

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CRECIMIENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA
EN MÉXICO**

TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

P R E S E N T A N:

Martha Gabriela Gómez del Castillo

Miguel Ángel Zamora Rojas

DIRECTOR DE TESIS:

ING. EDUARDO CARRANZA TORRES

**FACULTAD DE
INGENIERIA**



2005

Agradecimientos Miguel Ángel

El estudio de una carrera universitaria, particularmente de una ingeniería, es un proceso largo y que lleva consigo una cantidad considerable de trabajo y tiempo, agradezco muchísimo a mi madre Gloria primero que a nadie por el apoyo total que de ella recibí, sin el cuál me hubiese sido imposible concluir esta etapa tan importante.

En segunda instancia agradezco a mi padre Miguel por su apoyo en estos años y a mis hermanos Rocio, Mirel y Ricardo por su compañía, su amistad y su tiempo.

Por toda la amistad y amor incondicional, el tiempo, la dedicación, las metas alcanzadas y las anécdotas que llenan nuestra memoria agradezco muchísimo a Isela; y a mis amigos y compañeros de carrera; Martha, Omar, Daniel, Nancy, Grisel, Hugo, Juan, Jaime, Chino, Iliana, Francisco, Gerardo.

Gracias al Ing. Carranza por su apoyo para nuestra titulación y a todos los profesores de la facultad que nos ayudaron a abrir nuestras mentes y entender nuestro entorno.

*A mis padres Yolanda y Rodolfo: Por cuidarme, apoyarme y brindarme todo su amor y confianza.
Gracias por el gran ejemplo que me han dado, son los mejores!!*

A mi hermano Alejandro: Por su apoyo

A Mamá José y Papá Pedro: Porque tengo la fortuna de contar con los consejos, el amor y apoyo de una mamá y un papá más.

A Tere: Por ayudarme incondicionalmente y poder contar contigo más que como tía, como amiga.

A Lesly y César: Por las risas y momentos agradables compartidos. Por ser mis hermanos, gracias.

A la Familia Rojas del Castillo: Por el apoyo recibido durante una de las etapas más importantes de mi vida y porque siempre me hicieron sentir como una hija y hermana más.

A todos mis familiares: Por que se que puedo contar con ustedes en todo momento.

A mis amigos:

En la vida es difícil encontrar y conservar una amistad, los compañeros se van, los verdaderos amigos se quedan y no te abandonan...Gracias:

Iliana: por todas esas anécdotas que vivimos juntas y siempre recordare con una gran sonrisa

Paulina: porque pase lo que pase sé que puedo contar contigo

Esther: por escucharme, entenderme y brindarme tu amistad sincera

Gracias a ustedes amigas por ser como mis hermanas...

Chino: por estar conmigo en los buenos y malos momentos, dando ánimos siempre sonriendo

Francisco: gracias por la gran amistad y ayuda incondicional recibida

José: por esas interminables pláticas y consejos que me brindaste

Miguel Ángel: porque gracias a este trabajo encontré un verdadero amigo más

Tavo: porque una verdadera amistad logra vencer cualquier adversidad

Mauricio, Laura Elena, José Luis Álamo, Ivan, Augusto, Josué Hernández, Eduardo Ríos, Rafael, David, Sandra, Armando, Paloma, Enrique y Eduardo Espinosa, gracias por compartir conmigo momentos especiales, por escucharme, ayudarme y apoyarme.

Al Ing. Eduardo Carranza: por guiarnos en esta etapa final.

*Gracias a Todos
Martha*

ÍNDICE

CAPITULO 1

PANORAMA ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO, EN EL PROCESO DE GENERACIÓN

1.1	Tendencia Histórica del Crecimiento	3
1.1.1	Antecedentes	3
1.1.2	Compra venta de energía entre compañías	5
1.1.3	Precios de la energía en el mercado	7
1.1.4	Estructura del Sector Eléctrico	9
1.1.5	Prospectiva en el consumo de combustible	13
1.2	Situación Actual	14
1.3	Tipos de Generación	19
1.3.1	Autoabastecimiento	19
1.3.2	Cogeneración	19
1.3.3	Producción Independiente	19
1.3.4	Pequeña producción	20

CAPITULO 2

CICLO COMBINADO

2.1	Introducción	23
2.2	Esquema de Funcionamiento	24
2.3	Ventajas	27
2.4	Desventajas	28

CAPITULO 3

REQUERIMIENTOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.1	Tipos de Inversiones	33
3.2	Modalidades para la construcción de centrales	34
3.2.1	Esquemas para financiar los proyectos de energía eléctrica	34

3.3	Porteo	37
3.3.1	Transacciones de porteo	37
3.3.2	Tipos de transacciones de porteo	37
3.3.3	Formas de realizar una transacción de porteo	37
3.3.4	Categoría de las transacciones de porteo	40
3.3.5	Costos causados por una transacción de porteo	40
3.3.6	Aspectos técnicos relevantes a considerar en los contratos de transacciones de porteo	41
3.3.7	Metodologías para evaluar los costos de una transacción de porteo	43

CAPITULO 4 MODALIDADES DE GENERACIÓN

4.1	Introducción	47
4.2	Comisión Federal de Electricidad	48
4.3	Luz y Fuerza del Centro	56
4.4	Petróleos Mexicanos	58
4.5	Productores Independientes de Energía	59
4.5.1	Definición	59
4.5.2	Características de la central de PIE	59
4.6	Autoabastecimiento	62
4.6.1	Definición	62
4.6.2	Permisos de autoabastecimiento	62
4.7	Cogeneración	66
4.7.1	Definición	66
4.7.2	Permisos de cogeneración	68

CAPITULO 5 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL CRECIMIENTO

5.1	Herramientas Estadísticas a utilizar	77
------------	--------------------------------------	----

5.1.1	Estadística descriptiva	77
5.1.2	Recta Real R	77
5.1.3	Subíndices y sumatorio	78
5.1.4	Tablas de frecuencia, histogramas	79
5.1.5	Intervalo y número de clases	81
5.1.6	Datos cualitativos, diagramas de barras y circulares	82
5.1.7	Medidas de tendencia central: media y mediana	83
5.1.8	Medidas de dispersión: varianza y desviación típica	86
5.1.9	Varianza muestral con distribución de frecuencias	87
5.1.10	Datos Bidimensionales, diagramas de dispersión	88
5.1.11	Plano Cartesiana R2	88
5.1.12	Diagramas de dispersión	90
5.1.13	Coefficiente de correlación	92
5.1.14	Método de los mínimos cuadrados, recta de regresión y ajuste de curvas	93
5.1.15	Ajuste de Curvas	97
5.2	Análisis Estadístico del crecimiento de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)	99
5.3	Análisis Estadístico del crecimiento de Luz y Fuerza del Centro	105
5.4	Análisis Estadístico del crecimiento de los Productores Independientes de Energía	109
5.5	Análisis Estadístico del crecimiento de PEMEX	119
 CAPITULO 6 PANORAMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA A NIVEL MUNDIAL		
6.1	Capacidad Instalada Mundial de Energía Eléctrica	131
6.2	Tendencia en los mercados mundiales de combustible para generación eléctrica	132
6.3	Ejemplos	136
6.3.1	Avances en materia de ahorro de energía eléctrica en América Latina	137

6.3.2	Políticas para el rendimiento energético y uso de fuentes renovables en Brasil	139
6.3.3	La reforma del sector eléctrico Argentino	145
6.3.4	Energías Renovables en Alemania	150
6.3.5	Programa Francés de Desarrollo de Energía Eólica "EOLE 2005"	153
	CONCLUSIONES GENERALES	157
	BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	167
	ANEXOS	
I	Opinión de Fernando Elizondo Barragan Secretario de Energía	173
II	Entrevista a Alfredo Elías Ayub Director General de la CFE	175

CAPITULO NO. 1

PANORAMA ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO, EN EL PROCESO DE GENERACIÓN

1.1 TENDENCIA HISTÓRICA DEL CRECIMIENTO

1.1.1 ANTECEDENTES

Desde el punto de vista macroeconómico, es innegable que el sector eléctrico, desempeña un papel fundamental en el desarrollo nacional, por ello, es importante realizar un análisis del mismo que nos permita observar y comprender de manera cuantitativa el crecimiento, dinamismo y transformación de dicho sistema.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) se ha mantenido hasta nuestros días (y a partir de 1960 como industria nacional) como el pilar fundamental del desarrollo de la industria eléctrica nacional abarcando la gran mayoría del mercado, sin embargo, en el pasado ya hubo participación en este sector de capitales extranjeros y en épocas recientes este comportamiento se ve nuevamente manifestado, actualmente las perspectivas de crecimiento cambian de manera más ágil y concreta con la entrada de nuevos productores de energía.

CFE cumple hasta nuestros días su objetivo básico por el que fue creada: organizar y dirigir el desarrollo nacional de los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con base en sus principios técnicos y económicos orientados a servir los intereses públicos, actividades emanadas de la ley del servicio público de energía eléctrica, como una empresa no lucrativa pero si rentable, sin embargo, ahora entran en juego nuevos factores agregados, como lo es la producción de energía con capital extranjero y sumando la anterior participación de otras industrias nacionales en el sector como lo son, Luz y Fuerza del Centro (LFC) y Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Algunos de los momentos claves de la historia de la industria eléctrica en México se muestran a continuación:

1879 Se instala un generador en la fábrica "La Americana" en León Guanajuato.

1880 Se instalan los dos primeros focos de arco voltaico en el Kiosco Central y en la Plaza de la Constitución en la Ciudad de México.

1890 Se construye la primera Hidroeléctrica en Batopilas Chihuahua.

1920 Funcionaban 199 compañías con inversión extranjera.

1934 Se crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE) el 20 de enero por decreto del Presidente Lázaro Cárdenas del Río.

1959 Dos empresas extranjeras comercializaban el 70% de la energía suministrada por CFE (la American and Foreign Power Company y la Mexican Light and Power Company Limited).

1960 El 27 de septiembre el Presidente Adolfo López Mateos nacionaliza la industria eléctrica.

1988 y 1989 Primeros proyectos privados.

1992 Se Reforma la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.

1995 Se crea la Comisión Reguladora de Energía, órgano que regula la industria del gas y de electricidad.

1999 El Presidente Zedillo envía al congreso una reforma constitucional para la apertura del mercado eléctrico.

2000 Se inaugura en junio la primera Central de Ciclo Combinado (Mérida III) bajo el esquema de Productor Independiente de Energía.

La capacidad instalada en nuestro país en el proceso de generación de energía eléctrica ha tenido un continuo crecimiento y se espera un comportamiento similar para los próximos años, a continuación se muestra una estimación del mismo.

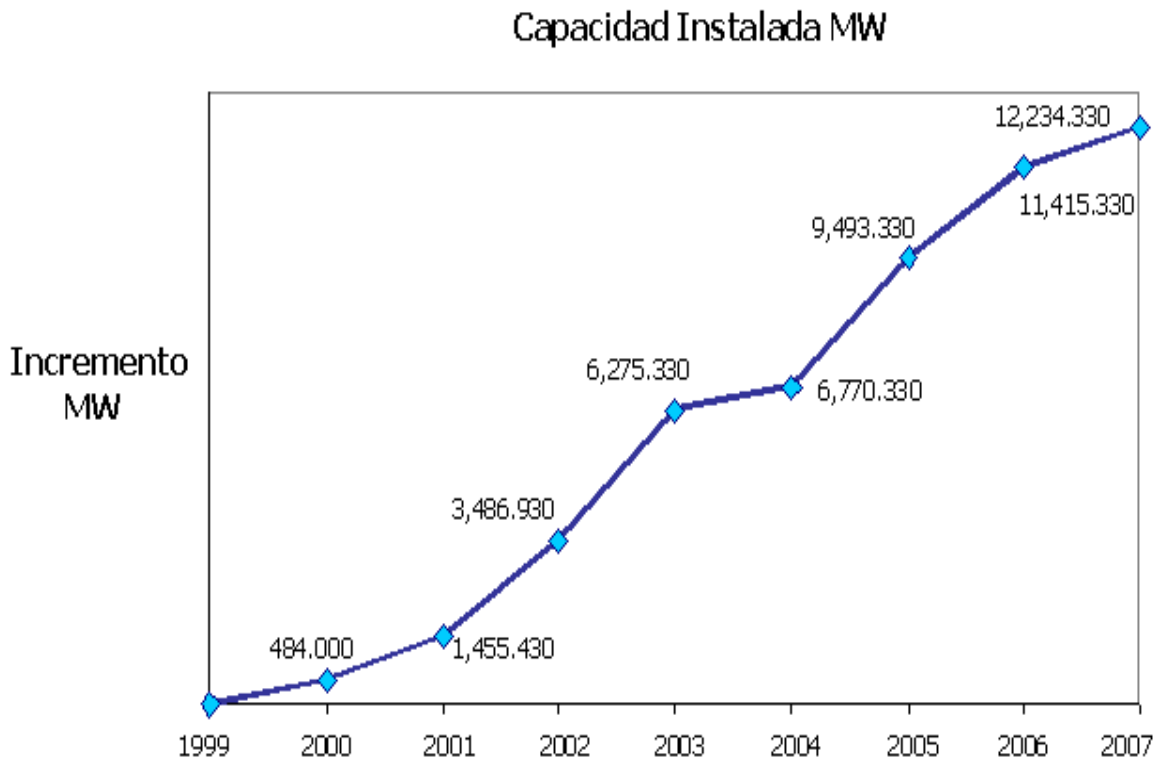


Figura 1.1

1.1.2 COMPRA VENTA DE ENERGÍA ENTRE COMPAÑÍAS

Las empresas eléctricas en el mundo como IBERDROLA, Unión FENOSA o Electricidad de Francia (EDF Internacional) por citar algunos ejemplos, siempre han realizado actividades de vender y comprar energía con otras empresas eléctricas para obtener beneficios mutuos al compartir sus características de oferta y demanda.

Estas actividades se han llevado a cabo mediante contratos bilaterales donde acuerdan la cantidad de energía, un precio asociado y los períodos de tiempo, este tipo de transacciones o mercadeo de la energía se realiza para períodos de largo plazo (años), mediano plazo, corto plazo (horas) y en tiempo real acordando los mecanismos correspondientes para ello.

Dicho mercado interno de energía tiene como objetivos establecer precios de transferencia entre las divisiones, promover una competencia y, eventualmente, servir como marco de referencia para la participación de inversionistas privados en la generación eléctrica sin garantías financieras por parte del Gobierno Federal.

Este proceso es válido para el sistema eléctrico nacional en términos reales ya que este mismo esquema (con sus respectivas restricciones) es utilizado actualmente en México y sus características principales más importantes son las siguientes:

TEMA	CARACTERÍSTICAS
Oferta de generadores	Ofertas a Costo variables auditables de las Centrales de Generación.
Demanda	No responde a los precios de la energía. (Compradores no ofertan precio, sólo MW).
Precio de la energía	Precios locacionales para la energía con base en las 27 regiones eléctricas definidas en los modelos de CFE.
Pago por capacidad	Pago por capacidad regional (diseñado para cada una de las 9 regiones consideradas en la planeación de la expansión de CFE): <ul style="list-style-type: none">- Tarifas fijadas para hora pico, intermedia y base según los períodos y estaciones establecidos por las tarifas de alta tensión.- Suficiente para incentivar nueva capacidad de generación de C.C. se remunera a toda la capacidad despachada y a la requerida en reserva.
Servicios conexos	Remuneración a generadores por servicios conexos básicos (Control Automático de Generación).
Mercado adelantado y balance	Dos mercados: <ul style="list-style-type: none">- Un día por adelantado (predespacho).- Balance (diferencias en tiempo real).
Cobro de la transmisión	Cobros por uso de la red de transmisión implícitos en los precios locacionales complementados con un cargo de acceso a la transmisión.

Tabla 1.1

1.1.3 PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO

Los Generadores de CFE y Luz y Fuerza del Centro “ofertan” sus costos.

Los Productores Independientes de Energía (PIE) con contrato con CFE “ofertan” lo contratado.

Los Autoabastecedores y Cogeneradores ofertan sus excedentes libremente y son tomadores de precio.

Los contratos de peaje actuales se tratarán como transacciones bilaterales, al igual que los contratos de importación.

Los consumidores no ofertan precio, solo cantidad.

La demanda de energía eléctrica en México concentra en puntos específicos de la república, sus consumos más importantes, y estos coinciden de manera obvia con las ciudades o poblados con más alta densidad de habitantes en nuestro país, con el modelo mencionado, se pueden prever los puntos potencialmente más rentables para el sector, así como aquellos más atrasados, observamos que el Distrito Federal es el mayor centro de consumo, seguido por las ciudades mas pobladas, entre las que destacan, Guadalajara, Monterrey y Puebla.

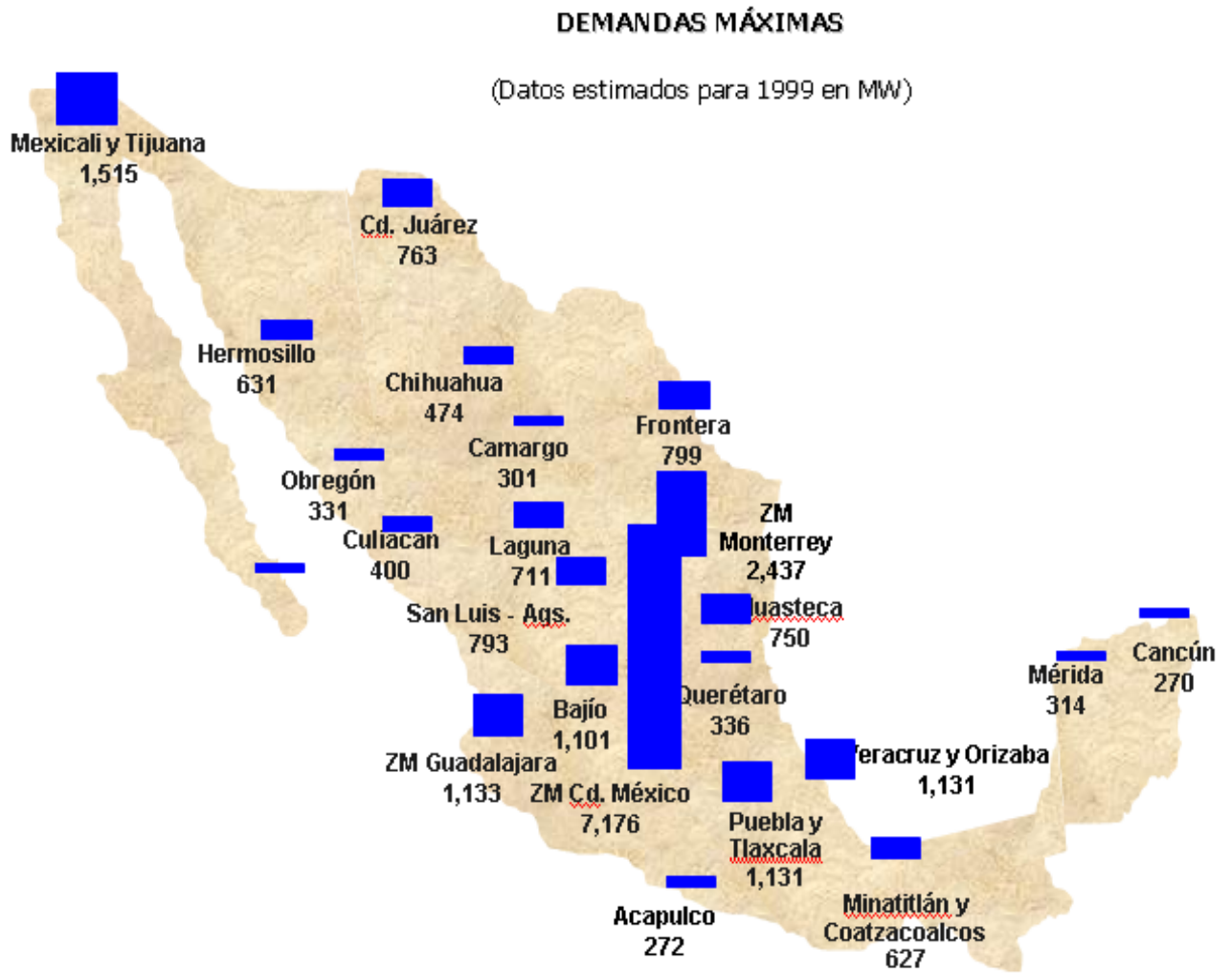


Figura 1.2

1.1.4 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

En 1988 empiezan los primeros proyectos realizados con capital extranjero y a partir de ese momento observamos un crecimiento continuo del sector privado, que en 1999 maneja un 3% del mercado y para el 2001 este porcentaje se incrementa hasta el 11%, así mismo, la participación de CFE disminuye.

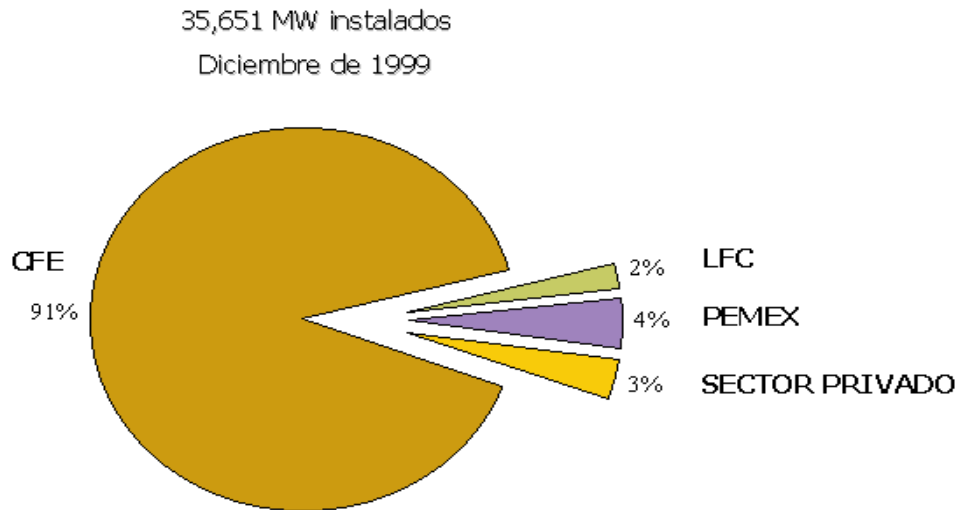


Figura 1.3

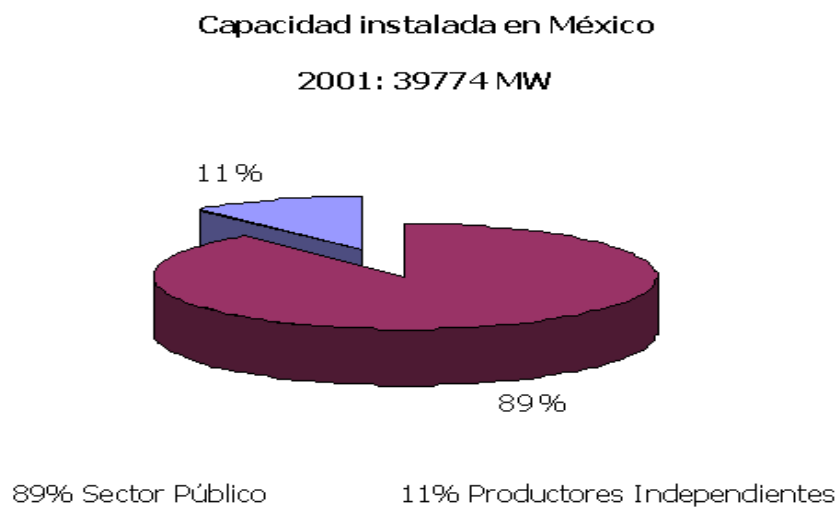


Figura 1.4

Se estima que en los próximos 10 años la demanda de electricidad se incrementará en 70 %, con una tasa de incremento anual del 7 %, contando en 2008 con una capacidad de alrededor de entre 55 000 y 60 000 MW.

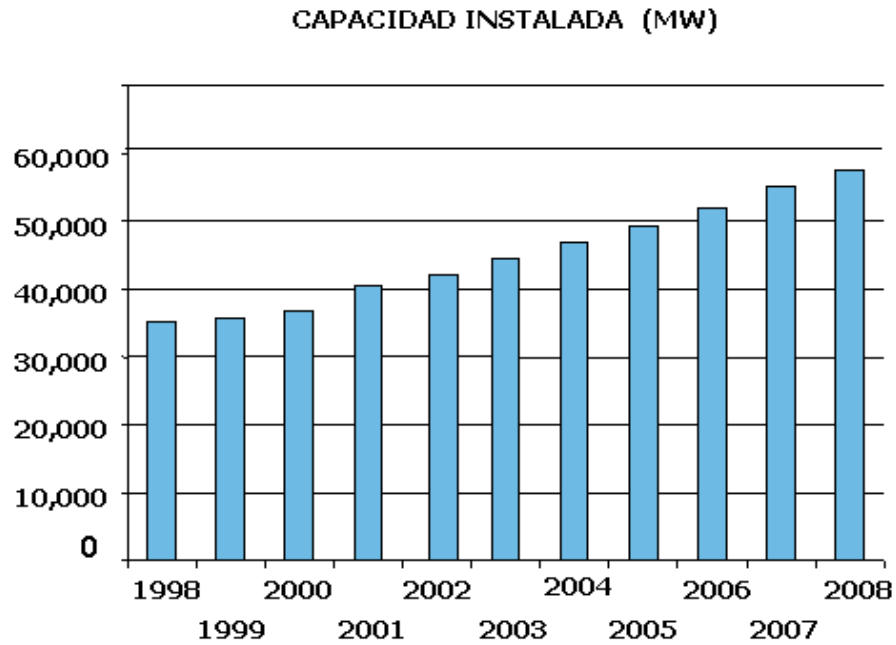
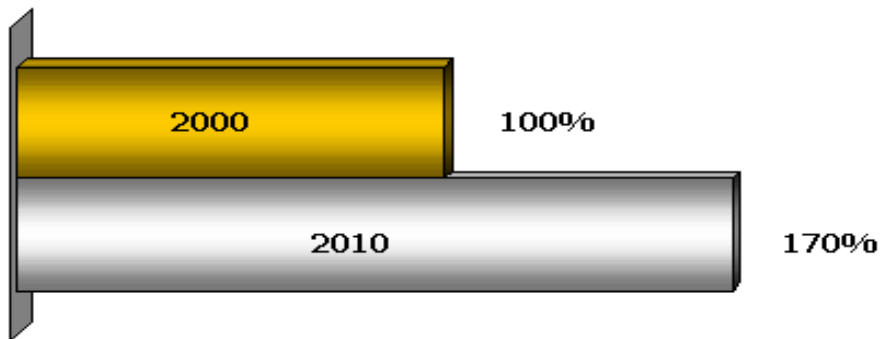


Figura 1.5

**Crecimiento esperado de la Demanda
2000 - 2010**



Tasa de crecimiento promedio anual 7 %
Prospectiva de Generación en las Centrales

Figura 1.6

La alta rentabilidad económica y eficiencia térmica de las plantas de tipo Ciclo Combinado ha sido un factor determinante para el crecimiento de este tipo de centrales, que han crecido de manera sostenida y se espera continúen con el mismo comportamiento.

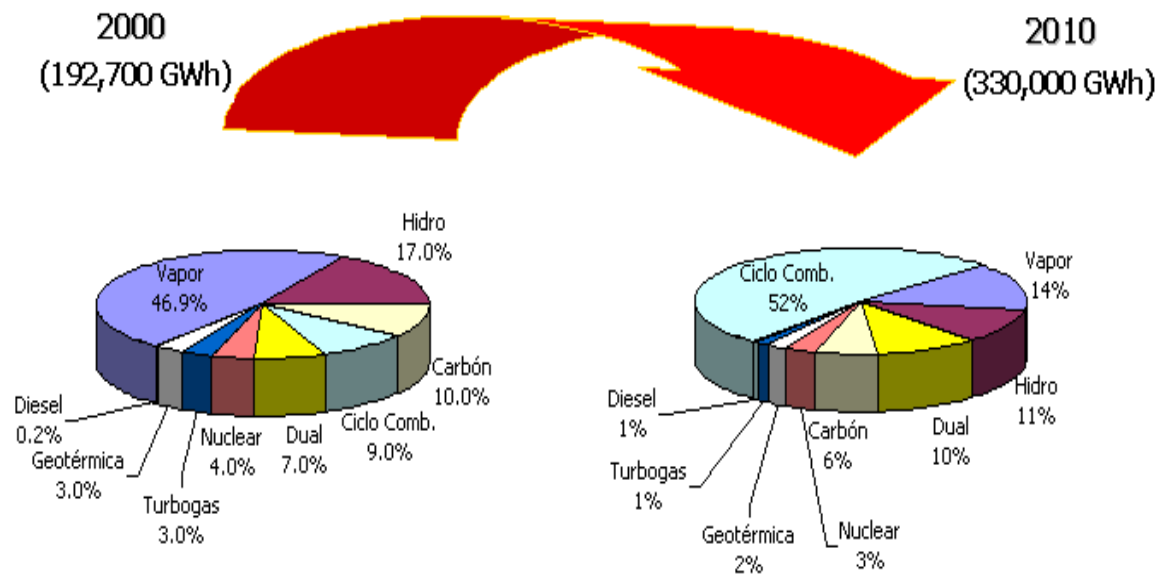


Figura 1.7

Observamos que aún en épocas recientes el uso de las plantas de vapor era el más generalizado y abarcaba alrededor del 47% de la generación, pero este porcentaje se ha reducido debido al gran auge que hay en la generación mediante las plantas de Ciclo Combinado; se espera que para el año de 2010 la generación de energía eléctrica mediante el uso de Ciclos Combinados tenga una participación del 52% del total, comparado con el 9% que tenía en el 2000, observamos un avance significativo.

Capacidad Instalada en México en el 2004

Tipos de Generación


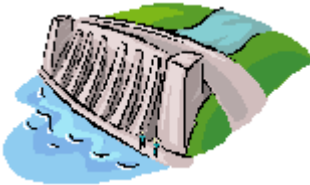




Hidrocarburos 66% (Ciclos Combinados 14%) (33655 MW)	
Hidroeléctrica 20% (10268 MW)	
Carbón 5% (2600 MW)	
Dual 4% (2100 MW)	
Nuclear 3% (1365 MW)	
Otras 2% (Eólica, Geotérmica, etc.) (962 MW)	

Figura 1.8

1.1.5 PROSPECTIVA EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE

Por ser las plantas de tipo Ciclo Combinado la tendencia en la construcción, el consumo de combustible tiende a aumentar el uso de Gas Natural, ya que este es el combustible mas comúnmente utilizado en la generación mediante este método.

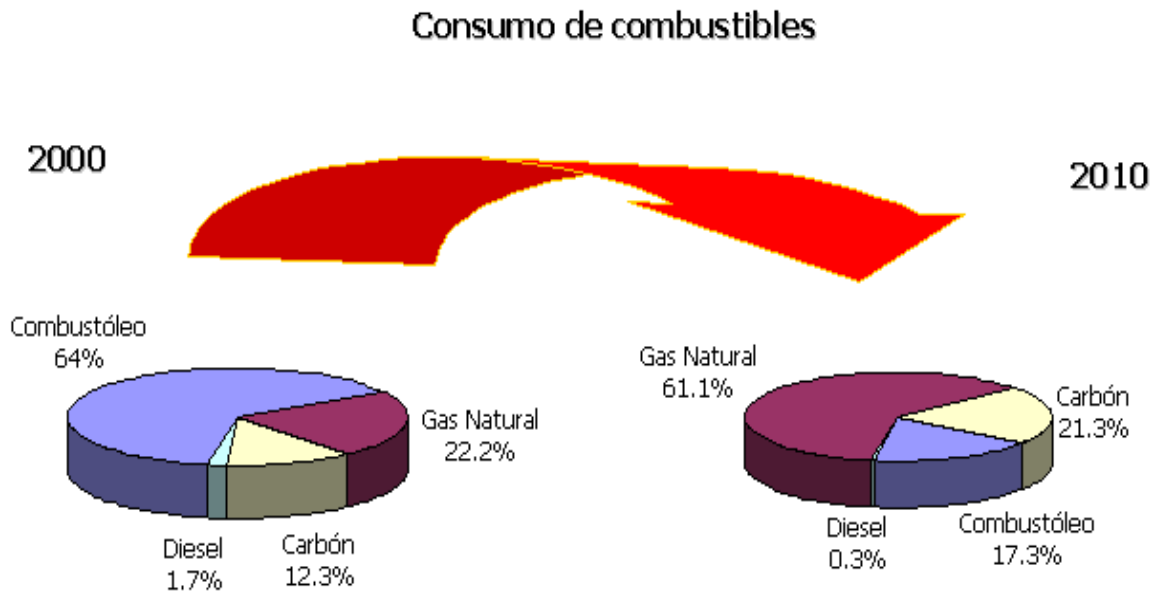


Figura 1.9

En el año 2000 el combustóleo era el combustible más utilizado y su consumo abarcaba el 63.8% del total; en ese mismo año, el gas natural representaba el 22.3% del consumo, pero con el crecimiento de las plantas de Ciclo Combinado, este porcentaje, se espera incremente para el año 2010 a un 61.1%.

1.2 SITUACIÓN ACTUAL

El Sector Eléctrico actualmente se encuentra a cargo de dos empresas paraestatales:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE):

93% de la demanda del país.

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO (LFC):

Demanda de la Ciudad de México y puntos vecinos (Tlaxcala, Puebla, Edo. De México y Morelos)

Cabe mencionar que la generación de energía eléctrica consta de un conjunto específico de características necesarias para asegurar el buen funcionamiento del sistema de potencia, entre estas características podemos citar, la disponibilidad, seguridad, continuidad, calidad y costo de la energía.

Disponibilidad

Es un indicador que mide la capacidad de unidades generadoras de energía eléctrica, de producir potencia a su plena capacidad en el momento preciso en que lo solicite la CFE.

Seguridad

Operar con márgenes de reserva operativa de al menos el 6% que eviten o minimicen la ocurrencia de disturbios.

Continuidad

Suministrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica, administrar licencias para minimizar interrupciones.

Calidad

Mantener el suministro dentro de estándares internacionales en los valores de voltaje y frecuencia.

Economía

Satisfacer en todo momento la demanda de energía eléctrica al más bajo costo de producción global.

El mercado de la energía eléctrica en México tiene un ciclo de producción – consumo que cubre una variedad amplia de clientes, dependiendo de la potencia demandada, este puede ser industrial, doméstico o comercial principalmente; la cadena productiva actual consta de los siguientes pasos.

CADENA DE PRODUCCIÓN – CONSUMO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

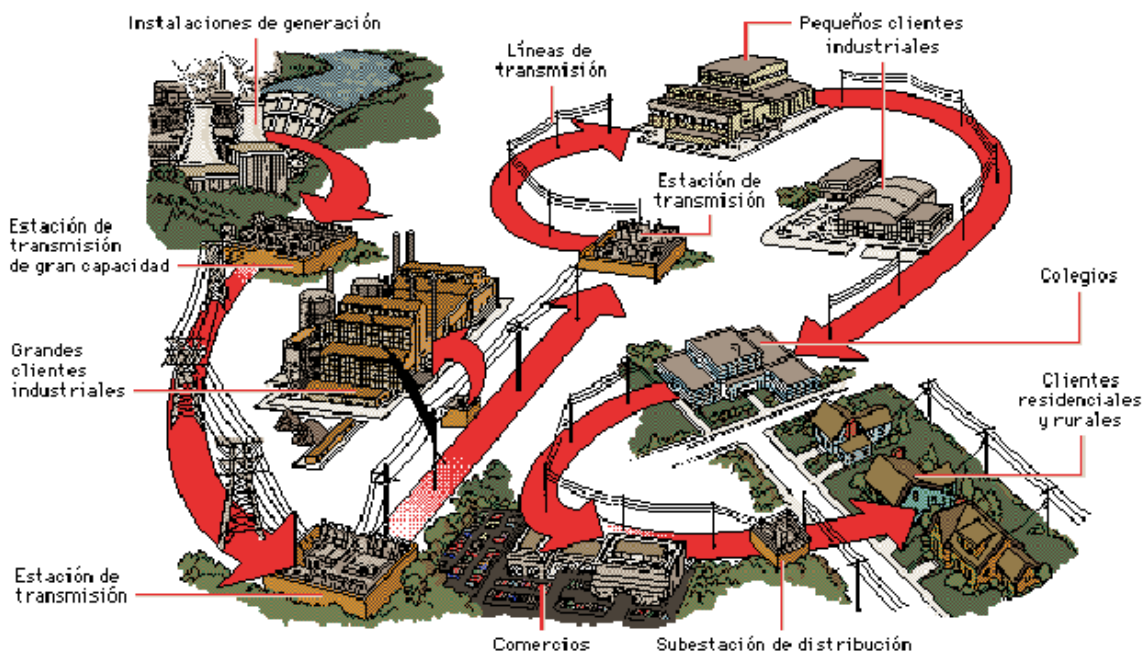


Figura 1.10

La estructura del ciclo de consumo depende directamente del cliente al cuál se va a suministrar la energía, los grandes clientes industriales son satisfechos desde las líneas primarias de transmisión ya que su demanda de potencia es muy alta y sucesivamente se alimenta a los clientes que requieren de menor potencia con líneas secundarias de transmisión y líneas de distribución hasta llegar al consumo residencial que requiere de una demanda muy pequeña.

Con respecto al tipo de planta, en nuestro país contamos principalmente con plantas hidroeléctricas, termoeléctricas convencionales, de carbón, nucleares, duales, de ciclo combinado y geotérmicas y su distribución a lo largo de la república mexicana es la siguiente:

TIPOS DE PLANTAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

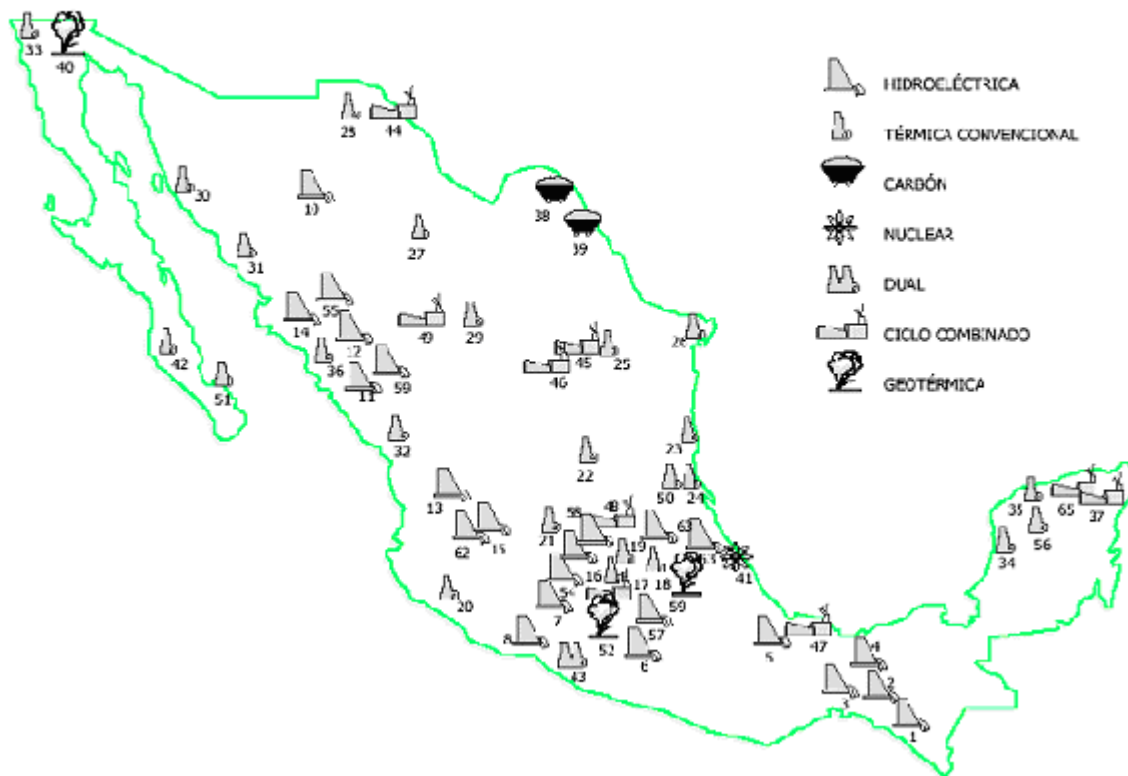


Figura 1.11

Como era de esperarse, el centro del país concentra un gran número de plantas ya que la potencia requerida para esta parte del país es la más alta, aunque encontramos otros sitios muy altos de consumo.

La distribución de las plantas obedece también a otros factores, como lo es la disponibilidad de los recursos naturales necesarios para la generación de energía eléctrica.

La distribución de los tipos de plantas de energía eléctrica en la república mexicana se muestra a continuación y verificamos que las de combustible y las hidroeléctricas abarcan casi el 70% del total de las plantas que hay.

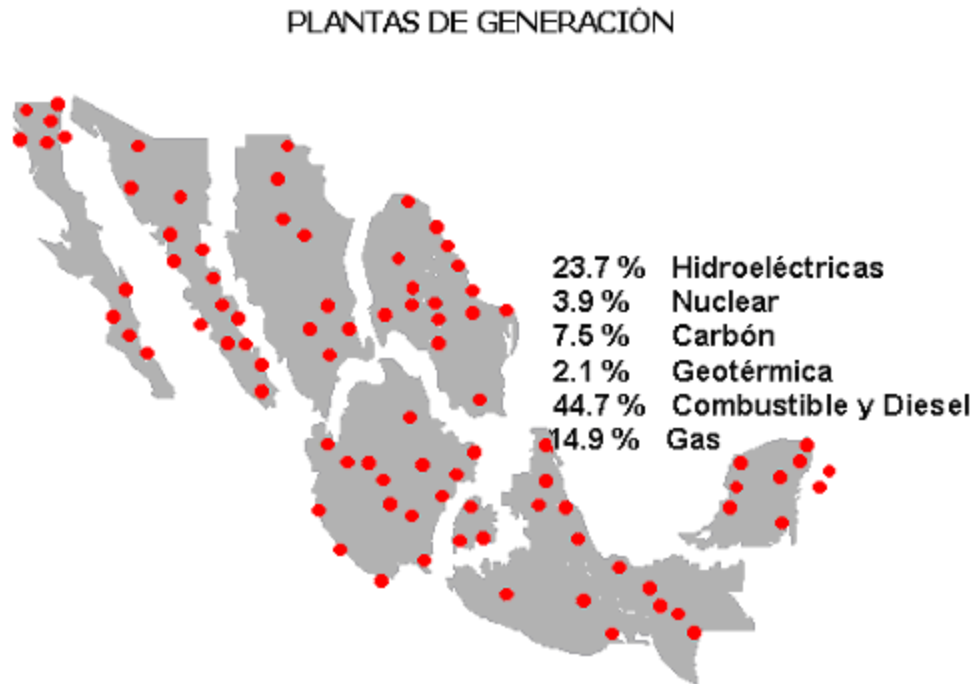


Figura 1.12

Como lo hemos venido mencionando, el mercado y la capacidad instalada son mayoritariamente pertenecientes a la Comisión Federal de Electricidad, pero la actualización del 2004 muestra de manera cuantitativa el constante crecimiento de los productores independientes, la Tabla 1.2 nos muestra que la participación en el mercado de los Productores Independientes aumentó de un 11% en el 2001 a un actual 15.8%; así mismo, observamos el comportamiento del resto de los productores en la República Mexicana.

CAPACIDAD INSTALADA EN MÉXICO AL CIERRE DEL SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2005 Y PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE LOS DIVERSOS OFERENTES DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Capacidad Instalada en México 2005		
	MW	%
CFE	37,886	72.7
LFC	834	1.6
PEMEX	1,996	3.8
PIE	8,251	15.8
AUTOABASTECIMIENTO	2,185	4.2
COGENERACION	909	1.7
TOTAL	52,061	100

Tabla 1.2

1.3 TIPOS DE GENERACIÓN

En el año de 1992 se definieron legalmente las actividades que no constituyen Servicio Público y con esa base el sector privado puede participar desde esa fecha y de manera más abierta en las siguientes modalidades de generación:

- Producción Independiente
- Cogeneración
- Pequeña Producción
- Autoabastecimiento
- Exportación e Importación (autoconsumo)

A continuación daremos una definición general de cada uno de estos tipos de generación.

1.3.1 AUTOABASTECIMIENTO

El autoabastecimiento es la producción de energía eléctrica utilizada para consumo propio.

1.3.2 COGENERACIÓN

La cogeneración es la producción de energía eléctrica basada en el uso de energías térmicas secundarias, residuales o parciales generadas dentro del proceso de generación.

1.3.3 PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

Cualquier persona en México que sea titular de un Permiso de Productor Independiente de Energía de acuerdo con las Leyes aplicables que le autorice a proporcionar capacidad de generación de energía eléctrica y a vender la energía eléctrica asociada a CFE, o bien para exportar, siempre y cuando provenga de una planta de más de 30 MW.

1.3.4 PEQUEÑA PRODUCCIÓN

Los permisos para pequeña producción pueden ser solicitados por mexicanos o firmas constituidas conforme a las Leyes Nacionales.

Tiene por objeto:

1. La venta a CFE cuando los proyectos no excedan la capacidad de 30 MW.
2. Generar menos de 1 MW en pequeñas comunidades rurales.
3. La exportación hasta 30 MW.

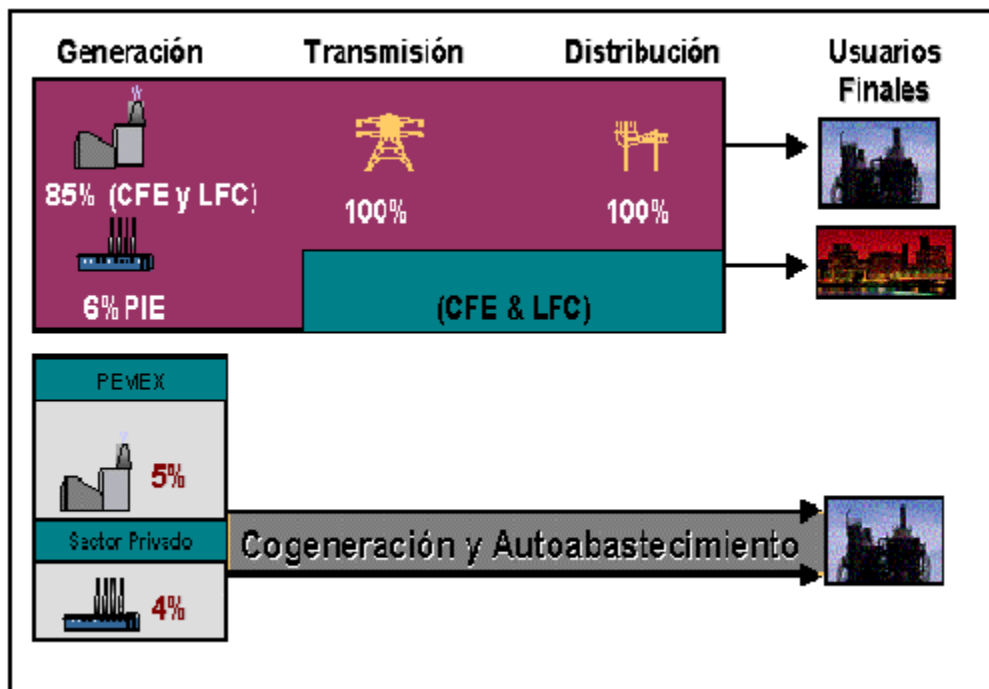


Figura 1.13

CAPITULO NO. 2
CICLO COMBINADO

2.1 INTRODUCCIÓN

Una de las formas de energía que el hombre a buscado desarrollar a través de los últimos años, ha sido la energía eléctrica. Esta forma de energía es limpia, eficiente y de fácil manipulación, lo que la ha transformado en la más utilizada.

Inicialmente, este tipo de energía fue suplida por generadores de corriente continua acoplados a pequeños motores térmicos. Dichos generadores presentaban bajas eficiencias, eran propensos a fallas y caros en cuanto a mantenimiento y costo de operación, lo cual llevó a un fuerte desarrollo en el diseño de diversos generadores y de sus procesos de transformación de energía.

A través de los años, los sistemas de corriente continua fueron reemplazados por sistemas de corriente alterna, alimentándose hoy casi en un 100% del consumo eléctrico por generadores síncronos. Estos generadores a su vez son alimentados desde turbinas hidráulicas o de vapor, produciéndose así un rápido aumento en la potencia entregada y en la eficiencia del proceso de conversión de energía.

Aunque ya se han producido grandes avances, eficiencias del orden del 25% no son suficientes para sistemas que crecen cada día más. Este efecto se ve aún más acentuado por el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles, lo que lleva a que estos últimos suban sus costos, forzando a que las eficiencias de las centrales térmicas aumenten para que no sean totalmente desplazadas por las hidráulicas.

Las razones anteriores han provocado que grandes compañías como General Electric, Mitsubishi, Siemens y otras inviertan sumas enormes en el desarrollo de nuevos diseños, que sean versátiles y eficientes. Estos diseños introducen un tipo de central muy innovadora: la central de ciclo combinado.

Las centrales de ciclo combinado llevan dicho nombre por la utilización conjunta de dos centrales: una turbina de gas y otra de vapor. La combinación de ambas produce un ciclo de potencia más eficiente y con costos variables bastante competitivos.

El desarrollo de las centrales de ciclo combinado se distingue por el uso del gas natural, el cual es el combustible más apropiado para el funcionamiento de la turbina de gas debido a su capacidad energética, confiabilidad y costo competitivo.

2.2 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO

Una central de ciclo combinado consiste básicamente en un grupo Turbina de Gas-Generador, una chimenea recuperadora de calor (HRSG) y un grupo Turbina de Vapor-Generador, formando un sistema que permite producir electricidad.

El proceso de generación de energía eléctrica en una central de ciclo combinado comienza con la aspiración de aire desde el exterior siendo conducido al compresor de la Turbina a Gas de través de un filtro.

El aire es comprimido y combinado con el combustible atomizado (Gas Natural) en una cámara donde se realiza la combustión.

El resultado es un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la Turbina de Gas proporcionando trabajo. El generador acoplado a la Turbina de Gas transforma este trabajo en energía eléctrica.

Los gases de escape que salen de la Turbina de Gas pasan a la chimenea recuperadora de calor o HRSG. En esta chimenea se extrae la mayor parte del calor aún disponible en los gases de escape y se transmiten al ciclo agua-vapor, antes de pasar a la atmósfera.

La Chimenea de recuperación se divide en tres áreas de intercambio de calor:

- **Área 1:** Se denomina economizador y está ubicado en la parte superior de la chimenea. El agua a alta presión ingresa al economizador para ser recalentada hasta el punto de saturación.
- **Área 2:** Se denomina ciclo de evaporación y está ubicada en la zona intermedia de la chimenea. Es donde se transforma el agua en vapor.
- **Área 3:** Se denomina recalentador y está ubicada en la parte inferior de la chimenea, zona donde la temperatura es más alta debido a que se encuentra cerca de la salida de la Turbina de Gas. Aquí el vapor saturado se recalienta aún más.

Posteriormente este vapor recalentado es inyectado en la Turbina de Vapor donde se expande en las filas de alabes haciendo girar el eje de esta Turbina lo que genera trabajo, el cual es transformado en energía eléctrica en el generador acoplado a la Turbina de Vapor.

El vapor que sale de la Turbina de Vapor, pasa a un condensador donde se transforma en agua. Este condensador es refrigerado mediante un sistema que inyecta agua fría por la superficie del condensador, lo que ocasiona la disipación del calor latente contenido en el vapor.

Posteriormente el agua pasa a un desgasificador / tanque de agua de alimentación. En el desgasificador se eliminan todos los gases no condensables. El tanque envía, a través de bombas, el agua a alta presión hacia la chimenea de recuperación para iniciar nuevamente el ciclo.

La tensión que se genera en los generadores de las turbinas de gas y vapor es de aproximadamente 13 kV que es elevada en los transformadores principales conectados a cada generador, pudiendo ser del orden de los 220 kV. Esto se realiza porque a baja tensión la intensidad de corriente es muy alta, necesitándose cables de transmisión de gran sección que soporten el flujo de electrones y generando adicionalmente grandes pérdidas de transmisión. Al elevarse la tensión, la intensidad de corriente es baja lo que origina una reducción en las pérdidas de transmisión.

El equipo con el que cuentan las centrales de ciclo combinado es el siguiente:

- Una o más Turbinas de Gas, que representan 2/3 de la generación total de la central.
- Una o más Turbinas de Vapor, que representan 1/3 de la generación total de la central.
- Uno o más HRSG. Este equipo realiza la evaporación del agua, para inyectarla en forma de vapor en la Turbina de Vapor. Deben haber tantos HRSG como Turbinas de Gas.
- Estación medidora y reductora de la presión del gas natural, más la tubería de la central.
- Sistema de control basado en microprocesadores para la central.
- Estanque de almacenamiento para el combustible de respaldo (petróleo diesel).
- Sistema de refrigeración si es que la zona donde se instalará la central no cuenta con sistemas de refrigeración naturales (agua de mar, pozos profundos, etc.).

Algo muy importante que se debe tener en cuenta, es el rendimiento de las Centrales de Ciclo Combinado, el cual es de aproximadamente un 55%, que se logra cuando la central genera a máxima capacidad, ya que las turbinas térmicas bajan su rendimiento al bajar la potencia de trabajo.

A continuación se presenta de forma esquemática una Central de Ciclo Combinado con el fin de facilitar la comprensión de su funcionamiento. (Figura 2.1)

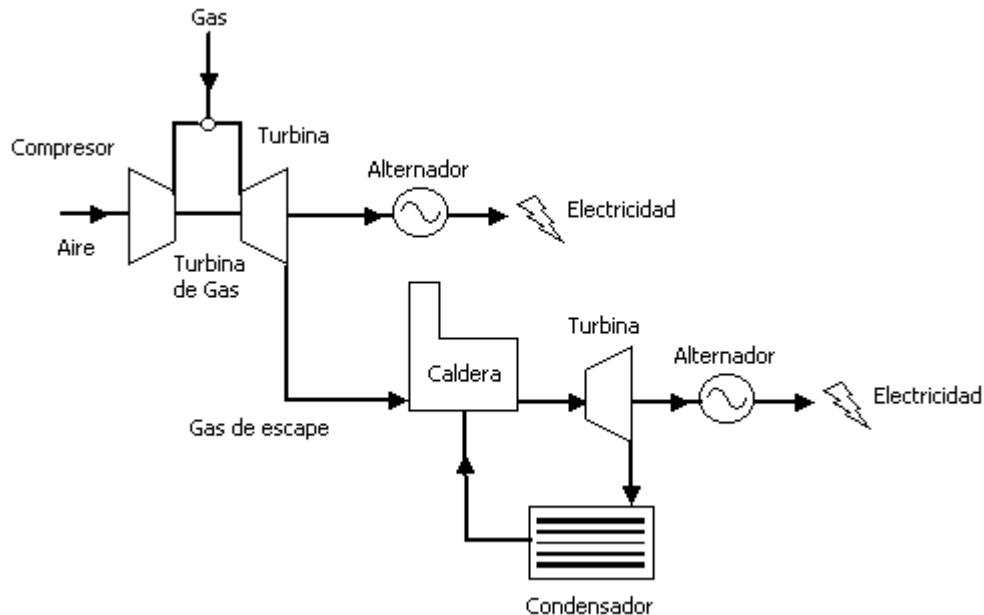


Figura 2.1

La figura 2.1 muestra lo siguiente:

- Turbina de gas con múltiples entradas de combustible y esta conectada a un generador.
- Una caldera alimentada por los gases que escapan de la turbina de gas a altas temperaturas, esta energía es aprovechada para transformar agua en vapor.
- Una turbina de vapor también conectada a un generador.
- Un condensador de vapor para aprovechar mejor el recurso (ciclo cerrado) el cual es enfriado mediante una corriente de agua externa, el cual también es un ciclo cerrado.

2.3 VENTAJAS

- Disponibilidad de grandes volúmenes de gas natural.
- Posibilidad de uso de otros combustibles (diesel, carbón gasificado), con rendimientos elevados pero con limitaciones en el funcionamiento de los quemadores. El diseño se optimiza para gas natural.
- Elevados rendimientos con buen factor de carga.
- Bajo impacto ambiental en relación con las emisiones de óxidos de Nitrógeno (NO_x) y menor eliminación de calor al medio ambiente.

El uso de gas natural evita por completo la posibilidad de formación de humos negros, hollines, partículas, óxidos de azufre o cenizas.

- Menores requerimientos de refrigeración respecto a una central convencional de igual potencia.
- Bajos costos de capital y cortos plazos de entrega de las centrales, para los niveles de eficiencia obtenidos.
- El gas natural no necesita almacenarse, se toma directamente del gasoducto de la red existente, evitando así la posibilidad de derrames o accidentes.
- Mayor eficiencia energética. La tecnología de Ciclo Combinado permite aprovechar el calor residual, transformándolo en electricidad. Su rendimiento es de un 55% frente al 30-34% de las centrales térmicas clásicas.

Es decir, con la misma cantidad de energía genera por encima de un tercio más de electricidad, con el consiguiente ahorro de recursos naturales. Mayor eficiencia que también permite reducir las emisiones de dióxido de Carbono (CO₂) a la mitad y las de óxidos de Nitrógeno (NO_x) a una décima parte, dejándolos en niveles irrelevantes y absolutamente respetuosos con toda normativa vigente al respecto.

- El volumen de edificación de una planta de Ciclo Combinado es menor en relación con el tamaño habitual de una central térmica clásica. Y además, como funciona a gas natural, tampoco necesita depósitos.
- Tiempo de construcción. Sólo son necesarios dos años y medio para construir una Central de Ciclo Combinado mientras que el periodo necesario para una central térmica clásica está entre cinco y siete años.

En resumen, en la tabla 2.1 se presenta un comparativo entre una central térmica y una central de ciclo combinado:

DIFERENCIAS	CENTRAL TÉRMICA	CENTRAL DE CICLO COMBINADO
COMBUSTIBLE	Carbón, lignito, madera o fuel oil.	Gas natural.
EMISIONES	Posibilidad de humos negros, hollines, cenizas, dioxinas y furanos.	Ninguna.
NIVEL DE CO ₂ Y NO _x	Niveles elevados.	Niveles irrelevantes: 50% menos y 10 veces menos, respectivamente.
EFICIENCIA ENERGÉTICA	30-34%	55%
ALMACENAMIENTO	Necesidad de depósitos. Tráfico de camiones para suministro.	No necesita ninguna de las dos cosas.
TIEMPO CONSTRUCCIÓN	Entre 5 y 7 años.	2 años y medio.

Tabla 2.1

2.4 DESVENTAJAS

Una de las limitaciones que imponen los materiales y las temperaturas de trabajo asociadas, a los equipos y componentes del circuito de los gases de combustión, son los esfuerzos térmicos que aparecen cuando estos ciclos operan en forma intermitente o "se ciclan".

Estos esfuerzos son mayores que los que se producen en operación continua, ya que cuando se efectúa el ciclado los transitorios de arranque y parada son mucho más frecuentes. En estos transitorios se produce fatiga termomecánica de los metales base.

Tanto este tipo de paradas como las de emergencia afectan fuertemente la vida útil de la turbina, ya que en este aspecto cada arranque equivale a aproximadamente diez horas de operación en régimen continuo y cada parada de emergencia equivale a diez arranques normales.

Por otra parte se ha comprobado que aún en condiciones normales de operación muchos de los componentes del citado circuito de gases de combustión no alcanzan el tiempo de vida útil previsto. Por ejemplo los álabes de la turbina de gas presentan frecuentemente fallas antes de cumplir la vida útil establecida en el diseño.

Otra limitación de estos ciclos es la respuesta de la turbina de gas de acuerdo con las condiciones ambientales. Así en días calurosos la turbina trabaja con menor eficiencia que en los días fríos. Una turbina de gas que opera con una temperatura ambiente de 0°C produce alrededor del 20% más de energía eléctrica que la misma máquina a 30°C. Asimismo los climas secos favorecen la eficiencia de estos equipos.

Los combustores de baja emisión de NO_x fueron uno de los más importantes logros en la tecnología de las turbinas de gas. No obstante implican la limitación de tener mayor inestabilidad de llama que los de difusión convencionales por la necesidad de usar mezclas aire-combustible más pobres. La oscilación de la llama puede producir vibraciones y ruido inaceptables y además afectar la vida útil y la confiabilidad operativa de la turbina de gas.

COSTOS DE GENERACIÓN

Es importante mencionar que los ciclos combinados, que son la tecnología que preferentemente han utilizado los Productores Independientes de Energía por su bajo costo fijo de inversión que repercute 0.0125 dólares por KWH, no representan la opción de menor costo ni de política energética más conveniente para el país:

Utilizan solamente gas natural como combustible, cuyo precio es muy volátil y se ha mantenido en este año a un precio superior a 5 dólares por millón de BTU (DPMB), alcanzando 6.5 DPMB que deriva en un costo total de generación de 0.0555 dólares por kWh. Además México importa la quinta parte del gas que consume, fundamentalmente a la Unión Americana.

Comparando las diferentes tecnologías y combustibles que actualmente puede utilizar CFE, en la Tabla 2.2, se muestra el detalle de los costos de inversión, de operación y totales de cada una de ellas: Puede observarse que generar con coque de petróleo, carbón y combustóleo nacional, es más barato que hacerlo con ciclos combinados y gas natural.

Tecnología / costo	Inversión Dólares/kWh	Operación Dólares/kWh	Total Dólares/kWh
Ciclo combinado	0.0125	0.0430	0.0555
Carbón Imp.	0.0200	0.0125	0.0325
Imp.		0.0242	0.0442
Nac.		0.0174	0.0374
Coque de petróleo	0.0200	0.0110	0.0310
Combustóleo Imp.	0.0200	0.0440	0.0644
Nac.		0.0305	0.0505

Tabla 2.2

CAPITULO NO. 3

REQUERIMIENTOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.1 TIPOS DE INVERSIONES

REQUERIMIENTOS

Existen estudios que indican que la expansión del sector eléctrico requiere de una inversión de **25,000 millones de dólares** entre los años 2000 y 2005, para poder mantener un crecimiento sostenido y para satisfacer las demandas del mercado mexicano, esta inversión, debido a la situación política del país, debe realizarse dentro del actual marco legal que asegure una inversión apegada a las leyes mexicanas.

A partir del año de 1997, se impulsó un esquema de inversión financiada mediante proyectos de inversión en infraestructura productiva de largo plazo, el nombre que recibe este esquema es: PIDIREGAS (Proyectos de Inversión con Impacto Diferido en el Registro del Gasto) y existen fundamentalmente dos tipos de inversiones:

- a) Inversión directa
- b) Inversión condicionada

Inversión directa

En este tipo de inversión las entidades públicas (CFE y LFC por ejemplo) asumen la obligación de adquirir activos productivos construidos por empresas privadas, de este existen dos tipos: CAT y OPF.

Inversión condicionada

Los activos se mantienen con el carácter de propiedad privada, hasta la materialización de alguna eventualidad contemplada en el contrato que implique la adquisición de dichos activos por parte de la entidad contratante, tal es el caso de los PIE.

Definiciones

CAT, OPF Y PIE son las modalidades para la construcción de Centrales:

CAT - Construcción, Arrendamiento y Transferencia.

PIE - Productor Independiente de Energía.

OPF - Obra Pública Financiada.

Mediante la aplicación de programas como “Productor Independiente de Energía” (PIE) y “Construcción, Arrendamiento y Transferencia” (CAT) mencionados anteriormente, el Gobierno Federal ha permitido la intervención de la iniciativa privada en la operación de plantas y generación de energía eléctrica, actividades que hace años eran exclusivas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y que a partir de pequeños cambios en las leyes han permitido dicha participación.

3.2 MODALIDADES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE CENTRALES

3.2.1

ESQUEMAS PARA FINANCIAR LOS PROYECTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para poder realizar estos proyectos, es necesario un financiamiento que los haga viables desde el punto de vista económico, los principales esquemas para financiar los proyectos mencionados se muestran en la Figura 3.1.



Figura 3.1

Construcción Arrendamiento y Transferencia (CAT)

Este modelo consiste en la estructura BLT (siglas en inglés) o CAT (Construir, Arrendar y Transferir) internacionalmente conocida, adaptada al marco jurídico mexicano, en este sentido, una Sociedad creada ya anteriormente diseña, construye y financia los proyectos, que posteriormente son aportados a un fideicomiso. Una vez terminados, estos son entregados a CFE para su operación y mantenimiento y ésta inicia el pago de las rentas durante un periodo de 15 años o más a dicha compañía.

Obra Pública Financiada (OPF)

Se trata de un contrato a precio alzado en el que el ganador de la licitación previamente realizada se obliga a diseñar, construir y financiar los proyectos. El precio ofertado por el ganador de la licitación debe incluir los costos de financiamiento durante la construcción. Una vez terminadas las obras son recibidas por CFE y liquidadas en su totalidad, asumiendo CFE el financiamiento de largo plazo resultante de la adquisición del proyecto.

Productor Independiente de Energía (PIE)

El PIE asume la obligación de diseñar, construir, financiar, operar y mantener una planta de generación eléctrica bajo ciertos estándares y ponerla exclusivamente a disposición de la CFE, a cambio del pago de un cargo fijo por capacidad y otros pagos por energía, durante un plazo de 25 años. La CFE pone a disposición del PIE la opción de un contrato de combustible y de un sitio para la construcción de la central. La variable determinante en la adjudicación del contrato es el menor precio unitario nivelado de generación.

Compra de Energía

Consiste en una nueva modalidad en la que los licitantes tendrán la libertad de poder escoger ya sea la construcción de una central en México bajo cualquier modalidad en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, o mediante la figura de importación de energía eléctrica para el servicio público efectuada por la CFE.

El objeto será el suministrar a la CFE capacidad y energía eléctrica por un periodo de 25 años en los puntos de interconexión establecidos por ella, a partir de la fecha de operación comercial o de la primera importación de energía que se lleve a cabo y para lo cual los licitantes tendrán la opción de ser un Productor Independiente de Energía, un exportador de energía eléctrica o una combinación.

EJEMPLO (OPF)

En el caso de la central Guerrero Negro II fue construida por el consorcio español Isolux Wat/Isolux de México, bajo la modalidad de obra pública financiada, cuya característica es que el contratista ganador de la licitación tiene la responsabilidad de financiar el proyecto durante la etapa de construcción. Una vez que la obra ya está terminada y lista para iniciar su operación, es entregada a la CFE, que adquiere la obligación de pagarle al contratista el monto que ofertó y con el cual se adjudicó la licitación.

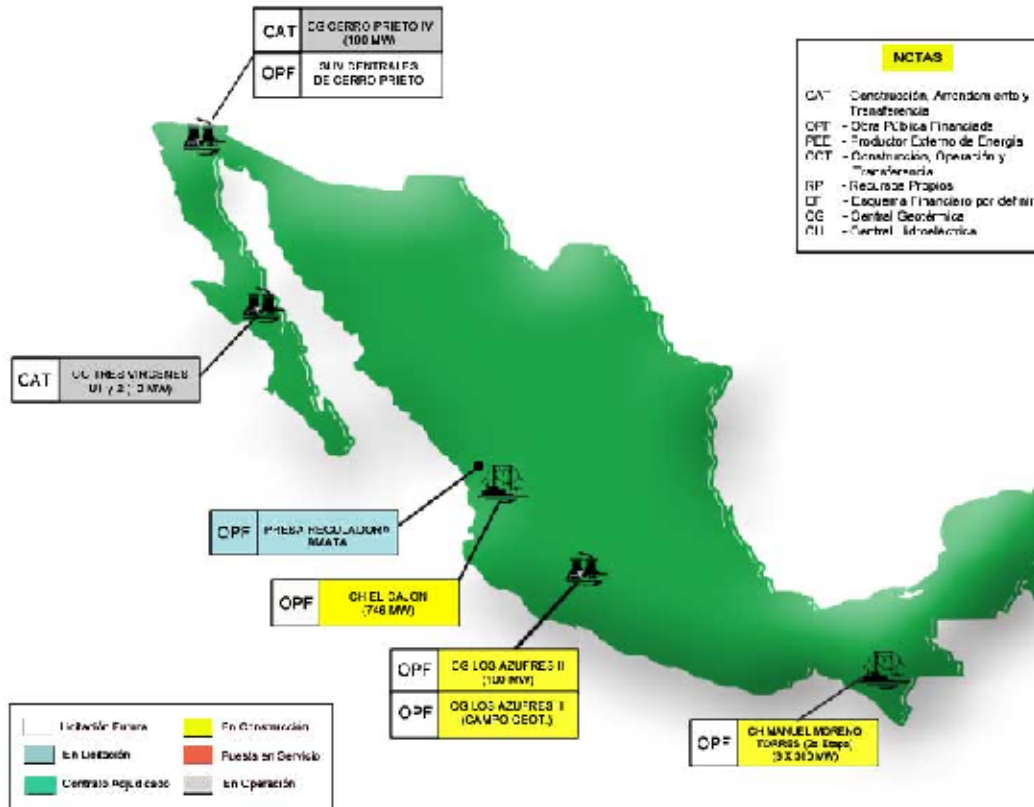


Figura 3.2

3.3 PORTEO

3.3.1 Transacciones de porteo

Una transacción de porteo, es un servicio de transmisión que presta una compañía, ésta renta parte de su sistema de potencia a dos compañías que no tienen conexión directa, para que por medio de su red de transmisión realicen sus transacciones (compra/venta) de energía.

3.3.2 Tipos de transacciones de porteo

Existen varios tipos de transacciones de porteo, cada uno de estos se definen según la naturaleza de los permisionarios y son las siguientes.

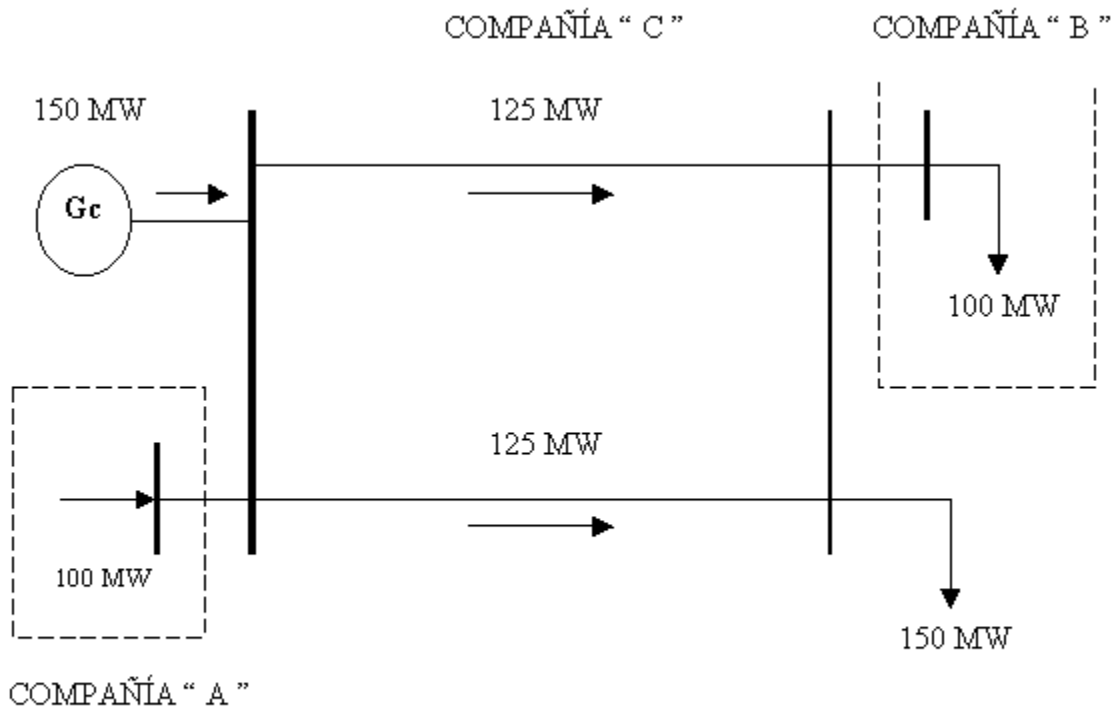
- a) De generador privado a compañía.
- b) De compañía a compañía.
- c) De compañía a cliente privado.
- d) De generador privado a cliente privado.

3.3.3 Formas de realizar una transacción de porteo

Las formas de realizar una transacción de porteo son las siguientes.

- a) Por continuidad del flujo
- b) Por desplazamiento de potencia.

Por continuidad de flujo. Esta forma implica transmitir la potencia de porteo desde el punto donde se inyecta a la red, hasta el punto de exportación donde es extraída, en la figura 3.3 se muestra esta función.

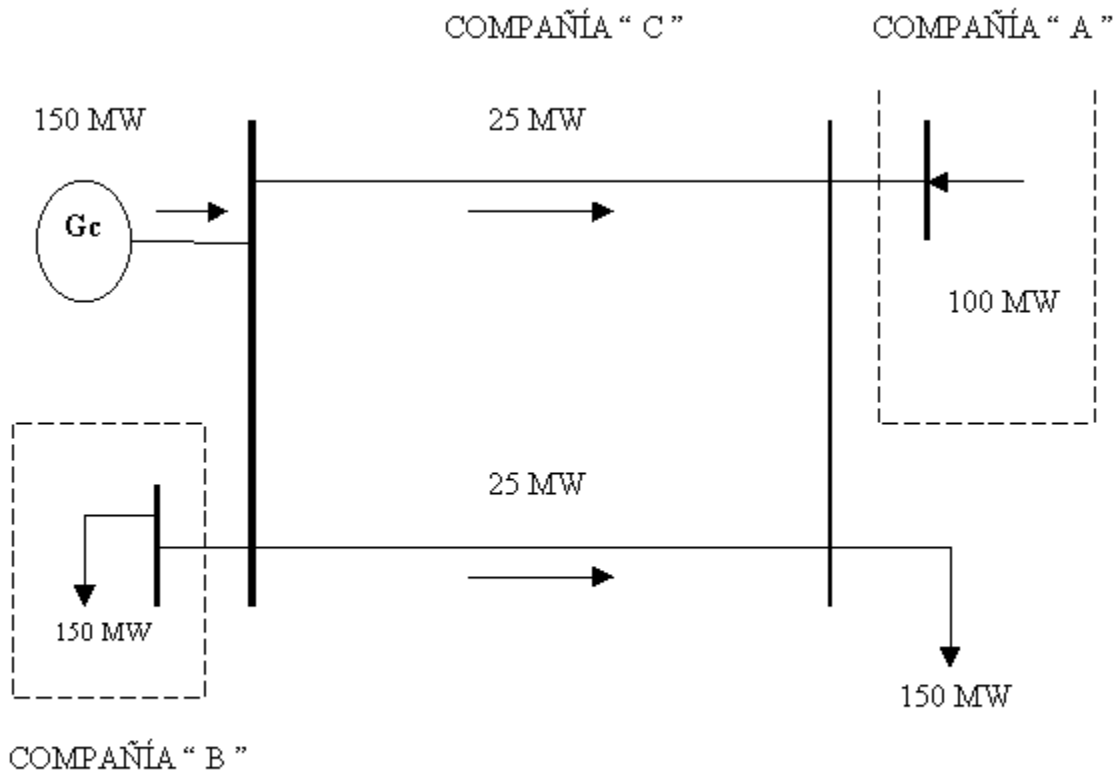


Transacción realizada por Continuidad de Flujo

Figura 3.3

Esta forma se utiliza en redes con alta capacidad de transmisión y donde los nodos de porteo están localizados en zonas radiales con déficit de generación.

Por desplazamiento de potencia. Esta forma de ejecutar una transacción de porteo, consiste en una inyección en la potencia de entrada en el punto de inyección o en la zona cercana a él.



Transacción realizada por Desplazamiento de Potencia

Figura 3.4

Esta forma es la más usual, ya que causa menos problemas en la operación de la red. El requisito para efectuar ésta transacción, es tener la capacidad de generación necesaria en el punto de extracción.

3.3.4 Categoría de las transacciones de porteo

Los tipos de transacciones de porteo, pueden representarse en diferentes categorías, las cuales se clasifican por la duración del contrato del servicio y por el grado de confiabilidad contratado por el permisionario, principalmente tenemos:

- a. **Transacciones de porteo a largo plazo.** Son transacciones que cubren periodos convenidos de varios años (en México, el plazo máximo es de 30 años con opción a renovarse) y que son considerados en los planes de expansión del sistema.
- b. **Transacciones de porteo a corto plazo.** Son transacciones que pueden durar desde unas pocas horas hasta varios años, pero no son asociadas con los refuerzos planeados en el sistema.
- c. **Transacciones de porteo firmes.** Son transacciones que no están sujetas a interrupciones por políticas de operación de la compañía porteadora. En esta categoría los permisionarios son vistos con la misma importancia que los clientes de la compañía y sólo puede ser suspendido el servicio por condiciones operativas de emergencia.
- d. **Transacciones de porteo no firme.** Son transacciones que están restringidas a políticas de operación de la compañía porteadora y de los permisionarios. Estas transacciones de porteo se realizan principalmente por economía y se realizan cuando se tiene la capacidad necesaria para dar lugar a la transacción en áreas y tiempos específicos del sistema de potencia.

3.3.5 Costos causados por una transacción de porteo

Los costos que se tienen al prestar un servicio de porteo, representan el impacto que tiene la transacción de porteo sobre la compañía que presta el servicio. Estos costos se clasifican de la siguiente forma.

Costo de capital. Este costo es el asociado con las instalaciones de transmisión y distribución utilizadas por la transacción.

Costos por refuerzos. Este costo es impuesto por los refuerzos que se deben de hacer en la red para alojar a la transacción. Los refuerzos pueden ser construcción de nuevas instalaciones o adaptación de las ya existentes.

Costos de operación. Estos costos se asocian con los siguientes aspectos: Cambio en las pérdidas de transmisión, redespachos, arranque o paro de unidades para evitar violación de restricciones de transmisión, modificación de los niveles de reserva rodante, control de voltaje, etc.

Costos de oportunidad. Estos costos tienen que ver con la pérdida de oportunidades que causa la transacción a la compañía. Por ejemplo, la compañía tiene la oportunidad de comprar energía más barata, pero la transacción se lo impide, por lo tanto, esta acción debe ser compensada.

Costos por operación de instalaciones y mantenimiento. Son costos asociados con salarios a despachadores de carga, mantenimiento de estructuras, líneas, subestaciones, etc. En algunos casos se incluyen costos de los Centros de Control de las compañías para la administración de energía.

Costos por administración. Son gastos de oficina.

3.3.6 Aspectos técnicos relevantes a considerar en los contratos de transacciones de porteo.

Dependiendo del tipo y categoría de la transacción de porteo contratada, la comisión reguladora debe de poner atención en definir las condiciones bajo las cuales se realizará el servicio, además de establecer las obligaciones a cumplir, tanto por la compañía como por los permisionarios. A continuación se describen algunos de los aspectos relevantes a considerar en una transacción de porteo.

Control de frecuencia

Al proporcionar una transacción de porteo, la compañía porteadora esta obligada a monitorear, además de su carga natural, las cargas que introduce la transacción, de esta forma la compañía coordina la transacción y asegura al cliente del porteo a recibir un servicio de calidad, aún cuando el vendedor no tenga la regulación necesaria para el control de la frecuencia.

Acuerdos de respaldo de potencia

En el caso de una transacción de porteo, donde el vendedor cuenta con una baja capacidad de generación (pequeños productores, cogeneradores), se deben de celebrar contratos donde la compañía porteadora se comprometa a suministrar con recursos propios la parte de la demanda que el vendedor no alcance a suministrar al comprador. Este acuerdo se diferencia del anterior por el rango de demanda a cubrir y por la duración del respaldo.

Control de voltaje

La compañía porteadora está obligada a suministrar un perfil adecuado de voltaje en los nodos del porteo (así como en todo el sistema), particularmente en la transacción donde los vendedores son pequeños productores o cogeneradores. En caso de autoabastecedores o generadores independientes, el nivel de voltaje (al menos en el nodo de inyección) puede ser regulado por el permisionario.

Operación segura y márgenes de confiabilidad

Al realizar una transacción de porteo, esta introduce en los planes de operación de la compañía porteadora incertidumbre al determinar los niveles de utilización de las líneas de transmisión, además complica la forma de satisfacer la demanda en el sistema.

Planes de expansión del sistema

Al incrementarse el número de servicios de porteo, la incertidumbre al pronosticar cargas, generación, topología de la red, etc., aumenta.

3.3.7 Metodologías para evaluar los costos de una transacción de porteo

Existen diferentes metodologías para evaluar los costos asociados de una transacción. La decisión de utilizar una u otra está ligada directamente con los objetivos financieros que persiga la compañía porteadora.

Método de la estampilla postal. Este método asigna un costo a la transacción de porteo en base a la parte de inversión que se pretende recuperar y a la cantidad de potencia asociada a la transacción.

Método Mw- milla. Este método se divide en dos categorías; la primera supone que la potencia asociada a la transacción es constante, la segunda permite que dicha potencia varíe dentro de un rango establecido.

Los aspectos que se consideran para asignar el costo de una transacción de porteo son los considerados por el método de estampilla postal, más cargos asociados a la dirección y distancia del flujo de potencia de la transacción.

Método de costos marginales. Este método considera la transacción de porteo como un contrato simultáneo de compra y venta. Obtiene el costo marginal asociado como la diferencia del costo marginal del nodo de envío y del nodo de recepción. Este método proporciona resultados que promueven el uso eficiente de los recursos de generación y transmisión.

EJEMPLO DE TRANSACCIÓN DE PORTEO (Noticia)

Iberinco logra nuevo contrato en México por 52 millones de euros.

Madrid, 3 dic 2004 (EFE)

Iberdrola Ingeniería y Consultoría (Iberinco) se adjudicó un nuevo contrato con la empresa pública de electricidad de México para construir la infraestructura eléctrica asociada a la central de ciclo combinado (gas) de Altamira V por 70 millones de dólares (52,6 millones de euros), dijo hoy la empresa.

La filial de Iberdrola construirá, durante los próximos 18 meses, 508,6 kilómetros de líneas de transmisión y cuatro subestaciones para evacuar la energía generada en Altamira V, una central de 1.221 megawatts de potencia situada en el Estado mexicano de Tamaulipas y adjudicada a la segunda eléctrica española en octubre de 2003.

Iberinco consiguió este proyecto tras participar en una licitación internacional, convocada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, en la que participaron otras diez empresas, entre ellas Siemens y ABB.

En los dos últimos años, la filial de Iberdrola ha logrado contratos para construir subestaciones y líneas de transmisión en México por un importe superior a los 220 millones de dólares (150 millones de euros).

En diciembre de 2002, la CFE adjudicó a Iberinco la construcción de 58,3 kilómetros de líneas y cinco subestaciones en varios estados del noroeste de México (Querétaro, Guanajuato y Sinaloa), proyecto que culminó el pasado mes de septiembre.

En marzo de 2003, la filial de Iberdrola obtuvo el proyecto para construir 177,26 kilómetros de líneas en Coahuila, Jalisco, Veracruz, Guerrero y Michoacán.

Posteriormente, en septiembre, Iberinco se adjudicó la construcción de 59,8 kilómetros de líneas subterráneas y la ampliación de dos subestaciones en los estados de Coahuila y Durango.

Por último, en junio pasado, la CFE encargó a la compañía española la construcción de 217 kilómetros de líneas y dos subestaciones en estos dos estados mexicanos.

CAPITULO NO. 4

MODALIDADES DE GENERACIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años se han registrado variaciones en el precio de los energéticos, particularmente en el gas natural, así como un aumento continuo en las tarifas eléctricas, impactando la competitividad de las empresas que hacen un uso intensivo de la energía.

Lo anterior ha obligado a la búsqueda de alternativas confiables para el suministro energético, tales como combustibles alternativos y generación propia de electricidad por parte de las empresas, privilegiando los esquemas de cogeneración, y la implementación de medidas de ahorro y uso eficiente de energía.

En la tabla 4.1 se muestra la capacidad instalada de generación de energía eléctrica en México al cierre del segundo trimestre del 2005.

Capacidad Instalada en México 2004		
	MW	%
CFE	37,886	72.7
LFC	834	1.6
PEMEX	1,996	3.8
PIE	8,251	15.8
AUTOABASTECIMIENTO	2,185	4.2
COGENERACION	909	1.7
TOTAL	52,061	100

Tabla 4.1

Como se puede observar en la tabla, las compañías eléctricas paraestatales (CFE y LFC) representan el 74% de la capacidad instalada.

Es importante destacar que en la actualidad la participación privada (PIE, autoabastecimiento y cogeneración) es del orden del 22%. En total, los productores externos suman el 26% de la capacidad de generación instalada en México, incluyendo a PEMEX.

Cabe señalar que antes de la modificación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1993, la participación privada estaba limitada a la modalidad de "usos propios continuos", alcanzando una capacidad instalada de aproximadamente 600MW en 1992.

Desde entonces la expansión del sector eléctrico mexicano se ha basado en la participación privada.

4.2 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

La Comisión Federal de Electricidad es una empresa pública, con patrimonio propio, creada el 20 de enero de 1934. Su objetivo es organizar y dirigir el sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basando su operación en principios técnicos y económicos, sin propósito de lucro.

CFE genera el 98% de la electricidad nacional, además de transmitir y distribuir el 91 %.

De acuerdo con la información obtenida al cierre del mes de junio del año 2005 la CFE, cuenta con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 37,885.82 Mega Watts (MW), de los cuales:

- 10,267.98 MW son de hidroeléctricas,
- 22,691.29 MW corresponden a las termoeléctricas,
- 2,600.00 MW a carboeléctricas,
- 959.50 MW a geotermoeléctricas,
- 1,364.88 MW a la nucleoeléctrica y
- 2.18 MW a la eoloeléctrica.

Capacidad efectiva instalada de generación

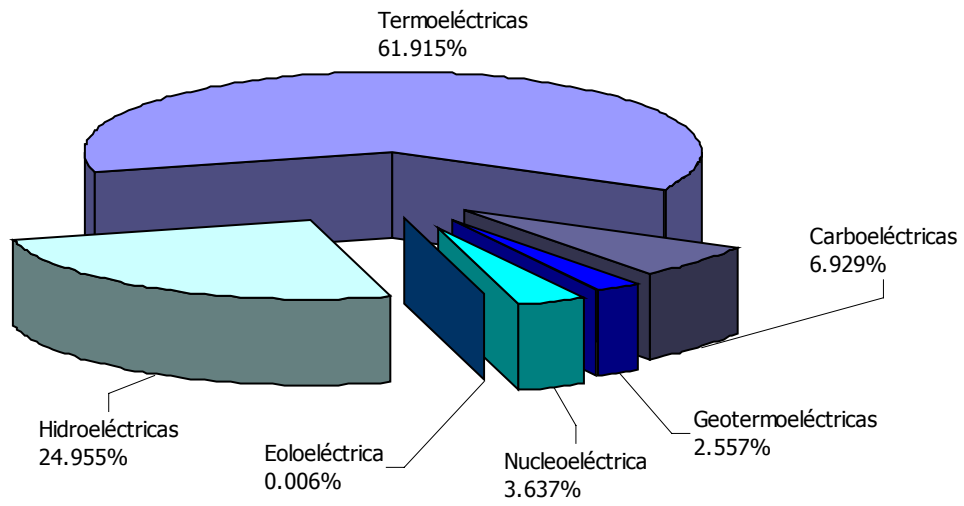


Figura 4.1

Generación por fuente

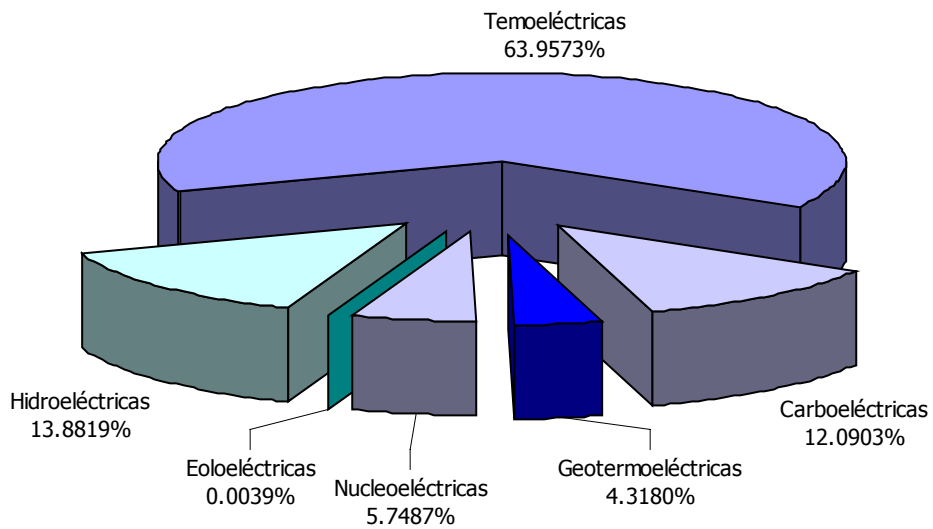


Figura 4.2

Centrales de CFE ordenadas por capacidad efectiva instalada y tipo.

HIDROELÉCTRICAS		
Nombre de la central	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	2,400	Chicoasén, Chiapas
Malpaso	1,080	Tecpatán, Chiapas
Infiernillo	1,000	La Unión, Guerrero
Aguamilpa	960	Tepic, Nayarit
Belisario Domínguez (Angostura)	900	Venustiano Carranza, Chiapas
Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol)	600	Apaxtla, Guerrero
Luis Donald Colosio (Huites)	422	Choix, Sinaloa
Ángel Albino Corzo (Peñitas)	420	Ostuacán, Chiapas
Temascal	354	San Miguel Soyaltepec, Oaxaca
Fernando Hiriart Balderrama (Zimapán)	292	Zimapán, Hidalgo
Villita	280	Lázaro Cárdenas, Michoacán
Valentín Gómez Farías (Agua Prieta)	240	Zapopan, Jalisco
Mazatepec	220	Tlatlauquitepec, Puebla
Plutarco Elías Calles (El Novillo)	135	Soyopa, Sonora
Plutarco Elías Calles (El Novillo)	135	Soyopa, Sonora
Raúl J. Marsal (Comedero)	100	Cosalá, Sinaloa
Bacurato	92	Sinaloa de Leyva, Sinaloa
Humaya	90	Badiraguato, Sinaloa
Cupatitzio	72	Uruapan, Michoacán

Nombre de la central	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
La Amistad	66	Acuña, Coahuila
Manuel M. Diéguez (Santa Rosa)	61	Amatitlán, Jalisco
27 de Septiembre (El Fuerte)	59	El Fuerte, Sinaloa
Cóbano	52	Gabriel Zamora, Michoacán
Colimilla	51	Tonalá, Jalisco
Falcón	32	Nueva Cd. Guerrero, Tamaulipas
Ambrosio Figueroa (La Venta)	30	La Venta, Guerrero
Chilapan	26	Catemaco, Veracruz
Boquilla	25	San Francisco Conchos, Chihuahua
José Cecilio del Valle (El Retiro)	21	Tapachula, Chiapas
Oviáchic	19	Cajeme, Sonora
Camilo Arriaga (El Salto)	18	Cd. Maíz, San Luis Potosí
Puente Grande	17	Tonalá, Jalisco
Juntas	15	Guadalajara, Jalisco
Minas	15	Las Minas, Veracruz
Salvador Alvarado (Sanalona)	14	Culiacán, Sinaloa
Botello	13	Panindícuaro, Michoacán
Mocúzari	10	Álamos, Sonora
Encanto	10	Tlapacoyan, Veracruz
Platanal	9	Jacona, Michoacán
Colotlipa	8	Quechultenango, Guerrero

Nombre de la central	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Zumpimito	6	Uruapan, Michoacán
Luis M. Rojas (Intermedia)	5	Tonalá, Jalisco
Bombaná	5	Soyaló, Chiapas
Colina	3	San Francisco Conchos, Chihuahua
San Pedro Porúas	3	Villa Madero, Michoacán
Tamazulapan	2	Tamazulapan, Oaxaca
Schpoiná	2	Venustiano Carranza, Chiapas
Jumatán	2	Tepic, Nayarit
Portezuelos I	2	Atlixco, Puebla
Texolo	2	Teocelo, Veracruz
Electroquímica	1	Cd. Valles, San Luis Potosí
Micos	1	Cd. Valles, San Luis Potosí
Portezuelos II	1	Atlixco, Puebla
Tirio	1	Morelia, Michoacán
Bartolinas	1	Tacámbaro, Michoacán
Itzúcaro	1	Peribán los Reyes, Michoacán
El Durazno (S.H. Miguel Alemán)	--	Valle de Bravo, México
Ixtapantongo (S.H. Miguel Alemán)	--	Valle de Bravo, México
Santa Bárbara (S.H. Miguel Alemán)	--	Santo Tomás de los Plátanos, México
Tingambato (S.H. Miguel Alemán)	--	Otzoloapan, México
Tepazolco	--	Xochitlán, Puebla

Nombre de la central	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Las Rosas	--	Cadereyta, Querétaro
Tuxpango	--	Ixtaczoquitlán, Veracruz
Huazuntlán	--	Zoteapan, Veracruz
Ixtaczoquitlán	--	Ixtaczoquitlán, Veracruz

TERMOELÉCTRICAS		
Nombre de la central	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Salamanca	866	Salamanca, Guanajuato
Altamira	800	Altamira, Tamaulipas
Manzanillo II	700	Manzanillo, Colima
Villa de Reyes	700	Villa de Reyes, San Luis Potosí
Puerto Libertad	632	Pitiquito, Sonora
Presidente Juárez (Rosarito)	620	Rosarito, Baja California
José Aceves Pozos (Mazatlán II)	616	Mazatlán, Sinaloa
Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)	484	Guaymas, Sonora
Valle de México	450	Acolman, México
Francisco Villa	399	Delicias, Chihuahua
Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)	375	Río Bravo, Tamaulipas
Juan de Dios Bátiz P. (Topolobampo)	360	Ahome, Sinaloa
Guadalupe Victoria (Lerdo)	320	Lerdo, Durango

Nombre de la central	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Benito Juárez (Samalayuca)	316	Cd. Juárez, Chihuahua
Mérida II	168	Mérida, Yucatán
Lerma (Campeche)	150	Campeche, Campeche
Poza Rica	117	Tihuatlán, Veracruz
Punta Prieta II	113	La Paz, Baja California Sur
Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)	75	Valladolid, Yucatán
Guaymas I	70	Guaymas, Sonora
Nachi-Cocom	49	Mérida, Yucatán
La Laguna	39	Gómez Palacio, Durango
Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan)	2,1	Tuxpan, Veracruz
Francisco Pérez Ríos (Tula)	1,5	Tula, Hidalgo
Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)	1,2	Manzanillo, Colima
Monterrey	--	San Nicolás de los Garza, N.L.
San Jerónimo	--	Monterrey, Nuevo León

GEOTERMOELÉCTRICAS		
Nombre de la central	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Cerro Prieto II	220	Mexicali, Baja California
Cerro Prieto III	220	Mexicali, Baja California
Los Azufres	195	Cd. Hidalgo, Michoacán

Nombre de la central	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Cerro Prieto I	180	Mexicali, Baja California
Cerro Prieto IV	100	Mexicali, Baja California
Humeros	35	Humeros, Puebla
Tres Vírgenes	10	Mulege, Baja California Sur

CARBOELÉCTRICAS		
Nombre de la central	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Carbón II	1,400	Nava, Coahuila
José López Portillo (Río Escondido)	1,200	Nava, Coahuila

NUCLEOELÉCTRICA		
Nombre de la central	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Laguna Verde	1,365	Alto Lucero, Veracruz

EOELÉCTRICA		
Nombre de la central	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
La Venta	2	Juchitán, Oaxaca
Guerrero Negro	1	Mulege, Baja California Sur

Tabla 4.2

A lo largo de los años, la generación ha aumentado para cumplir el objetivo fundamental de la CFE, que es avanzar para atender todas las necesidades de energía eléctrica de la población, de la industria, la agricultura, el comercio y los servicios en México.

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Capacidad (MW)	32,166	33,920	33,944	34,384	34,839	35,869	37,691	36,855	36,971	38,422	37,866
Generación (TWh)	140.82	149.97	159.83	168.98	179.07	191.20	194.92	198.88	169.32	159.53	81.85

Tabla 4.3

4.3 LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Luz y Fuerza del Centro es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Distribuye y comercializa la energía eléctrica en la zona de desarrollo industrial, comercial y de servicios más importante del país, abarcando una superficie geográfica de 20,539 km², lo que representa el 1.04% del territorio nacional.

Actualmente cuenta con más de cinco millones de clientes, lo que representa una población superior a 20 millones de habitantes en el Distrito Federal y los Estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla.

En la Tabla 4.4 se presenta el desglose de los clientes por Entidad Federativa:

Entidad Federativa	Delegaciones o Municipios
Distrito Federal	16
Estado de México	81
Hidalgo	48
Morelos	2
Puebla	2
Total	149
Clientes Totales	5,664,001

Tabla 4.4

Debido al crecimiento diario de la demanda y con el objetivo de seguir prestando el servicio de suministro de energía eléctrica en tiempo y forma adecuados, Luz y Fuerza del Centro cuenta con la siguiente Capacidad Instalada.

Centrales	Capacidad Instalada en MW	Energía Generada Enero – Julio 2004 en GWh
Centrales Turbogas	374	123.08
Central Ing. Jorge Luque	224	363.60
Centrales Menores	18.03	25.67
Sistema Necaxa	151.3	229.78
Central Lerma	67	176.35
Capacidad Instalada Total	834.33	918.48

Tabla 4.5

4.4 PETRÓLEOS MEXICANOS

Petróleos Mexicanos es un organismo descentralizado del Gobierno Federal, con personalidad y patrimonio propios, cuyo objeto principal es la conducción y dirección de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal, a través de:

PEMEX Exploración y Producción que se encarga de la exploración y explotación de petróleo y gas natural;

PEMEX Refinación encargada de la industria de refinación del petróleo;

PEMEX Gas y Petroquímica Básica a cargo del procesamiento de gas natural, gas natural licuado y gas artificial; y finalmente,

PEMEX Petroquímica que se encarga del proceso petroquímico industrial no comprendido dentro de industria petroquímica básica

PEMEX genera 2.000 MW adicionales, alcanzando un autoabastecimiento y cogeneración combinados de 4.558 MW.

Tenemos un artículo presentado en el punto 4.7.3 de este capítulo correspondiente a 1997 donde la CRE otorga permisos a PEMEX para la generación de energía eléctrica en México. Y a continuación, mostramos un artículo publicado el 30 de abril de 2004 en el que se menciona que PEMEX podrá construir plantas para la generación de energía eléctrica.

EJEMPLO (Noticia)

PODRÁ PEMEX GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA

Luego de que la Cámara de Diputados aprobó reformas al artículo 27 constitucional, PEMEX podrá construir plantas para generar energía eléctrica

CIUDAD DE MÉXICO, México, abr. 30, 2004.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) podrá establecer sus propias plantas de cogeneración de electricidad para autoabastecimiento en las refinerías, luego de que la Cámara de Diputados aprobó reformas al artículo 27 constitucional y a la Ley Orgánica de la paraestatal. "PEMEX podrá construir plantas para generar energía eléctrica, resolver sus necesidades de autoabastecimiento y vender energía eléctrica excedente a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y a Luz y Fuerza

del Centro", informó el diputado del PRI, Óscar Pimentel, miembro de la Comisión de Energía.

Con estas reformas, los legisladores aseguran que se fortalece la autonomía de gestión de PEMEX, ya que la paraestatal podrá tomar las decisiones sobre dónde construir sus plantas de cogeneración de energía conforme a criterios financieros, de localización y ejecución de proyectos. "PEMEX podrá generar hasta 4 mil MW, que significa casi el 10% de la capacidad de generación actual del sector eléctrico nacional y también va a permitir generar ahorros hasta por 325 millones de pies cúbicos de gas natural que es algo así como la mitad del volumen total de las importaciones de gas que actualmente se están llevando a cabo", detalló Pimentel.

Se informó que para generar su propia energía eléctrica, PEMEX realizará inversiones que ascienden a poco más de 5 mil millones de dólares. La paraestatal ahorraría 675 millones de dólares al año al mejorar sustantivamente su eficiencia energética. Los diputados destacaron que estas reformas en el sector energético son un ejemplo de que con voluntad política si hay acuerdos.

4.5 PRODUCTORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA

4.5.1 Definición

Es cualquier persona o sociedad que proporciona capacidad de generación de energía eléctrica utilizando sus propios recursos para desarrollar, construir y operar una Central de generación eléctrica y venderle toda la energía eléctrica a la CFE, quien la distribuye a través del sistema de transmisión que tiene en el país.

4.5.2 Características de la central del PIE

La modalidad de construir una central consiste en el desarrollo de las instalaciones que incluyen la central, el sistema de transmisión y el sistema de suministro de combustible, capaces de proporcionar la capacidad neta garantizada en el punto de interconexión.

Las instalaciones están compuestas de un turbogenerador de gas y/o vapor, generadores de vapor, subestación de la Central de alta tensión, sistema de transmisión y sistema de suministro de combustible.

La medición de la energía eléctrica de entrada y salida a las instalaciones se efectúa mediante medidores.

Las comunicaciones y el control de despacho de carga con el Centro de Control regional, se llevan a cabo conforme a las normas del despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional.

El PIE es responsable del control de la energía generada por la Central de acuerdo a las instrucciones del Centro de Control.

La Central tiene un cuarto de control en sitio que el operador puede supervisar el despacho y la conmutación de los generadores.

Las instalaciones toman energía eléctrica de la red de CFE para el arranque.

En caso de un rechazo de carga, la central tiene la capacidad para sostener sus propios auxiliares en forma independiente, con el fin de mantener la disponibilidad de la central.

El control y la supervisión de las instalaciones se realizan en un cuarto de control central desde donde los turbogeneradores son operados y sincronizados, hasta dejarlos disponibles para los requerimientos de carga.

Una vez sincronizados, la energía generada por la central es controlada remotamente por CFE.

Todos los turbogeneradores son diseñados para soportar el rechazo de carga total sin disparo alguno y para permanecer operando en condiciones de sincronismo por periodos sostenidos siguientes a un rechazo de carga y mantener sus propios auxiliares.

Cada turbogenerador incluye un sistema gobernador cuyas características se ajusten a cualquier cambio en el régimen de operación que se presente durante la vida de la central.

La central incluye un sistema de control coordinado para efectuar el control de demanda base a los MW generados.

El PIE diseña, suministra, instala, pone en servicio y opera el sistema de medición y regulación, así como el equipo necesario para la intercomunicación con el sistema SCADA (Sistema de Adquisición de Datos en Tiempo Real).

Los reguladores de velocidad y carga de los turbogeneradores, permiten la regulación primaria de frecuencia para contribuir la estabilidad de la red eléctrica.

Todos los generadores de la central del PIE operan como parte del área de control y deben de poder ajustar su generación a los cambios de la demanda establecidos

por una señal remota del CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), participando en el Control Automático de Generación (AGC) y contribuyendo con la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional.

Al finalizar la vida útil de las instalaciones, el PIE es responsable de dismantelar la infraestructura construida cuando las instalaciones rebasen su vida útil y no exista la posibilidad de renovarlas, destinando el área al uso de suelo que prevalezca en ese momento.

En la actualidad al mes de abril de 2005 se cuenta con un total de 17 PIE, los cuales se presentan en la tabla 4.6 ordenadas por año de operación comercial:

Nombre de la central	Cap.efectiva instalada MW	Año de operación comercial	Estado	Municipio
C.C. MERIDA III	484	2000	YUCATAN	MERIDA
C.C. HERMOSILLO	250	2001	SONORA	HERMOSILLO
C.C. RIO BRAVO II (ANAHUAC)	495	2001	TAMAULIPAS	VALLE HERMOSO
C.C. SALTILLO	248	2001	COAHUILA	RAMOS ARISPE
C.C TUXPAN II	495	2001	VERACRUZ	TUXPAN
C.C. BAJIO (EL SAUZ)	565	2001	QUERETARO	SAN LUIS DE LA PAZ
C.C. MONTERREY III	449	2002	NUEVO LEON	MONTERREY
C.C. ALTAMIRA II	495	2002	TAMAULIPAS	PUERTO INDUSTRIAL ALTAMIRA
C.C. MEXICALI	489	2003	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI
C.C. CAMPECHE	252	2003	CAMPECHE	PALIZADA
C.C. NACO NOGALES	258	2003	SONORA	AGUA PRIETA
C.C. TUXPAN III Y IV	983	2003	VERACRUZ	TUXPAN
C.C. CHIHUAHUA III	259	2003	CHIHUAHUA	JUAREZ
C.C. ALTAMIRA III Y IV	1,036	2003	TAMAULIPAS	ALTAMIRA
C.C. RIO BRAVO III	495	2004	TAMAULIPAS	ANAHUAC
C.C. LA LAGUNA II	498	2005	DURANGO	GÓMEZ PALACIO
C.C. RIO BRAVO IV	500	2005	TAMAULIPAS	VALLE HERMOSO

Tabla 4. 6

4.6 AUTOABASTECIMIENTO

4.6.1 Definición

Consiste en la utilización de energía eléctrica para consumo propio, en cualquiera de los siguientes casos:

- Cuando la energía se origine en plantas destinadas a satisfacer las necesidades de los copropietarios o socios.
- Cuando el propietario del permiso se comprometa a utilizar la energía eléctrica dentro de un área autorizada.

4.6.2 Permisos de Autoabastecimiento

Pueden solicitar permisos de autoabastecimiento (Art. 36, fr. I, de la Ley):

- Una persona física o moral;
- Sociedades de autoabastecimiento, o
- Copropietarios de una planta generadora.

Aprovechamiento de la Energía Eléctrica en Autoabastecimiento

Solicitante / permisionario	Aprovechamiento de la energía eléctrica
Persona física o moral	El titular del permiso
Sociedades de autoabastecimiento	Los socios de la sociedad al momento de solicitar el permiso
Copropietarios de una planta generadora	Los copropietarios de la planta

Figura 4.3

Las figuras 4.4, 4.5 y 4.6 muestran los diferentes casos en que se puede obtener un permiso de autoabastecimiento, dependiendo de las características de los solicitantes / permisionarios.

Caso 1 Persona Física o Moral

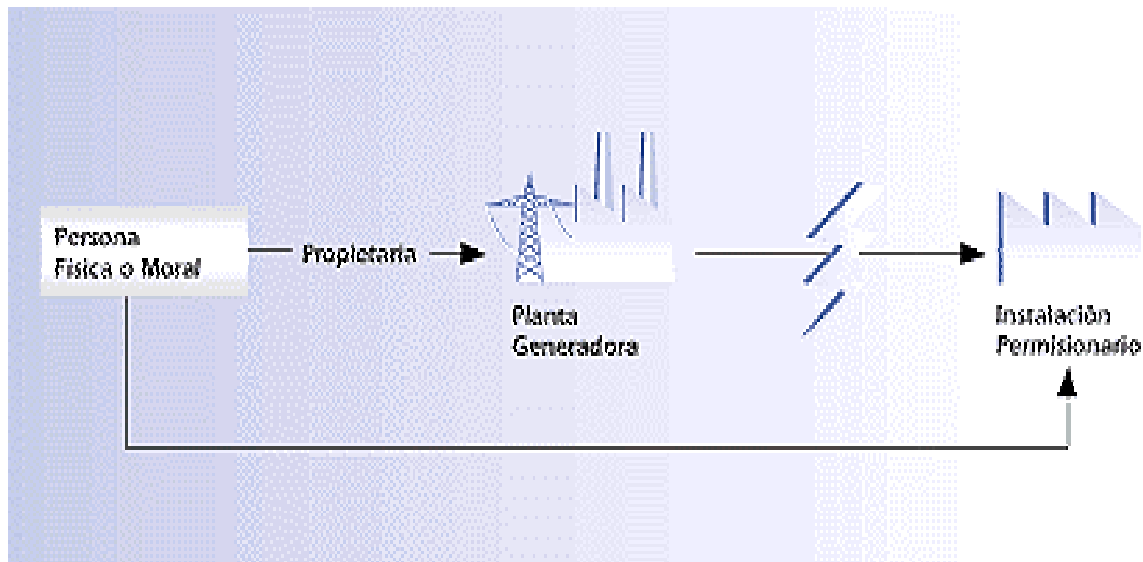


Figura 4.4

Caso 2 Sociedades de Autoabastecimiento

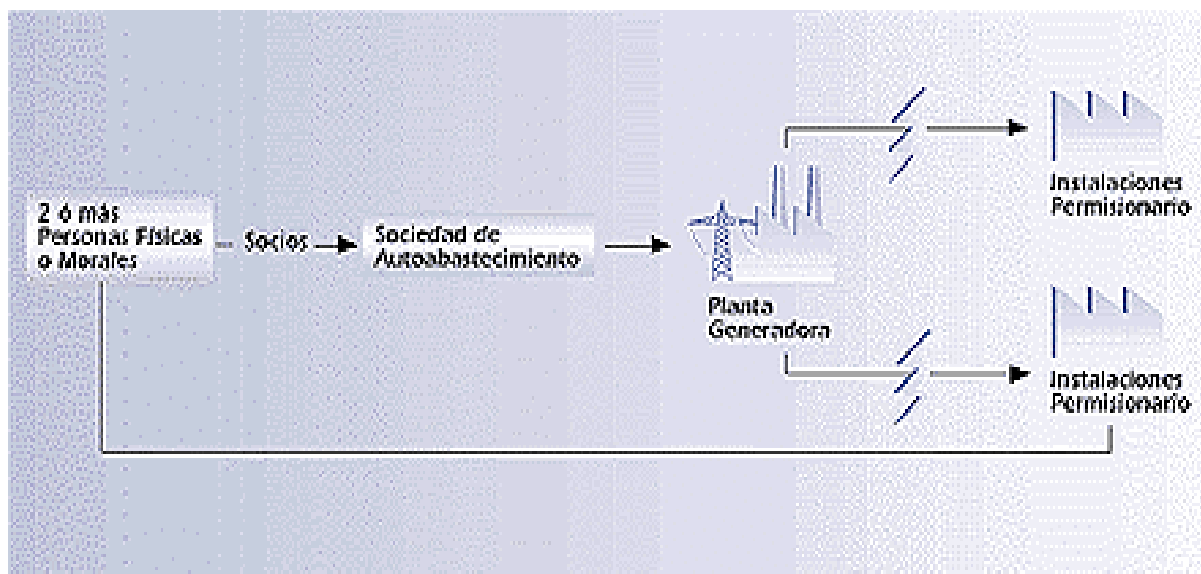


Figura 4.5

Caso 3 Copropietarios de una Planta Generadora

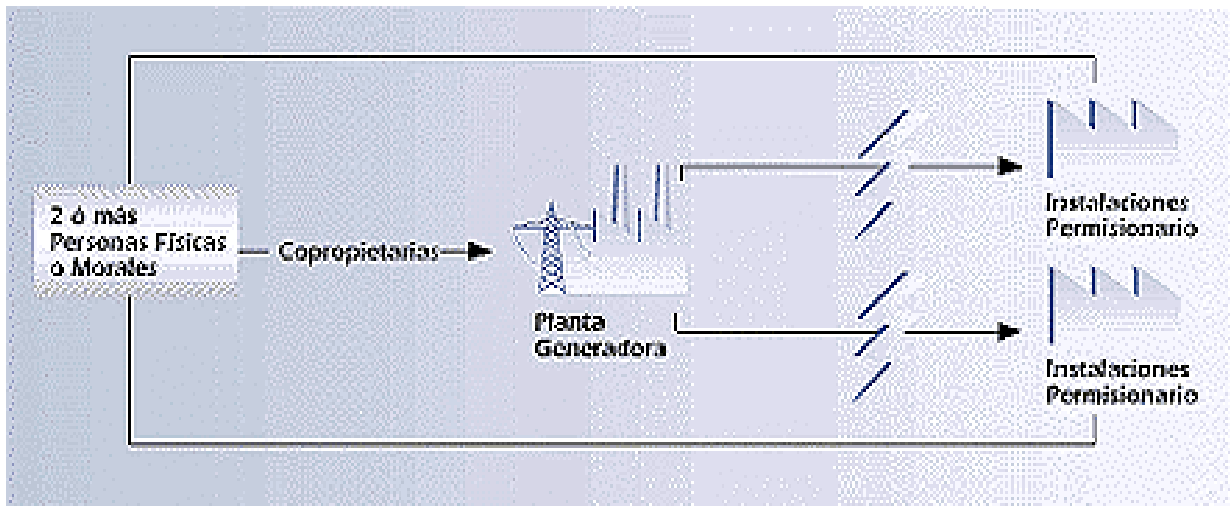


Figura 4.6

Los interesados en obtener un permiso de autoabastecimiento deben constituir una sociedad que tenga por objeto la generación de energía eléctrica para la satisfacción de las necesidades de sus socios.

Las sociedades de autoabastecimiento interesadas en obtener un permiso pueden presentar, junto con su solicitud, los planes de expansión de su proyecto, en donde deben mencionar el nombre de las personas que se incorporarán como socios futuros de la sociedad. De no presentar esta información será necesario obtener un nuevo permiso si se desea incluir un nuevo socio.

Después de otorgado el permiso, la inclusión de nuevas personas al aprovechamiento de la energía eléctrica generada por la sociedad de autoabastecimiento, requiere autorización previa de la CRE (Art. 102 del Reglamento), la cual será otorgada siempre y cuando los planes de expansión originales prevean la inclusión de estas personas.

En el caso de copropiedad, la inclusión de nuevas personas al aprovechamiento de la energía eléctrica está condicionada a que la CRE autorice a los nuevos copropietarios (Art. 97 del Reglamento).

La Ley y el Reglamento no requieren que se guarde una proporcionalidad entre la participación en el capital de la sociedad de autoabastecimiento, o en los derechos de copropiedad, y el aprovechamiento de la energía eléctrica por parte de los socios o copropietarios.

Los proyectos de autoabastecimiento pueden definirse con una capacidad de generación de energía eléctrica por encima de las necesidades de las personas que aprovecharán la energía eléctrica. El solicitante debe comprometerse expresamente a poner a disposición del suministrador los excedentes de producción de energía eléctrica hasta por 20 MW que, en su caso, llegue a generar (Art. 36, fr. I, inciso b), de la Ley.

La entrega de excedentes de producción al suministrador se sujetará a las reglas de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca la CFE (Art. 37, inciso c), de la Ley.

Se prevé que en un lapso de 10 años el país registre un crecimiento del 59% en la generación eléctrica, para llegar a 26.4 terawatts-hora (TWh) en el 2013, de acuerdo con la Comisión Federal de Electricidad (CFE). De acuerdo con el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico, en el año 2013 las centrales de autoabastecimiento cubrirán 8.6 por ciento del consumo nacional. El análisis de la CFE precisa que la mayor parte de las plantas de autoabastecimiento que se prevé entren en operación serán de pequeñas y medianas empresas. La Comisión considera que instalar nuevas plantas de autoabastecimiento y cogeneración influirá de manera importante en el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya que se necesitará incrementar la capacidad de reserva y adaptar la red eléctrica para proporcionar los servicios de transmisión y respaldo requeridos.

Ejemplo (Noticia)

SE APRUEBA PROYECTO PRIVADO DE AUTOABASTECIMIENTO DE ELECTRICIDAD MÁS GRANDE DE MEXICO

Ispat invertirá 365 millones de dólares para generar hasta 930 MW

México, D.F., a 10 de julio de 2000.

El día de hoy, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) informa en el *Diario Oficial de la Federación* el otorgamiento de dos permisos para generar energía eléctrica en la modalidad de autoabastecimiento para las empresas Energía de Veracruz y Energía de Veracruz II, a través de los cuales la empresa Ispat y sus socios podrán generar hasta 930 MW de capacidad, para lo cual se invertirán alrededor de 365 millones de dólares.

Electricidad de Veracruz podrá generar hasta 651 MW para satisfacer las necesidades de autoabastecimiento de energía eléctrica de Ispat Mexicana; Kimberly Clark en sus plantas de Orizaba, Bajío, Ramos Arizpe, Tlaxcala y Naucalpan; Servicios Siderúrgicos Integrados; Consorcio Minero Benito Juárez

Peña Colorada; Crisoba Industrial en sus plantas de Ecatepec y Texmelucan; Procesos, Servicio y Desarrollo, y Celulosa y Papel de Michoacán.

La empresa llevará a cabo la generación de energía eléctrica mediante una central de ciclo combinado que estará ubicada en el Municipio de Medellín de Bravo, Veracruz, en la ciudad costera de Boca del Río.

Adicionalmente, la termoeléctrica generará hasta 279 MW para que Electricidad de Veracruz II pueda satisfacer las necesidades de energía de Ispat Mexicana e Ispat Servicios Portuarios.

Ambos proyectos implican una generación estimada anual de energía eléctrica de 6 mil 670 GWh/año y un consumo estimado anual de 2 mil 720 millones de metros cúbicos de gas natural. Se prevé que estos proyectos entrarán en operación en el año 2003.

Ispat es una empresa originada en India en 1976. Actualmente es la séptima empresa productora de acero más grande del mundo y tiene operaciones en Estados Unidos, Canadá, México, Alemania, Trinidad y Tobago, Francia e Irlanda.

Ispat Mexicana es el mayor exportador de acero del país y uno de los más importantes productores de laminados en el mundo.

Hasta la fecha, se han otorgado 169 permisos para la generación privada de energía eléctrica en las diferentes modalidades permitidas por la ley. Estos proyectos implican una inversión agregada de más de 6.4 mil millones de dólares y el compromiso, por parte de los particulares, de generar 11.2 mil MW de energía eléctrica.

4.7 COGENERACIÓN

4.7.1 Definición

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria, y es hoy, una alternativa como método de conservación de energía para la industria.

- A) Producción de energía eléctrica junto con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas.
- B) La Producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de la energía térmica que no se utilice en los procesos.

C) La Producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles que se produzcan en los procesos.

En una planta de generación termoeléctrica se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para generar energía eléctrica. En este proceso, aún en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible como calor en el combustible; el resto se descarga a la atmósfera, mediante los gases producto de la combustión que salen por la chimenea del generador de vapor y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico. Aunque la cantidad de calor que se desecha a la atmósfera es muy grande, es de baja temperatura relativa, en otras palabras de baja capacidad para realizar un trabajo útil dentro de las plantas generadoras.

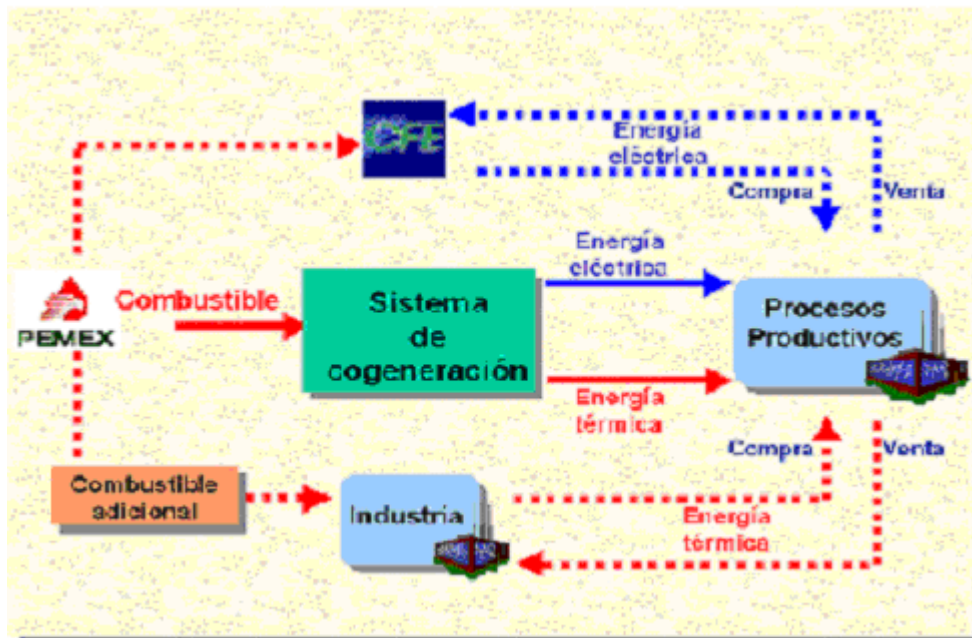


Figura 4.7

La mayoría de los procesos industriales y aplicaciones comerciales, requieren de vapor y calor a baja temperatura. Así ellos pueden combinar la producción de electricidad y calor para los procesos, aprovechando la energía que de otra forma se desearía, como ocurre en las centrales termoeléctricas convencionales; a esta forma de aprovechar el calor de desecho se le conoce como cogeneración.

Una central de cogeneración de electricidad-calor funciona con turbinas o motores de gas. El gas natural es la energía primaria más utilizada corrientemente para

hacer funcionar las centrales de cogeneración. Pero también pueden utilizarse fuentes de energía renovables y residuos.

Las centrales de cogeneración de electricidad-calor pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 90%. El procedimiento es más ecológico, ya que durante la combustión el gas natural libera menos dióxido de carbono (CO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) que el petróleo o el carbón.

4.7.2 Permisos de Cogeneración

Los interesados en obtener un permiso de cogeneración deben presentar un proyecto de generación que cumpla con alguna de las tres definiciones que establece la Ley.

Caso 1

La generación de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, a partir de una fuente energética primaria común, siempre que el vapor o la energía térmica secundaria se destine al proceso que da lugar a la cogeneración y la energía eléctrica se destine a los establecimientos asociados a la cogeneración.

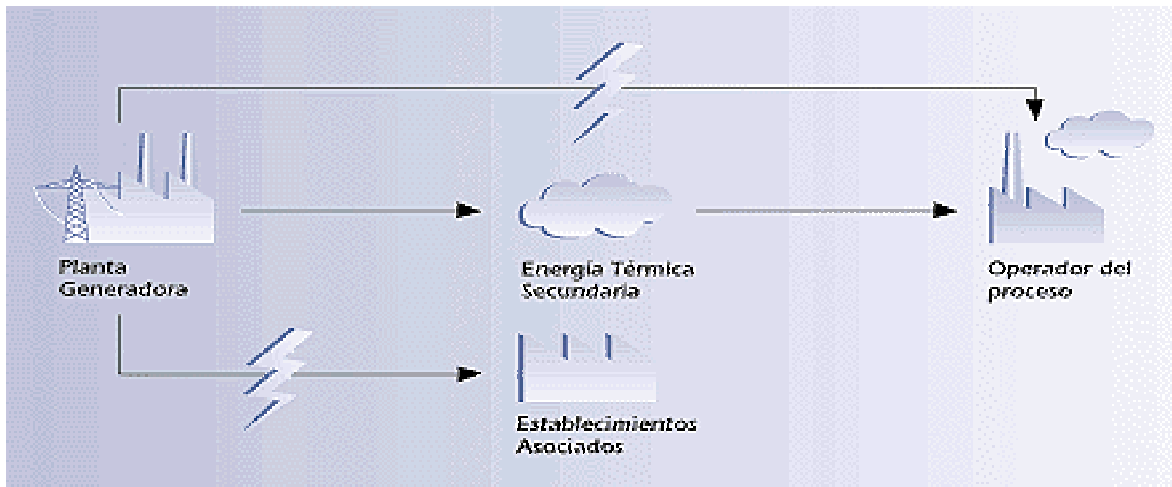


Figura 4.8

Caso 2

La generación de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en el proceso que da lugar a la cogeneración, siempre que la energía eléctrica se destine a establecimientos asociados a la cogeneración

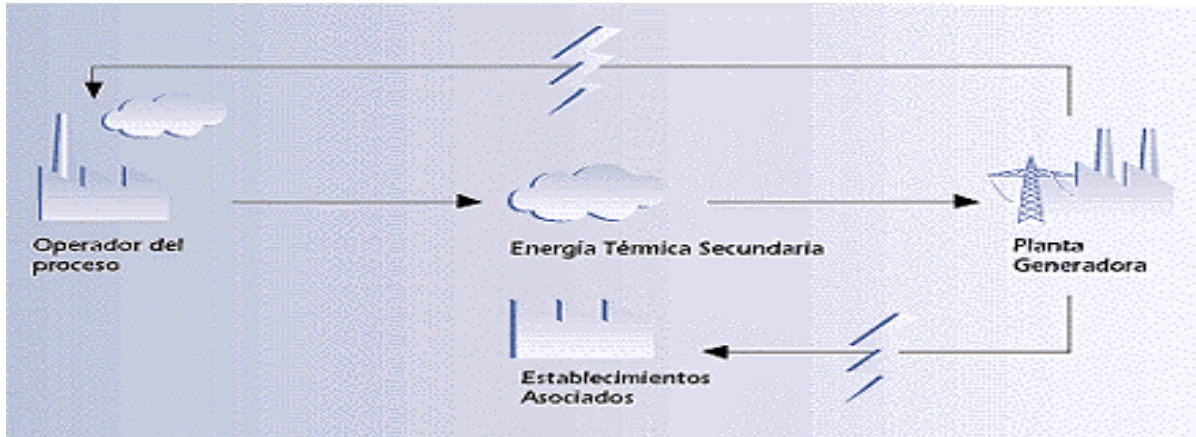


Figura 4.9

Caso 3

La generación de energía eléctrica mediante el uso de combustible producido en el proceso que da lugar a la cogeneración, siempre que la energía eléctrica se destine a los establecimientos asociados a la cogeneración

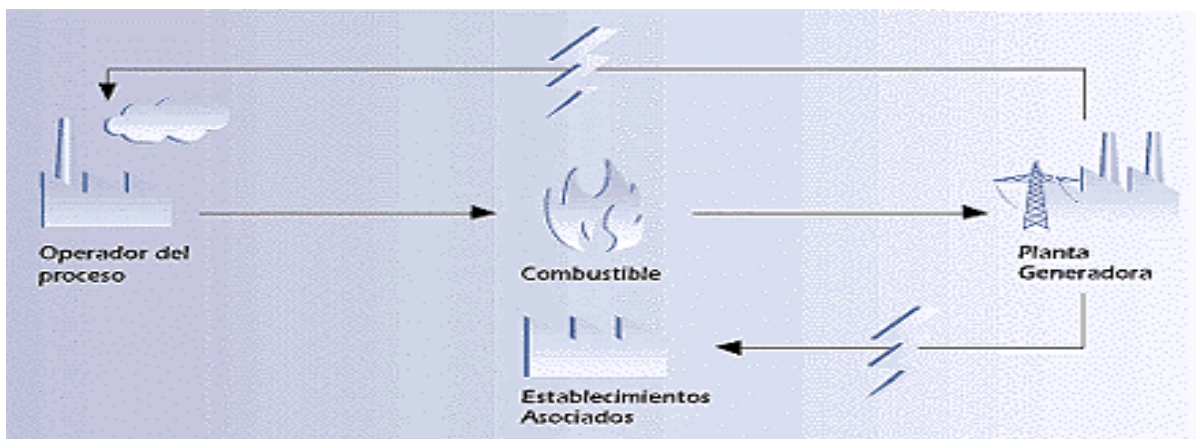


Figura 4.10

El permiso de cogeneración puede ser solicitado por:

- La persona que va a generar la energía eléctrica;
- El operador del proceso que da lugar a la cogeneración, o
- La sociedad de cogeneración constituida, entre otros, por el operador del proceso

Cuando el permiso sea solicitado por personas distintas a los operadores de los procesos, junto con la solicitud debe presentarse una copia certificada del convenio de cogeneración celebrado al respecto o del instrumento en que conste la sociedad que hubieren constituido para llevar a cabo el proyecto (Art. 106 del Reglamento).

El permiso de cogeneración define dos figuras principales: el operador del proceso y los establecimientos asociados.

Operador del proceso es aquél que lleva a cabo los procesos que dan lugar a la cogeneración de acuerdo con lo siguiente:

En el Caso 1, aprovecha la energía térmica producida en el proceso de cogeneración;

En el Caso 2, entrega la energía térmica no aprovechada en su proceso para que con ella se genere la energía eléctrica, y

En el Caso 3, produce en su proceso el combustible que se utilizará para generar la energía eléctrica.

Establecimientos asociados a la cogeneración son las instalaciones de las personas físicas o morales que cumplan con alguno de los supuestos siguientes (art. 104, fr.I del Reglamento):

- Sean el operador del proceso;
- Sean socios de la sociedad de cogeneración, y
- Sean copropietarios de la planta de cogeneración.

Las personas solo podrán aprovechar la energía eléctrica cuando:

- El permisionario sea el operador del proceso. La energía eléctrica puede ser aprovechada por él mismo, ya sea en el proceso original o en cualquiera de sus instalaciones;
- El permisionario haya celebrado un convenio con el operador del proceso. La energía eléctrica puede ser aprovechada por él mismo y por el operador del proceso, ya sea en el proceso original o en cualquiera de sus instalaciones, y

- El permisionario sea una sociedad de cogeneración. La energía eléctrica puede ser aprovechada por el operador del proceso y por los socios de la sociedad de cogeneración en cualquiera de sus instalaciones.

Establecimientos Asociados cuando el Permisionario es el Operador del Proceso

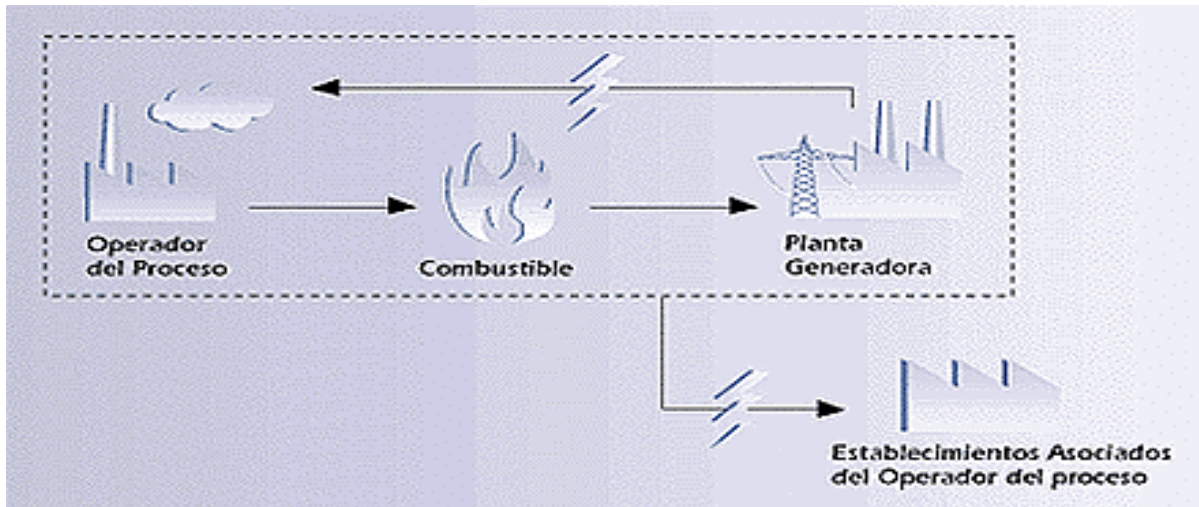


Figura 4.11

Establecimientos Asociados cuando el Permisionario es una Sociedad de Cogeneración

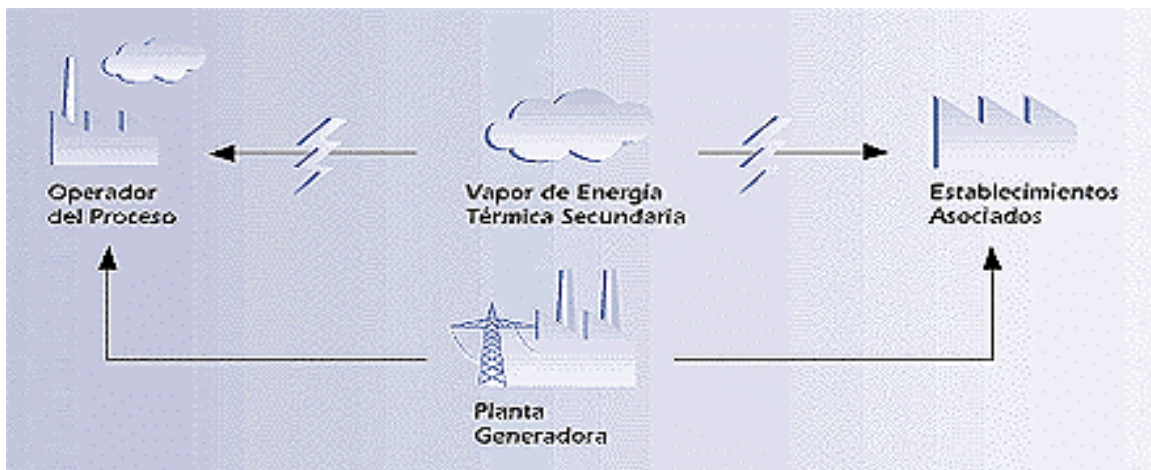


Figura 4.12

El solicitante debe comprobar el incremento de las eficiencias energética y económica del proceso completo (Art. 36, fr. II, inciso a), de la Ley.

Los proyectos de cogeneración pueden definirse con una capacidad de generación de energía eléctrica por encima de las necesidades de las personas que aprovecharán la energía eléctrica.

El solicitante debe obligarse expresamente a poner a disposición del suministrador los excedentes de producción de energía eléctrica hasta por 20 MW que, en su caso, llegue a generar (Art. 36, fr. II, inciso b), de la Ley.

La entrega de excedentes de producción al suministrador se sujetará a las reglas de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca la CFE (Art. 37, inciso c), de la Ley.

Ejemplo (Noticia)

AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- La CRE otorga seis permisos para generar energía eléctrica a PEMEX
- Beneficiarán a complejos de procesamiento de combustibles en Tabasco, Tamaulipas y Veracruz

México D.F., a 30 de diciembre de 1997.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) publica hoy en el Diario Oficial de la Federación los avisos mediante los cuales informa el otorgamiento de seis permisos para generar energía eléctrica en la modalidad de cogeneración.

Los permisos otorgados benefician a los complejos procesadores de gas de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) en Reynosa, Tamaulipas; en Nuevo PEMEX, Ciudad PEMEX y La Venta, Tabasco; en Poza Rica, Veracruz y en el Complejo Petroquímico Independencia, ubicado en Huejotzingo, Puebla. La capacidad total de generación de estos proyectos es de 264.8 MW.

En la Tabla 4.7 se resumen las características de los seis permisos de PGPB.

Permisos de cogeneración de energía eléctrica de PGPB

Ubicación del proyecto	Capacidad de generación (MW)	Producción anual (GWh)	Consumo de gas natural (millones m ³ anuales)
Reynosa	6.0	15.0	12.3
Nuevo PEMEX	92.0	420.0	167.0
Ciudad PEMEX	64.0	245.0	76.8
La Venta	24.8	152.8	58.4
Poza Rica	18.0	70.8	23.7
Complejo Independencia	60.0	166.0	52.3
Total	264.8	1069.6	390.5

Tabla 4.7

La cogeneración es la producción secuencial de energía eléctrica y térmica útil a partir de una fuente energética común, en este caso, el gas natural. Este proceso resulta en una eficiencia térmica de 85%, comparada con otros procesos en donde ésta es de 35% y, por lo tanto, contribuye al uso más eficiente de energía eléctrica.

A través de estos seis permisos, PGPB podrá aprovechar los beneficios de la cogeneración. PGPB también ahorrará en la facturación de energía eléctrica y, además, podrá vender sus excedentes a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La CRE ha otorgado 39 permisos, tanto a PEMEX como a empresas privadas, para generar energía eléctrica. De ellos, 36 han sido en la modalidad de autoabastecimiento y cogeneración, uno en la modalidad de producción independiente y dos de importación de energía eléctrica. En total, los permisos que ha otorgado la CRE en los últimos dos años representan una capacidad de generación de casi 2,400 MW.

CAPITULO NO. 5

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL CRECIMIENTO

5.1 HERRAMIENTAS ESTADÍSTICAS A UTILIZAR

5.1.1 ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA

Estadística, por una parte, significa series de valores numéricos; por ejemplo, los sueldos de los empleados de una empresa, o las notas de selectividad de los alumnos que entran en la universidad. La estadística como ciencia, por otra parte, es la rama de las Matemáticas que organiza, analiza e interpreta una gran cantidad de datos. Los métodos estadísticos se aplican a cualquier área del comportamiento humano, donde los datos numéricos son el resultado de un proceso de toma de decisión.

Este apartado preliminar simplemente trata de asuntos referidos a la recogida y descripción de datos, lo que se llama *Estadística Descriptiva*.

5.1.2 RECTA REAL R

La letra R se utilizará para nombrar al conjunto de los números reales, que son los números que se usan con datos numéricos. Asumimos que el lector conoce la representación gráfica de R como la sucesión de puntos en una línea recta, como se indica en la figura 5.1. Nos referimos a esa línea como la *recta real* o la *recta real* R.

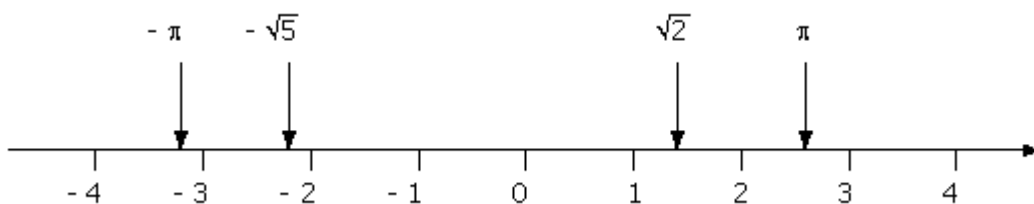


Figura 5.1 Recta real R

Con frecuencia, trataremos con conjuntos de números llamados *intervalos*. Concretamente, para cualquier número real a y b , donde $a < b$, definiremos los *intervalos desde a hasta b* como sigue:

$(a, b) = \{x : a < x < b\}$, intervalo abierto

$[a, b] = \{x : a \leq x \leq b\}$, intervalo cerrado

$[a, b) = \{x : a \leq x < b\}$, intervalo semiabierto

$(a, b] = \{x : a < x \leq b\}$, intervalo semicerrado

Es decir, cada intervalo se compone de todos los puntos entre a y b ; el término cerrado y el corchete se usan para indicar que el último punto pertenece al intervalo, y el término abierto y el paréntesis se usan para indicar que el último punto no pertenece al intervalo.

5.1.3 SUBÍNDICES Y SUMATORIO

Consideremos una serie de datos numéricos, por ejemplo, los pesos de ocho estudiantes. Se pueden representar así:

$$w_1, w_2, w_3, w_4, w_5, w_6, w_7, w_8$$

Los números 1, 2, ..., 8 escritos debajo de las w se llaman subíndices. Un elemento arbitrario en la serie se llamará w_j . El subíndice j se denomina índice porque da la posición del elemento en la serie. (Las letras i y k se utilizan también como índices.)

La suma de los ocho pesos de los estudiantes se puede expresar así:

$$w_1 + w_2 + w_3 + w_4 + w_5 + w_6 + w_7 + w_8$$

Claramente, si hubiera muchos números en la serie, esta forma de indicar la suma sería larga e incómoda de usar. Las matemáticas han desarrollado una forma abreviada para expresar la suma, que es independiente del número de elementos de la serie.

Se usa el *símbolo sumatorio* Σ (la letra griega sigma). Por ejemplo, para expresar la suma de x_1, x_2, \dots, x_n de n números sería:

$$\sum_{j=1}^n x_j \quad \text{o} \quad \sum_{j=1}^n x_j$$

que se lee:

La suma de x sub j , donde j comprende desde 1 hasta n . Si se sobreentiende que el número de elementos es n . Simplemente podemos escribir

$$\sum x_j$$

Generalizando más, supongamos que $f(k)$ es una expresión algebraica donde la variable k y n_1 y n_2 son números enteros, donde $n_1 \leq n_2$. Entonces definiremos:

$$\sum_{k=n_1}^{n_2} f(k) = f(n_1) + f(n_1 + 1) + f(n_1 + 2) + \dots + f(n_2)$$

Así, por ejemplo, tenemos

$$\sum_{j=1}^8 w_j = w_1 + w_2 + w_3 + w_4 + w_5 + w_6 + w_7 + w_8$$

$$\sum_{i=0}^n a_i x^i = a_0 + a_1 x + a_2 x^2 + \dots + a_n x^n$$

$$\sum_{k=3}^5 k^2 = 3^2 + 4^2 + 5^2 = 9 + 16 + 25 = 50$$

$$\sum a_k b_k = a_1 b_1 + a_2 b_2 + \dots + a_n b_n$$

$$\sum (x_j - \bar{x})^2 = (x_1 - \bar{x})^2 + (x_2 - \bar{x})^2 + \dots + (x_n - \bar{x})^2$$

(Asumimos que el índice va desde 1 hasta n en las dos últimas sumas.)

5.1.4 TABLAS DE FRECUENCIA. HISTOGRAMAS

Una de las primeras cosas que normalmente se hace con una serie grande de datos numéricos es formar algún tipo de *tabla de frecuencias*, donde la tabla muestra el número de veces que ocurre un suceso individual o el número de sucesos que entran en un intervalo dado. Estas distribuciones de frecuencias se pueden representar utilizando *histogramas*.

EJEMPLO: Un edificio tiene 45 apartamentos con el siguiente número de inquilinos:

2	1	3	5	2	2	2	1	4	2	6	2	4	3	1
2	4	3	1	4	4	2	4	4	2	2	3	1	4	2
3	1	5	2	4	1	3	2	4	4	2	5	1	3	4

Observar que los únicos números que aparecen en la serie son 1, 2, 3, 4, 5, y 6. La distribución de frecuencias de estos números aparece en la tabla 5.1:

Número de personas	Frecuencia	Frecuencia acumulada
1	8	8
2	14	22
3	7	29
4	12	41
5	3	44
6	1	45
Total	45	

Tabla 5.1

Concretamente en la columna 1 se indican los números que aparecen y la columna 2 indica la frecuencia de cada número. La tercera columna nos muestra la frecuencia acumulada de los números, es el número de los inquilinos sin exceder el número total de los mismos. Lógicamente, la última frecuencia acumulada es el número 45, o lo que es lo mismo la suma de todas las frecuencias, es decir, el número de apartamentos.

La distribución de frecuencias de este diagrama se puede representar gráficamente por un histograma, el cuál se muestra a continuación en la figura 5.2:

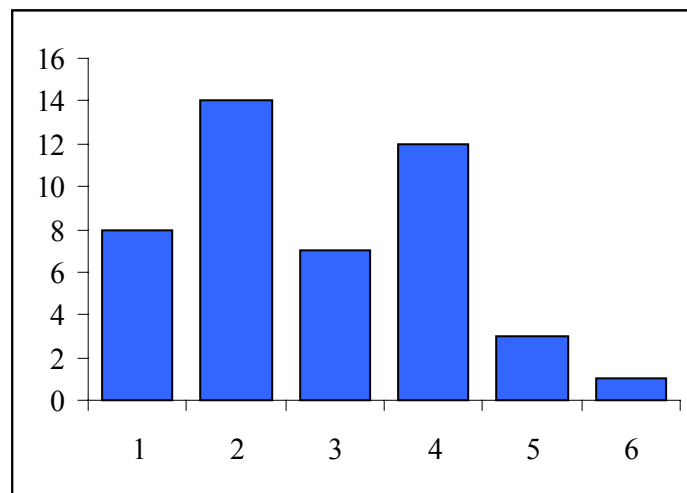


Figura 5.2

Un *histograma* es simplemente un diagrama de barras donde la altura de cada barra indica el número de veces que el número dado aparece en la serie. De la misma manera, la distribución de frecuencias acumuladas podría ser representada por un histograma donde las alturas de las barras serían 8, 22, 29, ..., 45.

5.1.5 INTERVALO Y NÚMERO DE CLASES

Los datos que forman una clase se pueden mostrar usando un intervalo. Un corchete indica que el límite de una clase pertenece a un intervalo, pero un paréntesis indica que no pertenece, para ilustrar este concepto mostraremos un ejemplo:

Fronteras de clase oF	Límites de clase oF	Frecuencia	Frecuencia acumulada
70-75	72.5	3	3
75-80	77.5	6	9
80-85	82.5	8	17
85-90	87.5	5	22
90-95	92.5	7	29
95-100	97.5	3	32
100-105	102.5	0	32
105-110	107.5	3	35
Total		35	

Tabla 5.2

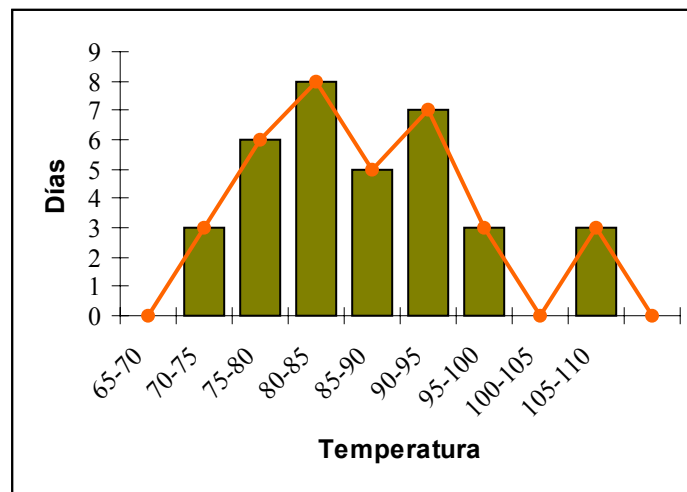


Figura 5.3

Las clases de la tabla 5.2 pueden ser representadas con corchetes de la siguiente manera:

$$[70,75), [75, 80), \dots, [105, 110)$$

Tampoco existe una regla fija para calcular el número de clases en que se deben agrupar los datos. Cuanto menos números de clases haya, menos concreta será la dada por el histograma, pero un número de clases mayor puede frustrar el propósito de agrupar los datos. La experiencia nos dice que el número de clases debe estar más o menos entre 5 y 10.

5.1.6 DATOS CUALITATIVOS, DIAGRAMAS DE BARRAS Y CIRCULARES

Muchas veces entramos en contacto con datos no numéricos, llamados *cualitativos*, tales como el género (masculino o femenino), asignatura (inglés, matemáticas, filosofía,...), lugar de nacimiento, etc. Evidentemente se puede formar una tabla de frecuencias con estos datos (pero una tabla de frecuencias acumuladas no tendría sentido). En lugar de en un histograma, estos datos se pueden representar como un *diagrama de barras* o un *diagrama circular* o también llamado de pastel.

EJEMPLO. Supongamos que los estudiantes de una pequeña escuela de Filadelfia están divididos en cinco grupos de acuerdo a la dirección de su casa: 1) Filadelfia, 2) Afueras de Filadelfia, 3) Pensilvania, 4) Nueva Jersey, y 5) resto; y supongamos que la distribución de frecuencias del colegio durante un semestre cualquiera, es la siguiente:

Número de estudiantes	Filadelfia	Afueras	Pensilvania	N Jersey	Resto	Suma
	225	100	60	75	40	500

Tabla 5.3

Diagrama de barras

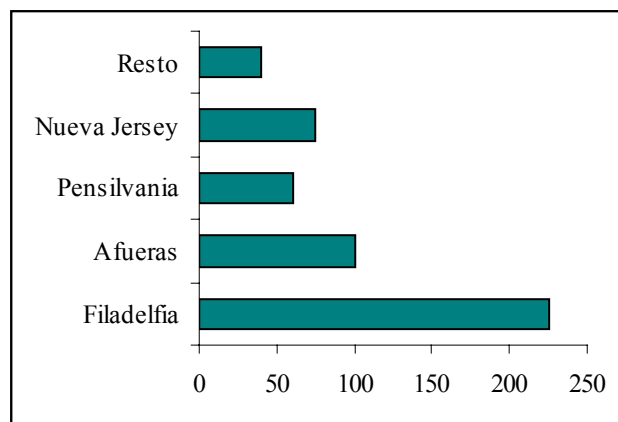


Figura 5.4

Diagrama circular

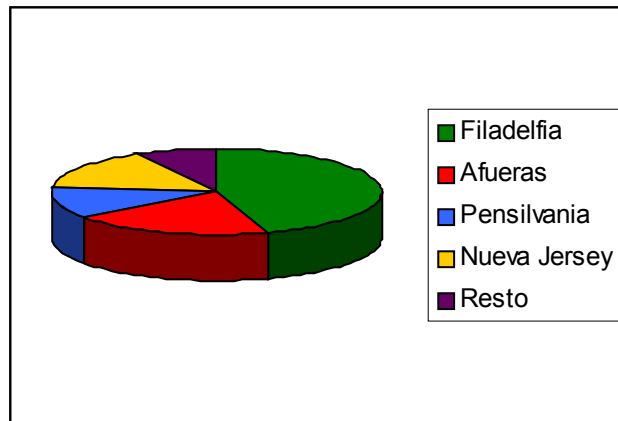


Figura 5.5

La porción en grados del diagrama circular es proporcional al porcentaje del total que representa cada dato.

5.1.7 MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL: MEDIA Y MEDIANA

Hay varias formas de dar una visión de conjunto de los datos. Una forma es la descripción gráfica comentada anteriormente. Hay también descripciones numéricas de los datos. Los números como la media o la mediana dan, de alguna manera, el valor central o medio de los datos. Otros números como la varianza y la desviación típica, miden la dispersión o la diseminación de los datos con respecto a la media.

Los datos que utilizaremos se obtendrán de una muestra aleatoria de una población grande o directamente de la misma población. Distinguiremos estos dos casos utilizando una nomenclatura diferente:

n = número de elementos en la muestra

\bar{x} = media muestral

s^2 = varianza muestral

N = número de elementos en la población

μ (se lee mu) = media poblacional

σ^2 = varianza poblacional

NOTA: Las letras griegas se usan con la población y se llaman *parámetros*. Las letras latinas se usan con la muestra y se llaman *estadísticos*.

MEDIA

Supongamos una muestra que se compone de ocho números:

7, 11, 11, 8, 12, 7, 6, 6

La media muestral \bar{x} se define como la suma de los valores dividido por el número de valores, es decir,

$$\bar{x} = \frac{7+11+11+8+12+7+6+6}{8} = \frac{68}{8} = 8.5$$

En términos genéricos, supongamos que x_1, x_2, \dots, x_n son n valores numéricos de una muestra. Entonces:

Media muestral: $\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = \frac{\sum x_i}{n}$	(5.1)
--	-------

Ahora, supongamos que los datos se organizan en una tabla de frecuencias; siendo k los distintos valores numéricos x_1, x_2, \dots, x_k que suceden con sus frecuencias f_1, f_2, \dots, f_k respectivas. Así, el producto f_1x_1 nos da la suma de las f_1x_1, f_2x_2 , y así sucesivamente. También, es el número total de datos, de ahí la fórmula 5.1 se puede expresar también así:

Media muestral: $\bar{x} = \frac{f_1x_1 + f_2x_2 + \dots + f_kx_k}{f_1 + f_2 + \dots + f_k} = \frac{\sum f_i x_i}{\sum f_i}$	(5.2)
--	-------

La fórmula 5.2 converge con la fórmula 5.1 en el caso especial de que $k = n$ y que todas las $f_i = 1$.

Para datos agrupados en clases 5.2 se aplica tomando f_i como el número de datos de la clase i y x_i como la marca de la clase i .

OBSERVACIÓN: La fórmula de la media poblacional μ es la misma fórmula que la de la media muestral \bar{x} . Es decir, supongamos que x_1, x_2, \dots, x_N son los N valores numéricos de toda la población. Entonces:

$$\text{Media poblacional: } \mu = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_N}{N} = \frac{\sum x_i}{N}$$

Hacemos una distinción entre estas fórmulas debido que aunque en este caso no hay variaciones, para la varianza esta situación si cambia.

MEDIANA

Consideremos una serie de x_1, x_2, \dots, x_n de n datos que se clasifican en orden creciente. La *mediana* de dichos datos representada por

$$\tilde{x}$$

se define como valor medio. Esto es

$$\text{Mediana: } \tilde{x} = \begin{cases} \text{término } [(n+1)/2] & \text{cuando } n \text{ es impar} \\ \text{término } (n/2) + \text{término } [(n/2) + 1] \cdot \frac{1}{2} & \text{cuando } n \text{ es par} \end{cases}$$

Observe que \tilde{x} es la media de los términos $(n/2)$ y $[(n/2) + 1]$ cuando n es par, es decir, la media de los dos términos centrales, cuando están agrupados de forma ascendente o descendente.

COMPARACIÓN DE LA MEDIA Y LA MEDIANA

Aunque la media y la mediana nos sitúan de alguna forma en el centro de los datos, la media es sensible a la magnitud de los valores de cada uno de sus lados, mientras que la mediana sólo es sensible al número de valores de dichos lados.

5.1.8 MEDIDAS DE DISPERSIÓN: VARIANZA Y DESVIACIÓN TÍPICA

Consideremos las dos muestras de valores numéricos siguientes:

Serie A: 12, 10, 9, 9, 10

Serie B: 5, 10, 16, 15, 4

Para ambas A y B, la media muestral es $\bar{x} = 10$. Sin embargo, observamos que los valores de A están más agrupados en torno a la media que los valores de B. Para distinguir entre A y B a este respecto, definimos una medida de la dispersión de los valores respecto a la media, llamada *varianza muestral*, y su raíz cuadrada, llamada *desviación típica muestral*.

Sea \bar{x} la media muestral de n valores x_1, x_2, \dots, x_n . La diferencia $x_i - \bar{x}$ se llama desviación de los datos sobre la media x ; será positiva o negativa dependiendo de si x_i es superior o inferior a \bar{x} .

La varianza muestral s^2 se define como sigue:

$$\text{Varianza muestral: } s^2 = \frac{(x_1 - \bar{x})^2 + (x_2 - \bar{x})^2 + \dots + (x_n - \bar{x})^2}{n - 1} = \frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{n - 1} \quad (5.3)$$

La desviación típica muestral s es la raíz cuadrada no negativa de la varianza muestral; esto es:

$$\text{Desviación típica muestral: } s = \sqrt{s^2} \quad (5.4)$$

Dado que la desviación cuadrática no es negativa, tampoco lo será s^2 . Más aún, s^2 será cero cuando el valor de cada dato x_i sea igual a \bar{x} . Cuanto más esparcidos estén los valores de los datos, la varianza muestral y la desviación típica serán mayores.

Otra fórmula equivalente a 5.3 y que no necesita del valor previo de \bar{x} es la siguiente:

$$\text{Varianza muestral: } s^2 = \frac{\sum x_i^2 - (\sum x_i)^2 / n}{n - 1} \quad (5.5)$$

La fórmula para la varianza poblacional σ^2 no es la misma que la de la varianza muestral s^2 en tanto que, cuando calculamos σ^2 dividimos por N y no por $N-1$. Es decir, supongamos que x_1, x_2, \dots, x_N son los N valores numéricos de una población total y supongamos que μ es la media poblacional. Entonces:

$$\text{Varianza de la población: } \sigma^2 = \frac{(x_1 - \mu)^2 + (x_2 - \mu)^2 + \dots + (x_N - \mu)^2}{N} = \frac{\sum (x_i - \mu)^2}{N}$$

$$\text{Desviación estándar de la población: } \sigma = \sqrt{\sigma^2}$$

Algunos libros definen s^2 usando n en lugar de $n-1$. La razón de que se use $n-1$ para la varianza muestral s^2 es el querer usar s^2 como estimador de la varianza poblacional σ^2 . Se puede demostrar que usando n en lugar de $n-1$ para s^2 , se tiende a subestimar σ^2 .

5.1.9 VARIANZA MUESTRAL CON UNA DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS

Para n datos organizados en una distribución de frecuencias que consiste en los distintos k valores x_1, x_2, \dots, x_k con sus respectivas frecuencias f_1, f_2, \dots, f_k , el producto $f_i(x_i - \bar{x})^2$ nos da la suma de los cuadrados de las desviaciones de cada x_i de \bar{x} . También $f_1 + f_2 + \dots + f_k = n$. De ahí que podamos reescribir las fórmulas 5.3 y 5.5 como sigue:

$$\text{Varianza muestral: } s^2 = \frac{f_1(x_1 - \bar{x})^2 + f_2(x_2 - \bar{x})^2 + \dots + f_k(x_k - \bar{x})^2}{(f_1 + f_2 + \dots + f_k) - 1} = \frac{\sum f_i(x_i - \bar{x})^2}{(\sum f_i) - 1} \quad (5.6)$$

$$\text{Varianza muestral: } s^2 = \frac{\sum f_i x_i^2 - (\sum f_i x_i)^2 / \sum f_i}{(\sum f_i) - 1} \quad (5.7)$$

Si en las fórmulas 5.6 y 5.7, los datos se organizan en clases, usaremos x_i como el valor de las marcas de la clase i ésima.

5.1.10 DATOS BIDIMENSIONALES, DIAGRAMAS DE DISPERSIÓN

Bastante a menudo en estadística se quiere determinar la relación, si es que existe, entre dos variables como edad y peso, peso y altura, año de educación y sueldo, o cantidad de ejercicio físico diario y nivel de colesterol. Siendo x e y las dos variables, los datos se formarán por pares de valores numéricos:

$$(x_1, y_1), (x_2, y_2), (x_3, y_3), \dots, (x_n, y_n)$$

donde los primeros valores corresponderán a la variable x y los segundos a y .

Igual que con una sola variable, podemos representar los *datos bidimensionales* tanto gráfica como numéricamente. Nuestro primer objetivo será determinar si hay una relación matemática, tal como la lineal entre los datos.

Hay que tener en cuenta que una relación estadística entre dos variables no implica necesariamente una relación de *causa* entre ellas. Por ejemplo, una fuerte relación entre peso y altura no implica que una cause la otra. Concretamente, comer más normalmente incrementa el peso de la persona, pero no implica que ello produzca un aumento en su estatura; más adelante explicaremos una herramienta estadística que muestra de manera cuantitativa una posible implicación entre datos.

5.1.11 PLANO CARTESIANO \mathbb{R}^2

El símbolo \mathbb{R}^2 se usa para designar el conjunto de todos los pares ordenados (a, b) de números reales. [Por definición $(a, b) = (c, d)$ si y solo si $a = c$ y $b = d$.] Podemos identificar a \mathbb{R}^2 con puntos en un plano, esta representación se llama *plano cartesiano* (en honor al matemático francés René Descartes), plano coordinado o simplemente el plano \mathbb{R}^2 .

Se escogen dos líneas perpendiculares L_1 y L_2 en el plano. La primera línea, L_1 , se dibuja horizontalmente y la segunda línea, L_2 , verticalmente. El punto de intersección entre ambas líneas se denomina origen y se representa por 0. Estas líneas, llamadas ejes, se ven ahora como líneas de números, cada una con un origen en cero que es común y con dirección positiva hacia la derecha para L_1 y hacia arriba para L_2 . A veces, a L_1 también se le llama eje de las x y a L_2 eje de las y . Normalmente escogemos la misma unidad de medida para ambos ejes, aunque no es obligatorio. A continuación se muestra un plano \mathbb{R}^2 (Figura 5.6) con un punto P ubicado dentro de él.

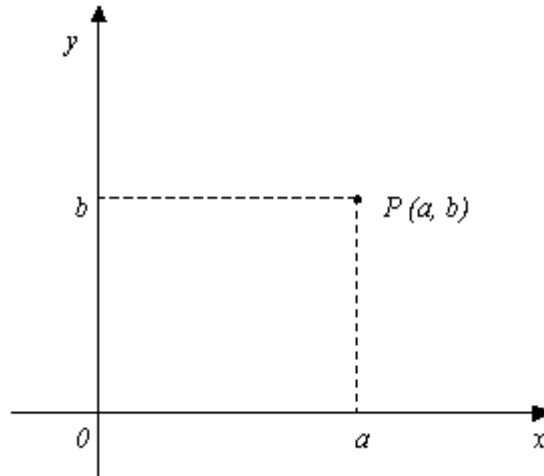


Figura 5.6

Cada punto P en el plano corresponde a un par de números reales (a, b) que se llama *coordenadas* de P , es decir, donde la línea vertical a través de P corta el eje de las x en a y donde la línea horizontal a través de P corta al eje de las y en b . [Frecuentemente escribiremos $P(a, b)$ cuando queramos indicar un punto P y sus coordenadas a y b .] Observar que esta correspondencia es de uno a uno, es decir, a cada punto P le corresponde un único par ordenado (a, b) y viceversa. Así, en este contexto, los términos punto y par ordenado de números reales se usan indistintamente. Los dos ejes dividen el plano en cuatro porciones, llamadas *cuadrantes* que se numeran normalmente usando los números romanos I, II, III, IV como se muestra en la Figura 5.7.

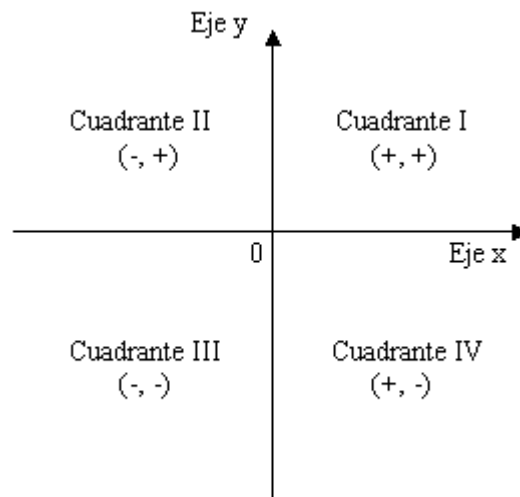


Figura 5.7

Cuadrante I: Ambas coordenadas son positivas (+, +).

Cuadrante II: La primera coordenada es negativa y la segunda positiva (-, +).

Cuadrante III: Ambas coordenadas son negativas (-, -).

Cuadrante IV: La primera coordenada es positiva y la segunda negativa (+, -).

Así los cuadrantes se numeran siguiendo el sentido contrario al de las agujas del reloj desde la posición de superior derecha.

5.1.12 DIAGRAMAS DE DISPERSIÓN

Consideremos una serie de pares de valores numéricos que representan a las variables x e y . El *diagrama* de dispersión de los datos es simplemente la representación gráfica, como puntos en el plano R^2 , de los pares de valores. El gráfico a veces indica una relación entre los puntos, como se muestra en los siguientes tres ejemplos.

EJEMPLO. Consideremos los siguientes datos, donde x representa el respectivo número de sucursales que 10 bancos diferentes tienen en un área metropolitana, e y representa la correspondiente cuota del total de depósitos mantenidos por los bancos.

x	198	186	116	89	120	109	28	58	34	31
y	22.7	16.6	15.9	12.5	10.2	6.8	6.8	4.0	2.7	2.8

Tabla 5.4

El diagrama de dispersión de los datos aparece a continuación:

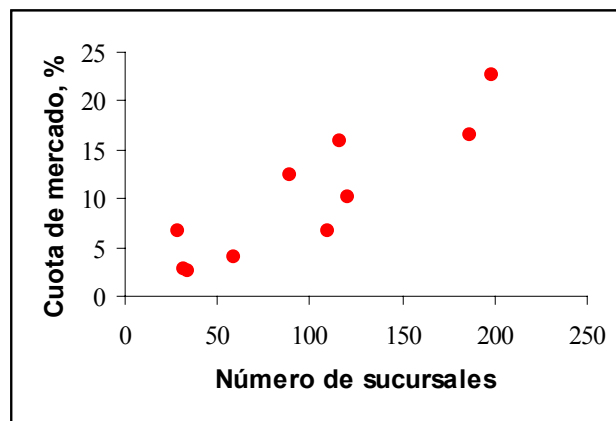


Figura 5.8

La Figura 5.8 indica que la cuota de mercado incrementa cuando incrementa el número de sucursales. Entonces decimos que x e y tienen una *correlación positiva*.

EJEMPLO: Consideremos los siguientes datos, donde x indica la temperatura media diaria en grados Fahrenheit e y el consumo diario correspondiente de gas natural en pies cúbicos.

$x, ^\circ\text{F}$	50	45	40	38	32	40	55
y, ft^3	2.5	5.0	6.2	7.4	8.3	4.7	1.8

Tabla 5.5

Su diagrama de dispersión es el siguiente:

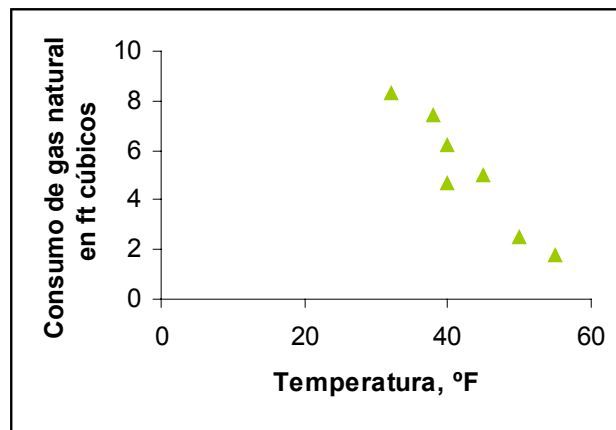


Figura 5.9

La Figura 5.9 indica que el consumo del gas descende cuando la temperatura aumenta. Entonces decimos que x e y tienen una *correlación negativa*.

EJEMPLO: Consideremos los siguientes datos, donde x indica la temperatura media diaria en grados Fahrenheit de un periodo de 10 días e y indica el índice bursátil medio en 1998.

x	63	72	76	70	71	65	70	74	68	61
y	8385	8330	8325	8320	8330	8325	8280	8280	8300	8265

Tabla 5.6

Nuevamente obtenemos el diagrama de dispersión.

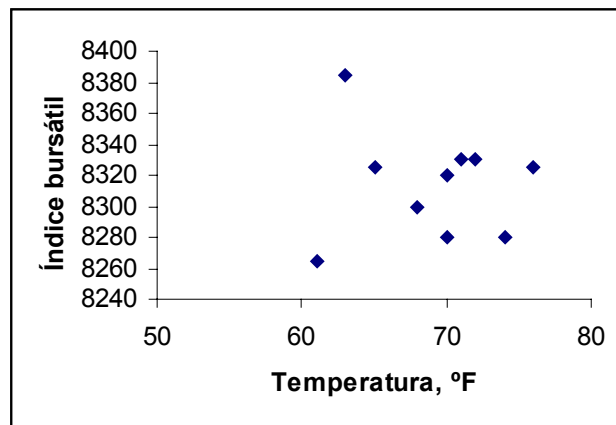


Figura 5.10

La figura 5.10 indica que no existe una relación aparente entre x e y .

5.1.13 COEFICIENTE DE CORRELACIÓN

Los diagramas de dispersión indican gráficamente si existe una relación lineal entre las dos variables x e y . Un indicador numérico de tal relación lineal es el coeficiente de correlación de la muestra r de x e y , que se define como sigue:

$$\text{Coeficiente de correlación muestral: } r = \frac{\sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 \sum (y_i - \bar{y})^2}} \quad (5.8)$$

Asumimos que el denominador en la fórmula 5.8 es distinto de cero. Se puede demostrar que el coeficiente de correlación r tiene las siguientes propiedades.

- (1) $-1 \leq r \leq 1$.
- (2) $r > 0$ si y tiende a incrementar cuando se incrementa x y $r < 0$ si y tiende a disminuir cuando disminuye x .
- (3) Cuanto más fuerte sea la relación lineal entre x e y , r estará más cerca de -1 o de 1 ; cuanto más débil sea esa relación r estará más cerca de cero.

A continuación se muestra una fórmula alternativa para calcular r :

$$r = \frac{s_{xy}}{s_x s_y} \quad (5.9)$$

Donde s_x y s_y son las desviaciones típicas muestrales de x e y respectivamente (fórmulas 5.3 y 5.4), y donde s_{xy} se denomina covarianza de x e y y se define como:

$$s_{xy} = \frac{\sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n - 1} \quad (5.10)$$

Una fórmula alternativa para calcular r es la siguiente:

$$r = \frac{\sum x_i y_i - (\sum x_i)(\sum y_i) / n}{\sqrt{\sum x_i^2 - (\sum x_i)^2 / n} \sqrt{\sum y_i^2 - (\sum y_i)^2 / n}} \quad (5.11)$$

Esta tabla es muy conveniente de usar después de crear una tabla con los valores de x_i , y_i , x_i^2 , y_i^2 , $x_i y_i$ y sus sumas.

5.1.14 MÉTODO DE LOS MÍNIMOS CUADRADOS, RECTA DE REGRESIÓN Y AJUSTE DE CURVAS

Supongamos que un diagrama de dispersión de los datos de los puntos (x_i, y_i) indica una relación lineal entre las variables x y y o alternativamente que el coeficiente de correlación r de x e y está cerca de 1 o de -1 . Entonces el siguiente paso es hallar la recta L que en algún sentido ajuste los datos. La recta L que elegimos se llama la *recta de mínimos cuadrados*.

RECTA MÍNIMO CUADRÁTICA

Consideremos un grupo de datos con los puntos $P_i(x_i, y_i)$ y una (no vertical) ecuación lineal L . Sea y_i^* el valor del punto en L que corresponde a x_i . Todavía más, sea $d_i = y_i - y_i^*$, la diferencia entre el valor actual de y y el valor de y en la curva,

o, en otras palabras, la distancia vertical entre el punto P_i y la línea L como se muestra en la Figura 5.11.

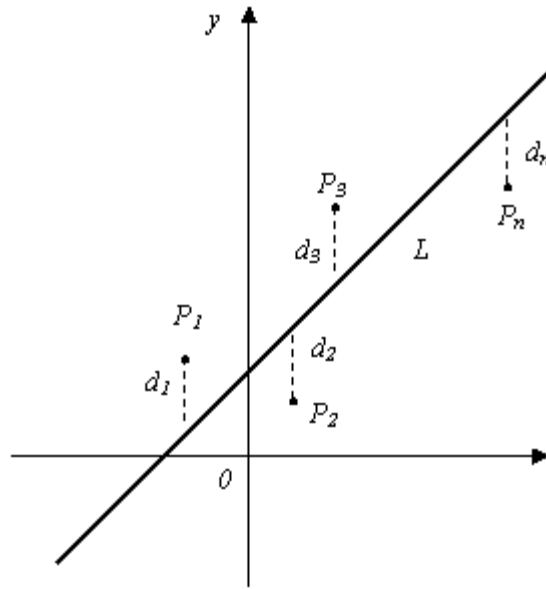


Figura 5.11

La suma

$$\sum d_i^2 = d_1^2 + d_2^2 + \dots + d_n^2$$

se llama error cuadrático entre la recta L y los puntos.

La *recta de mínimos cuadrados* o de *mejor ajuste* o la *recta de regresión* de y sobre x es, por definición, la recta L , cuyo error cuadrático es el más pequeño posible. Se puede demostrar que tal recta L existe y es única. Sea a la intersección de la y en la recta L y sea b su pendiente, es decir, sea:

$$y = a + bx \quad (5.12)$$

la ecuación de L . Entonces a y b se pueden obtener de las siguientes dos ecuaciones con dos incógnitas a y b , donde n es el número de puntos:

$$\begin{aligned} na + (\sum x_i)b &= \sum y_i \\ (\sum x_i)a + (\sum x_i^2)b &= \sum x_i y_i \end{aligned} \quad (5.13)$$

En particular, la pendiente b y la intersección en la y a , pueden obtenerse también de la manera siguiente:

$$b = \frac{rS_y}{S_x} \quad \text{y} \quad a = \bar{y} - b\bar{x} \quad (5.14)$$

La segunda ecuación en (4) nos dice que (\bar{x}, \bar{y}) se sitúa en la recta de regresión L , ya que

$$\bar{y} = (\bar{y} - b\bar{x}) + b\bar{x} = a + b\bar{x}$$

La primera ecuación en (4) nos dice que el punto $(\bar{x} + S_x, \bar{y} + rS_y)$ está también en L como en la Figura 5.12.

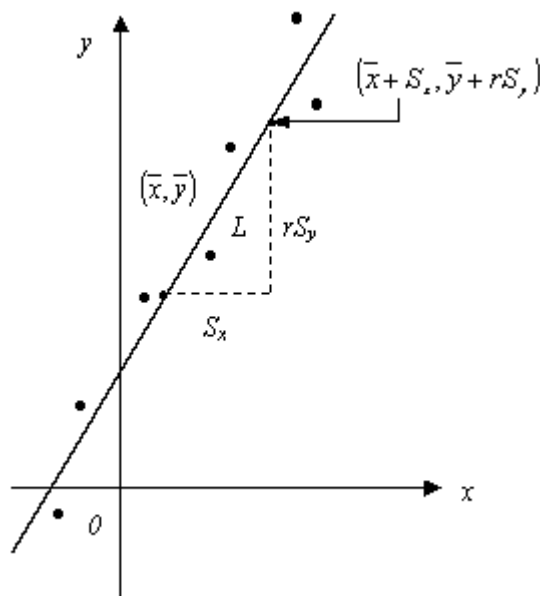


Figura 5.12

OBSERVACIÓN: Recalquemos que la recta L que minimiza los cuadrados de las distancias verticales entre los puntos dados P_i y L se llama recta de regresión de y sobre x ; se usa normalmente cuando se tiene y en función de x . También existe la recta L' que minimiza los cuadrados de las distancias horizontales entre los puntos P_i y L' , se le llama recta de regresión de x sobre y . Dadas cualesquiera dos variables, los datos indican normalmente que uno de ellos depende del otro; entonces llamaremos a x la variable independiente y a y la dependiente. Por

ejemplo, supongamos las variables edad y altura. Normalmente asumiremos que la altura está en función de la edad, así que llamaremos x a la edad e y a la altura. Asimismo, las rectas mínimo cuadráticas serán rectas de regresión de y sobre x .

EJEMPLO:

Hallar la recta con mejor ajuste para el diagrama de dispersión formado por el siguiente conjunto ordenado de puntos:

x	198	186	116	89	120	109	28	58	34	31
y	22.7	16.6	15.9	12.5	10.2	6.8	6.8	4.0	2.7	2.8

Tabla 5.7

Obtenemos los parámetros r , \bar{x} y \bar{y} con las fórmulas 5.11 y 5.1 para ambas variables.

$$r = 0.8938, \quad \bar{x} = 96.9, \quad \bar{y} = 10.1$$

Usando las fórmulas 5.3 y 5.4 obtenemos:

$$s_x = \sqrt{\frac{127.723 - (969)^2 / 10}{9}} = 61.3070 \quad \text{y} \quad s_y = \sqrt{\frac{1427.56 - (101)^2 / 10}{9}} = 6.7285$$

Sustituyendo estos valores en 5.14 obtenemos:

$$b = \frac{(0.8938)(6.7285)}{61.3070} = 0.0981 \quad \text{y} \quad a = 10.1 - (0.0981)(96.9) = 0.5941$$

Así la recta que mejor ajusta es:

$$y = 0.5941 + 0.0981x$$

Con lo cual obtenemos la gráfica de la recta junto a la gráfica de dispersión.

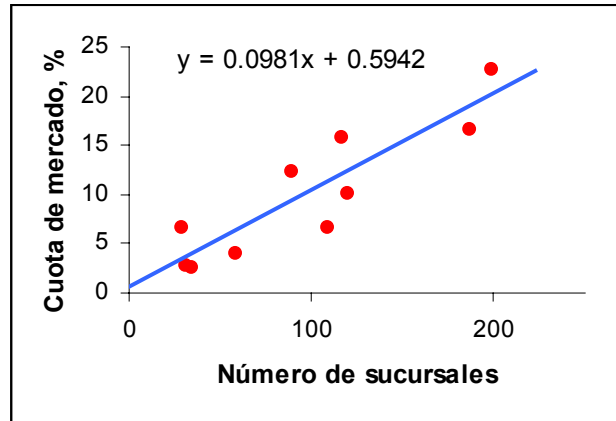


Figura 5.13

5.1.15 AJUSTE DE CURVAS

Algunas veces el diagrama de puntos no indica una relación lineal entre las variables x e y pero se podrá observar alguna otra curva típica y bien conocida $y = f(x)$ que puede aproximar los datos; se le llama curva de aproximación. Algunas de esas curvas típicas, donde las letras que no sean x e y indican constantes, se muestran en la tabla 5.8:

1. Parábola	$y = a_0 + a_1x + a_2x^2$
2. Curva polinómica	$y = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_nx^n$
3. Hipérbola	$y = \frac{1}{a + bx}$ o $\frac{1}{y} = a + bx$
4. Curva exponencial	$y = ab^x$ o $\log y = a_0 + a_1x$
5. Curva geométrica	$y = ax^b$ o $\log y = \log a + b \log x$

Tabla 5.8

Las representaciones gráficas de algunas de estas curvas típicas se muestran a continuación

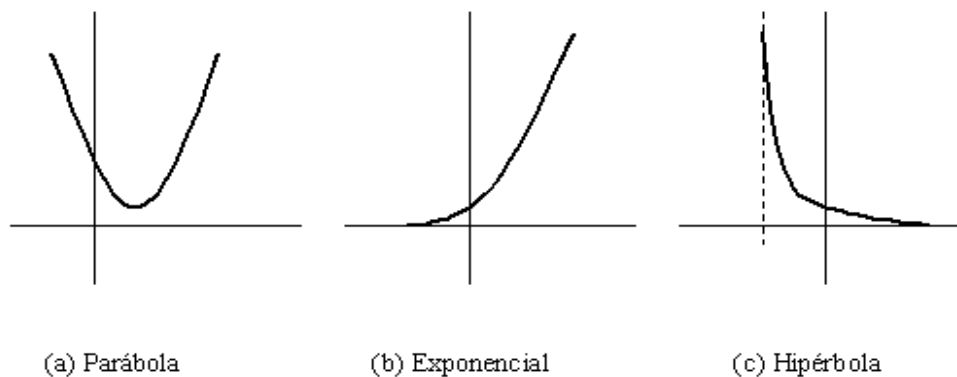


Figura 5.14

Generalmente no es fácil decidir qué curva usar para un conjunto dado de puntos. Por otra parte es normalmente más fácil determinar una relación lineal mirando el diagrama de dispersión o usando el coeficiente de correlación.

Concretamente:

- (a) Si entre el $\log y$ y x observamos una relación lineal, usaremos la curva exponencial (4).
- (b) Si entre $1/y$ y x observamos una relación lineal usaremos la hipérbola (3).
- (c) Si entre $\log y$ y el $\log x$ observamos una relación lineal usaremos una curva potencial (5).

Una vez decidido el tipo de curva que se debe utilizar, ésta será la que minimice el error cuadrático. Exponemos esto formalmente:

DEFINICIÓN: Consideremos un conjunto de curvas y un número dado de puntos. La *que mejor ajusta* o la *curva mínimo cuadrática* C del conjunto es la que minimiza la suma.

$$\sum d_i^2 = d_1^2 + d_2^2 + \dots + d_n^2$$

[donde d_i indica la distancia vertical entre un punto $P_i(x_i, y_i)$ y la curva C].

Igual que hay fórmulas para calcular las constantes a y b de la recta de regresión L para un conjunto de puntos, también hay fórmulas para calcular las constantes de la curva C en cualquiera de las clases de curvas mencionadas arriba.

5.2 Análisis estadístico del crecimiento de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Área de influencia y clientes

La Comisión Federal de Electricidad es la compañía más grande e importante en el ramo eléctrico en nuestro país y su área de influencia es casi el total de la república mexicana únicamente exceptuando el área de trabajo de Luz y Fuerza del Centro.

La CFE proporciona servicio de energía eléctrica a 23 millones de clientes, los cuales durante los últimos seis años han mostrado una tasa de crecimiento medio anual de casi 4.4%, estos clientes tienen la siguiente distribución de acuerdo a su tipo:



Figura 5.15

Observamos claramente que la mayor parte de los clientes de CFE son domésticos y representan casi el 88% del total de los clientes.

En cuanto al volumen de ventas totales, el 74.2% lo constituyen las ventas directas al público, el 24.8% se suministra a Luz y Fuerza del Centro y el 1% restante se exporta.

Si bien el sector doméstico agrupa más del 87% de los clientes, sus ventas representan 24% de las ventas directas al público. Una situación inversa se presenta en el sector industrial, donde menos del 1% de los clientes representa más de la mitad de las ventas.

Volumen de ventas (%)

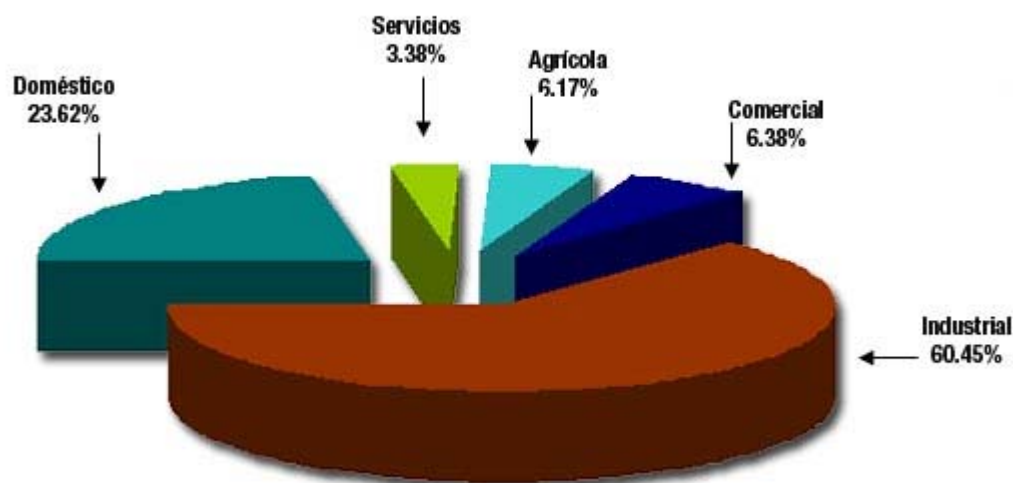


Figura 5.16

En la figura 5.16 podemos observar algo muy importante, la mayoría de los clientes son cuentas pequeñas y de muy poco consumo, mientras que las cuentas de los industriales son realmente pocas comparativamente con las domésticas, pero estos consumen alrededor del 60% de la producción de la CFE, por lo que son los grandes consumidores.

En la Tabla 5.9 podemos observar los clientes por entidad federativa de la CFE y sus ventas (energía consumida) en GWh.

Estados	Usuarios	Ventas
	(Miles)	(GWh)
Aguascalientes	314	465
Baja California	882	1,788
Baja California Sur	174	252
Campeche	193	184
Coahuila	741	1,791
Colima	203	304
Chiapas	977	488
Chihuahua	989	1,691
Durango	397	583
Guanajuato	1,349	1,817
Guerrero	785	615
Hidalgo	203	109
Jalisco	1,985	2,377
México	331	551
Michoacán	1,272	1,815
Morelos	364	374
Nayarit	307	215
Nuevo León	1,214	3,065
Oaxaca	925	517
Puebla	1,309	1,554
Querétaro	418	772
Quintan Roo	318	562
San Luis Potosí	671	1,193
Sinaloa	756	785
Sonora	748	1,731
Tabasco	504	526
Tamaulipas	970	1,560
Tlaxcala	281	420
Veracruz	1,946	2,090
Yucatán	536	558
Zacatecas	432	307
Sector 1_/	22,494	31,059

1_/ La suma puede diferir debido al redondeo en las cifras (Información actualizada al 31 de marzo de 2005.)

Tabla 5.9

El crecimiento en la infraestructura de la Comisión Federal de Electricidad, se ve directamente reflejado en el crecimiento de la capacidad instalada, esto nos indica la potencialidad que tiene la empresa para generar energía eléctrica y de manera indirecta, el crecimiento en el número de plantas de generación, según datos del portal de la Comisión Federal de Electricidad, el crecimiento de la empresa se muestra en la tabla 5.10:

Comisión Federal de Electricidad	
Año	Capacidad Instalada en (MW)
1990	24 422
1991	25 927
1992	26 197
1993	28 333
1994	30 778
1995	32 166
1996	33 920
1997	33 944
1998	34 384
1999	34 839
2000	35 869
2001	37 692
2002	36 855
2003	36 971
2004	38 422

Tabla 5.10

Podemos ver claramente que la capacidad instalada de generación de la CFE ha tenido un ritmo de crecimiento sostenido, con una pequeña caída en el 2002 y un repunte en el 2004, para cuantificar estos datos, en las Figuras 5.17 y 5.18, se emplean las herramientas estadísticas analizadas previamente dentro de este capítulo, para ver la distribución y comportamiento de este crecimiento.

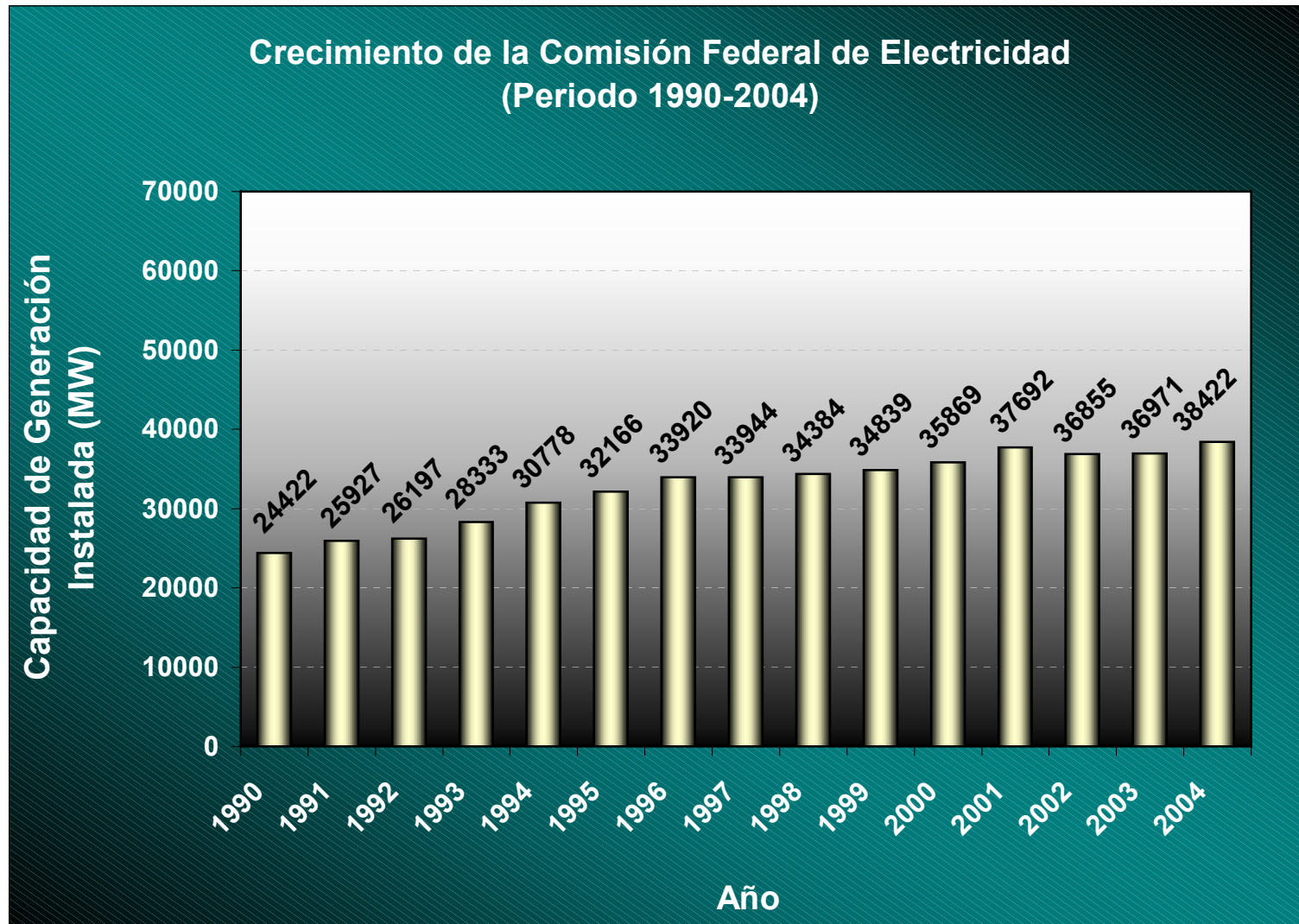


Figura 5.17

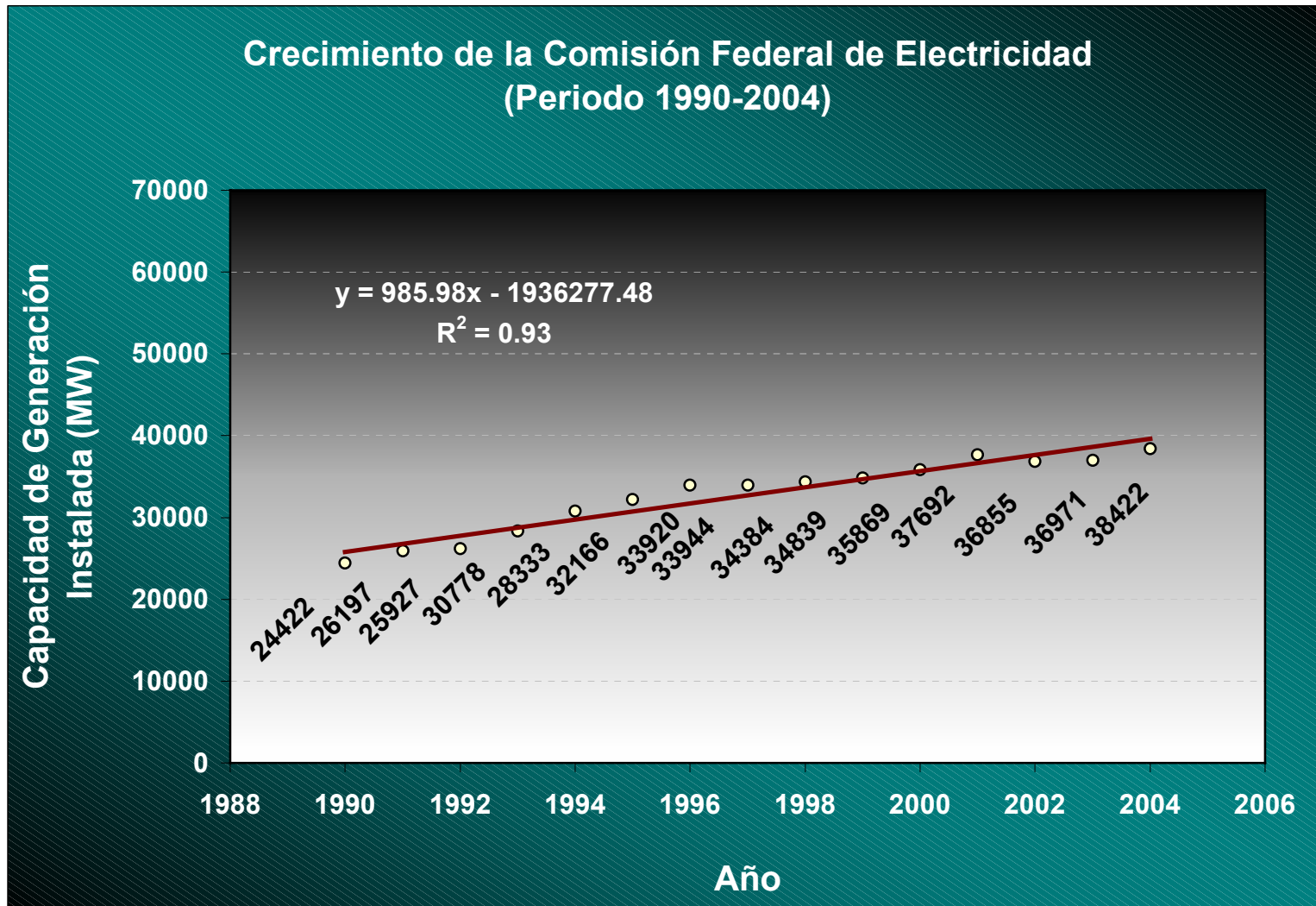


Figura 5.18

5.3 Análisis estadístico del crecimiento de Luz y Fuerza del Centro

Área de Influencia

Actualmente Luz y Fuerza del Centro lleva electricidad a más de cinco millones de clientes, lo que representa una población atendida superior a 20 millones de habitantes en el Distrito Federal y los Estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla.

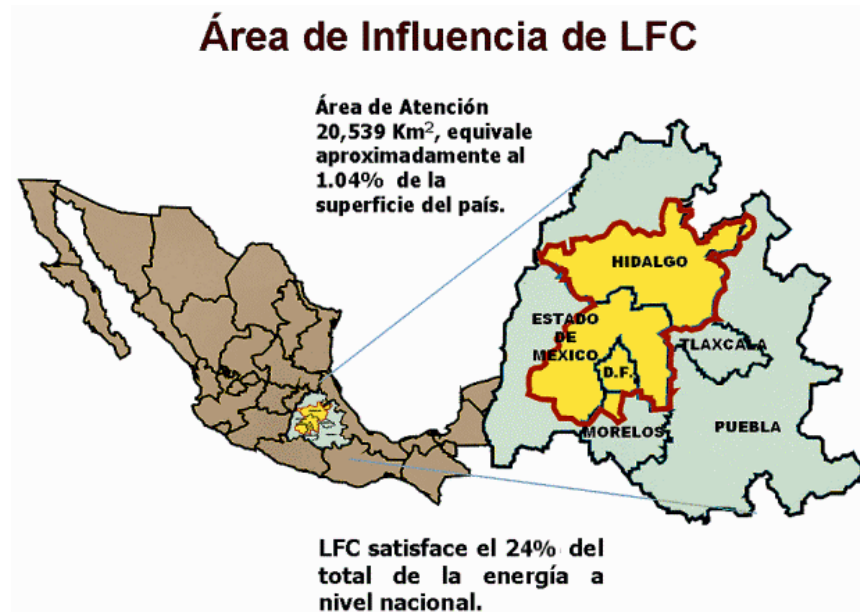


Figura 5.19

Durante los últimos 14 años, Luz y Fuerza muestra el siguiente comportamiento en su capacidad instalada a través del tiempo:

Luz y Fuerza del Centro	
Año	Capacidad Instalada en (MW)
1990	871
1991	871
1992	871
1993	871
1994	871
1995	871
1996	871
1997	871
1998	871
1999	827
2000	827.3
2001	827.3
2002	834.3
2003	834.3
2004	834.3

Tabla 5.11

A continuación se muestran un par de gráficos (Figuras 5.20 y 5.21) que muestran el comportamiento en la capacidad instalada de Luz y Fuerza del Centro.

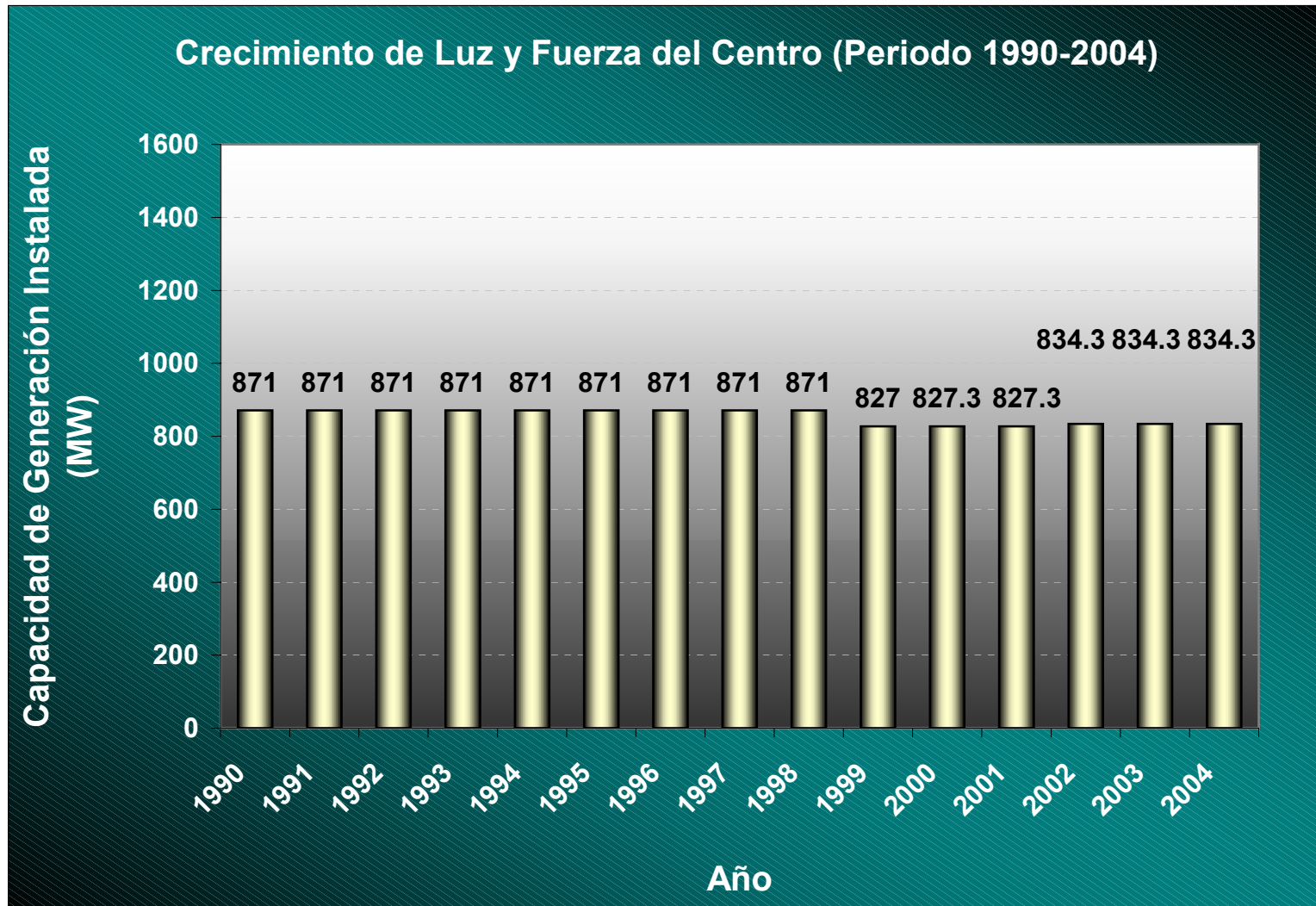


Figura 5.20

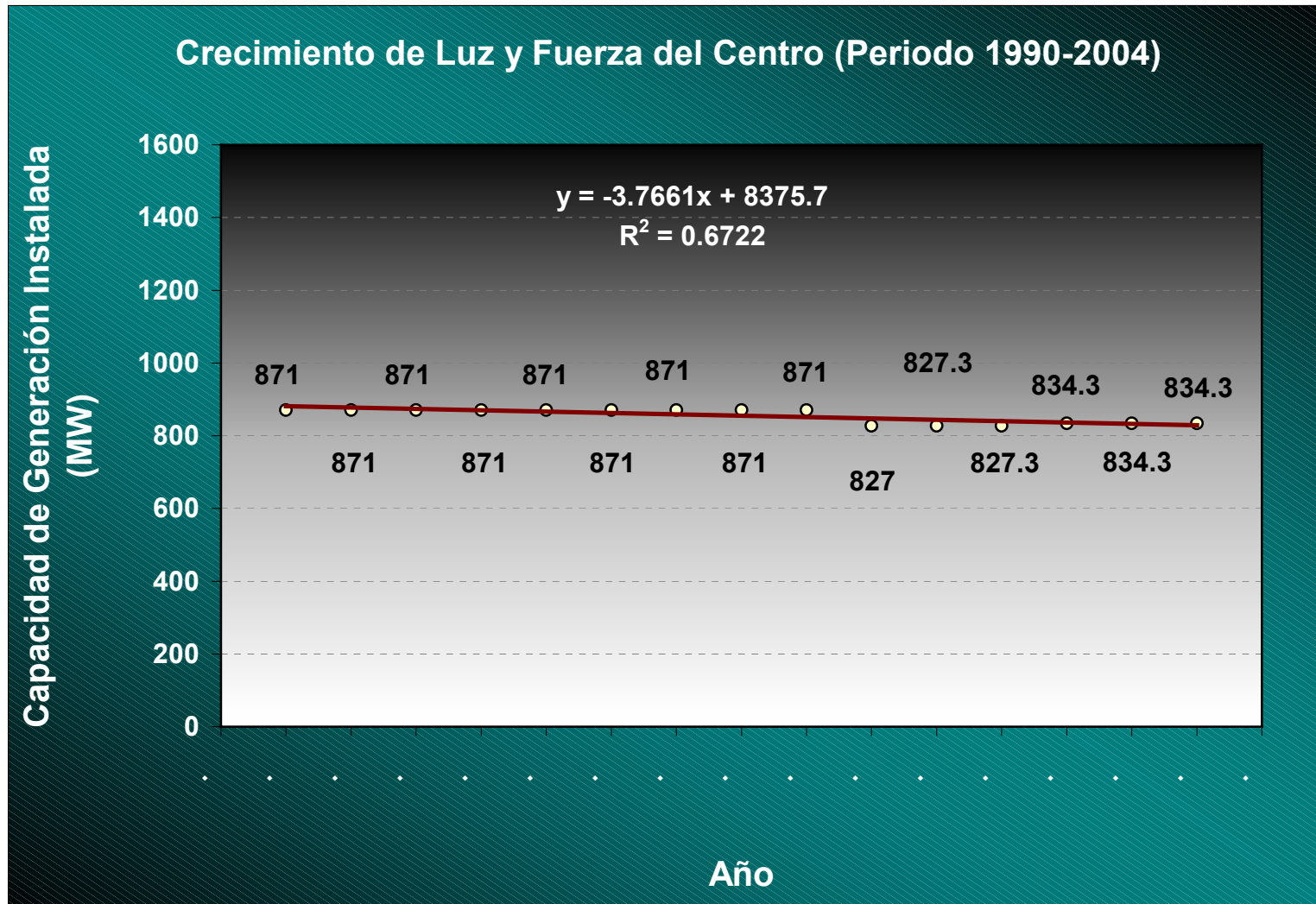


Figura 5.21

5.4 Análisis estadístico del crecimiento de los Productores Independientes de Energía.

Como sabemos, los productores independientes de energía han crecido dentro del mercado mexicano, su fuente principal de energía es el gas natural, por lo cuál, la mayoría de sus plantas son de ciclo combinado.

Entre los principales productores independientes tenemos a los siguientes:

- Unión FENOSA (España)
- EDF Internacional (Francia)
- Mitsubishi Corporation (Japón)
- AES Corporation (EUA)
- INTERGEN (EUA)
- Iberdrola Energía (España)
- TRANSALTA Energy Corporation (Canadá)

Estos productores están casi en su totalidad operando ya en nuestro país, aunque hay varios otros que apenas se encuentran en el proceso de licitación o han firmado los convenios y están por construir las plantas, entre otros casos.

Haremos a continuación una breve reseña de las españolas:

UNION FENOSA

Cuenta en México con 1.550 MW de potencia bruta instalada en ciclos combinados de gas y es uno de los principales generadores independientes de energía eléctrica en el país.

Todas las centrales de la compañía cuentan con contratos de compraventa de capacidad y energía por 25 años con la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

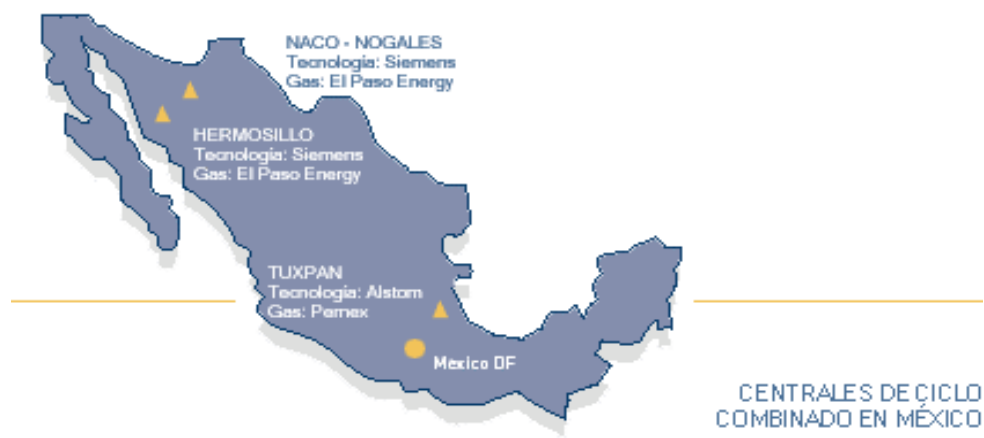


Figura 5.22

PLANTAS

Hermosillo

La central de ciclo combinado de Hermosillo, situada junto a la ciudad de este mismo nombre, capital del estado de Sonora en el noroeste de México y próxima a la frontera con los Estados Unidos, tiene 250 MW de capacidad instalada y consta de una turbina de gas de tecnología Alstom. La central inició su construcción en 1999 y entró en operación comercial el 1 de octubre de 2001.

La inversión total para el desarrollo de la central ascendió a 178,6 millones de dólares, y fueron financiados bajo la modalidad de project finance un total de 113,1 millones de dólares por un grupo de bancos liderados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y por el Instituto de Crédito Oficial (ICO).

Tuxpan

La central de Tuxpan III y IV está localizada junto a la ciudad del mismo nombre, dentro del estado de Veracruz y es la mayor central que posee UNION FENOSA en México. Cuenta con 983 MW de capacidad instalada en ciclos combinados de gas y los equipos han sido proporcionados por Mitsubishi Heavy Industries.

La construcción de la central se inició en abril de 2001 y la operación comercial comenzó el 23 de mayo de 2003.

La inversión realizada en Tuxpan asciende a 598,3 millones de dólares, y para su financiación UNION FENOSA suscribió en marzo de 2003 un crédito bajo la modalidad de project finance por un total de 427,8 millones de dólares. El préstamo fue otorgado por un grupo de bancos liderados por el JBIC y el ICO.

Naco Nogales

La central de ciclo combinado de Naco Nogales, de 258 MW de capacidad instalada, cuenta con equipos Siemens Westinghouse, y está localizada junto a la ciudad de Agua Prieta, al norte del estado de Sonora en el noroeste de México, en la frontera con los Estados Unidos.

Esta central inició su construcción en diciembre de 2002 y entró en operación comercial el 4 de octubre de 2003.

La inversión total para la construcción de la central de Naco Nogales ha ascendido a 225,5 millones dólares, siendo financiado bajo la modalidad de project finance un total de 80,0 millones dólares por un grupo de bancos liderados por EXIM BANK.

Año 2003 - CENTRALES EN CICLO COMBINADO DE UNION FENOSA EN MÉXICO					
Central	Localización	Pot. Bruta Instalada (MW)	Producción Bruta (GWh)	Disponibilidad (%)	Operación comercial
Hermosillo	Hermosillo (Sonora)	250	1.555	94,3	Oct-2001
Tuxpan III y IV	Tuxpan (Veracruz)	983	4.064	97,1	May-2003
Naco Nogales	Agua Prieta (Sonora)	258	423	96,7	Oct-2003

Tabla 5.12

IBERDROLA

Es el primer productor de electricidad privado de México. Cuenta con 2.143 MW de potencia instalada operativa, correspondiente a las centrales de ciclo combinado de Monterrey y Altamira y a las plantas de cogeneración de Enertek y Femsa-Titán.

IBERDROLA se ha adjudicado en México el contrato para el desarrollo, construcción, propiedad, operación y mantenimiento de la central eléctrica de ciclo combinado de Tamazunchale, de 1.135 megawatts (MW) de potencia, así como de las instalaciones asociadas necesarias para la conexión de la planta al sistema eléctrico del país.

La puesta en marcha de esta nueva central de ciclo combinado, que se ubicará en el Estado de San Luis Potosí, supondrá una inversión estimada de 500 millones de dólares, incluyendo los costes financieros de la operación.

Las obras de la planta comenzarán en enero del próximo año, estando prevista su entrada en operación comercial durante el mes de junio de 2007. Se trata del mayor proyecto licitado hasta el momento en México entre productores de electricidad independientes. IBERDROLA también se adjudicó, el año pasado, el segundo mayor, el ciclo combinado de Altamira V.

En virtud de los términos del contrato, IBERDROLA se ha asegurado la venta a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de toda la energía que produzca la planta de ciclo combinado de Tamazunchale por un período de 25 años. El gas para la central será suministrado directamente por la CFE y el contrato está dolarizado, al igual que el resto de los proyectos de la Compañía en México.

Con la adjudicación de este nuevo ciclo combinado, la Compañía se consolida como el primer productor privado de electricidad de México y el segundo de este país, tras la paraestatal CFE. Además, IBERDROLA ya cuenta con proyectos de generación por 5.000 MW en México, con lo que ha alcanzado los objetivos previstos en su Plan Estratégico.

La empresa tiene una potencia instalada de 2.143 MW repartida entre las plantas de ciclo combinado de Altamira (1.036 MW), Monterrey (450 MW), La Laguna II (Durango) de 500 MW y las centrales de cogeneración de Enertek (Tamaulipas), de 120 MW de potencia, y Femsa-Titán (Monterrey), de 37 MW.

Asimismo, IBERDROLA ya está construyendo otro ciclo combinado en México: Altamira V (Tamaulipas), de 975 MW, que se pondrá en marcha en noviembre de 2006.

IBERDROLA ha obtenido unos buenos resultados en México durante el primer trimestre de este año, recogiendo los frutos de la plena puesta en marcha de las

plantas de Monterrey y Altamira. La producción de la Compañía entre enero y marzo se elevó a 3.538 GWh, el 128,6% más que en el mismo periodo de 2003.

La Empresa ha invertido 50 millones de euros en México en el primer trimestre de 2004, el 11% de la inversión total de IBERDROLA en dicho periodo, que se han destinado, fundamentalmente, a la construcción de las centrales de ciclo combinado de La Laguna II y Altamira V.

De manera general, podemos observar en la tabla 5.13, las plantas de productores independientes, su capacidad, ubicación y capacidad neta garantizada, este dato lo interpretaremos como la capacidad instalada de generación; cabe destacar que algunas plantas no han entrado en operación, sin embargo serán tomadas en cuenta ya que éstas están prácticamente terminadas en su totalidad y se consideran reserva fría pero ya forman parte de la capacidad instalada.

CENTRAL	CONSORCIO	CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN (MW)
Mérida III	AES Corporation	484
Hermosillo	Unión FENOSA	250
Anáhuac	EDF International	495
Saltillo	EDF International	248
Tuxpan II	Mitsubishi Corporation	495
Bajío (El Sauz)	INTERGEN	495
Monterrey III	IBERDROLA Energía	449
Altamira II	Mitsubishi Corporation	495
Mexicali	INTERGEN	489
Campeche	TransAlta Energy	252
Naco-Nogales	Unión FENOSA	258
Tuxpan III y IV	Unión FENOSA Desarrollo y Acción Exterior	900 (2x450)
Chihuahua III	TransAlta Energy Corporation	259
Altamira III y IV	IBERDROLA Energía	1,036
Río Bravo III	EDF International	495
La laguna II	Electricite de France	498
Río Bravo IV	Electricite de France	500

Tabla 5.13

En el siguiente conjunto mostramos las plantas que se planean construir a futuro y las empresas siguen concursando para su construcción, aunque en algunos casos como en Tamazunchale, ya hay algunos avances de las licitaciones y negociaciones e incluso algunas ya tienen luz verde con algún productor:

CENTRAL	CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)	CENTRAL	CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)
Tuxpan V	479.2	Tamazunchale III	506
Mexicali II	220	Coatzacoalcos I	532
Valladolid III	509	Río Bravo V	532
Altamira V y VI	975	Oriental II	532
Tamazunchale	1016	Baja California IV/1	356
Agua Prieta II	456	Coatzacoalcos II	532
Tamazunchale II	1016	Norte V y VI /1	436
Samalayuca IV	441	Agua Prieta IV /1	456
Baja California II	356	Peninsular	532
Norte III y IV	425	Oriental III	532
Baja California III	356	Noroeste /1	531
Agua Prieta III	456	Baja California V /1	356
Oriental I	532		

Tabla 5.14

Para el análisis estadístico utilizaremos las plantas de la tabla 5.13, ya que se consideran Capacidad Instalada de Generación; el crecimiento de esta Capacidad para todo el conjunto de Productores Independientes, tiene el siguiente comportamiento desde el año 2000:

Productores Independientes de Energía	
Año	Capacidad Instalada en (MW)
2000	484
2001	2537
2002	3481
2003	6758
2004	8251

Tabla 5.15

Debemos tomar en cuenta que el crecimiento más evidente de los productores se ha dado en fechas muy recientes, por lo que los datos disponibles datan tan solo del año 2000 a la fecha, además hay que tomar en cuenta que estamos analizando un sistema dinámico y las condiciones cambian constantemente.

En base a los datos obtenidos, a continuación mostramos el histograma y la tendencia de crecimiento (Figuras 5.23 y 5.24) así como el modelo matemático que representa este comportamiento:

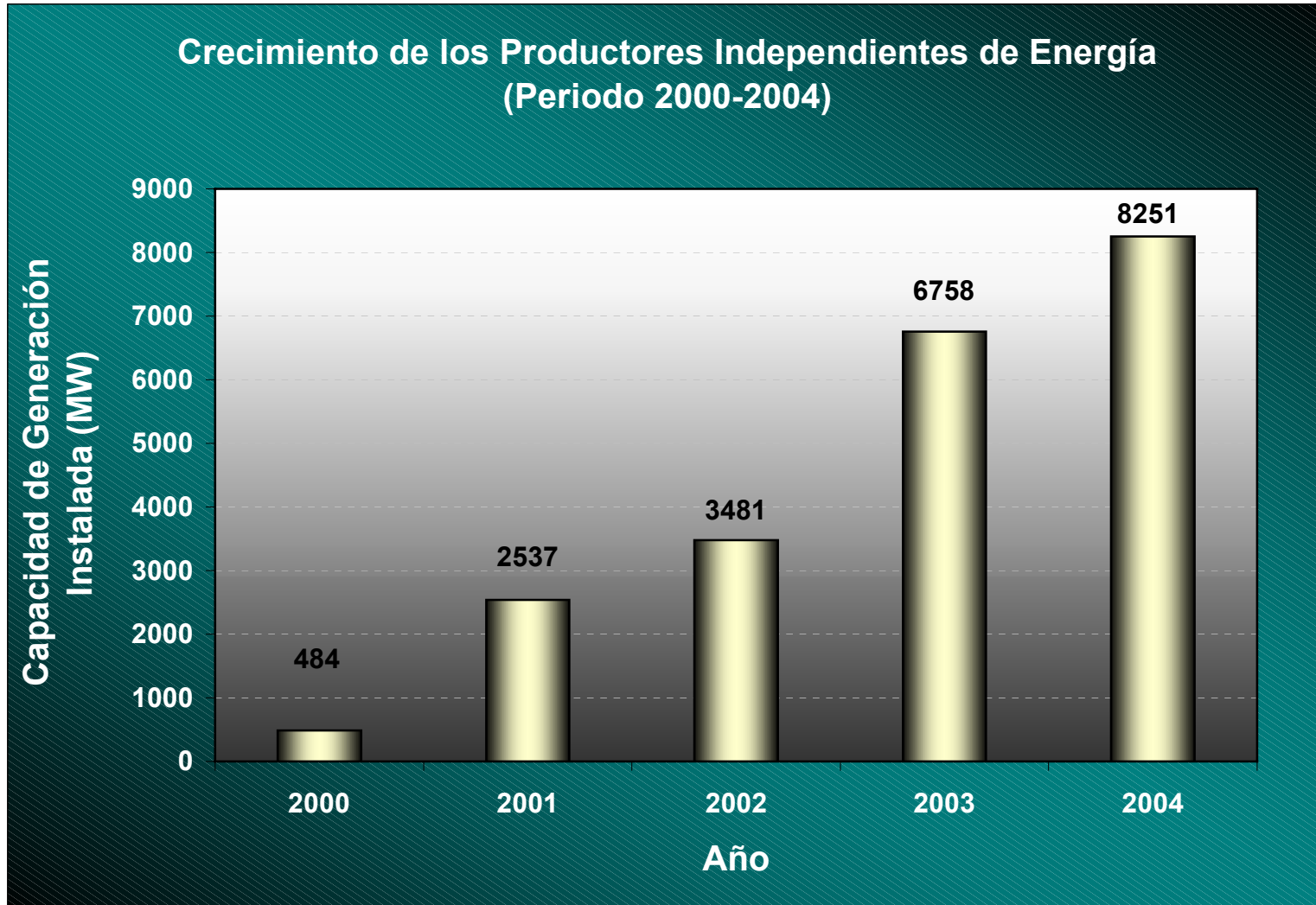


Figura 5.23

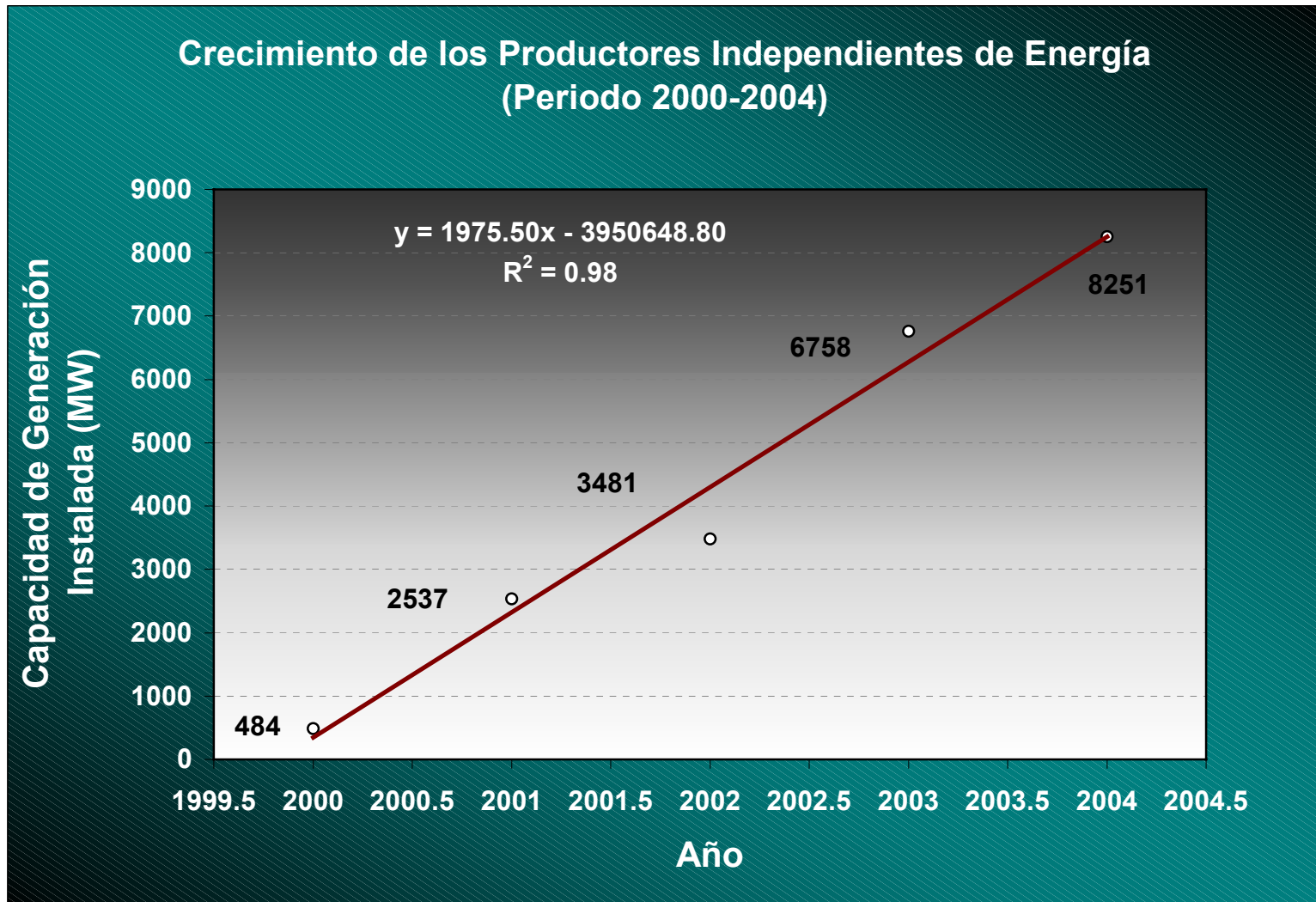


Figura 5.24

5.5 Análisis estadístico del crecimiento de PEMEX.

PEMEX opera por conducto de un corporativo y cuatro organismos subsidiarios:

- **Petróleos Mexicanos**
- **PEMEX Exploración y Producción**
- **PEMEX Refinación**
- **PEMEX Gas y Petroquímica Básica**
- **PEMEX Petroquímica**

Petróleos Mexicanos es el responsable de la conducción central y de la dirección estratégica de la industria petrolera estatal, y de asegurar su integridad y unidad de acción.

PEMEX Exploración y Producción tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo y el gas natural.

PEMEX Refinación produce, distribuye y comercializa combustibles y demás productos petrolíferos.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica procesa el gas natural y los líquidos del gas natural; distribuye y comercializa gas natural y gas LP; y produce y comercializa productos petroquímicos básicos.

PEMEX Petroquímica a través de sus siete empresas filiales (Petroquímica Camargo, Petroquímica Cangrejera, Petroquímica Cosoleacaque, Petroquímica Escolín, Petroquímica Morelos, Petroquímica Pajaritos y Petroquímica Tula) elabora, distribuye y comercializa una amplia gama de productos petroquímicos secundarios.

P.M.I. Comercio Internacional realiza las actividades de comercio exterior de Petróleos Mexicanos.

Petróleos Mexicanos necesita de una gran cantidad de energía eléctrica para su funcionamiento, por lo que la empresa decidió generar su propia energía; PEMEX cuenta con una gama de plantas de generación, y trabaja también con sus filiales en el área petroquímica.

Según datos de la CRE (Comisión Reguladora de Energía), las plantas de producción de electricidad propiedad de PEMEX son las mostradas en la tabla 5.16:

NO.	PERMISIONARIO	FECHA OPERACIÓN	CAP. INSTALADA (MW)	ACTIVIDAD ECONÓMICA
1	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Abkatun-Delta	06/09/94	6.73	Petrolero
2	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Abkatun Inyección de Agua	31/05/96	35.50	Petrolero
3	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Cayo Arcas	31/05/96	2.12	Petrolero
4	Pemex-Exploración y Producción, Complejo KU-A	31/05/96	3.55	Petrolero
5	Pemex-Exploración y Producción, Complejo KU-H	31/05/96	1.70	Petrolero
6	Pemex-Exploración y Producción, Complejo NOHOCH-A	31/05/96	12.56	Petrolero
7	Pemex-Exploración y Producción, Complejo POL-A	31/05/96	9.17	Petrolero
8	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Rebombeo	31/05/96	2.11	Petrolero
9	Pemex-Exploración y Producción, EK-BALAM	13/12/96	16.74	Petrolero
10	PGPB, Complejo Procesador de Gas Reynosa	17/12/97	6.00	Petroquímico
11	PGPB, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	17/12/97	92.00	Petroquímico
12	PGPB, Complejo Procesador de Gas la Venta	17/12/97	28.65	Petroquímico
13	PGPB, Complejo Procesador de Gas Poza Rica	17/12/97	22.00	Petroquímico
14	PGPB, Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	17/12/97	64.00	Petroquímico
15	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Independencia	17/12/97	54.00	Petrolero
16	Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	23/01/98	133.70	Petrolero
17	PGPB, Complejo Procesador de Gas Cactus	23/01/98	120.70	Petroquímico
18	Pemex-Refinación, Refinería Ing. Antonio M. Amor	20/03/98	140.50	Petrolero
19	PGPB, Centro Procesador de Gas Área Coatzacoalcos	20/03/98	63.69	Petroquímico
20	Pemex-Refinación, Refinería Gral. Lázaro Cárdenas	27/03/98	64.00	Petrolero

NO.	PERMISIONARIO	FECHA OPERACIÓN	CAP. INSTALADA (MW)	ACTIVIDAD ECONÓMICA
21	Pemex-Refinación, Refinería "Ing. Héctor R. Lara Sosa"	17/04/98	79.00	Petrolero
22	Pemex-Refinación, Refinería "Fco. I. Madero"	12/06/98	129.00	Petrolero
23	Pemex-Refinación, Refinería Ing. Antonio Dovali Jaime	15/07/98	115.00	Petrolero
24	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Prod. AKAL-C	12/08/98	27.65	Petrolero
25	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Prod. AKAL-J	12/08/98	16.20	Petrolero
26	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Prod. AKAL-N	12/08/98	5.65	Petrolero
27	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Prod. ABKATUN-A	12/08/98	18.73	Petrolero
28	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proc. y Trans. de Gas ATASTA	13/08/98	8.10	Petrolero
29	Pemex-Exploración y Producción, Planta Eléctrica Cárdenas	18/09/98	36.80	Petrolero
30	Pemex-Exploración y Producción, Terminal Marítima Dos Bocas	18/09/98	99.15	Petrolero
31	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Marina Complejo IXTOC-A	23/10/00	0.83	Petrolero
32	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma AKAL-C, Compresión CA-AC-2	18/01/02	12.84	Petrolero
33	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso AKAL-B	22/04/02	24.55	Petrolero
34	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso AKAL-L	12/03/03	24.73	Petrolero
35	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Marina AKAL-G	22/05/03	3.00	Petrolero
36	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Marina Complejo IXTOC-A, Módulo Habitacional	22/05/03	1.66	Petrolero
37	PGPB, Centro Procesador de Gas de Burgos de PGPB	18/03/04	6.50	Petroquímico
38	Petróleos Mexicanos	15/07/04	6.00	Petrolero
	TOTAL		1494.80	

Tabla 5.16

En la tabla 5.16 podemos observar todas las plantas de PEMEX registradas en la CRE que producen electricidad y a su vez manejamos las variables fundamentales necesarias para el análisis posterior como la fecha de operación inicial.

A continuación (tabla 5.17) se muestran las plantas de las filiales de PEMEX, de las cuáles de un total de siete, cinco generan su propia energía.

NO.	PERMISIONARIO	FECHA OPERACIÓN	CAP. INSTALADA (MW)	ACTIVIDAD ECONÓMICA
1	Petroquímica Cosoleacaque, S.A. de C.V.	24/10/97	59.20	Petroquímico
2	Petroquímica Escolin, S.A. de C.V.	02/12/97	48.00	Petroquímico
3	Petroquímica Morelos, S.A. de C.V.	13/02/98	172.00	Petroquímico
4	Petroquímica Cangrejera, S.A. de C.V.	13/02/98	163.50	Petroquímico
5	Petroquímica Pajaritos, S.A. de C.V.	13/02/98	58.50	Petroquímico
	TOTAL		501.20	

Tabla 5.17

Finalmente, la suma de las capacidades instaladas de generación de PEMEX y las filiales nos da un total de **1996 MW**, lo cuál es una capacidad instalada de generación notable tomando en cuenta que Luz y Fuerza del Centro, por ejemplo, tiene una capacidad de **834.33 MW**, es decir, más del doble.

De esta manera, realizando el análisis, verificamos la siguiente tendencia del crecimiento de la infraestructura eléctrica de PEMEX:

PEMEX	
Año	Capacidad Instalada en (MW)
1994	6.73
1995	6.73
1996	90.18
1997	464.03
1998	1915.9
1999	1915.9
2000	1916.73
2001	1916.73
2002	1954.12
2003	1983.51
2004	1996

Tabla 5.18

En la tabla 5.18, basada en datos de la CRE, podemos observar un súbito crecimiento entre 1996 y 1998, donde finalmente observamos un “estancamiento” o un crecimiento mucho más desacelerado que observamos, continua hasta nuestros días.

A continuación se muestran los gráficos del crecimiento de PEMEX (Figuras 5.25, 5.26 y 5.27).

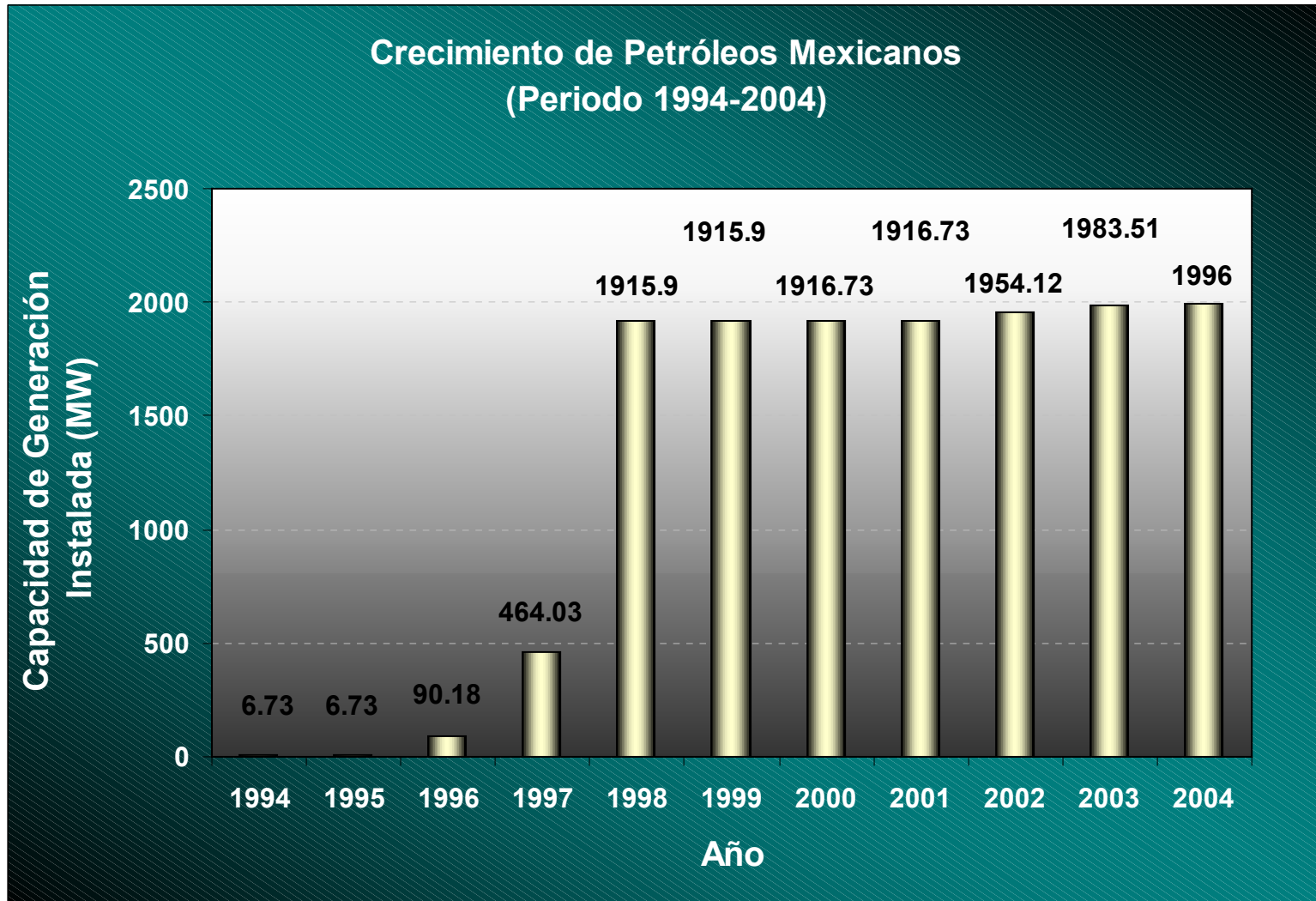


Figura 5.25

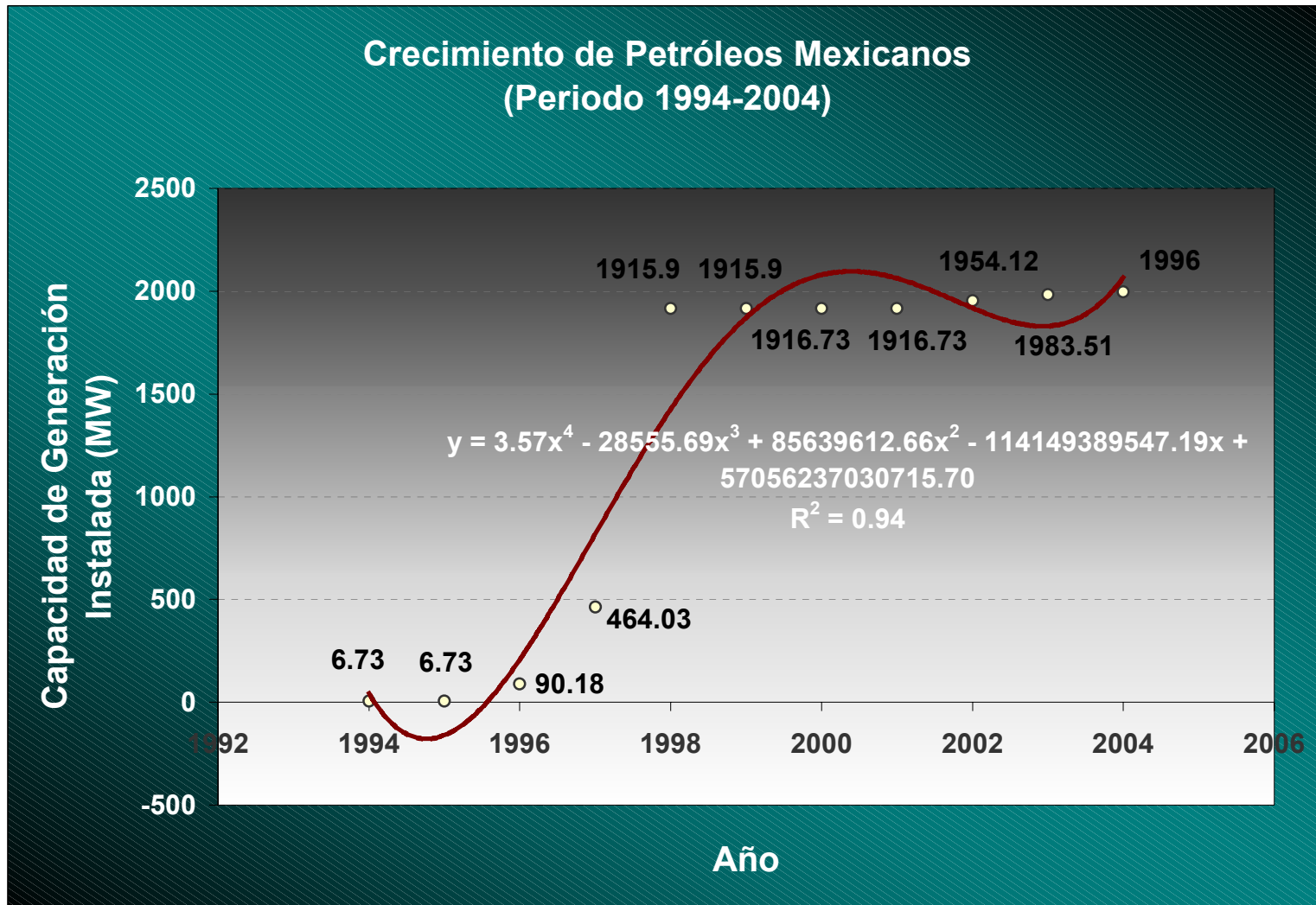


Figura 5.26

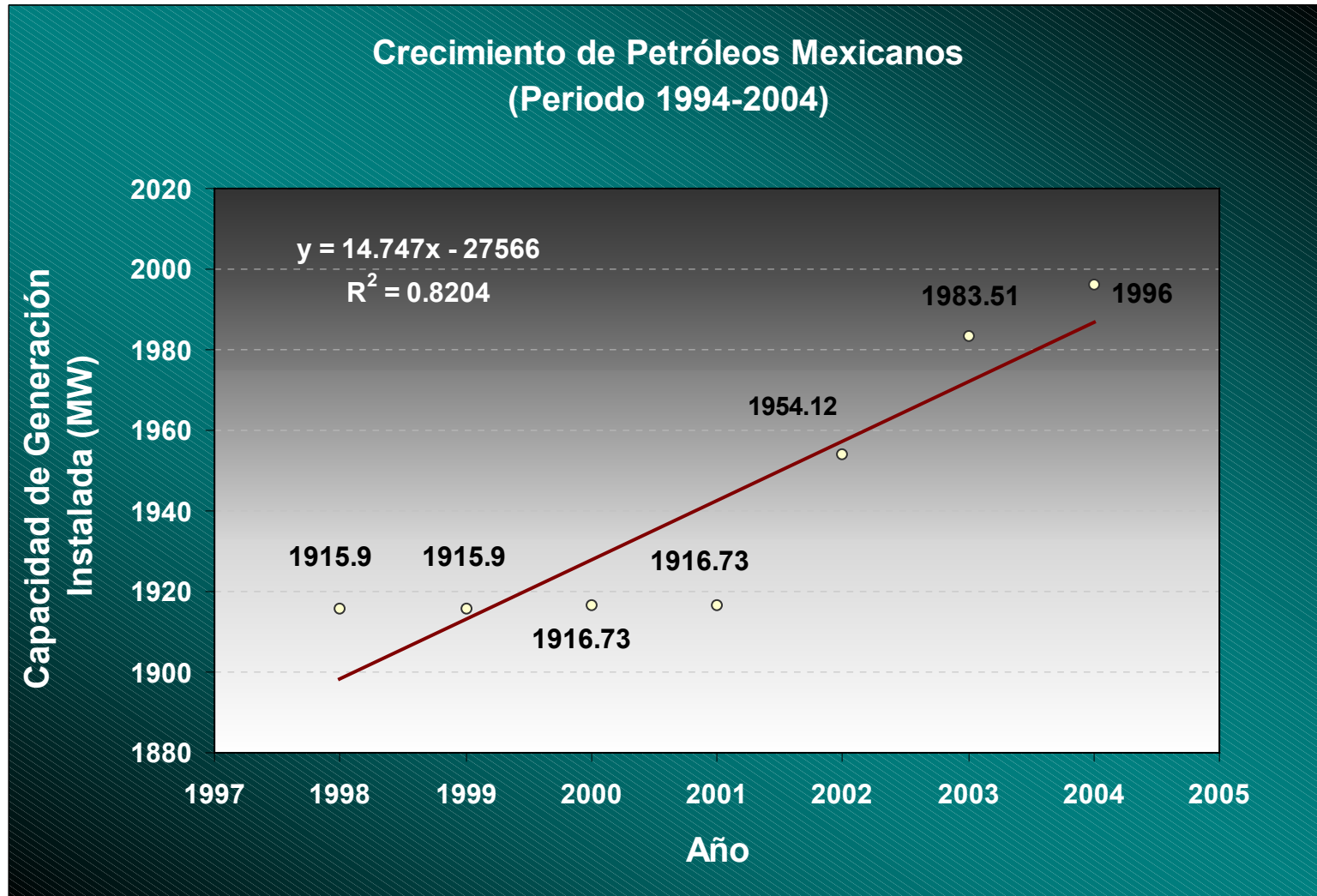


Figura 5.27

CAPITULO NO. 6

PANORAMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA A NIVEL MUNDIAL

6.1 Capacidad instalada mundial de energía eléctrica

La capacidad instalada mundial creció a una tasa promedio anual de 2.1% en el periodo 1990-2001, al pasar de 2,678 GW a 3,365 GW, ligeramente por debajo de la tasa de crecimiento del consumo mundial de electricidad para igual periodo (2.6%). La Figura 6.1 deja ver la destacada participación de las tecnologías a base de hidrocarburos –67%–, mientras que las fuentes primarias no contaminantes contribuyen con casi una cuarta parte del total.

Capacidad Instalada mundial de Generación Eléctrica, 2004 3,365 GW

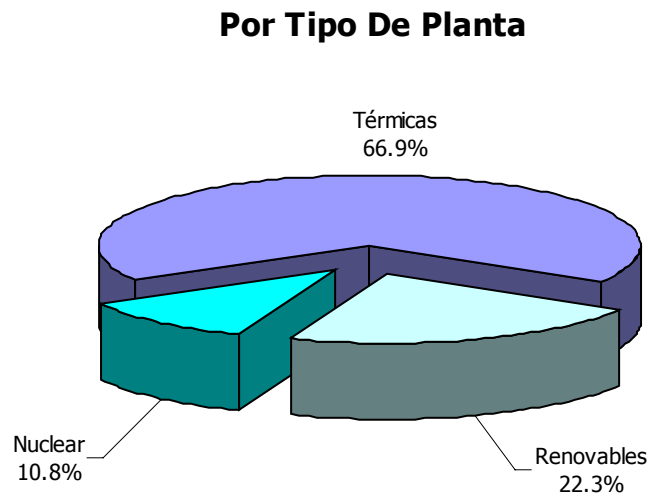


Figura 6.1

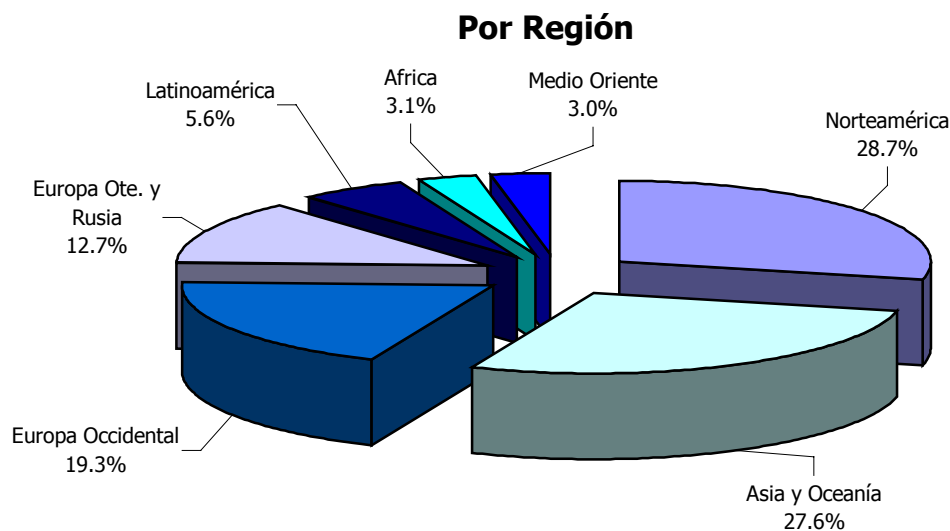


Figura 6.2

Las regiones que sobresalen por su equipamiento en infraestructura eléctrica y que afrontarán con mayor solvencia los aumentos de la demanda futura son: Norteamérica y Asia-Oceanía, con 965 GW y 929 GW respectivamente. Ambas regiones contribuyen con más de la mitad de la capacidad instalada en el mundo.

En la región de Norteamérica se encuentra la mayor capacidad con fuentes renovables de energía, 26% del total; seguido por el área de Asia y Oceanía con 23%. La capacidad instalada que emplea la energía nuclear, ocupa 10.8% de la capacidad global, en la región de Europa Occidental se ubica la mayor proporción con una tercera parte del total. Por países, EUA es el mayor generador de energía nuclear en el orbe, aporta más de una cuarta parte (27.4%) del total.

6.2 Tendencia en los mercados mundiales de combustible para generación eléctrica.

El consumo de energéticos para generación de electricidad en el mundo representó 38% del total de energía demandada en el 2001. A nivel mundial se esperan aumentos constantes en el uso del gas natural para la producción eléctrica en los siguientes años.

Evolución mundial de energéticos utilizados en la generación de energía eléctrica (Peta Joules)

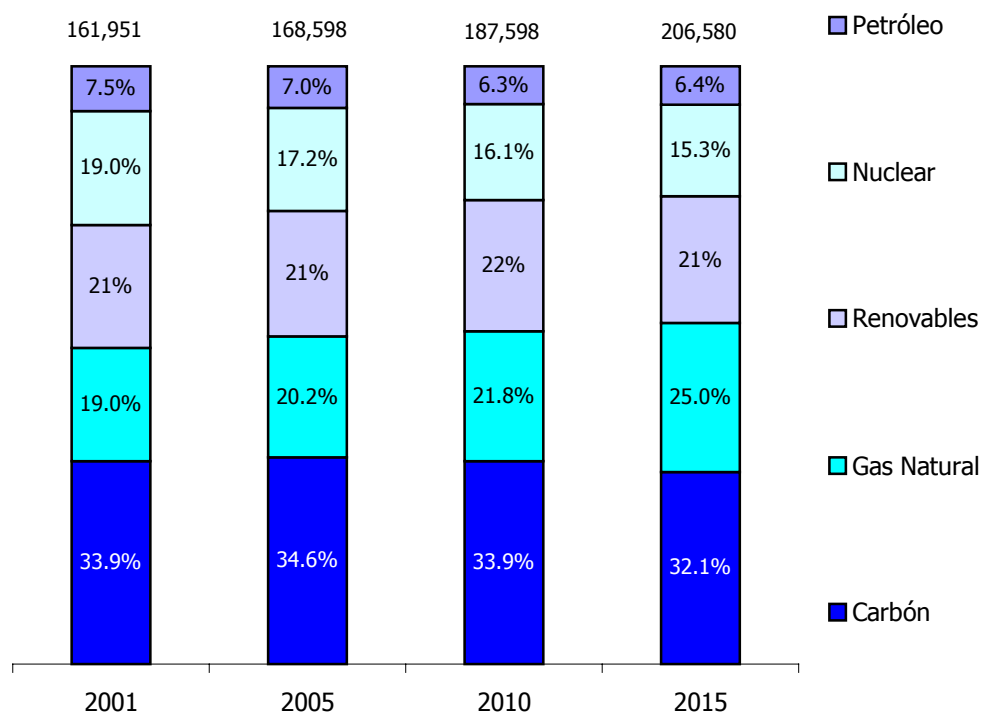


Figura 6.3

Se estima que el carbón continuará conservando la cuota de mercado más grande para la generación eléctrica, pero se espera que su participación disminuya por el incremento en el uso de gas natural. En los mercados globales de electricidad, se pronostica que la energía nuclear se contraerá (mientras que los reactores en naciones industrializadas alcanza el final de su vida útil, y se estima que pocos reactores nuevos se sustituyan). La generación de fuentes de energía renovables proyecta crecer 2.0% en promedio anual durante los primeros 15 años del siglo, sin embargo, su participación en la producción eléctrica total se espera permanezca cerca del nivel actual de 2.1% (Figura 6.3).

La propensión tecnológica en los mercados de energía eléctrica indica una mayor utilización de centrales de ciclo combinado con turbina de gas, por lo que se esperan aumentos importantes en el consumo de gas natural. Promovido por los bajos costos de inversión, los menores tiempos de construcción de las centrales, y el empleo de un combustible ambientalmente limpio y con eficiencias de operación superiores a las tecnologías convencionales. Se estima que el consumo de este combustible se incremente 3.8% promedio anual, al pasar de 30,808 Peta Joules (PJ) en 2001 a 51,592 PJ al 2015.

El gas natural destinado a la generación eléctrica aportó 31.4% del consumo mundial de hidrocarburos en 2001, y al término del horizonte se espera una participación del 35.6%. Se prevé sea el principal sustituto de los hidrocarburos convencionales y del carbón, a pesar de la volatilidad que presenta su precio, su participación dentro del total de energético para generación eléctrica pasará de 19% a 25% en el periodo de análisis.

En países industrializados se espera que el gas natural tenga una mayor contribución en la industria eléctrica, incrementando su consumo 3.4% en promedio anual para el periodo 2001-2015, convirtiéndose en la mejor opción para la nueva capacidad de generación de energía eléctrica, por lo que existe la percepción de una mayor aportación en el total de combustibles empleados para generación eléctrica (pasará de 9.6% a 12.0% en el periodo señalado).

En los países en desarrollo se espera el más rápido crecimiento proyectado en el consumo de este hidrocarburo (5.3% promedio anual), como respuesta al aumento en la demanda para suministro de nuevas centrales eléctricas más eficientes. En el caso de Latinoamérica, se planea que este combustible sea utilizado como una alternativa para diversificar sus fuentes primarias de energía en la producción de electricidad (principalmente las hidráulicas).

El uso mundial de carbón para generación eléctrica representa casi 55% de la demanda total y mantuvo la más alta proporción en el 2001. Respecto a su participación dentro del total de combustibles utilizados en la industria eléctrica, disminuirá de 33.9% a 32.1%. En el periodo 2001-2015 tendrá la mayor participación en el total (entre 34% y 32%). Se tiene la expectativa de que su consumo observe un crecimiento promedio anual de 1.4%.

En el 2001, el consumo global de carbón en países desarrollados (32,601 PJ) representó el doble de la cantidad consumida en países de desarrollo (15,931 PJ), tendencia que se incrementará a lo largo del periodo. Los países que aportan mayor carbón para consumo de la industria eléctrica son: EUA con 40% del carbón demandado para producir electricidad; China y la India proporcionaron conjuntamente 27%. Estos grandes países, en términos de población y de la superficie de su territorio, cuentan con amplios recursos carboníferos que explican 75% del aumento previsto de este combustible a nivel mundial.

Las disminuciones sustanciales en el uso de carbón se proyectan para Europa y Rusia, donde el gas natural (y en el caso de Francia, energía atómica) se está utilizando cada vez más para la producción eléctrica y para las actividades industriales.

La energía nuclear mundial para generación eléctrica proyecta una disminución en el mercado de combustibles para electricidad: pasará de 19.0% en el 2001 a 15.3% al término del periodo de estudio. Aunque se espera que algunas naciones construyan nuevas plantas durante el periodo, los descensos en la capacidad nuclear se proyectan para la mayoría de los países con programas activos de este energético y aunado a ello se retiran plantas obsoletas. Sin embargo, continuará siendo una fuente significativa para generación de electricidad.

La mayoría de las adiciones futuras con esta tecnología se esperan en el continente Asiático: con China, la India, Japón y Corea del Sur que en conjunto agregarán 45 GW en los próximos años. En febrero de 2003, las naciones en desarrollo de Asia contaron con 17 de los 35 reactores nucleares en construcción en el mundo (8 en la India, 4 en China, 2 en Corea del Sur, 2 en Taiwán y 1 en Corea del Norte).

Las fuentes de energía renovable mantendrán su participación en una quinta parte en el consumo de energéticos para producir electricidad, con un crecimiento de 1.7% promedio anual durante el periodo analizado. A pesar de ello, no se prevé que sean económicamente competitivas con relación a los combustibles fósiles en mediano plazo. Se estima que gran parte del crecimiento de estas fuentes resulte de la operación de nuevas instalaciones hidroeléctricas en el mundo.

Actualmente los países asiáticos en desarrollo (China, India, Malasia y Vietnam) construyen o planean magnos proyectos hidroeléctricos. Destacan las primeras unidades del proyecto Tres Gargantas en China que contarán con una capacidad de 18,200 MW, programados para el 2003. Algunas naciones europeas (particularmente Dinamarca y Alemania), están desarrollando proyectos eólicos.

Dentro del mercado mundial de combustibles para producción eléctrica, la tendencia que observan los petrolíferos es a la baja, desde el impacto de los precios del petróleo en 1979. Por lo que se proyecta una participación estable entre 6 y 7% en el consumo mundial de energía y dentro del consumo total de energéticos para generación eléctrica durante los 15 primeros años de este siglo.

La seguridad en el suministro de energía y consideraciones ambientales han influido en la disminución de la demanda mundial de estos combustibles. Sin embargo, se proyecta que el consumo de los derivados del petróleo para la industria eléctrica siga cayendo en los países industrializados, mientras que en los países en desarrollo se prevé que su participación continúe estable, manteniéndose en 3.4% respecto del total de energéticos consumidos en esta industria.

El Medio Oriente aportó la mayoría de derivados del petróleo utilizados en la generación eléctrica con 38% en 2001, y se proyecta caiga ligeramente en el 2015.

6.3 EJEMPLOS

A continuación se presentan algunos artículos en los que se muestra de manera general la situación actual de algunos países de América Latina y Europa.

6.3.1 Avances en materia de ahorro de energía eléctrica en América Latina.

No es posible pensar el mundo moderno sin la disponibilidad de las actuales fuentes de energía. De la electricidad, por ejemplo, depende gran parte de las actividades de la vida contemporánea y ha sido solo por la innovación y desarrollo tecnológico que se cuenta con los recursos técnicos que garantizan la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica que demanda el desarrollo socioeconómico del mundo actual. Las crecientes inversiones son consecuencia del constante incremento en el consumo de energía. En especial en el sector eléctrico, se calcula que en los países en vías de desarrollo se registrará un crecimiento dos o tres veces superior al calculado por los países desarrollados.

La importancia del sector energético y necesidad del ahorro de energía eléctrica

Para entender la importancia y necesidad del ahorro de energía eléctrica, resulta indispensable reconocer el impacto del sector energético sobre los países y su desarrollo, para ello conviene visualizar este impacto desde sus tres dimensiones principales: económica, social y ambiental.

- **Dimensión económica.** Desde este punto de vista, el origen de los recursos energéticos es un factor determinante en la vulnerabilidad de las economías, ya que los países altamente importadores de energéticos son muy sensibles a los precios y a la oferta en los mercados internacionales, lo mismo ocurre con los países exportadores.
- **Dimensión social.** En el ámbito social, el nivel y la estructura del consumo energético es un indicador del nivel de vida de la población. Se ha comprobado que a mayores niveles de electrificación se logran mejoras en los indicadores de desarrollo como esperanza de vida al nacer, alfabetización y mortalidad infantil, entre otros. Es significativo resaltar que el sector energético representa una fuente importante de empleo para la construcción de centrales de generación de energía eléctrica. La cobertura y complejidad de los sistemas eléctricos demanda volúmenes considerables de personal especializado, en particular de ingenieros, además de ser impulsor del desarrollo e innovación científica y tecnológica.

- **Dimensión ambiental.** En lo que corresponde a la dimensión del medio ambiente y recursos naturales, en primer término, es fundamental considerar que en el caso de América Latina la generación de energía eléctrica proviene en su mayor parte del uso de recursos no renovables; lo que provoca un doble efecto, por su lado, el agotamiento de un recurso que tiene otros usos como materia prima, y por el otro, el alto impacto ambiental que provoca la quema de combustibles fósiles para la generación eléctrica.

6.3.1 Avances en materia de ahorro de energía eléctrica en América Latina.

A continuación se presenta una breve semblanza de los esfuerzos realizados por los países que han emprendido acciones de aplicación sistemática en materia de ahorro de energía eléctrica.

Brasil

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (entonces regulador del sector eléctrico), estableció mediante la emisión de una ley, que las empresas distribuidoras inviertan 1% de sus ingresos en actividades de eficiencia energética, tanto en usos finales, como en investigación y desarrollo tecnológico, así como el mejoramiento de la eficiencia energética en generación. Así mismo, PROCEL Programa Nacional de Ahorro de Energía Eléctrica, creado en 1985, funge como ente asesor y ejecutor en materia de eficiencia energética.

Perú

En este país no existe una legislación específica para propiciar la eficiencia energética. En 1996 en el Ministerio de Energía se crea el PAE (Programa de Ahorro de Energía) que realiza diversos esfuerzos para promover el ahorro de energía, principalmente a través de programas educativos y con un programa que le permitió sustituir lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas. Por otro lado en 1985 inició operaciones CENERGIA (Centro de Conservación de Energía y del Ambiente) que ha contribuido en materia de capacitación y ejecución de ahorro de energía, aprovechando donaciones de organismos internacionales. Actualmente, CENERGIA busca su permanencia mediante su autosuficiencia económica.

Costa Rica

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz, principal distribuidora de energía eléctrica del país, lleva a cabo acciones para educar a la población infantil sobre el uso racional de la energía eléctrica. Ha impulsado la comercialización LFC's y el desarrollo de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables.

Panamá

En este país, se ha privatizado totalmente el sector eléctrico. Por lo que la Comisión de Política Energética, dependencia gubernamental, tiene la responsabilidad de impulsar la eficiencia energética. Actualmente, dicha Comisión esta en proceso de implementar un programa nacional en la materia, el cual contempla en una primera etapa el sector público, para posteriormente dirigirlo al sector privado, incluyendo a los usuarios domésticos.

Colombia

En el año 2002 se publicó la Ley de Eficiencia Energética, la cual establece la obligación de instrumentar acciones para impulsar el ahorro de energía en el país. Con este propósito, el Ministerio de Energía ha integrado un grupo de trabajo en el que participan organismos industriales y empresariales del país, instituciones de educación superior, organismos responsables del desarrollo tecnológico, así como otras dependencias gubernamentales para diseñar un plan a este respecto.

México

A fin de garantizar un suministro adecuado y oportuno de energía, considerando el acentuado ritmo de crecimiento registrado en la década de los años 80, a partir de 1990 se planteó como un objetivo prioritario el ahorro de energía eléctrica, para lo cual a iniciativa de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se creó el FIDE (Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica) como un organismo de participación mixta, con el propósito de impulsar la optimización del uso de la electricidad, tanto en la producción de bienes y servicios, como en su aprovechamiento para usos finales.

6.3.2 Políticas para el rendimiento energético y uso de fuentes renovables en Brasil.

Los países en vías de desarrollo necesitan aumentar el consumo de energía, para obtener desarrollo social y económico, pero los recursos energéticos y las tecnologías que eligen así como la distribución de estos entre sus poblaciones, afectará en el futuro sus condiciones de vida. Estas opciones también tendrán un efecto dramático en el clima.

Brasil es el quinto país más poblado del mundo con 172 millones de habitantes. Y es la novena economía más grande, con un Producto Interno Bruto (PIB) de aproximadamente US\$3,300 en el 2000. Esto hace de Brasil un país de ingreso medio y el más grande de Latinoamérica en términos de economía, población y extensión. Se encuentra altamente urbanizado ya que casi 80% de la población vive en áreas urbanas de las cuales 10% vive en Sao Paulo. Brasil tiene una distribución de ingresos no equitativa y altos índices de pobreza en algunas regiones, principalmente en el noreste y áreas rurales.

El uso de la energía en Brasil aumentó en los últimos 25 años, casi 250% entre 1975 y 2000.

El desarrollo de la industrialización incluyendo el gran crecimiento de algunas empresas de alto consumo de energía, tales como las de producción de aluminio y de acero, los servicios de energía doméstica y comercial, fueron las principales causas del incremento en el uso de la energía.

Brasil amplió su parque de plantas hidroeléctricas, con una capacidad hidráulica total de 16 GW en 1975 a 60 GW en el 2000. las hidroeléctricas abastecieron 90% del total de la electricidad y 39% de toda la energía consumida en el país en este año. El petróleo es la segunda fuente más grande de energía, con 34% de uso total. Esfuerzos en la sustitución del combustible, así como la conservación, limitaron el crecimiento en el consumo de los productos derivados del petróleo en los últimos 25 años. El carbón y el gas natural son fuentes de energía de menor importancia en Brasil, aunque la de gas natural ahora esta aumentando.

Con su alta dependencia hidroeléctrica y bioenergética, las fuentes renovables de energía representaron 56% del suministro total en el 2000. este es un porcentaje muy alto de energía renovable para un país en desarrollo de ingresos medios. Además, la leña representó solo 5% de toda la energía y menos del 10% del total de la renovable en 2000.

Durante los años 90, la política energética se concentró en privatizar y reestructurar, tanto la producción del petróleo como los sectores de energía. También se realizó un esfuerzo para estimular el desarrollo y la utilización de gas natural. Estas iniciativas han tenido un éxito mediano, ya que hasta ahora la privatización del sector eléctrico y la reestructuración están en desarrollo.

Estas situaciones condujeron a una baja inversión para nuevas instalaciones de generación y transmisión durante los últimos años, que contribuyeron a una escasez severa de energía en el 2001. La fuente de gas natural está aumentando, pero la demanda no ha emparejado al suministro, debido en parte al alto costo de las importaciones de gas.

Brasil ha realizado con éxito algunas, pero no todas las políticas energéticas, sobre todo en los últimos 25 años. Las políticas para aumentar fuentes de energía renovables modernas y el suministro doméstico del petróleo fueron muy acertadas. Las políticas para aumentar el rendimiento energético y el uso del gas natural que se amplió fueron acertadas.

No obstante, una variedad de nuevas políticas e iniciativas podría ayudar a Brasil a avanzar social y económicamente, así como alcanzar otros objetivos importantes.

Objetivos

Un país como Brasil tiene objetivos de política energética que inere4sa a los estados Unidos y otras naciones industrializadas. Entre estos están: diversificar sus fuentes, reducir su dependencia de la importación y disminuir la ineficacia y gasto de la energía.

Pero Brasil y otros países en vías de desarrollo también tienen algunas prioridades para asegurar abastecimientos adecuados y evitar la escasez; los requisitos son establecer límites de inversión para resolver las necesidades del servicio y fomentar el desarrollo social. La gama de los objetivos de la política energética en Brasil se expone a continuación.

Diversificación de los abastecimientos de energía

Conforme a lo observado, las fuentes de energía en Brasil están conformadas por energía obtenida del petróleo y agua. La alta dependencia del petróleo hace a Brasil vulnerable a los aumentos del precio.

Brasil depende en gran medida de las centrales hidroeléctricas, y debido a las sequías periódicas, es vulnerable a la falta de electricidad. Brasil ya experimentó una escasez de energía en 2001, por una inadecuada inversión en la producción de electricidad, que junto con las condiciones de sequía, redujeron la oferta de la

energía de las centrales hidroeléctricas y requirieron que 20% de los consumidores, redujera el consumo de electricidad.

Esta escasez limitó el desarrollo económico y tuvo consecuencias sociales, que afectaron la seguridad pública. La diversificación de las fuentes de energía reduciría el riesgo de la escasez o de las variaciones del precio en el futuro.}

Reducir las inversiones del sector de energía

Las inversiones en el sector de energía promediaron cerca de 9% de inversiones de capital total en Brasil durante los años 90%. La mayor parte de la inversión para el suministro ahora es proporcionada por el sector privado o por las compañías propiedad del gobierno como es Compañía Nacional del Petróleo. Pero una parte de la inversión todavía proviene del sector público. El suministro de energía es costoso y reduce los recursos de otra áreas críticas, incluyendo el cuidado médico, educación y vivienda. Reducir la inversión total y prevenir las necesidades futuras del servicio de energía, podrían beneficiar a Brasil económica y socialmente.

Reducir la dependencia en las importaciones de la energía

Brasil ha ampliado su producción petrolífera en los últimos 25 años, pero aun mantiene importaciones principalmente del petróleo y sus derivados, pero las de electricidad y gas natural también están aumentando.

Las importaciones provocan altos precios y dañan la balanza comercial. Brasil tuvo un déficit total de cerca de \$5 mil millones por año en promedio de 1997 a 1999, con las importaciones netas del petróleo y sus derivados que costaron \$4,400 millones por año en promedio. La reducción de las importaciones de energía proporcionaría más empleo en Brasil.

Aumentar la eficiencia en el uso de energía

Algunos consumidores y negocios han mantenido el uso eficiente de la electricidad, como resultado de los esfuerzos del Programa Nacional de Conservación de la Electricidad (PROCEL) en respuesta a la falta de electricidad en 2001. pero muchas industrias, negocios y casas, continúan desperdiciando la energía debido a los procesos industriales, equipo, vehículos y edificios ineficaces.

En el sector doméstico, usar aplicaciones eficientes podría reducir el uso de la electricidad en casi 30% lo cual apoyaría el ahorro económico de los usuarios de energía eléctrica, reduciendo el riesgo de la escasez.

Desarrollo y despliegue de fuentes de energía renovable

Brasil tiene abundantes recursos energéticos renovables, incluyendo el viento, la energía solar y los recursos bioenergéticos. La utilización de esta última, puede ayudar a diversificar los suministros, estimular nuevas industrias, crear trabajos y contribuir al desarrollo económico y social de las regiones más pobres del país.

Reducir las consecuencias adversas para el medio ambiente

Los estudios demuestran que la contaminación del aire por el uso de combustibles fósiles esta matando y enfermando a miles de brasileños cada año. La energía atómica genera desechos radioactivos. Además, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) han aumentado y están contribuyendo al calentamiento global del planeta. Reducir este tipo de emisiones, mejoraría la calidad del aire y la salud pública, al mismo tiempo que proporcionarían otras ventajas ambientales.

Contribuir al desarrollo social

Alrededor de 2.2 millones de hogares (cerca del 5% del total en Brasil) no tenían servicio de electricidad en 1999. algunas familias de bajos ingresos, todavía usan la madera como fuente de energía. El acceso y aumento en el uso de las fuentes de energía modernas, reducirían la desigualdad social y regional, crearían oportunidades de trabajo en áreas subdesarrolladas y evitarían la destrucción de los bosques de los cuales se extrae la leña.

Políticas

De las 12 políticas energéticas nacionales que se propusieron como parte del "Panorama Limpio de Energía para Brasil", solamente se mencionaron las correspondientes al sector eléctrico. Estas iniciativas específicas aumentan el uso del rendimiento energético o de la energía renovable en su mayor parte.

Adoptar los estándares mínimos de eficiencia para las aplicaciones, los motores y los productos de iluminación

Los estándares mínimos de eficiencia se podrían aplicar para todos los aparatos electrodomésticos nuevos (refrigeradores, congeladores, lavadoras y aire acondicionado), productos de alumbrado (lámpara fluorescentes y balastos) y motores. De esta forma los consumidores comprarían automáticamente productos eficientes sin necesidad de educarles y de convencerlos para que lo hagan.

En septiembre del 2001, el congreso brasileño adoptó la legislación que autoriza y ordena al gobierno federal a establecer los estándares mínimos obligatorios de eficiencia en los motores y los productos de iluminación. El primer sistema de estándares de eficiencia, los motores eléctricos fueron publicados a finales del 2002.

Es razonable asumir que los estándares de eficiencia brasileños podrían ser similares a los adoptados en Norteamérica. Los estándares de eficiencia pudieron generar ahorros de la energía del 20 al 30% en promedio para los refrigeradores, congeladores, acondicionadores de aire y los productos nuevos de iluminación.

Adoptar los estándares de energía para edificios comerciales nuevos

La demanda energética del sector comercial en Brasil creció casi 8% por año en promedio, entre 1995 y 2000.

La demanda comercial de la electricidad del sector se proyecta para aumentar en el futuro 6% por año, si los códigos de la energía y otras políticas para promover un uso más eficiente de la electricidad no se adopten.

Se asume que esta política podría eliminar entre 10 y 15% del crecimiento futuro en demanda de electricidad en edificios comerciales del sector público y privado.

Adopten los estándares mínimos de eficiencia para las nuevas plantas termoeléctricas

Brasil ha buscado aumentar las fuentes de electricidad de las plantas termoeléctricas, pero carece de reservas de alta calidad de carbón y el desarrollo de gas natural fue limitado hasta hace poco tiempo. La fuente creciente de gas natural ha provocado la construcción de centrales eléctricas de gas natural, sin embargo, ha sido lenta debido a las incertidumbres reguladoras y otros factores. La gran mayoría de ellas, propuestas o bajo construcción, son de ciclo simple y muestran una eficiencia de 30-35% en lugar de 50-55% alcanzado por las plantas avanzadas de ciclo combinado. El estándar de eficiencia mínima se podría adoptar para todas las centrales eléctricas de gas nuevas que entran en operación.

Adoptar una cultura industrial de reducción de la intensidad energética

Un estudio indica que es factible reducir el uso de la energía 30% o más, en una amplia gama de industrias de energía intensiva. Para facilitar la conformidad y ayudar a las compañías, PROCEL y el gobierno podrían proporcionar ayuda técnica y financiera, a través del entrenamiento y de incentivos fiscales industriales para las inversiones en equipo industrial avanzado. Esta política es similar a los acuerdos voluntarios industriales exitosos puestos en ejecución en Alemania y en los Países Bajos.

Usar el poder del viento

La energía eólica se ha utilizado en escala reducida para bombear agua. El uso de viento para generar electricidad comenzó en 1992 en Fernando de Noronha, en una isla de la costa Nordeste de Brasil.

Varios proyectos en la gama del tamaño de 1-10 MW fueron instalados entre 1992 y 1999. pero la energía del viento no llegó a ser establecida en Brasil durante los años 90, como se hizo en otros países, debido a una variedad de barreras, incluyendo las regulaciones que definían términos de la interconexión y tarifas para usos general de la compra.

Brasil tiene potencial sustancial en energía eólica en áreas costeras cerca de centros de la población y en algunas regiones interiores. Se estima que el estado de Ceara solamente tiene 25,000 MW de potencial, la cual esta por convertirse en una fuente significativa de electricidad en Brasil.

6.3.3 La reforma del sector eléctrico Argentino

Situación previa a la reforma del sector eléctrico

En los momentos previos a la transformación de 1992 el sector eléctrico argentino presentaba las siguientes características:

1. La capacidad instalada de generación excedía significativamente la demanda desde 1975 en adelante. Esto se debió a que los planes de expansión del sistema eléctrico se basaron en los fuertes crecimientos de la economía observados en la década de los 60. la demanda creció al 11% anual durante 1968_1973 y el exceso de capacidad resultó del orden del 40% durante la década de los 80.

No obstante, la capacidad potencial no estaba totalmente disponible. La indisponibilidad del sistema creció de 15% en 1981 a 35% en 1988 y 1989, siendo las plantas térmicas las que presentaron mayores índices en este sentido (valores entre 40 y 50% en 1988-1991). La baja disponibilidad se debió tanto a la obsolescencia de los equipos como a su inadecuado mantenimiento de rutina.

2. Las inversiones totales en el sector eléctrico tuvieron un promedio de más de 7,000 US\$/kW de demanda incremental entre 1970 y 1991. estos valores son mucho más altos que los promedios mundiales (1,800–2,000 US\$/kW) y se debieron a los requerimientos de la excesiva capacidad de generación.
3. La construcción de centrales eléctricas empezó a desmoronarse, principalmente por la disminución de la demanda esperada, y por las recurrentes crisis financieras del Estado. Las suposiciones de inversiones de capital con préstamos a tasas bajas de interés no se cumplieron y los costos reales de capital resultaron mucho más elevados de lo previsto. Esto, combinado con las demoras, ocasionó sobrecostos en las inversiones. Además, los costos de las inversiones en plantas hidroeléctricas y nucleares, comparadas con las plantas de gas natural, se estimaron incorrectamente y como resultado la mayoría de la adición de capacidad se llevó a cabo en hidroeléctricas y en nucleoeléctricas, implicando altos costos de inversión.

4. Las compañías eléctricas en su conjunto (estatales en ese entonces) operaban con pérdidas en ese periodo, con elevadas cargas financieras que contribuían al déficit de las cuentas públicas. En parte, por la paulatina politización de las gerencias de las empresas del sector, con decisiones que no estaban adecuadamente relacionadas con una buena gestión de una empresa eléctrica. Adicionalmente, las tarifas se fijaron con base en consideraciones políticas, asociadas al manejo arbitrario de los índices de inflación, y con escasa relación con los costos operativos.
5. Las pérdidas "no técnicas" eran extremadamente altas. Los valores presentaban un rango entre 16 y 18% hasta 1982, y se fueron incrementando hasta 22-24% entre 1989 y 1991.
6. Escasas o nula preocupación al impacto ambiental producido por la generación, transmisión, distribución y uso final de la energía eléctrica.
7. Total ausencia, a partir de 1989, de políticas para promover el uso eficiente de la electricidad. En el periodo previo a dicho año sólo había existido, como política de uso eficiente de los recursos energéticos, un Programa de Conservación de Energía y Promoción de Fuentes Renovables. Este programa se puso en marcha en el año 1985 mediante un Decreto.

Los fundamentos de la reforma

El objetivo básico de la reforma fue la eficiencia económica, mediante fuertes cambios estructurales en la organización y funcionamiento del sector eléctrico.

Estos cambios consistían fundamentalmente en:

- a) La venta al sector privado de las empresas de propiedad estatal.
- b) La división del sector concluyendo con la integración vertical de las empresas.
- c) La introducción de competencia.
- d) El reemplazo de la planificación centralizada por decisiones del mercado en cuanto a producción e inversiones.

La transformación

Las reformas fueron llevadas a cabo por miembros de la Secretaría de Energía en conjunto con las tres compañías de alcance nacional que fueron privatizadas (SEGBA, Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, Agua y Energía e HIDRONOR, Hidroeléctrica Norpatagónica), de los integrantes del Centro de Despacho de Cargas, del Consejo Federal de energía (CFE), responsable de las relaciones con los gobiernos provinciales.

El proceso fue supervisado por una agencia interministerial con ingerencia en las empresas públicas. La agencia es la Sindicatura General de Empresas Públicas (SIGEP) y por una Comisión Parlamentaria.

El sector eléctrico bajo control estatal fue dividido primero en "unidades de negocio", consistentes en una o más plantas o centrales para las futuras empresas de generación o en áreas de concesión para las futuras compañías distribuidoras de energía eléctrica. La red de transmisión en alta tensión fue privatizada como una unidad por razones de escala. Los principios guía definieron que las centrales serían vendidas en forma directa, en tanto que las concesiones para distribución y transmisión lo sería para un número de años determinado, luego de los cuales podrían ser renovadas.

Al inicio se ofrecieron en concesión únicamente las actividades de distribución para el área metropolitana de Buenos Aires (Capital Federal y conurbado). Cada unidad de negocio fue privatizada a través de licitaciones en las cuales no se fijaron precios mínimos como base.

En algunos casos, la valuación fue utilizada para fijar un valor "cash" mínimo. Y la mayoría del pago se realizó mediante títulos de la deuda externa argentina.

La empresa SEGBA se dividió en tres áreas de distribución y en cuatro unidades de negocio de generación. Una de ellas, para citar como ejemplo, fue adquirida por un consorcio formado por tres compañías de origen chileno, cuya oferta ganadora fue de 92 millones de dólares en efectivo.

Respecto a la otra gran empresa pública que antes de la privatización cubría no solamente generación y transmisión sino distribución e irrigación pasaran a las provincias involucradas, las que fueron alentadas a realizar un proceso de privatización análogo, llevado a cabo a nivel nacional.

El sistema constitucional argentino es de carácter federal; es decir, cada provincia cuenta con atribuciones que no delega. En consecuencia, el Estado nacional no podía "obligar" a las provincias a privatizar sus empresas eléctricas. De hecho, hoy en día muchas de ellas no lo han hecho y, con toda seguridad, no lo harán en el contexto político, económico y social vigente.

La más grande de las privatizaciones provinciales tuvo lugar en la Provincia de Buenos Aires. La empresa ESEBA (Empresa Social de Energía de Buenos Aires) cubría un territorio de alrededor de 300,000 km² con 1.5 millones de consumidores, de los cuales 40% era cubierto por cooperativas eléctricas.

Las ocho centrales térmicas tienen una capacidad de generación superior a 1,000 MW, en tanto que sus líneas de transmisión y sus sistemas de distribución se extendían por unos 10,000 km. Al igual que en el caso de SEGBA, la compañía se dividió en tres compañías de distribución, una de transmisión y una de generación.

Un punto fundamental del proceso de privatización es que la generación, la transmisión y la distribución sean responsabilidades de diferentes empresas, lo cual mantiene la separación vertical de las compañías y reduce las posibilidades de prácticas monopólicas.

En cuanto a las centrales nucleares existentes, su futuro, en el marco de la reforma, estuvo sujeto a profundo análisis, dado que las tecnologías involucradas son de alto riesgo y generan residuos peligrosos de manejo delicado, asunto que escapa a una visión de mera eficiencia económica.

La Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) representa una importante infraestructura de investigación y desarrollo en áreas que van mucho más allá que la generación de electricidad (especialmente en el área de medicina). Se decidió entonces dividir a la CNEA en dos unidades:

- a) Nucleoeléctrica, S.A., destinada a operar las dos plantas nucleares existentes y a terminar la muy demorada construcción de la tercera (Atucha II) y
- b) CNEA "residual", como un laboratorio nacional.

A pesar de que Nucleoeléctricas, S.A. estuvo en oferta largo tiempo, ningún consorcio privado demostró interés en su adquisición, debido probablemente a los compromisos que se deberían asumir respecto a la gestión de los residuos nucleares.

Argentina cuenta con avances significativos derivados de la desregulación y privatización del sector eléctrico. La industria ha sido dividida verticalmente, separando las funciones de generación, transmisión y distribución entre distintas compañías.

En cada nivel, las compañías han sido también divididas horizontalmente, introduciendo la competencia en el caso de compañías generadoras. Las compañías de transmisión y distribución permanecen como monopolios regulados,

a excepción de grandes usuarios /demanda de 100 kW) que puede comprar energía de manera directa de las compañías generadoras, pagando un cargo a las compañías de transmisión y distribución.

Según muchos indicadores, la transformación del sector energético ha sido exitosa. La competencia ha bajado el costo de la electricidad en el mercado mayorista, y la generación se ha vuelto más confiable y energéticamente eficiente. Ha habido inversión significativa en el sector privado y se satisfizo la demanda. La calidad de los servicios de transmisión y distribución ha tenido una notable mejoría y el robo de electricidad se ha reducido significativamente.

Una de las áreas donde la transformación no ha sido muy efectiva es el uso eficiente de la electricidad.

En el periodo donde se iniciaron las transformaciones del mercado eléctrico se empezó en forma simultánea, un Programa de Cooperación Técnica sobre Uso Racional de la Energía entre el Gobierno argentino, a través de la Secretaría de Energía y la Unión Europea, representada por el Instituto Catalán de Energía. El Programa URE RA/UE estaba orientado a generar proyectos demostrativos de eficiencia energética, tanto en el sector térmico como eléctrico y a incrementar la difusión de estas actividades en los diferentes sectores de consumo.

Si bien sus resultados en algunas aplicaciones fueron muy interesantes, el esfuerzo quedó frustrado por una errónea decisión del nuevo gobierno que asumió en Argentina en diciembre de 1999, el cual, simplemente desarticuló toda la estructura existente en la Secretaría de Energía vinculada al uso racional de la energía.

En la actualidad, y desde fines de 2002 se volvió a conformar en la Secretaría de Energía un grupo técnico sobre estos temas, con apoyo de la Agencia Alemana de Cooperación Técnica (GTZ) para trabajar en la mejora de la eficiencia energética y productiva en la Pequeña y Mediana Empresa Argentina.

También se ha diseñado un Programa de Ahorro de Energía Eléctrica con la colaboración de una consultora privada europea con asistencia económica de la GTZ.

Las acciones principales están orientadas al uso eficiente de la electricidad, a estudios sobre tarifas que promueven el uso eficiente de la electricidad, a la promoción del uso eficiente mediante una Ley de Eficiencia Energética y al desarrollo de normas y etiquetas de eficiencia en equipamientos electrodomésticos.

6.3.4 Energías Renovables en Alemania

En la actualidad, las energías renovables representan el 8% del suministro eléctrico en Alemania. Los planes del Gobierno federal son que en 2010 alcancen el 13% y lleguen al 20% en 2020.

El sector se ha visto beneficiado a partir de 1998, especialmente por la ley que obliga a las empresas a comprar prioritariamente electricidad generada por fuentes renovables. Quienes producen energía en su propia casa, tienen la garantía por parte del Estado de que pueden vender su "producto" a precios fijos durante 20 años. Ello ha creado un gran auge en la producción de energía limpia.

Para el periodo 2005-2010 el Gobierno Federal ha destinado cerca de 800 millones de euros a la investigación científica en el país. Dicha investigación va a estar enmarcada en políticas de desarrollo duradero.

La importancia económica de esta industria ha aumentado notablemente. En 2004 había 130.000 personas empleadas en el sector de las energías renovables en el país, especialmente en empresas pequeñas y de mediano tamaño.

Adicionalmente en 2001 se aprobó la ley que prevé que todas las centrales nucleares se cierren tras un periodo de 32 años. La idea es que en 2020 no se utilice la energía nuclear en ninguna parte del país.

Energía eólica

Alemania es el país líder del mundo en energía eólica (más de 12.000 MW instalados). Un tercio de la energía eólica del mundo se está generando en este país. Se planea crear la primera planta eólica marina alemana el año 2005. Esta planta se construirá en el Mar del Norte en la Isla Borkum.

El crecimiento medio anual del mercado europeo de la energía eólica es de un 35%. Además Europa aporta el 75% de la energía eólica mundial, con Alemania y España como países líderes. El mercado eólico ha ayudado a generar en la Unión Europea más de 50.000 puestos de trabajo.

Según Greenpeace, la energía eólica marina podría abastecer a todos los hogares europeos en 2020. La instalación de 50.000 turbinas eólicas en los mares europeos podrían generar suficiente energía para satisfacer las necesidades de 150 millones de hogares europeos. Además, el desarrollo de todo este potencial permitiría crear tres millones de empleos en toda Europa.

Alemania iguala en energía eólica a toda la energía eléctrica convencional generada en la Argentina. En el Estado federado más septentrional, Schleswig-Holstein, ubicado entre el Mar del Norte y el Báltico, la energía eólica cubre aproximadamente una

cuarta parte del consumo neto de electricidad; a escala nacional, esta marca es del 3,5 por ciento.

Los terrenos para fundar nuevos parques eólicos se van acabando, por lo que en vez de crear nuevos lo que se está haciendo es modernizarlos. Esto provoca un creciente número de molinos desplazados. Muchos tienen menos de 10 años de uso y funcionan perfectamente. A pesar de ello buena parte es desmontada.

La mayor parte de la maquinaria desmontada se vende a países de Europa del Este que aprovechan estas instalaciones para iniciarse en el campo de la generación de energía eólica. También se registran las primeras muestras de interés por parte de países del sudeste Asiático como Vietnam, China y Sri Lanka.

Alemania negocia con la India una cooperación bilateral en el área de las energías eólicas. Enercon India (filial del líder alemán en la energía eólica), alcanzó en 2004 una participación de 25 % en el mercado de las instalaciones de energía eólica en la India.

En 2004, las exportaciones alemanas de plantas eólicas fueron por primera vez mayores que las ventas en el mercado interno. Según pronósticos del *Instituto Alemán de la Energía Eólica*, la generación global de energía eólica se duplicará de ahora al 2012 y las inversiones en este sector alcanzarán los 130.000 millones de euros.

Energía solar fotovoltaica

Alemania es en la actualidad el segundo productor mundial de energía solar fotovoltaica tras Japón, con cerca de 5 millones de metros cuadrados de colectores de sol, aunque sólo representa el 0,03% de su producción energética total. Las ventas de paneles fotovoltaicos han crecido en el mundo al ritmo anual del 20% en la década de los noventa. En la UE el crecimiento medio anual es del 30%, y Alemania tiene el 80% de la potencia instalada.

La mayor central de energía solar del mundo se inauguró el 9 de septiembre de 2004 en la ciudad de Espenhain, cerca de Leipzig. Con 33.500 paneles solares modulares monocristalinos y una capacidad de producción de 5 MV, la central será suficiente para abastecer a 1.800 hogares. La inversión ascendió a 20 millones de euros, según Shell Solar y Geosol, las firmas constructoras.

Para 2005 se tiene prevista la puesta en funcionamiento de un campo de energía solar aun mayor en Arnstein (Franconia) donde se instalarán usinas solares que generarán energía para un total de 3.500 hogares tras una inversión superior a los 70 millones de euros provenientes de el sector privado.

El mayor fabricante europeo de productos fotovoltaicos es la compañía alemana *RWE SCHOTT Solar* con sede en Alzenau (Baviera). Esta compañía posee la planta de producción fotovoltaica más moderna y completamente integrada del mundo. En 2003, la compañía generó unas ventas netas de 123 millones de euros y tiene más de 800 empleados.

Además Friburgo es la sede de ISES (Sociedad Internacional de Energía Solar).

Coches ecológicos

Mientras que en 1997 había en Alemania 2.000 automóviles propulsados con gas, en el 2004 son 20.000. A pesar de las ventajas tributarias de esta clase de coche, - el impuesto al gas es menor que el de la gasolina- sigue siendo relativamente costoso. Actualmente hay una red de sólo 400 estaciones distribuidoras de gas vehicular en toda Alemania. Se estima que para el 2007 sean cerca de 1.000.

El consorcio DaimlerChrysler entregó en agosto de 2004 al canciller, Gerhard Schröder, un Nocar 5 que funciona con hidrógeno. Sin embargo las nuevas tecnologías basadas en el uso de hidrógeno apenas estarán suficientemente desarrolladas hacia el año 2010.

Banco ecológico

Umweltbank, se especializa en proyectos ecológicos. El banco con sede en Nuremberg, logró en 2004 un superávit de cerca del 40 por ciento gracias a un crecimiento del 10 por ciento en su cartera de clientes. La entidad invierte exclusivamente en proyectos ecológicos, como la construcción de hogares ecológicos, proyectos de energía solar y eólica.

Ökocity

Es un proyecto de cooperación germano-japonesa que planifica el establecimiento de una urbanización de construcción ecológica en la metrópoli industrial Kitakyushu. Para el año 2006 se prevé el inicio de los trabajos de construcción de una urbanización con 30 a 50 casas.

El proyecto se complementa mediante un intercambio científico con estancias de investigación de expertos alemanes y japoneses en ambos países.

Por parte de Alemania esta la participan el Centro Ecológico de Renania del Norte-Westfalia y como coordinador del proyecto la empresa alemana ECOS Japan Consult.

6.3.5 Programa Francés de Desarrollo de la Energía Eólica: "EOLE 2005".

El programa francés de desarrollo de fuentes de energías alternativas, llamado EOLE 2005", prevé un gran aumento de la producción eléctrica francesa proveniente de generadores eólicos.

Basado en la experiencia inglesa, se trata de un proyecto muy importante de parques eólicos consistente en aerogeneradores situados en franjas de litoral con gran potencial eólico y parques eólicos "off-shore" ya que en un futuro no lejano la demanda de energía tendrá que verse subsanada mediante la instalación de este tipo de parques motivada por la falta de sitio en emplazamientos terrestres y por un mejor aprovechamiento del recurso eólico en alta mar.

La tendencia en este sector, liderada por los constructores alemanes, es la generación de energía "off-shore" (mar abierto) que está creciendo en importancia a nivel europeo; mientras que el desarrollo en líneas costeras crece de manera más lenta en manos de pequeños fabricantes.

Por último, se aprecia un aumento en la concentración entre empresas del sector mediante acuerdos de cooperación como pre-requisito importante de cara a ser competitivos frente a los grandes productores de electricidad.

Objetivos.

El Programa "EOLE 2005" se creó en febrero de 1.996 por el Ministerio francés de Industria conforme al objetivo del Gobierno francés de diversificación de fuentes de energía eléctrica favoreciendo la creación de instalaciones de parques eólicos.

Este programa se inscribe dentro de la promoción de energías renovables con doble finalidad energética e industrial.

El objetivo es incrementar la potencia eólica francesa desde los 10 MW instalados en Francia al principio de 1996 hasta un nivel comprendido entre 250 y 500 MW para el 2005. Se prevé crear un millar de puestos de trabajo para la próxima década.

"EOLE 2005" está dirigido a la explotación de los recursos eólicos franceses, el segundo en importancia en Europa, demostrando la capacidad de la tecnología eólica de producir electricidad competitiva. El objetivo es cubrir una parte importante de las necesidades eléctricas del territorio metropolitano.

En cuanto a la industria, se trata de aprovechar la oportunidad de un mercado mundial en fuerte crecimiento (de 200 MW en 1990 a 20,000 MW en 2000).

EDF (Electricité de France) es quién, en nombre del Gobierno Francés, gestiona el proceso de adjudicación de las concesiones y ejerce una actividad importante de asesoramiento respecto a los distribuidores de electricidad extranjeros que se muestran interesados en optar a las licitaciones.

A raíz del anuncio del programa se han puesto en marcha en Francia varios proyectos industriales de fabricación de aerogeneradores de gran potencia. Durante 1996 la Agencia para el Medio Ambiente y el Dominio de la Energía (ADEME), organismo involucrado en el programa, desarrolló dos proyectos:

- Desarrollo de un nuevo tipo de generador eólico (potencia de 1,2 MW a 1,5 MW).
- Desarrollo de un aerogenerador Vergnet de 150 a 200 kW que permite el acoplamiento a pequeñas redes diesel.

ADEME sostiene dos ejes principales de la estrategia industrial:

- Desarrollo de una gama de aerogeneradores de pequeña potencia para lugares de condiciones extremas (zonas de ciclones).
- Desarrollo de la oferta de componentes y sistemas franceses para aerogeneradores de mediana y gran potencia dentro del cuadro de alianzas con los grandes constructores europeos, en particular, en todo lo referente a componentes electromecánicos y palas de fibra de carbono.

En octubre de 1996 ADEME y EDF redirigieron el Acuerdo de 1993 de coordinación de sus esfuerzos de búsqueda y promoción de energías renovables centrado en:

- Definir y gestionar las zonas no conectadas a la red y para las cuales se prevé un fuerte aumento de demanda de electrificación (áreas rurales).
- Sostener el desarrollo de energías renovables en aquellos lugares donde su rentabilidad está asegurada.
- Desarrollar las energías mejor adaptadas a las características locales.
- Promover la asociación de energías clásicas y energías renovables.
- Contribuir al éxito de la industria eólica francesa.

Los objetivos del programa "EOLE 2.005" se concretan en:

- Incentivar una producción eléctrica de origen eólico cada día más competitiva.

- Proponer sinergias técnicas, económicas y medioambientales capaces de potenciar el desarrollo del sector a largo plazo.
- Ofrecer a la industria francesa una gama tecnológica que le permita intervenir en el mercado mundial.

CONCLUSIONES GENERALES

ANÁLISIS DE LOS DATOS ESTADÍSTICOS

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Al realizar el análisis de mínimos cuadrados y obtener la recta más próxima al comportamiento del crecimiento de la CFE observamos que $r = 0.96$, lo que nos indica que la correlación es muy alta, es decir, que el comportamiento es realmente muy cercano al comportamiento lineal, por otra parte, observamos que la pendiente de la recta es positiva, lo que nos indica de manera directa que el crecimiento de la Capacidad Instalada de Generación de la CFE, tiene un ritmo de crecimiento positivo, esto es, que la infraestructura de la Comisión ha crecido desde el año de 1990 hasta la fecha.

Con este modelo matemático podemos obtener una estimación acerca del futuro de la empresa, si tabulamos en la recta los siguientes años, observaríamos que el crecimiento de la CFE para los siguientes ocho (Tabla C.1) sería:

Comisión Federal de Electricidad	
Año	Capacidad Instalada en (MW)
2005	40 612.4
2006	41 598.4
2007	42 584.4
2008	43 570.4
2009	44 556.3
2010	45 542.3
2011	46 528.3
2012	47 514.3

Tabla C.1

Efectivamente vemos un incremento en la capacidad de generación, que probablemente suceda en el futuro, según nuestra tabla, la CFE tendrá un crecimiento de alrededor del 23.66% para el 2012.

Además, también se estima que para el año 2012, CFE tendrá una Capacidad Instalada de Generación de 47 514.3 MW. Como sabemos, el crecimiento está condicionado a un conjunto muy complejo de factores políticos, económicos y tecnológicos, por lo cuál con la entrada de los productores independientes de energía de lleno al mercado de la electricidad es posible que esta tendencia de crecimiento que se ha mantenido tantos años, cambie.

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Observamos que $r = 0.82$, con lo cuál podemos ver que la correlación existente entre las dos variables es medianamente cercana a la linealidad, aunque sigue siendo la curva de mejor ajuste.

Podemos además observar una pendiente negativa, esto, por una parte nos indica que el crecimiento de Luz y Fuerza del Centro en negativo, es decir, su capacidad de generación instalada ha ido disminuyendo con el paso del tiempo, por otra, si queremos hacer una estimación a futuro podemos decir con gran precisión que la capacidad de generación de Luz y Fuerza del Centro continuará con su disminución.

Basándonos en el modelo matemático del crecimiento de esta empresa, podemos hacer una estimación futura sobre la capacidad instalada de Luz y Fuerza para los siguientes ocho años, tabulando este modelo, obtenemos el crecimiento probable en la tabla C.2.

Luz y Fuerza del Centro	
Año	Capacidad Instalada en (MW)
2005	824.6
2006	820.9
2007	817.1
2008	813.4
2009	809.6
2010	805.8
2011	802.1
2012	798.3

Tabla C.2

Finalmente observamos que la compañía Luz y Fuerza del Centro (a no ser que sucediera algo extraordinario) continuará con un comportamiento decreciente, y esta estimación nos muestra que para el año 2012, su capacidad instalada de producción disminuirá hasta 798.3 MW lo que implica una reducción de alrededor del 4.3% de la infraestructura de generación en un periodo de 8 años. Sin embargo sabemos que la demanda de energía va en aumento, por lo que Luz y Fuerza no está creciendo de la manera que debería hacerlo para cubrir la demanda, por otra parte sabemos que la empresa es un intermediario entre CFE y el consumidor para un buen porcentaje de la energía que es requerida a ésta, de lo cuál se espera un crecimiento en las otras empresas generadoras de energía eléctrica.

PRODUCTORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA

De la misma manera que en los casos anteriores, obtenemos la correlación, en este caso es de $r = 0.99$, con lo cuál observamos que el comportamiento en el crecimiento de los productores independientes es muy cercano a la linealidad, es decir, crece proporcionalmente con el tiempo.

Otra cosa que podemos observar, es que la pendiente del modelo es positiva lo que nos indica un crecimiento en la infraestructura de los Productores Independientes, por otra parte vemos cuantitativamente que en este periodo el crecimiento medio anual fue de 1975.5 (MW/Año), lo cuál es un crecimiento considerable, lo que nos indica que la inversión extranjera ha entrado al mercado mexicano de manera sólida. Podemos hacer un anticipo del crecimiento para los siguientes años, si es que esta producción se mantiene, nuestro modelo matemático nos muestra con buena exactitud y precisión el desarrollo futuro de la infraestructura eléctrica privada:

Productores Independientes de Energía	
Año	Capacidad Instalada en (MW)
2005	10 228.7
2006	12 204.2
2007	14 179.7
2008	16 155.2
2009	18 130.7
2010	20 106.2
2011	22 081.7
2012	24 057.2

Tabla C.3

A simple vista podemos observar en la tabla C.3 que en un lapso de tan solo ocho años, la capacidad de generación de los Productores Independientes se va a triplicar, esto parecería bastante, pero es natural debido a que este mercado se está recién abriendo y de esta manera tiene una gama de crecimiento muy alta. Notamos que la velocidad de crecimiento entre los Productores Independientes y CFE es 1975.5 (MW/Año) y 985.98 (MW/Año) respectivamente, para el primero, representa un crecimiento del 23.66% y para el segundo un incremento de alrededor del 190%, esto es lógico debido a que los productores independientes apenas entraron al mercado de lleno y su infraestructura es pequeña, por lo cuál el incremento es tan alto.

PETRÓLEOS MEXICANOS

Podemos observar claramente desde el principio que el comportamiento está muy alejado de un modelo lineal y al elaborar diversos modelos matemáticos, el modelo polinomial de 4to. grado (Figura 5.26) es con el que se obtiene una correlación muy cercana a 1, con modelos de mayor grado se obtiene una correlación mejor, sin embargo, este modelo es al mismo tiempo el más cercano y el más simple.

Podemos observar además, que a partir de 1998 encontramos un comportamiento relativamente estable, por lo cuál para hacer la inferencia a futuro consideramos un acercamiento a este conjunto de datos (1998-2004) para así obtener un comportamiento más real (Figura 5.27), de esta elección se obtiene un modelo matemático lineal con el cuál se obtienen los datos de la tabla C.4

PEMEX	
Año	Capacidad Instalada en (MW)
2005	2001.7
2006	2016.5
2007	2031.2
2008	2045.9
2009	2060.7
2010	2075.5
2011	2090.2
2012	2104.9

Tabla C.4

En este modelo encontramos una correlación de 0.9 por lo que tenemos un comportamiento similar a la linealidad, por otra parte observamos un crecimiento promedio de 14.747 (MW/año), el cuál es un crecimiento pequeño en comparación a CFE y los PIE.

Con el modelo, se estima que para 2012 la Capacidad Instalada de Generación ascienda a 2104.9 MW, con lo cuál observaríamos un crecimiento de infraestructura eléctrica de alrededor del 5.5% en un periodo de 8 años.

ANÁLISIS DE LOS FACTORES SOCIALES

Como vimos, el análisis de los datos estadísticos se encuentra incompleto sin realizar una inferencia más allá de la que puede ser captada mediante un conjunto de datos, sin embargo, estos son fundamentales para que dicha inferencia sea más próxima a la realidad y basada en datos más confiables que los de la pura intuición.

Al observar los modelos matemáticos finales en el análisis, observamos claramente que el crecimiento de los Productores Independientes tiene un ritmo bastante superior al de las empresas paraestatales mexicanas y esto resulta curioso debido a que en un principio se supone que la industria eléctrica no está privatizada, sin embargo, la producción de los PIE está creciendo de manera vertiginosa; es bien sabido que los activos de CFE y PEMEX no están en riesgo, pero las ganancias obtenidas por la producción de energía eléctrica en México se están desplazando de una manera "legal y constitucional" cada vez más hacia los PIE.

En diversas fuentes de información encontramos que Iberdrola (por ejemplo) ha aumentado sus ventas de energía eléctrica en México en niveles porcentuales importantes y sostenidos, la cantidad de plantas de PIE en nuestro país no sólo es considerable ya de por sí, sino que ya existe una proyección real para el crecimiento de la infraestructura de generación de los mismos, con una cantidad importante de licencias concedidas y licitaciones definidas, algunas de las cuáles se muestran dentro de esta tesis.

Como vimos, existe un número importante de modalidades en la construcción de plantas, en este caso sólo mencionamos de manera simplista al conjunto (Construir, Arrendar y Transferir; Obra Pública Financiada; Productor Independiente de Energía y Compra de Energía), sin embargo, es posible "crear" nuevas modalidades, mientras se encuentren dentro del marco legal del país destino de la inversión; esto ha concedido gran facilidad de crecimiento a los Productores Independientes que se han visto enormemente beneficiados en el aspecto económico y en el crecimiento de su infraestructura, sin mencionar el hecho de que la gran mayoría de la tecnología que se está implantando en nuestro país tiene otro origen y las fuentes de empleo para la Ingeniería Mexicana se están perdiendo.

Según el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) la demanda máxima del SEN (Sistema Eléctrico Nacional), en el año 2004 se muestra en la tabla C.5:

DEMANDA MÁXIMA DEL SEN EN EL AÑO 2004

	MWh/h	Mes	Día	Día Sem	Hora
SEN	31 063	Agosto	26	Jueves	22

Tabla C.5

Como podemos ver, según los datos obtenidos del Centro Nacional de Control de Energía, la demanda máxima anual es de 31 063 MW (citando el 2004), pero por otro lado en los análisis e investigación realizados encontramos que la capacidad de generación de la industria eléctrica en México es de 52 061 MW, lo que implica que aún en el momento de mayor demanda de energía, la infraestructura eléctrica cuenta con una reserva energética de alrededor del 67.6%, un porcentaje exagerado que se encuentra en uno de los niveles más altos de reserva a nivel mundial.

Por otro lado, estamos en un país que concentra sus esfuerzos políticos en la lucha por el poder y no en el desarrollo de la infraestructura y la tecnología necesarias para vivir en un mundo globalizado, este punto es verdaderamente importante ya que debido a esto, el crecimiento de la demanda energética se ve bastante o casi totalmente amortiguado dado que no hay crecimiento económico, lo que implica que la demanda de electricidad no crezca al ritmo adecuado y sin embargo la oferta si lo está haciendo con los PIE.

De lo mencionado anteriormente vemos que sería de esperarse que si la demanda se mantiene prácticamente constante y la oferta está creciendo no sólo con las empresas paraestatales sino con los PIE y que además empresas como Iberdrola reportan crecimientos sostenidos en ventas e infraestructura, eso sin mencionar que tenemos una reserva energética muy grande, tenemos ante nosotros un panorama nada halagador, en el que para que todos estos factores pudieran convivir en un sistema, tendría que darse la siguiente condición: Que CFE se vea literalmente obligado a reducir sus ventas para que los productores externos puedan competir y vender su energía.

Y efectivamente así ha sucedido, según datos del portal de la CFE, las ventas de energía eléctrica para la compañía y los PIE's en el periodo 1995 a 2005 para el total nacional se muestran a continuación en la tabla C.6:

		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005*
Capacidad (MW)	CFE	32,166	33,920	33,944	34,384	34,839	35,385	36,236	36,855	36,971	38,422	37,886
	PIE'S	-	-	-	-	-	484	1,455	3,495	6,756	7,265	8,251
	Total	32,166	33,920	33,944	34,384	34,839	35,869	37,691	40,350	43,727	45,687	46,137
Generación (TWh)	CFE	140.82	149.97	159.83	168.98	179.07	190.00	190.88	177.05	169.32	159.53	81.85
	PIE'S	-	-	-	-	-	1.21	4.04	21.83	31.62	45.86	23.61
	Total	140.82	149.97	159.83	168.98	179.07	191.20	194.92	198.88	200.94	205.39	105.47

VENTAS DE CFE Y PIE DE 1995 A 2005

Tabla C.6

Esta tabla muestran un dato revelador:

Como podemos ver, la producción de CFE mantenía un crecimiento sostenido desde el año 1995 hasta el 2000 donde empieza una transición de dos años de crecimiento cero en ventas y a partir de ahí, una gradual disminución de las mismas hasta nuestros días, en 2001 CFE vendió 190.88 TWh y con una caída constante hasta 2004 donde facturaron 159.53 TWh, lo que implica una caída del margen del ventas de 31.35 TWh del 2001 al 2004, es decir, alrededor del 19.6%, por otra parte vemos de manera esperada, un promedio de ventas de los PIE similar a la que CFE dejó de facturar en el mismo periodo.

Efectivamente, el crecimiento de los PIE está provocando de manera indirecta el retroceso de la paraestatal, por lo cuál cabría preguntarse:

¿ Deberían los PIE salir del país ?

Nuestra opinión es que definitivamente NO; estamos en un mundo cada día más globalizado y competitivo al cuál debemos adaptarnos y no esperar a que el mundo se adapte a nosotros, así que retomando lo dicho anteriormente, lo que debe de cambiar es el eterno manejo ineficiente de la política mexicana (poderes ejecutivo y legislativo tanto federal como estatal), que lucha siempre por el poder sin importar cuantos patrimonios nacionales destruya o cuantos ingenieros de gran calidad desperdicie y que terminen trabajando y haciendo crecer la economía ya de por si poderosa del primer mundo (y vaya que los hay) por falta de oportunidades en México o un sin número de procesos tecnológicos, económicos y oportunidades de crecimiento para el país literalmente desperdiciados como

nuestra agua, nuestra tierra, nuestro capital humano y prácticamente todos nuestros factores del crecimiento económico y eso sin contar la superestructura mexicana prácticamente inexistente, debido a una infraestructura bastante pobre en comparación a su potencialidad y posición estratégica.

Pero también estamos concientes de que esto no va a cambiar al menos en los próximos dos sexenios (ojalá y no tengamos razón en este punto), pero al menos mostramos en este documento un poco de la realidad que vive nuestro país tan sólo someramente y sólo en una de las empresas (principalmente) de uno de sus sectores económicos más importantes, cabría hacer una gran reflexión si nos refiriéramos a toda la economía mexicana.

Finalmente el crecimiento de la industria eléctrica en México obedece más a los principios matemáticos de la teoría del caos en una escala por supuesto, altamente compleja, que a los principios del control y esas son las características principales del crecimiento en el tercer y primer mundo respectivamente.

ANEXOS

ANEXO I

OPINIÓN DE FERNANDO ELIZONDO BARRAGÁN, SECRETARIO DE ENERGÍA

CRÓNICA

23 / Mayo / 2005

Fernando Elizondo Barragán, secretario de Energía, destacó la importancia de los productores independientes de electricidad, que aportan entre el 40% y 50% del flujo eléctrico en el país ante la creciente demanda.

Previó que en los próximos 10 años, el monto de las inversiones para ampliar la capacidad instalada y satisfacer la demanda nacional será de 60 mil millones de pesos, de los cuales la mitad provendrán de capitales privados.

Al respecto, el funcionario detalló que la demanda ha crecido a un ritmo de 5% en los últimos 10 años, que es mayor al crecimiento de la economía del país, y para los años venideros se pronostica que la demanda anual pase de ese 5% actual a 5.6 por ciento.

Precisó que del total de la generación de la energía eléctrica, el 74% lo realiza la Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2% Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLyFC) y 24% los productores privados independientes, cogeneradores y autoabastecedores y en los últimos 10 años ha significado más del 40% de la capacidad instalada.

México, comparó, genera 66% de la electricidad con base en hidrocarburos, gas o combustóleo, situación que impacta en las tarifas eléctricas por los altos precios que ha alcanzado el petróleo y en contraparte en Canadá el 60% es a través de hidroeléctricas igual que en Brasil y Perú que generan entre 80% al 90% de esa misma manera.

Refirió que la deficiencia en producción de gas natural obliga a importar diariamente mil 100 millones de pies cúbicos diarios, 20% de la demanda nacional del energético.

Para lograr revertir esta tendencia, urgen inversiones por 15 mil millones de dólares anuales ya que "los resultados de lo que hagamos o dejemos de hacer ahora se verán en el futuro" y con esos recursos, los resultados favorables comenzarán a dar resultados hacia el 2015, aunque para ser autosuficientes en este rubro.

ANEXO II

ENTREVISTA A ALFREDO ELÍAS AYUB DIRECTOR GENERAL DE LA CFE.

Diciembre de 2003
Revista: Ingeniería Civil

Alfredo Elías Ayub (reseña)

Ingeniero Civil por la Universidad Anáhuac, donde presidió la Sociedad de Alumnos así como la Federación de Sociedades de Alumnos. Tiene maestría en la Escuela de Posgrado de Administración de Empresas de Harvard.

Desde el decenio de 1980 ha desempeñado diversos cargos en la administración pública estatal (Estado de México) y federal, en la Secretaría de Energía, en la Dirección General de Aeropuertos y Servicios Auxiliares. Desde 1999 es director general de la Comisión Federal de Electricidad.

Entrevista

Daniel N. Moser: La privatización o no del sistema eléctrico mexicano está en el centro de la discusión. El gobierno dice que no habrá tal y los opositores a la reforma señalan que sí. Para el gobierno es imprescindible contar con inversión privada que, digo yo, sería casi en su totalidad extranjera.

Esto es lo que se conoce para la mayoría de los mexicanos como el centro del debate; sin embargo, sabemos que hay muchos elementos en juego y nos gustaría conocer su opinión sobre algunos de los más importantes, siendo usted uno de los involucrados con mayor conocimiento, en su carácter de director general de la Comisión Federal de Electricidad.

La CFE está catalogada como la sexta empresa del mundo en su ramo, que atiende a 21 millones de usuarios y es considerada por organismos calificadores internacionales como una empresa de primer nivel mundial. ¿Cuál es el status actual de la CFE en cuanto a su capacidad operativa y financiera?

Alfredo Elías Ayub: Primero le comentaría con toda claridad que ninguna de las propuestas que se están estudiando considera la privatización de la CFE. La Comisión seguirá siendo un organismo del Estado que tendrá la función de brindar el servicio público. Actualmente, en efecto, es la sexta empresa eléctrica del mundo. Tiene cerca de 21 millones de clientes, crece en casi 900 mil contratos por año, que es un ritmo de crecimiento excelente. Estamos en un proceso de mejora continua de productividad y de calidad. Para finales de 2003 terminamos de certificar el ISO 9000 en 9 356 centros de trabajo, la totalidad de centros de trabajo de la CFE, cosa que creo que es caso único en México. Estamos en un programa muy importante de capacitación de la fuerza de trabajo, con certificación externa. Este año vamos a tener 65 mil certificados de capacitación laboral, también por un organismo externo, para que la capacitación que hacemos adentro tenga una evaluación independiente, de fuera.

DNM: Podría pensarse que una empresa que tiene 21 millones de usuarios, que incorpora 900 mil al año, debería encontrarse en condiciones de crecer sin problemas de recursos. ¿Por qué es necesario que ingresen capitales externos a la CFE? ¿No tiene suficientes ingresos para financiarse o capacidad de endeudarse?

AEA: Ahora se encuentra en situación financiera sana. Sin embargo, todo su crecimiento, por restricciones de las finanzas públicas del gobierno de México, no por restricciones exclusivamente de la Comisión Federal de Electricidad, todo su crecimiento es con base en deuda; para ninguna empresa es sano crecer con base en deuda. Es por eso que hemos planteado que haya una participación complementaria del sector privado. Para no quitarle a la CFE la situación de salud financiera que tiene ahora.

DNM: Si usted, en lugar de cubrir las necesidades de los 21 millones de usuarios, sólo cubriera las de apenas 15% de ellos, difícilmente conservaría su puesto de trabajo. Obvia y afortunadamente para México, eso no está sucediendo, muy por el contrario. Sin embargo, su referencia a las "restricciones de las finanzas públicas" que afectan a la CFE trae a mi mente un dato que me parece relevante: otro organismo de gobierno, la Secretaría de Hacienda (SHCP), absorbe importantes recursos de CFE que limitan su capacidad de crecimiento y desarrollo. Esto, indudablemente, por la evidente ineficiencia de dicha secretaría para cumplir con uno de sus trabajos fundamentales: la recaudación, ya que de cada 100 pesos que debería recaudar apenas recauda 15. ¿Qué opinión le merece que un organismo ineficiente, como la SHCP, obligue a cubrir su incapacidad a otro eficiente, como la CFE?

AEA: Yo creo que el problema es mucho más complejo. Hay problemas acumulados de muchos años que no tienen nada que ver con la Secretaría de Hacienda. Todo el problema de las pensiones del Seguro Social que no están fondeadas, las de diferentes empresas e instancias de gobierno, como la propia CFE, PEMEX, y otros asuntos que están demandando recursos públicos de manera muy importante, el sistema de salud, en fin, y es esa competencia de recursos la que no permite tener capital para el sector energético.

DNM: Es verdad, es mucho más complejo; sin embargo, sigue siendo cierto que la Secretaría de Hacienda recauda apenas un 15%.

AEA: Ese dato yo no lo conocía.

DNM: Acaba de publicarse un informe de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) revelando el promedio de diversos países: el de todos los incluidos en el estudio es de 37%. Hay países como Dinamarca que recaudan 50% del PIB; México recauda el 15% y Brasil 35%, por ejemplo.

Los críticos de este enfoque del gobierno, de requerir capitales privados, señalan de manera sustancial que nominalmente la CFE seguiría siendo mexicana, pero que a la hora de ir perdiendo a los principales usuarios -porque las multinacionales que inviertan capital lo harán para ganar-, lo que va a terminar haciendo el gobierno es dejarles los grandes consumidores a las empresas privadas, y la CFE se quedaría con los consumidores pequeños, que a menudo son los que menos pagan, y que esto generaría, a la larga, un proceso de descapitalización y desnacionalización de la CFE. ¿Qué opina usted?

AEA: En realidad, lo que estamos proponiendo es que se pueda competir por esos grandes consumidores. Nadie está diciendo que la CFE los va a ceder sin tratar de ir por ellos. Creo que también hay un problema de competitividad en la industria; no de la industria eléctrica, sino de la industria toda, y la industria, en la medida en que tenga opciones para el suministro de sus insumos, va a ser una industria más competitiva.

Nosotros, siendo una industria eficiente, lo que estamos diciendo es que si los industriales quieren tener opciones de suministro eléctrico, estamos dispuestos a competir, y eso nos dejaría incluso en una posición más fortalecida.

Actualmente, con el esquema de autoabastecimiento perdemos los clientes en automático y no podemos hacer nada por recuperarlos, porque tenemos un esquema de tarifas muy rígido. La parte complementaria de la propuesta, la parte que cierra la pinza, es: si va a haber liberalización de esa parte del mercado, déjenos competir por ello. Hay muchas regiones del país donde podemos ser más eficientes que cualquiera. Hay otras donde tenemos plantas mas viejas y, para efectos de la totalidad del sistema eléctrico, el cerrar la capacidad más vieja nos va a permitir reducir los costos promedio de todo el sistema, pero no se trata de entregar a los clientes; se trata de competir con ellos.

DNM: Un ingeniero amigo me decía hace poco: "Si la energía es un negocio tan rentable, por qué entregárselo a extranjeros, mejor que lo haga la CFE, que es propiedad de todos los mexicanos." Cualquier empresa multinacional que entre en el negocio necesitará obtener financiamiento en mercados internacionales, cosa que también puede hacer la CFE siendo reconocida como una empresa de primer nivel.

AEA: La CFE lo hace, y lo hace de manera muy importante. El problema es que las necesidades van más allá de la capacidad financiera de la CFE. Este año va a pedir nada mas aquí, en pesos, como 6000 millones, y a los mercados internacionales más de 1000 millones de dólares directos, más de 2000 millones de dólares indirectos. Lo hacemos de manera continua. Lo que estamos haciendo es saturando cada vez más nuestra capacidad de endeudamiento. Le acaba de pasar a PEMEX. Nadie puede crecer indefinidamente con pura deuda.

DNM: El presidente Fox dijo recientemente con orgullo que México cuenta con más de 56 mil millones de dólares de reserva. Tener ese capital recibiendo intereses de cerca de 2% mientras que se paga la deuda externa con intereses de 7 u 8% es un pésimo negocio. ¿No sería mucho mejor bajar el nivel de reservas e invertir el dinero restante en el desarrollo, en obras de infraestructura por ejemplo, siendo la CFE destinataria de parte de esos recursos para cumplir con las inversiones que el ejecutivo federal plantea como muy necesarias para cubrir los requerimientos de energía?

AEA: Yo no soy economista y no conozco toda esta cuestión técnica de las reservas. Entiendo que las reservas no se pueden utilizar como si fueran ingresos. Esa es, entiendo, la razón técnica de fondo. Lo que sé que se ha hecho con parte de las reservas es pagar deuda, de esta sobre la que usted menciona que pagamos 7% de intereses, para no tener dinero invertido a 2%. El problema de un país como México, en general, es que requiere más capital del que tiene para poder crecer, tanto en el sector eléctrico como en otros sectores, y de ahí la importancia de complementar los recursos de ahorro interno con inversión del extranjero, y toda economía que crece requiere los recursos propios y los recursos de otros para poder crecer.

DNM: Otro de los argumentos muy utilizados en defensa de la propuesta oficial es el hecho de que las experiencias en el mundo han demostrado que es necesaria la utilización del capital externo de los grandes grupos multinacionales vinculados al negocio de la energía, y sin embargo pocas veces se dan ejemplos concretos. En el caso de Argentina, el nuevo gobierno está replanteando toda la negociación de los procesos de privatización que han resultado perjudiciales para ese país.

AEA: Le doy un caso mejor que ése, un caso muy exitoso donde se pasó de una empresa estatal a varias empresas que se han vuelto internacionales, que es el caso de España. España pasó de tener una empresa estatal equivalente a CFE, a tener tres grandes empresas, con varias empresas chiquitas, con un suministro suficiente, con disminución de tarifas y con un crecimiento muy adecuado, y son empresas que están ya en muchas partes del mundo.

DNM: ¿Y son capitales españoles?

AEA: Sí, capitales españoles.

DNM: ¿Hay alguna forma de garantizar que la apertura al sector privado en México dé preferencias al capital mexicano para evitar la desnacionalización?

AEA: Primero habría que ver si el problema es un problema de capital mexicano, cuál es la disponibilidad del capital mexicano. Lo que nosotros hemos platicado con los directores de las grandes empresas de México es que ellos requieren el capital para el crecimiento de su propia empresa. Por ejemplo las cementeras, que dicen sí, pero necesitan plantas de cemento; entonces, el capital limitado que tienen lo quieren para plantas de cemento, no para plantas eléctricas. Sí hay la posibilidad, pero ante una situación de capital escaso, es importante ver a que se va a dedicar ese capital.

DNM: Hay cerca de 120 mil millones de dólares de mexicanos depositados en el exterior ¿Puede el gobierno hacer alguna gestión para invitar a esa gente a involucrarse, o no es de interés?

AEA: Bueno, es interés del gobierno que se involucre el mayor número de mexicanos posible, por supuesto. Lo que la gente decide hacer con su dinero es decisión personal, siempre y cuando cumpla con los ordenamientos legales.

DNM: Según quienes se oponen a la reforma que plantea el ejecutivo, las necesidades o las urgencias de aumentar la capacidad de suministro de energía no son tal como las plantea el gobierno.

AEA: Aquí sí nos llama mucho la atención el nivel de calificación que tienen las personas del gobierno que están haciendo esta planeación, contra el nivel de calificación, en este tema, que tienen los de afuera. El director de planeación de CFE tiene como antecedentes haber sido director de planeación de CFE, director de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, director del Instituto Nacional de Ingeniería, Premio Nacional de Ingeniería, y de nueva cuenta director de planeación de CFE. Los modelos que se han utilizado en CFE por veinte años han probado su precisión, se han ido ajustando, y los de fuera simplemente hacen observaciones no fundamentadas. El propio Colegio de Ingenieros Civiles revisó todas nuestras cuentas y corroboró que eran correctas.

DNM: John Saxe-Fernández, investigador de la UNAM, señala: "Desde la perspectiva de los intereses de las compañías multinacionales, la vinculación entre el negocio petrolero y el eléctrico es crucial. Después de la Segunda Guerra Mundial en México la simbiosis entre PEMEX y la CFE-CLFC fue –y sigue siendo– uno de los acontecimientos económico-políticos y técnicos de mayor envergadura tanto nacional como internacionalmente. Es notable que en el ámbito internacional las empresas se inclinan por la adopción de las formas de organización y relación orgánica similares a las establecidas en México durante

décadas entre PEMEX y la CFE. A finales de los años sesenta, la expansión horizontal a lo largo y ancho del país y la integración vertical de PEMEX en la economía mexicana había sentado un precedente de éxitos que preocupó a la industria petrolera estadounidense por que amenazaba con transformarse en un paradigma que, por exitoso, era imitable por parte de otros países tercermundistas. El -ejemplo de PEMEX- al Tercer mundo, y especialmente a los otros productores de petróleo de América Latina, fue un tema recurrente en los círculos empresariales estadounidenses desde los primeros éxitos de la paraestatal.”

¿Usted coincide con que ha sido bueno el modelo, que ha sido buena la integración entre CFE y PEMEX para el desarrollo de la energía?

AEA: Estamos tratando de que sea una relación de cliente y suministrador. CFE es el principal cliente de PEMEX, y PEMEX es el principal abastecedor de combustibles para la CFE. Lo que estamos tratando es no de que sea una relación entre un monopolio y otro, por que es una relación donde el monopolio más grande tiene ventaja sobre el más chico. Estamos tratando de que sea una relación de cliente-proveedor, y entre otras cosas estamos diversificando nuestras fuentes de abasto. CFE ya compra parte del gas que requiere a otros proveedores de PEMEX, y esto hace que el servicio de PEMEX mejore.

DNM: Supongamos que la reforma que está planteando el gobierno -o alguna similar pero que respete le esencia de la que presenta el gobierno- no pudiera pasar en el Senado. ¿Hay un Plan B? ¿Realmente va a ser tan crítico, como algunos vaticinan, el que la reforma oficial no se concrete?

AEA: Yo creo que el efecto se vería en el mediano plazo. Ahora seguiríamos con el crecimiento como lo tenemos con base en deuda, y finalmente el efecto de esto se vería en unos años. CFE sería una empresa sobreendeudada, que empezaría a tener dificultades en obtener recursos para su crecimiento; entonces el efecto no es inmediato. Todo este cambio es un cambio que tendrá efectos positivos y negativos en el mediano plazo.

DNM: Una de las opciones que se ha venido manejando es que tanto CFE como PEMEX se independicen un poco de esa relación asfixiante que tienen con la Secretaría de Hacienda. ¿No se puede explorar nada por ahí? ¿Es un candado?

AEA: No. Es un camino abierto sobre el que hay que caminar con mucho cuidado, porque así como tiene esa relación con la Secretaría de Hacienda, también tiene el respaldo del gobierno mexicano para la obtención de sus financiamientos. Entonces, en el momento en que esa vinculación se rompe, también se rompe la vinculación de la garantía financiera, y por consiguiente aumenta la dificultad para la obtención de recursos para el crecimiento. Entonces, hay que encontrar un punto intermedio donde haya una relación más flexible respecto a los recursos que

aportamos, pero también se mantenga un cierto respaldo del gobierno mexicano a la deuda de PEMEX y CFE.

DNM: ¿Algún comentario final?

AEA: En el sector energético hay que trabajar a largo plazo. Las cosas de hoy se empezaron a hacer hace cuatro, cinco años. Entonces, todo lo que planteamos tiene un horizonte de largo plazo y es en ese marco en el que se está planteando la reforma.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

Bibliografía

- Manuel Viejo Zubicaray, et al., 2004, "Generación de Energía Eléctrica Turbinas y Plantas Generadoras", Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- FIDE, Revista sobre el Ahorro de Energía Eléctrica, Artículo "Avances en materia de ahorro de energía eléctrica en América Latina", Año 14, Núm.55.
- FIDE, Revista sobre el Ahorro de Energía Eléctrica, Artículo "Políticas para el rendimiento energético y uso de fuentes renovables en Brasil", Año 14, Núm.55.
- FIDE, Revista sobre el Ahorro de Energía Eléctrica, Artículo "La reforma del sector eléctrico Argentino", Año 14, Núm.55.
- Seymour Lipschutz y John Schiller, "Introducción a la probabilidad y estadística", Mc Graw Hill (Serie Shawm), Madrid año 2000.
- IC, Revista de Ingeniería Civil, Artículo "Diálogo con Alfredo Elías Ayub", Año LIII, Diciembre 2003.

Referencias

- <http://www.transalta.com>
- <http://www.iberdrola.es>
- <http://www.mitsubishicorp.com>
- <http://www.cre.gob.mx>
- <http://www.conae.gob.mx>
- <http://www.energía.org.mx>
- <http://www.cfe.gob.mx>
- <http://www.lfc.gob.mx>
- <http://www.unionfenosa.es>
- <http://www.pemex.com>
- <http://www.pemex.gob.mx>
- <http://www.presidencia.gob.mx>

