)*INVBRUFIJA + C(9)*PIB + C(10)*TIEMPO + C(11)

Coefficiente Sustituidos:

=====
 DEMANDA = 659.0814445*B3 + 640.0922134*B4 + 457.8194296*B5 + 819.8230002*B6 +
 1112.074665*B7 + 456.7741683*B8 - 507.1161697*B11 + 10.76826252*INVBRUFIJA +
 1.885092969e-06*PIB + 61.2192111*TIEMPO + 16479.05733

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 5 para la Demanda Máxima

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 06:23

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas:107

Observaciones excluidas: 1

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
B3	659.0814	132.6050	4.970260	0.0000
B4	640.0922	132.8325	4.818791	0.0000
B5	457.8194	131.1675	3.490342	0.0007
B6	819.8230	133.0921	6.159816	0.0000
B7	1112.075	139.4970	7.972031	0.0000
B8	456.7742	131.4397	3.475162	0.0008
B11	-507.1162	139.5878	-3.632954	0.0005
INVBRUFIJA	10.76826	3.673816	2.931084	0.0042
PIB	1.89E-06	6.44E-07	2.925744	0.0043
TIEMPO	61.21921	9.781063	6.258953	0.0000
C	16479.06	248.0233	66.44157	0.0000
Coefficiente de correlación	0.988700	Media de la variable dependiente		23448.12
Coefficiente de correlación ajustado	0.987523	Cuasi desviación típica muestral		3181.751
Error estándar de la regresión	355.4018	Criterio de información de Akaike		14.68150
Suma de los errores al cuadrado	12125802	Criterio de Schwarz		14.95628
Logaritmo de la función verosimilitud	-774.4604	Estadístico F		839.9695
Estadístico de Durbin-Watson	1.399322	Probabilidad del estadístico F		0.000000

ANEXO 26

Representaciones de la Ecuación del Modelo 6 para la Demanda Máxima

Comando para Estimación:

=====

LS DEMANDA TIEMPO B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B9 B10 B11 ACTIND INFLACION PIB POB C

Ecuación para la Estimación:

=====

$$\text{DEMANDA} = C(1) \cdot \text{TIEMPO} + C(2) \cdot B1 + C(3) \cdot B2 + C(4) \cdot B3 + C(5) \cdot B4 + C(6) \cdot B5 + C(7) \cdot B6 + C(8) \cdot B7 + C(9) \cdot B8 + C(10) \cdot B9 + C(11) \cdot B10 + C(12) \cdot B11 + C(13) \cdot \text{ACTIND} + C(14) \cdot \text{INFLACION} + C(15) \cdot \text{PIB} + C(16) \cdot \text{POB} + C(17)$$

Coefficiente Sustituidos:

=====

$$\text{DEMANDA} = -346.9166203 \cdot \text{TIEMPO} - 13.28796934 \cdot B1 + 166.2440081 \cdot B2 + 667.261659 \cdot B3 + 588.6200308 \cdot B4 + 476.6458614 \cdot B5 + 752.669325 \cdot B6 + 982.8597906 \cdot B7 + 479.5486972 \cdot B8 - 123.304218 \cdot B9 + 194.6354182 \cdot B10 - 385.6195555 \cdot B11 + 34.95373582 \cdot \text{ACTIND} + 81.95150003 \cdot \text{INFLACION} + 3.499366585e-07 \cdot \text{PIB} + 0.002450198467 \cdot \text{POB} - 195451.1849$$

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 6 para la Demanda Máxima

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 15:59

Muestra: 1993.01 2001:12

Observaciones incluidas: 107

Observaciones excluidas: 1

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	-346.9166	79.98791	-4.337113	0.0000
B1	-13.28797	168.5359	-0.078844	0.9373
B2	166.2440	160.8352	1.033629	0.3041
B3	667.2617	162.6020	4.103651	0.0001
B4	588.6200	165.9440	3.547100	0.0006
B5	476.6459	160.4831	2.970070	0.0038
B6	752.6693	165.6891	4.542660	0.0000
B7	982.8598	168.8557	5.820710	0.0000
B8	479.5487	165.1708	2.903350	0.0046
B9	-123.3042	160.0313	-0.770501	0.4430
B10	194.6354	166.4868	1.169074	0.2455
B11	-385.6196	174.1869	-2.213826	0.0294
ACTIND	34.95374	8.773686	3.983928	0.0001
INFLACION	81.95150	38.99239	2.101731	0.0384
PIB	3.50E-07	7.30E-07	0.479313	0.6329
POB	0.002450	0.000493	4.973061	0.0000
C	-195451.2	42478.00	-4.601233	0.0000
Coefficiente de correlación	0.990793	Media de la variable dependiente		23448.12
Coefficiente de correlación ajustado	0.989157	Cuasi desviación típica muestral		3181.751
Error estándar de la regresión	331.3210	Criterio de información de Akaike		14.58879
Suma de los errores al cuadrado	9879625.	Criterio de Schwarz		15.01345
Logaritmo de la función verosimilitud	-763.5003	Estadístico F		605.3455
Estadístico de Durbin-Watson	1.683800	Probabilidad del estadístico F		0.000000

**Representaciones de la Ecuación del Modelo 6 para la Demanda Máxima
sin variables redundantes**

Comando para Estimación:

=====

LS DEMANDA TIEMPO B3 B4 B5 B6 B7 B8 B11 ACTIND INFLACION POB C

Ecuación para la Estimación:

=====

DEMANDA = C(1)*TIEMPO + C(2)*B3 + C(3)*B4 + C(4)*B5 + C(5)*B6 + C(6)*B7 + C(7)*B8 +
C(8)*B11 + C(9)*ACTIND + C(10)*INFLACION + C(11)*POB + C(12)

Coefficiente Sustituidos:

=====

DEMANDA = -375.8933688*TIEMPO + 636.7025916*B3 + 538.0351829*B4 + 430.6118109*B5 +
698.086739*B6 + 910.8084229*B7 + 450.1201767*B8 - 404.8277286*B11 + 36.21666694*ACTIND
+ 89.11355949*INFLACION + 0.00264895257*POB - 212490.7507

**Estadísticos de la Ecuación del Modelo 6 para la Demanda Máxima
sin variables redundantes**

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 16:06

Muestra: 1993.01 2001:12

Observaciones incluidas: 107

Observaciones excluidas: 1

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	-375.8934	67.95671	-5.531365	0.0000
B3	636.7026	123.3117	5.163359	0.0000
B4	538.0352	124.4075	4.324782	0.0000
B5	430.6118	124.4998	3.458734	0.0008
B6	698.0867	124.3365	5.614496	0.0000
B7	910.8084	122.5764	7.430536	0.0000
B8	450.1202	124.8986	3.603885	0.0005
B11	-404.8277	123.3703	-3.281403	0.0014
ACTIND	36.21667	6.492811	5.577964	0.0000
INFLACION	89.11356	38.24965	2.329788	0.0219
POB	0.002649	0.000390	6.800411	0.0000
C	-212490.8	33440.20	-6.354350	0.0000
Coefficiente de correlación	0.990142	Media de la variable dependiente	23448.12	
Coefficiente de correlación ajustado	0.989000	Cuasi desviación típica muestral	3181.751	
Error estándar de la regresión	333.6975	Criterio de información de Akaike	14.56369	
Suma de los errores al cuadrado	10578634	Criterio de Schwarz	14.86345	
Logaritmo de la función verosimilitud	-767.1576	Estadístico F	867.4351	
Estadístico de Durbin-Watson	1.750348	Probabilidad del estadístico F	0.000000	

ANEXO 27

Representaciones de la Ecuación del Modelo 7 para la Demanda Máxima

Comando para Estimación:

=====

LS DEMANDA TIEMPO B3 B4 B5 B6 B7 B8 B11 INVBRUFIJA PIB POB C

Ecuación para la Estimación:

=====

DEMANDA = C(1)*TIEMPO + C(2)*B3 + C(3)*B4 + C(4)*B5 + C(5)*B6 + C(6)*B7 + C(7)*B8 + C(8)*B11 + C(9)*INVBRUFIJA + C(10)*PIB + C(11)*POB + C(12)

Coefficiente Sustituídos:

=====

DEMANDA = -164.0470096*TIEMPO + 691.1299523*B3 + 622.9315718*B4 + 439.0508257*B5 + 784.3158558*B6 + 1024.428974*B7 + 496.1527951*B8 - 442.8769195*B11 + 10.52372879*INVBRUFIJA + 9.274297197e-07*PIB + 0.001390285811*POB - 102308.9055

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 7 para la Demanda Máxima

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 02:19

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas: 107

Observaciones excluidas: 1

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	-164.0470	71.62752	-2.290279	0.0242
B3	691.1300	127.1591	5.435160	0.0000
B4	622.9316	127.0898	4.901509	0.0000
B5	439.0508	125.5225	3.497787	0.0007
B6	784.3159	127.7142	6.141181	0.0000
B7	1024.429	136.1776	7.522740	0.0000
B8	496.1528	126.2549	3.929770	0.0002
B11	-442.8769	134.9600	-3.281542	0.0014
INVBRUFIJA	10.52373	3.512645	2.995956	0.0035
PIB	9.27E-07	6.86E-07	1.352113	0.1795
POB	0.001390	0.000438	3.172108	0.0020
C	-102308.9	37448.39	-2.731997	0.0075
Coefficiente de correlación	0.989782	Media de la variable dependiente		23448.12
Coefficiente de correlación ajustado	0.988599	Cuasi desviación típica muestral		3181.751
Error estándar de la regresión	339.7284	Criterio de información de Akaike		14.59952
Suma de los errores al cuadrado	10964462	Criterio de Schwarz		14.89927
Logaritmo de la función verosimilitud	-769.0742	Estadístico F		836.6070
Estadístico de Durbin-Watson	1.502637	Probabilidad del estadístico F		0.000000

**Representaciones de la Ecuación del Modelo 7 para la Demanda Máxima
sin variables redundantes**

Comando para Estimación:

=====
LS DEMANDA TIEMPO B3 B4 B5 B6 B7 B8 B11 INVBRUFIJA POB C

Ecuación para la Estimación:

=====
DEMANDA = C(1)*TIEMPO + C(2)*B3 + C(3)*B4 + C(4)*B5 + C(5)*B6 + C(6)*B7 + C(7)*B8 +
C(8)*B11 + C(9)*INVBRUFIJA + C(10)*POB + C(11)

Coefficiente Sustituídos:

=====
DEMANDA = -195.1426754*TIEMPO + 726.6961338*B3 + 590.6245658*B4 + 415.6321486*B5 +
744.8071302*B6 + 950.4318702*B7 + 523.729207*B8 - 372.7144836*B11 +
13.56309587*INVBRUFIJA + 0.001651120866*POB - 124717.0361

**Estadísticos de la Ecuación del Modelo 7 para la Demanda Máxima
sin variables redundantes**

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 02:22

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas: 107

Observaciones excluidas: 1

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	-195.1427	68.12709	-2.864392	0.0051
B3	726.6961	124.9442	5.816166	0.0000
B4	590.6246	125.3607	4.711400	0.0000
B5	415.6321	124.8569	3.328868	0.0012
B6	744.8071	124.8617	5.965055	0.0000
B7	950.4319	125.2336	7.589273	0.0000
B8	523.7292	125.1330	4.185379	0.0001
B11	-372.7145	125.1217	-2.978816	0.0037
INVBRUFIJA	13.56310	2.710836	5.003289	0.0000
POB	0.001651	0.000395	4.177503	0.0001
C	-124717.0	33726.22	-3.697925	0.0004
Coefficiente de correlación	0.989586	Media de la variable dependiente		23448.12
Coefficiente de correlación ajustado	0.988501	Cuasi desviación típica muestral		3181.751
Error estándar de la regresión	341.1907	Criterio de información de Akaike		14.59989
Suma de los errores al cuadrado	11175465	Criterio de Schwarz		14.87466
Logaritmo de la función verosimilitud	-770.0940	Estadístico F		912.2151
Estadístico de Durbin-Watson	1.480002	Probabilidad del estadístico F		0.000000

ANEXO 28

Representaciones de la Ecuación del Modelo 8 para la Demanda Máxima

Comando para Estimación:

=====

LS DEMANDA TIEMPO B3 B4 B5 B6 B7 B8 B11 ACTIND INFLACION POB PRE C

Ecuación para la Estimación:

=====

DEMANDA = C(1)*TIEMPO + C(2)*B3 + C(3)*B4 + C(4)*B5 + C(5)*B6 + C(6)*B7 + C(7)*B8 + C(8)*B11 + C(9)*ACTIND + C(10)*INFLACION + C(11)*POB + C(12)*PRE + C(13)

Coefficiente Sustituidos:

=====

DEMANDA = 15644.72038*TIEMPO + 647.6553491*B3 + 556.5691051*B4 + 441.5322516*B5 + 716.9463415*B6 + 919.0268051*B7 + 477.360379*B8 - 419.5393474*B11 + 32.11887889*ACTIND + 91.24152191*INFLACION - 0.1030138485*POB + 491222.789*PRE + 8752625.938

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 8 para la Demanda Máxima

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 02:29

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas:107

Observaciones excluidas: 1

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	15644.72	18897.58	0.827869	0.4098
B3	647.6553	124.1686	5.215933	0.0000
B4	556.5691	126.4956	4.399909	0.0000
B5	441.5323	125.3482	3.522445	0.0007
B6	716.9463	126.4926	5.667892	0.0000
B7	919.0268	123.1405	7.463239	0.0000
B8	477.3604	129.1450	3.696312	0.0004
B11	-419.5393	124.7661	-3.362607	0.0011
ACTIND	32.11888	8.102210	3.964212	0.0001
INFLACION	91.24152	38.38855	2.376790	0.0195
POB	-0.103014	0.124637	-0.826508	0.4106
PRE	491222.8	579432.5	0.847765	0.3987
C	8752626.	10575050	0.827668	0.4100
Coefficiente de correlación	0.990217	Media de la variable dependiente		23448.12
Coefficiente de correlación ajustado	0.988968	Cuasi desviación típica muestral		3181.751
Error estándar de la regresión	334.1927	Criterio de información de Akaike		14.57477
Suma de los errores al cuadrado	10498366	Criterio de Schwarz		14.89951
Logaritmo de la función verosimilitud	-766.7501	Estadístico F		792.8543
Estadístico de Durbin-Watson	1.713842	Probabilidad del estadístico F		0.000000

ANEXO 29

Representaciones de la Ecuación del Modelo 9 para la Demanda Máxima

Comando para Estimación:

=====

LS DEMANDA TIEMPO B3 B4 B5 B6 B7 B8 B11 PIB POB C

Ecuación para la Estimación:

=====

DEMANDA = C(1)*TIEMPO + C(2)*B3 + C(3)*B4 + C(4)*B5 + C(5)*B6 + C(6)*B7 + C(7)*B8 + C(8)*B11 + C(9)*PIB + C(10)*POB + C(11)

Coefficiente Sustituidos:

=====

DEMANDA = -185.9547038*TIEMPO + 629.1331583*B3 + 695.1977674*B4 + 478.9298723*B5 + 847.1639236*B6 + 1106.5594*B7 + 476.0147279*B8 - 555.5895096*B11 + 2.242471193e-06*PIB + 0.001419102773*POB - 104139.245

Estadísticos de la Ecuación del Modelo 9 para la Demanda Máxima

Variable dependiente: DEMANDA

Método: Mínimos cuadrados

Fecha: 01/25/03 Hora: 02:36

Muestra: 1993:01 2001:12

Observaciones incluidas:107

Observaciones excluidas: 1

Variable	Coefficiente	Error estándar	Estadístico t	Probabilidad
TIEMPO	-185.9547	74.15412	-2.507679	0.0138
B3	629.1332	130.5718	4.818292	0.0000
B4	695.1978	129.8597	5.353454	0.0000
B5	478.9299	129.8961	3.687023	0.0004
B6	847.1639	131.1084	6.461554	0.0000
B7	1106.559	138.8203	7.971163	0.0000
B8	476.0147	131.2086	3.627923	0.0005
B11	-555.5895	134.8869	-4.118929	0.0001
PIB	2.24E-06	5.49E-07	4.088130	0.0001
POB	0.001419	0.000456	3.111945	0.0024
C	-104139.2	38967.79	-2.672444	0.0088
Coefficiente de correlación	0.988817	Media de la variable dependiente		23448.12
Coefficiente de correlación ajustado	0.987652	Cuasi desviación típica muestral		3181.751
Error estándar de la regresión	353.5593	Criterio de información de Akaike		14.87111
Suma de los errores al cuadrado	12000402	Criterio de Schwarz		14.94588
Logaritmo de la función verosimilitud	-773.9042	Estadístico F		848.8473
Estadístico de Durbin-Watson	1.380430	Probabilidad del estadístico F		0.000000