

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Contenido	Página
INFORMACIÓN FINANCIERA	
Estado de Pasivo Titulado	
INFORMACIÓN PRESUPUESTARIA	
Estado Analítico de Ingresos	
Detalle del Presupuesto de Egresos	
PRESUPUESTO PROGRAMÁTICO	
Ejercicio Programático Económico del Gasto Devengado	
Ejercicio Programático del Gasto Devengado	
Proyectos Prioritarios de Inversión	
ANÁLISIS DEL EJERCICIO DEL PRESUPUESTO PROGRAMÁTICO	
I. ESTRATEGIA PROGRAMÁTICA INSTITUCIONAL	1
II. PRINCIPALES RESULTADOS	2
Capacidad instalada	2
Generación bruta de energía	3
Consumo de Combustible	9
Energía almacenada	10
Mantenimiento	10
Comercialización de energía eléctrica	11
Ventas de energía	11
Cobertura del servicio eléctrico	12
Tarifas eléctricas	12
Subsidios	12
Precio medio	13
Consumo promedio mensual	13
Usuarios	13
Programa de inversiones	13
Ahorro y uso eficiente de energía	14
Productividad laboral	15
Eficiencia operativa	16
Calidad del servicio	16
Situación Financiera	17
III. ANÁLISIS DEL EJERCICIO DEL PRESUPUESTO PROGRAMÁTICO	20
III.1 ANÁLISIS GENERAL DE LAS VARIACIONES PRESUPUESTARIAS	20
GASTO POR ORIGEN DE LOS RECURSOS	20
GASTO POR CLASIFICACIÓN ECONÓMICA	20

Contenido	Página
ESTRUCTURA DEL GASTO POR CLASIFICACIÓN FUNCIONAL Y POR PROGRAMA ESPECIAL	22
III.2 ANÁLISIS ESPECÍFICO DE LAS VARIACIONES PROGRAMÁTICAS	23
FUNCIÓN: 09 Seguridad Social	23
SUBFUNCIÓN: 02 Pensiones y Jubilaciones	23
PROGRAMA ESPECIAL: 000 Programa normal de operación.	24
ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 423 Proporcionar Prestaciones Económicas	24
PROYECTO: N000 Actividad Institucional no asociada a proyectos.	24
FUNCIÓN: 15 Energía	24
SUBFUNCIÓN: 00 Subfunción de Servicios Compartidos	24
PROGRAMA ESPECIAL: 000 Programa Normal de Operación.	25
ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 602 Auditar a la Gestión Pública	25
PROYECTO: N000 Actividad Institucional no asociada a proyectos.	25
SUBFUNCIÓN: 02 Electricidad	26
PROGRAMA ESPECIAL: 000 Programa Normal de Operación	27
ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 437 Desarrollar y Construir Infraestructura Básica.	28
PROYECTO: K024 Proyectos de Generación Hidroeléctrica.	28
PROYECTO: K025 Proyectos de Generación Geotermoeléctrica.	29
PROYECTO: K026 Proyectos de Generación Termo – Vapor.	30
INDICADOR: Ampliación de infraestructura.	40
PROYECTO: K028 Proyectos de Transformación de Energía Eléctrica.	40
INDICADOR: Ampliación de infraestructura.	41
PROYECTO: K030 Proyectos de Transmisión de Energía Eléctrica.	42
INDICADOR: Ampliación de infraestructura.	45

Contenido	Página
PROYECTO: K032 Proyectos de Ampliación de Redes de Distribución.	45
INDICADOR: Tiempo de interrupción por usuarios de distribución (TIU).	46
PROYECTO: K033 Proyectos de Ampliación de Transmisión, Transformación y Control – Operación.	46
INDICADOR: Tiempo de interrupción por usuario de transmisión (TIU).	47
PROYECTO: K034 Proyectos de Ampliación de Generación – Operación.	47
INDICADOR: Eficiencia Térmica	48
ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 442 Distribuir y Comercializar Energía Eléctrica	48
PROYECTO: I016 Operación y Mantenimiento a Distribución y Comercialización.	49
INDICADOR: Índice de Pérdidas	49
ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 507 Generar Energía Eléctrica.	50

Contenido	Página
PROYECTO: I014 Operación y Mantenimiento a Centrales Generadoras.	50
INDICADOR: Disponibilidad propia	52
ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 508 Transmitir y Transformar Energía Eléctrica.	52
PROYECTO: I015 Operación y Mantenimiento a Transmisión y Transformación y Control	52
INDICADOR: Salidas por fallas de transmisión	53
ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 701 Administrar Recursos Humanos, Materiales y Financieros.	53
PROYECTO: N000 Actividad Institucional no asociada a proyectos.	54
PIDIREGAS	
Estimación de la Inversión Financiada	
Amortización e Intereses Derivados de los PIDIREGAS en Operación	
Pasivos al 31 de diciembre de 2001 de los PIDIREGAS en Operación	

ANÁLISIS DEL EJERCICIO DEL PRESUPUESTO PROGRAMÁTICO DE ENTIDADES PARAESTATALES DE CONTROL PRESUPUESTARIO DIRECTO COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

I. ESTRATEGIA PROGRAMÁTICA INSTITUCIONAL

La disponibilidad de energía eléctrica es un elemento importante para la expansión de la industria y en general de las actividades productivas del país. Por este motivo la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene como misión participar en el desarrollo económico y social a través de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional, para estar en condiciones de garantizar el abasto presente y futuro de la energía en condiciones adecuadas de cantidad, calidad y oportunidad, pretendiendo participar con ello en el crecimiento de la economía y el mejoramiento de la calidad de vida de los mexicanos.

Para el cumplimiento de su misión, durante 2001 CFE orientó sus actividades a la consecución de los siguientes objetivos estratégicos:

- Satisfacer la demanda de energía eléctrica.
- Desarrollar un sistema eléctrico altamente confiable y seguro, que responda a las expectativas de los usuarios en términos de continuidad, calidad y oportunidad.
- Facilitar la transformación hacia un mercado abierto y competitivo.
- Introducir un mercado virtual de energía para calcular precios de transferencia y fomentar la competitividad.
- Proteger el ambiente.
- Fomentar el bienestar social.
- Promover la participación de la inversión privada en el desarrollo de la estructura eléctrica en materia de generación, transformación y transmisión.

En el año 2001 la política de gasto público otorgó prioridad al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica a través de la realización de proyectos con recursos públicos, que por requerir de una inversión inicial considerable y ofrecer bajas tasas de recuperación, se realizaron por el Estado, ya que éstas son socialmente necesarias, que sumadas a las generadas por el sector privado, permitieron dar cumplimiento a la demanda de energía de la sociedad.

Las principales líneas de acción propuestas en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2001 fueron las siguientes:

- Llevar a cabo la expansión de la capacidad de generación de energía eléctrica y el fortalecimiento de las áreas de transformación, transmisión y distribución.

- Continuar las acciones para el desarrollo de proyectos de generación, transformación y transmisión de energía con la participación de la iniciativa privada.
- Conservar y mantener la infraestructura eléctrica actual y desarrollar actividades de apoyo para la institución de proyectos que se realizan con financiamiento del sector privado.
- Fortalecer las acciones tendientes a la conservación y mejoramiento del ambiente y promover el uso racional de energía.
- Participar en el mejoramiento de la economía nacional, al suministrar energía en forma oportuna, suficiente y permanente, para atender una demanda creciente del 6.1 por ciento con relación al año 2000.

II. PRINCIPALES RESULTADOS

Conforme a los objetivos establecidos en el Presupuesto de Egresos de la Federación para 2001, CFE continuó realizando las acciones necesarias para disponer de la infraestructura suficiente y confiable que le permita atender la demanda de energía eléctrica en la zona centro del país.

Capacidad instalada

Al finalizar el periodo enero–diciembre de 2001 la capacidad efectiva de generación sin incluir productores externos de energía ascendió a 36 236.0 MW, que comparada con la capacidad efectiva al 31 de diciembre del año 2000 de 35 385.3 MW, resulta un incremento de 850.7 MW, equivalente al 2.4 por ciento, la cual se integra de la siguiente forma:

Entrada en operación comercial de las unidades:

- 1 y 2 de la Central Ciclo Combinado Presidente Juárez, con un total de 496.0 MW;
- 1, 2 y 3 de la Central Ciclo Combinado Chihuahua II (Encinos), con un total de 423.3 MW;
- 3 de la Central Diesel Puerto San Carlos II, con un total de 41.2 MW;
- 1 y 2 de la Central Geotermoeléctrica Tres Vírgenes, con total de 10.0 MW;

Reincorporación de la Central turbogas El Verde con 24.0 MW;

Disminución en la capacidad efectiva de unidades:

- Unidad 6 de la Central Ciclo Combinado Tula en 100.0 MW;
- Geotermoeléctrica Los Húmeros en 27.0 MW;
- Generadoras de vapor menor de dieseléctricas en 13.7 MW; y
- Turbogas en 3.1 MW.

Cabe aclarar que la capacidad informada al cierre del 2000 por 35 744.3 MW, incluían 468.1 MW del productor externo Mérida III, sin embargo, dicho informe no consideró las reincorporaciones de las cuatro unidades de 25 MW de la central geotermoeléctrica Cerro Prieto y unidades por 9.1 MW de la central los Azufres, por lo que la capacidad neta disponible incluyendo a los Productores Externos de Energía (PEE) al concluir el ejercicio 2000 fue de 35 385.3 MW.

Por parte de los PEE aportaron una capacidad neta durante el año 2001 de 987.3 MW, que se integran de la siguiente manera: Mérida III, adicionó 15.9 MW, llegando a los 484.0 MW contratados, y se incorporaron las nuevas centrales; Hermosillo 228.9 MW, Saltillo 247.5 MW, y Tuxpan II 495.0 MW.

Considerando lo anterior, la capacidad disponible que aportan al Sector Eléctrico los PEE y la CFE al concluir el año del 2001, ascendió a 37 691.4 MW, lo que equivalió a un incremento de la capacidad instalada del 5.1 por ciento con respecto del 2000.

- La Subdirección de Transmisión, Transformación y Control tiene instaladas y en operación al cuarto trimestre del año, una longitud de 36 848.0 Km, y están conformadas de la siguiente forma: 400.0 KV – 13 695.0 Km; 230.0 KV – 22 645.0 Km y 161.0 KV – 508.0 Km
- La Subdirección de Transmisión, Transformación y Control tiene instalados y en operación al final del cuarto trimestre del año una capacidad de 113 556.2 MVA, de la siguiente manera: 400.0 KV – 52 955.7 MVA, 230.0 KV – 45 331.5 MVA, 161.0 KV – 1 644.1 MVA, 150.0 KV – 375.0 MVA, 138.0 KV – 550.5 MVA, 115.0 KV – 9 047.7 MVA y menores – 3 651.7 MVA.
- La longitud en líneas de la Subdirección de Distribución al final del año fue de 595 170.0 Km. y la capacidad instalada en subestaciones de distribución fue de 33 078.0 MVA durante el 2001.

Generación bruta de energía

La previsión de CFE para generar energía eléctrica bruta en el año 2001 fue de 195 260.4 GWH, generando realmente en dicho año 190 881.0 GWH, lo que significó menor generación por 4 379.4 GWH, que representa el 2.2 por ciento menos del previsto. Lo anterior derivado de que en la citada previsión se consideró un crecimiento del mercado eléctrico nacional del 6.4 por ciento anualizado 1999 – 2000 (se tomó como referencia el año de 1999, ya que en julio 2000, fecha de la estimación del presupuesto, aun no se disponía de la información real del 2000) y el crecimiento real del mercado eléctrico nacional fue de 4.2 por ciento anualizado 2000 – 2001, es decir 2.2 por ciento menor al previsto. Como es de su conocimiento el mercado nacional eléctrico tuvo una desaceleración en el segundo semestre de 2000 y una caída en todo el 2001, por la situación económica que experimentó el país, al cerrar empresas maquiladoras en el norte.

De la generación de energía eléctrica bruta de 190 881.0 GWH menos la entrega que se hizo a LFC por 38 046.0 GWH, más la importación de 361.0 GWH, menos la exportación de 267.0 GWH; y la recepción de energía de productores externos por 5 599.0 GWH, dio como resultado que CFE aportara al Sistema Eléctrico Nacional 158 528.0 GWH, cifra superior en un 1.7 por ciento con respecto al 2000.

La generación bruta de 190 881.0 GWH se integró de la siguiente forma: Con hidrocarburos 125 835.1 GWH, 65.9 por ciento, hidroeléctricas 27 806.6 GWH, 14.6 por ciento, carboeléctrica 22 939.0 GWH, 12.0 por ciento, nucleoelectrica 8 727.0 GWH, 4.6 por ciento, geotérmica 5 566.8 GWH, 2.9 por ciento, y eoloelectrica 6.5 GWH.

El presupuesto de generación a través de hidrocarburos fue de 124 247.3 GWH, que comparados con el real de 125 835.1 GWH, resultó una generación mayor de 1 587.8 GWH, 1.3 por ciento de más; así mismo la generación a través de hidroeléctricas fue mayor en 577.3 GWH, 2.1 por ciento, con respecto al presupuesto de 27 229.3 GWH, ya que la generación real fue de 27 806.6 GWH.

Estos mayores ejercicios obedecen principalmente a que la generación prevista con carbón en la central Petacalco, tuvo que ser sustituida con combustóleo, al haberse diferido la operación normal de la terminal de carbón Petacalco, cuya operación se preveía a partir de enero de 2001, siendo hasta septiembre de ese año, que se regularizó, situación que provocó una menor generación de 5 058.0 GWH, 18.1 por ciento, prevista para el carbón, que se estimó en 27 997.0 GWH y solo se generaron con este combustible 22 939.0 GWH.

Otra causa que originó una mayor generación con hidrocarburos fue la menor generación de 1 157.8 GWH, a través de geotermoeléctricas, cuya expectativa para el 2001 de 6 724.6 GWH, no se cumplió al resultar una generación de 5 566.8 GWH, lo que significó un 17.2 por ciento menor a lo esperado. La menor generación con geotermoeléctricas, obedeció a que se retiraron 27 MW de capacidad de los Húmeros, la indisponibilidad de algunas unidades de la central Azufres y a la falta de vapor en la central de Cerro Prieto, originado por la necesidad de rescindir en dos ocasiones el contrato de equipamiento por incumplimiento del contratista, con los que se pretende conectar 10 pozos, que por tiempo no fue posible iniciar licitación, estará de licitación para el año del 2002 en proceso.

Por ultimo, el haber generado menos electricidad a través de la nucleoeléctrica respecto de lo previsto, 9 056.9 GWH, real 8 727.0 GWH, 329.9 GWH menos, 3.6 por ciento, se debió a que la indisponibilidad prevista fue menor a la indisponibilidad real.

A continuación se detallan las centrales que integran las cifras descritas en los párrafos anteriores.

Generación de Energía Eléctrica por tipo de planta, 2001

Central	Meta		Variación	
	Original	Alcanzada	Absoluta	Relativa
<u>GWH generados en 2001</u>	<u>195 260.4</u>	<u>190 881.0</u>	<u>-4 379.4</u>	<u>- 2.2</u>
<u>Hidrocarbúricas</u>	<u>124 247.3</u>	<u>125 835.1</u>	<u>1 587.8</u>	1.3
Tuxpan	15 962.1	14 638.4	-1 323.7	- 8.3
Tula	10 387.9	11 132.9	745.0	7.2
Petacalco	5 994.5	9 737.2	3 742.7	62.4
Manuel Álvarez Moreno	8 515.7	7 652.2	- 863.5	- 10.1
Manzanillo II	5 239.8	5 559.3	319.5	6.1
Salamanca	5 964.4	5 438.2	- 526.2	- 8.8
Altamira	5 301.6	5 388.5	86.9	1.6
Villa de Reyes	4 895.5	5 154.8	259.3	5.3
Valle de México	4 313.7	4 992.5	678.8	15.7
Samalayuca II	3 784.6	3 613.9	- 170.7	- 4.5
Puerto Libertad	3 717.3	3 568.4	- 148.9	- 4.0
Mazatlán II	3 254.4	3 516.7	262.3	8.1
Monterrey	2 827.4	2 986.4	159.0	5.6
Dos Bocas CC	3 052.0	2 721.0	- 331.0	- 10.8
Tula CC	2 744.9	2 669.2	- 75.7	- 2.8

Guaymas II - M	2 716.5	2 668.9	- 47.6	- 1.8
Huinala	2 653.4	2 543.5	- 109.9	- 4.1
Chihuahua CC	2 703.6	2 450.1	- 253.5	- 9.4
Lerdo	2 289.0	2 316.0	27.0	1.2
Topolobampo	2 118.7	1 996.4	- 122.3	- 5.8
Francisco Villa - M	1 904.1	1 804.9	- 99.2	- 5.2
Río Bravo - M	2 012.0	1 782.1	- 229.9	- 11.4
Monterrey CC	3 427.6	1 765.4	-1 662.2	- 48.5
Samalayuca	1 651.9	1 505.8	- 146.1	- 8.8
El Sauz (4)	1 490.0	1 482.0	- 8.0	- 0.5
Rosarito CC	1 849.4	1 370.3	- 479.1	- 25.9
Valladolid CC	1 236.4	1 330.9	94.5	7.6
Presidente Juárez	1 814.4	1 275.9	- 538.5	- 29.7
Río Bravo TG	648.7	1 054.4	405.7	62.5
Huinala TG	837.7	1 000.9	163.2	19.5
Rosarito TG	574.3	983.0	408.7	71.2
Lerma	865.0	972.4	107.4	12.4
Mérida	840.8	942.3	101.5	12.1
El Sauz TG	1 049.7	935.1	- 114.6	- 10.9
Gómez Palacio	1 265.4	842.2	- 423.2	- 33.4
Poza Rica	663.7	770.8	107.1	16.1
Tijuana TJ	18.7	680.4	661.7	N/A
Punta Prieta II	656.5	665.7	9.2	1.4
Francisco Villa	421.6	406.8	- 14.8	- 3.5
Hermosillo TG	293.8	378.4	84.6	28.8
San Jerónimo	98.0	369.9	271.9	277.4
Valladolid	508.6	364.7	- 143.9	- 28.3
Puerto San Carlos	518.9	361.4	- 157.5	- 30.4
Río Bravo	269.4	284.7	15.3	5.7
Nachicom	144.1	245.7	101.6	70.5
La Laguna	156.7	210.1	53.4	34.1
Guaymas I	132.0	178.9	46.9	35.5

Central	Meta		Variación	
	Original	Ejercido	Absoluta	Relativa
Plantas móviles	0.0	95.3	95.3	N/A
La Laguna TG	39.6	88.6	49.0	123.7
Monclova	21.3	87.1	65.8	308.9
Ciprés TJ	3.2	74.8	71.6	N/A
Mexicali TJ	3.7	50.8	47.1	N/A
Caborca TG	32.1	46.9	14.8	46.1
Leona	15.0	46.9	31.9	212.7
Constitución TG	23.5	46.9	23.4	99.6
Cancun TG	12.6	46.6	34.0	269.8
Parque	29.9	44.1	14.2	47.5
Chávez	26.8	43.0	16.2	60.4
Universidad	10.6	42.1	31.5	297.2
Las Cruces	12.0	40.1	28.1	234.2
Guerrero Negro	43.1	38.0	- 5.1	- 11.8
Nizuc TG	3.2	35.6	32.4	N/A
Santa Rosalía	50.1	33.4	- 16.7	- 33.3
Chihuahua TG	30.2	32.4	2.2	7.3
Culiacán TG	15.0	30.6	15.6	104.0
Tecnológico	5.8	30.1	24.3	419.0
Constitución CI	17.1	29.7	12.6	73.7
Punta Prieta I	8.9	27.1	18.2	204.5
Fundidora	5.3	23.1	17.8	335.8
Nachicom TG	1.2	20.8	19.6	N/A
A. Del Coyote	2.0	16.5	14.5	N/A
Obregón II	11.1	15.0	3.9	35.1
Esperanzas	2.5	14.8	12.3	492.0
Industrial	6.0	9.8	3.8	63.3
Xulha TG	1.1	6.1	5.0	454.5
Chankanab	2.4	2.6	0.2	8.3
Holbox	1.9	2.0	0.1	5.3
Yecora	1.5	1.8	0.3	20.0
Cabo Bello	13.8	1.4	- 12.4	- 89.9
Huicot	1.4	0.8	- 0.6	- 42.9

Central	Meta		Variación	
	Original	Alcanzada	Absoluta	Relativa
Puerto Viejo	1.0	0.7	- 0.3	- 30.0
Cozumel TG	2.4	0.0	- 2.4	- 100.0
Mérida TG	2.4	0.0	- 2.4	- 100.0
Cd. Carmen TG	1.2	0.0	- 1.2	- 100.0
<u>Hidroeléctricas</u>	<u>27 229.3</u>	<u>27 806.6</u>	<u>577.3</u>	<u>2.1</u>
Manuel Moreno Torres	5 510.6	6 407.5	896.9	16.3
Malpaso	3 741.0	3 912.7	171.7	4.6
La Angostura	2 528.5	2 911.0	382.5	15.1
Infiernillo	3 066.2	2 624.5	- 441.7	- 14.4
Peñitas	1 816.6	1 768.4	- 48.2	- 2.7
Temascal	271.1	1 344.7	1 073.6	396.0
Villita	1 261.9	1 123.4	- 138.5	- 11.0
Caracol	1 020.4	1 099.0	78.6	7.7
Zimapan	1 025.4	1 086.9	61.5	6.0
Huites	678.6	856.8	178.2	26.3
Aguamilpa	1 399.6	718.8	- 680.8	- 48.6
Mazatepec	646.1	600.3	- 45.8	- 7.1
Cupatitzio	396.4	377.1	- 19.3	- 4.9
El Novillo	331.1	313.2	- 17.9	- 5.4
Bacurato	133.0	268.0	135.0	101.5
El Fuerte	180.1	253.2	73.1	40.6
Cobano	233.1	231.2	- 1.9	- 0.8
Agua Prieta	223.1	212.4	- 10.7	- 4.8
Santa Rosa	209.4	192.5	- 16.9	- 8.1
Humaya	150.0	178.0	28.0	18.7
La Venta	157.8	141.6	- 16.2	- 10.3
Chilapan	77.3	134.7	57.4	74.3
Comedero	121.0	115.3	- 5.7	- 4.7
C. Del Valle	59.0	94.2	35.2	59.7
Minas	82.2	86.7	4.5	5.5
El Salto (SLP)	92.1	76.4	- 15.7	- 17.0
La Amistad	150.5	75.1	- 75.4	- 50.1

Central	Meta		Variación	
	Original	Alcanzada	Absoluta	Relativa
Sanalona	43.6	59.1	15.5	35.6
Encanto	55.4	59.0	3.6	6.5
Oviachic	103.5	54.7	- 48.8	- 47.1
Mocuzari	28.3	44.7	16.4	58.0
Platanal	41.4	43.2	1.8	4.3
Botello	54.6	42.4	- 12.2	- 22.3
Zumpimito	35.2	38.1	2.9	8.2
Boquilla	65.4	36.3	- 29.1	- 44.5
Bombana	27.7	30.5	2.8	10.1
Falcon	94.9	30.1	- 64.8	- 68.3
Colotlipa	30.5	30.0	- 0.5	- 1.6
Colmilla	37.0	15.2	- 21.8	- 58.9
Jumatan	8.6	12.1	3.5	40.7
Portezuelo I	7.6	12.0	4.4	57.9
Texolo	9.4	10.8	1.4	14.9
Electroquímica	7.9	10.7	2.8	35.4
Schpoina	10.3	10.3	0.0	0.0
Santa Barbara	0.0	8.9	8.9	N/A
Tamazulapan	6.0	8.1	2.1	35.0
Puente Grande	14.1	7.3	- 6.8	- 48.2
Colina	19.4	7.1	- 12.3	- 63.4
Las Juntas	10.8	6.2	- 4.6	- 42.6
San Pedro Poruas	2.4	4.9	2.5	104.2
Ixtaczoquitlan	5.8	4.9	- 0.9	- 15.5
Itzicuaró	1.2	3.8	2.6	216.7
Portezuelo II	2.3	2.9	0.6	26.1
Tirio	1.2	2.8	1.6	133.3
Micos	2.0	2.8	0.8	40.0
Intermedia	5.8	2.7	- 3.1	- 53.4
Tepazolco	9.2	0.2	- 9.0	- 97.8
Bartolinas	1.2	1.2	0.0	0.0
Temascal II	772.6	0.0	- 772.6	- 100.0
Tuxpango	149.2	0.0	- 149.2	- 100.0

Central	Meta		Variación	
	Original	Alcanzada	Absoluta	Relativa
Huazuntlan	2.7	0.0	- 2.7	- 100.0
<u>Carboeléctricas</u>	<u>27 997.0</u>	<u>22 939.0</u>	<u>-5 058.0</u>	<u>- 18.1</u>
Carbon II	9 780.7	9 348.6	- 432.1	- 4.4
Rio Escondido	9 272.3	9 218.4	- 53.9	- 0.6
Petacalco	8 944.0	4 372.0	-4 572.0	- 51.1
<u>Nucleoeléctricas</u>	<u>9 056.9</u>	<u>8 727.0</u>	<u>- 329.9</u>	<u>- 3.6</u>
Laguna Verde	9 056.9	8 727.0	- 329.9	- 3.6
<u>Geotermoeléctricas</u>	<u>6 724.6</u>	<u>5 566.8</u>	<u>-1 157.8</u>	<u>- 17.2</u>
Cerro Prieto	5 795.8	5 008.5	- 787.3	- 13.6
Los Azufres CP	481.7	414.1	- 67.6	- 14.0
Humeros	299.5	127.2	- 172.3	- 57.5
Los Azufres	147.6	17.0	- 130.6	- 88.5
<u>Eoloeléctrica</u>	<u>5.3</u>	<u>6.5</u>	<u>1.2</u>	<u>22.6</u>
La Venta (Eolica)	5.3	5.8	0.5	9.4
Puerto Viejo	0.0	0.7	0.7	N/A

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Consumo de Combustible

Durante el período de enero – diciembre del 2001, el consumo del combustóleo fue de 21 952.0 miles de metros cúbicos, superior en 3 299.1 miles de metros cúbicos con respecto al presupuesto; así también el diesel observó un aumento de 230.9 miles de metros cúbicos, ya que se quemaron 457.6 miles de metros cúbicos en el año 2001 y se previó el consumo de 226.7; estos aumentos fueron compensados con un menor uso de gas natural, el cual ascendió a 10 925.8 millones de metros cúbicos, inferior en 2 879.5 millones de metros cúbicos con respecto de la expectativa de 13 805.3 millones de metros cúbicos, así como el carbón tuvo un consumo de 11 338.8 miles de toneladas que representaron quedarse por debajo de su consumo en 2 167.0 miles de toneladas, respecto del consumo previsto de 13 505.8 para el 2001.

Energía almacenada

La energía almacenada en las grandes Centrales Hidráulicas al 31 de diciembre del 2001, fue de 10 330.0 GW, cifra inferior en 5 173.0 GW, 33.4 por ciento con relación al 2000, siendo la central de Angostura (disminución de 5 634.0 GW) y otras con una disminución de 115.0 GW. Las centrales que participaron en la recuperación de energía fueron: Temascal de 131.0 GW, Aguamilpa 405.0 GW e Infiernillo con 40.0 GW.

Mantenimiento

- Hidroeléctricas

Los resultados del mantenimiento programado de las unidades hidroeléctricas en el período de enero – diciembre del 2001 son los siguientes:

Se programaron a mantenimiento 9 656.6 MW – mes de energía, realizándose mantenimientos equivalentes a 4 920.8 MW – mes; se programaron 122 unidades a mantenimiento y se realizaron 121 mantenimientos.

En el mismo período del año anterior se programaron 9 169.2 MW – mes de energía, realizándose mantenimientos equivalentes a 5 474.1 MW – mes; se programaron 134 mantenimientos y se realizaron 130.

Comparando la energía de mantenimiento realizada entre los mismos períodos del 2001 y 2000, se observa una disminución de 553.3 MW – mes, cifra que representa un menos 10.1 por ciento.

Con la relación a la energía de mantenimiento realizada al concluir diciembre del 2001, contra lo programado; se tiene una disminución de 4 735.8 MW – mes que representa un menos 49.0 por ciento.

La causa de esta disminución de mantenimientos en las centrales hidroeléctricas, fue cubrir la indisponibilidad de energía que se previó proporcionarían los productores externos de energía, que difirieron su entrada en operación comercial o que ya estando en operación comercial no cubrieron la expectativa considerada en el predespacho. El impacto en el cumplimiento de los objetivos estratégicos de CFE, no repercutió en este ejercicio, ya que se cubrió la demanda de energía eléctrica, sin embargo en los siguientes ejercicios las centrales tendrán que ser retiradas para su indispensable mantenimiento, repercutiendo en una generación a través de hidrocarburos y/o de los propios productores externos de energía.

- Termoeléctricas

En cuanto al mantenimiento de centrales, durante el período enero – diciembre del 2001 se programaron a mantenimiento 14 220.1 MW – mes y se realizaron mantenimientos equivalentes a 20 822.8 MW – mes, se programaron 82 mantenimientos y se realizaron 143.

En el mismo período del año anterior, se programaron a mantenimiento 27 314.0 MW – mes y se realizaron mantenimientos equivalentes a 26 338.6 MW – mes; se programaron 174 mantenimientos y se realizaron 149.3.

Comparando la energía indisponible por mantenimiento realizado entre los mismos períodos 2000 y 2001, se observa una disminución de 5 515.8 MW – mes que equivale al menos 20.9 por ciento.

Con relación a la energía realizada en mantenimiento en el período del año 2001 comparada contra lo programado se tuvo un aumento de 6 602.7 MW – mes siendo superior a un 46.4 por ciento con respecto a lo programado.

Comercialización de energía eléctrica

Mejorar la atención al cliente es un objetivo prioritario de la CFE. En la búsqueda de esta meta se han consolidado los programas para la instalación de módulos de auto atención, centros de servicios por teléfono y de atención a grandes clientes.

Durante el período que se informa se inició la operación del portal de CFE, en el que se pueden consultar la facturación de cualquier servicio, estados financieros, estadística del sector, noticias e información diversa relacionada al servicio de suministro. También en este año, se inició la impresión de los aviso-recibo con un nuevo formato, que entre otros beneficios de importancia, presenta de manera detallada como se obtienen los conceptos de cargo.

Al cierre del período operaban 974 módulos CFEmáticos, mediante los cuales se realizan más de 1 400.0 miles de operaciones mensuales, lo que significa el 14.5 por ciento de toda la cobranza de la entidad, 4.0 puntos porcentuales más que durante el año 2000.

Con 111 Centros de servicio al cliente está cubierto el 100 por ciento de las áreas urbanas del país, beneficiando a 60 millones de habitantes, a los que se proporciona telefónicamente toda la gama de servicios a los que tienen acceso en nuestras oficinas, excepto pagos.

La CFE brinda atención personal a 10 500 empresas consideradas como grandes clientes, ofreciéndoles todo tipo de servicios de apoyo, consulta y asesoría. Este servicio ha probado su utilidad en casos como los cambios de tarifas, en los que el personal de CFE explica ampliamente estos cambios y sus repercusiones, dando opciones para mejorar la administración de la energía.

El número telefónico 071 continúa operando en todas las zonas de la República donde la CFE proporciona el servicio de energía eléctrica. Anualmente se atienden más de 15 millones de llamadas.

Ventas de energía

Las ventas directas al mes de diciembre de 2001, ascendieron a 127 594.0 GWH, superiores en 1.3 por ciento a las registradas en el mismo lapso de 2000 e inferiores en 4.5 por ciento con respecto al presupuesto; o sea 97 559.0 millones de pesos, superior en 6.4 por ciento a las realizadas en el mismo período del 2000 e inferiores en 1.1 por ciento a la meta presupuestada.

Las ventas netas a LFC durante este período fueron de 38 046.0 GWH con un importe de 18 861 000.0 miles de pesos, superiores en 2.5 y un 3.5 por ciento a las obtenidas en 2000 respectivamente e inferiores en 2.6 y 1.9 por ciento al presupuesto respectivamente.

Las exportaciones por su parte, alcanzaron un volumen de 267.0 GWH con un importe de 271 000.0 miles de pesos, superiores en 39.0 y 71.5 por ciento a las realizadas de enero a diciembre del 2000 respectivamente; las exportaciones a Belice constituyen el 58.5 por ciento mientras que a los

Estados Unidos de Norteamérica se exportó el 41.5 por ciento restante. Con relación al presupuesto, resultó 10.7 por ciento por arriba de dicha expectativa.

En resumen, las ventas totales al mes de diciembre del 2001, ascendieron a 165 907.0 GWH, superiores en 1.6 por ciento a las del mismo período de 2000 y 3.8 por ciento por abajo del presupuesto.

Cobertura del servicio eléctrico

Comisión Federal de Electricidad proporciona el servicio de energía eléctrica en toda la República, excepto en el Distrito Federal y área conurbana y parcialmente en los estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla. Durante el período 2001, las ventas totales ascendieron a 165 907.0 GWH, mayores en 1.6 por ciento a las registradas en 2000. Las ventas directas al público ascendieron a 127 594.0 GWH, superiores en 1.3 por ciento a las registradas un año antes, que corresponden al 77.0 por ciento del total de la energía eléctrica consumida en el área atendida por CFE, destacando las ventas al sector doméstico que creció en 7.3 por ciento, seguidos por los sectores: comercial con 5.6 por ciento, servicios 3.4 por ciento y la mediana industria 2.7 por ciento.

De las ventas directas el 59.3 por ciento fue a la industria, al servicio doméstico 25 por ciento, al comercio 6.7 por ciento, a riego agrícola 5.8 por ciento y al servicio público 3.2 por ciento.

Durante el período enero – diciembre del 2001, los Gobiernos Estatales y Municipales aprobaron 408.5 millones de pesos con los que se electrificaron 778 poblados rurales y 469 colonias populares en beneficio de 246 290 habitantes.

Tarifas eléctricas

A partir del primero de enero del 2001 y durante todo ese año, se continuó la aplicación de un factor de ajuste mensual acumulativo a los cargos de las tarifas, se autorizaron las siguientes para el año: para las tarifas residenciales se aplicó un deslizamiento mensual acumulativo del 0.7 por ciento; para las tarifas de servicio y bombeo agrícola, se aplicó un deslizamiento mensual acumulativo del 0.5 por ciento; tarifas de uso general en baja, mediana y alta tensiones, se prosiguió la aplicación del mecanismo de ajustes mensuales ligados a la inflación nacional y a los precios de los combustibles. Con estos ajustes, el precio medio de la energía eléctrica en 2001 fue de 61.5 centavos por kilowat - hora, 5.5 por ciento mayor en términos nominales al del año previo.

Subsidios

Durante el ejercicio 2001 se otorgaron subsidios a los usuarios por 44 121.6 millones de pesos, integrados en los siguientes servicios; Doméstico 23 368.2 millones de pesos, 62.0 por ciento, Industrial 6 853.9 millones de pesos, 15.5 por ciento, Agrícola 6 371.0 millones de pesos, 14.5 por ciento, Alumbrado Público 556.7 millones de pesos, 1.3 por ciento, y el subsidio otorgado a Luz y Fuerza del Centro ascendió a 2 971.8 millones de pesos, 6.7 por ciento.

Precio medio

Al mes de diciembre del 2001, el precio medio de las ventas totales, resultó superior en 4.6 por ciento al del año anterior, al pasar de 56.2 a 58.8 centavos por Kilowat - hora. En este sentido, el precio medio de venta al público en el período se incrementó 5.4 por ciento, el de las ventas netas a LFC creció 1.0 por ciento y el de exportación en 23.4 por ciento; Con relación al presupuesto, el precio medio total se situó por arriba de dicha expectativa en 2.9 por ciento.

Consumo promedio mensual

El consumo promedio mensual por usuario, sin incluir las exportaciones y las ventas netas a LFC, fue de 555.0 Kwh. / Usuario, inferior en 3.1 por ciento al registrado en el mismo período del año anterior, lo que se debió fundamentalmente a una disminución en los sectores de la gran industria con (9.6 por ciento), la mediana industria con (6.7 por ciento) y servicios (3.2 por ciento), combinado con un crecimiento en el sector doméstico (3.3 por ciento); el consumo real experimentado resultó inferior en 5.0 por ciento a la cifra presupuestada.

Usuarios

Al mes de diciembre del 2001, el número de usuarios ascendió a 19 529.4 miles, cifra superior en 4.5 por ciento a la registrada en el mismo mes el año anterior, donde el sector doméstico participó con el 88.0 por ciento seguido del comercial con 10.3 por ciento y el 1.7 por ciento restante con los sectores servicio, agrícola e industrial.

Programa de inversiones

El programa de inversión autorizado original de la institución fue de 12 299 565.9 miles de pesos, y el ejercido fue de 12 763 485.1, representando este último el 103.8 por ciento del **presupuesto original**.

El ejercicio de la obra pública presentó un mayor gasto en relación con el **presupuesto original** de 3 616 258.5 miles de pesos, esto se da con motivo de las autorizaciones de inversión adicionales para atender proyectos de Generación, Transmisión y Transformación, así como las autorizaciones para ejercer recuperaciones de seguros con motivo de diversos siniestros y para seguridad de Centrales.

La Subdirección de Construcción a través de la coordinación de proyectos de transmisión y transformación actualmente tiene el proceso de ejecución 800 proyectos, de los cuales 142 están en construcción, con la cual se incrementará la red en 3 979.0 km-c y 6 576.0 MVA; por otra parte 56 proyectos están en proceso de licitación para iniciar su construcción en el 2002, y 602 proyectos se encuentran en actividades previas de construcción.

Asimismo durante el período de enero a diciembre del 2001, se terminaron constructivamente 215 proyectos, integradas por 96 líneas con 2 957.1 km-c y 119 subestaciones con 7 451.0 MVA, 320.5 mvar y 357 alimentadores; destacando las redes asociadas a centrales que suministran al Sistema Eléctrico Nacional por 1 823.9 MW de las siguientes plantas generadoras: CG Tres Vírgenes 10.0 MW; CC Río Bravo II 495.0 MW; CC Hermosillo 228.9 MW; CC Tuxpan II 495.0 MW y CG Cerro Prieto IV 100.0 MW y otras menores por 495.0 MW.

Ahorro y uso eficiente de energía

La Comisión Federal de Electricidad continuó durante el año 2001 con las acciones de ahorro de energía eléctrica en sus instalaciones y en la de los usuarios del servicio eléctrico, en este último caso, con el apoyo del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) y del Fideicomiso para el Aislamiento Térmico (FIPATERM), destacando los siguientes resultados:

- Ahorros obtenidos

Por lo que toca a los ahorros obtenidos en el 2001, tomando en cuenta los proyectos realizados en años anteriores que continúan generando ahorros, y lo obtenido en el año por la aplicación del Horario de Verano, éstos fueron de 3 494.0 millones de KWH que representan un cumplimiento del 103.5% sobre la meta establecida de 3 377.0 millones de KWH. Lo anterior se explica principalmente por el favorable desempeño del programa de incentivos y desarrollo del mercado impulsado por la CFE a través del FIDE.

- Programas internos

Se terminaron 4 proyectos en alumbrado y 2 de acondicionamiento ambiental en edificios de la empresa, con lo que a la fecha se han realizado en total 17 proyectos con aplicación de medidas de ahorro. Asimismo se impartieron 11 cursos de capacitación en materia de ahorro y uso eficiente de energía a personal de la CFE para llegar a 83 eventos.

- Instalaciones de los usuarios del sector productivo y social

Las acciones en este rubro permitieron concluir 235 proyectos en el año 2001, de los cuales 71 corresponden a industrias, 39 a comercios y servicios, 18 a servicios municipales y 107 a establecimientos de la pequeña y mediana empresa. Con lo anterior desde el inicio del programa se han realizado en total 1 748 proyectos.

- Sector doméstico

En el año 2001 se instalaron un millón de lámparas ahorradoras para llegar a 8.6 millones de unidades, incluyendo al Proyecto ILUMEX. Asimismo, se aislaron térmicamente 3 714 viviendas con lo que se ha alcanzado la cifra de 74 mil casas aisladas. Otras acciones comprenden el reemplazo de 11 673 equipos de aire acondicionado obsoletos, por otros tantos eficientes, y la realización de 1 269 diagnósticos energéticos. Con lo señalado, a la fecha se han cambiado 19 276 equipos de aire acondicionado y efectuado 10 615 diagnósticos.

- Programa de incentivos y desarrollo de mercado

Con este programa que tiene por objeto incentivar el mercado de equipos eficientes para el sector productivo, se comercializaron 75 569 motores, 216 compresores y 973 mil equipos de alumbrado comercial de bajo consumo eléctrico. Las cifras acumuladas comprenden: 90 978 motores, 669 compresores y 2.8 millones de equipos de alumbrado.

- Horario de Verano

En el 2001 la medida estuvo vigente del 6 de mayo al 30 de septiembre, con ahorros de 933 GWH en consumo y 908 MW en potencia. Sendas campañas de comunicación social se realizaron para informar a la población del cambio de horario.

- **Sector agropecuario**

Las acciones coordinadas por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) permitieron la rehabilitación de 1 292 sistemas de bombeo agrícola para reducir el consumo eléctrico. También se instalaron 400 000 lámparas ahorradoras en granjas avícolas. En forma acumulada se han realizado proyectos en 12 624 instalaciones agrícolas e instalado 1.1 millones de lámparas.

- **Promoción y capacitación**

Se llevó a cabo la Décima Edición del Premio Nacional para el Ahorro de Energía Eléctrica, con el que se hace un reconocimiento a las empresas e instituciones que se han destacado en la materia. En esta edición se contó con la participación de 81 empresas. Asimismo, se impartieron 65 cursos para la formación de recursos humanos en el ahorro y uso eficiente de la energía, además de imprimir y distribuir 5.9 millones de diversos materiales sobre el tema. Con lo señalado, a la fecha, se han realizado 943 cursos y distribuido cerca de 50 millones de impresos.

- **Normalización y Sello FIDE.**

Se participó en los Comités Consultivos Nacionales de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE) coordinado por la Comisión Nacional de Ahorro de Energía (CONAE) y los Comités Consultivos Nacionales de Normalización de Instalaciones Eléctricas (CCNNIE) a cargo de la Secretaría de Energía, en los que se desarrollan normas con las que se impulsa el ahorro y uso eficiente de la energía, actualmente 17 en vigor. En el año se actualizaron 2 normas y se iniciaron 3 nuevos proyectos. Asimismo, se otorgó el Sello FIDE, que identifica equipos ahorradores de energía eléctrica, a 2 041 modelos de equipos pertenecientes a 21 empresas.

- **Formación de una Cultura de Ahorro de Energía**

En el año se impartieron 69 talleres de capacitación en el tema, con la participación de 3 843 maestros de primaria y secundaria, responsables de 154 mil niños, en 7 estados del país. Con lo anterior, a la fecha se han impartido 954 talleres con la participación de 24 303 maestros en 20 estados.

Productividad laboral

El crecimiento de la fuerza de trabajo del personal de operación resultó ligeramente superior en 1.0 puntos porcentuales, respecto del que se tuvo en el mismo período del año anterior y se compara favorablemente con el mayor crecimiento del número de usuarios.

El Indicador usuarios /trabajador de operación mejora 2.4 por ciento respecto al registrado en el mismo período del 2000, y el de ventas / trabajador de operación, son inferiores en 0.5 por ciento respecto al mismo período del 2000.

La relación capacidad instalada / trabajador de generación, observa una mejoría de 1.6 por ciento respecto al valor registrado del mismo período del 2000; la relación de km de líneas de transmisión atendidos por trabajador de líneas de transmisión registra una mejoría del 5.2 por ciento con

respecto al mismo período del 2000, originado fundamentalmente, por la incorporación al sistema de nuevas líneas. El indicador usuarios / trabajador de distribución, mejora en 1.7 por ciento respecto al valor registrado durante diciembre del 2000.

Eficiencia operativa

La disponibilidad centrales termoeléctricas base, presenta una ligera mejoría de 0.5 por ciento respecto al valor registrado en el mismo período del 2000, al reducirse la indisponibilidad por mantenimiento programado en las centrales termoeléctricas base convencionales del 9.4 por ciento en diciembre del 2000 a solo 7.0 por ciento en diciembre del 2001.

Por su parte la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas, presentó un valor favorable en 2.4 por ciento con relación al registrado durante el 2000, al reducirse, en forma importante, la indisponibilidad de causas ajenas que paso de 5.7 por ciento en diciembre del 2000 a 4.1 por ciento en diciembre del 2001.

La eficiencia térmica presenta un comportamiento ligeramente inferior en 0.7 por ciento al registrado en el mismo período del año anterior y las pérdidas de energía presentan un comportamiento desfavorable en 1.5 por ciento al pasar de 10.6 por ciento a 10.8 por ciento en el período que se informa.

Calidad del servicio

El tiempo de interrupción por usuario (TIU anualizado) resultante para todo el Sistema Eléctrico Nacional (sin incluir LFC), fue de 151.8 minutos; el cual comparado con el mismo período del 2000, de 138.0 minutos, refleja un incremento de 13.8 minutos, que representa una variación desfavorable del 10.0 por ciento; El valor de 151.8 minutos incluye:

- La afectación del área de Generación que contribuyeron con 1.9 minutos por el Huracán Juliette, en los meses de septiembre y octubre del 2001
- La afectación registrada en otras empresas generadoras (Unión FENOSA y Mérida III), que contribuyeron con 11.5 minutos.
- La afectación del área de Transmisión con 1.5 minutos por la afectación del Huracán Juliette.
- Las afectaciones del área de Distribución que contribuyeron con 8.9 minutos, debidas a la presencia del Frente Frío que se registró en el mes de marzo, fenómeno que generó el Efecto del Norte, con vientos ciclónicos; la presencia de una tromba en el mes de julio en la zona Hermosillo; la tormenta tropical CHANTAL registrada en el mes de agosto en la peninsular de Yucatán; la afectación del Huracán Juliette en los meses de septiembre y octubre en el noroeste del país.

Sin estos eventos el Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) es de 128.0 minutos, el cual comparado con el mismo período del 2000 que fue de 128.8 minutos, refleja una disminución de 0.8 minutos que representa el 0.6 por ciento.

Las inconformidades, por cada mil usuarios por mes, registran un valor favorable de 8.2 por ciento al reducirse de 4.9 las inconformidades por cada mil usuarios registrada en diciembre del 2000 a 4.5 en diciembre del 2001.

El plazo de conexión a nuevos usuarios registra una mejoría del 6.4 por ciento respecto a lo obtenido en diciembre del 2000.

Situación Financiera

- Estado de Resultados

Estado de resultados condensado
Cifras en miles de pesos con un decimal (a pesos de cierre de diciembre)

Concepto	Enero – Diciembre		Variación
	2001	2000	%
Productos	101 313 294.0	101 215 784.0	0.1
Costo de explotación	101 912 334.0	102 381 328.8	(0.5)
Servicios personales	13 163 047.0	11 907 337.0	10.5
Energéticos	49 704 385.0	52 297 146.0	8.6
Depreciación	16 966 506.8	16 707 232.0	1.6
Otros	12 824 624.2	12 872 166.8	(0.4)
Costo de Obligaciones Laborales	9 253 775.0	8 597 447.0	7.6
Remanente de explotación	(599 040.0)	(1 165 544.8)	48.6
Costo Financiero	322 928.0	(1 171 860.0)	N.A.
Intereses pagados	6 025 884.0	5 341 116.6	12.8
Fluctuaciones	(3 105 467.0)	(592 670.4)	N.A.
Intereses ganados	1 484 517.0	3 332 856.6	(55.5)
Repomo	1 112 972.0	2 587 449.6	(57.0)
Remanente antes de aprovechamiento y subsidio	(921 968.0)	6 315.2	N.A.
Productos y (gastos) ajenos a la explotación	1 940 066.0	1 151 407.0	68.5
Aprovechamiento	38 516 374.0	38 617 245.4	(0.3)
Subsidios a tarifas	44 121 610.0	43 905 641.6	0.5
I. S. R. Remanente Distribuible	473 231.0	464 058.0	2.0
Resultado neto	6 150 103.0	5 982 060.4	2.8
Relación precio / costo	0.7	0.7	-

NOTA: La relación precio / costo incluye del costo financiero sólo los intereses pagados (deuda 25 por ciento y arrendamiento 50 por ciento) y excluye subsidios a tarifas, productos y gastos ajenos a la explotación

Los productos por ventas al detalle crecieron en términos reales el 0.3 por ciento, mientras que la demanda de energía eléctrica se incrementó en 1.3 por ciento y el precio medio facturado disminuyó en 1.0 por ciento. Los productos totales ascendieron a 101 313 294.0 miles de pesos, que en términos reales prácticamente se ubicaron en el mismo nivel que los obtenidos en el ejercicio anterior 101 215 784.0 miles de pesos.

El costo de explotación, que incluye la depreciación, indirectos del corporativo y costo de obligaciones laborales, asciende a 101 912 334.0 miles de pesos en el que se observa una disminución del 0.5 por ciento, principalmente por el ahorro en el costo de los energéticos que en términos reales fue de 2 592 761.0 miles de pesos.

Se obtuvo una pérdida de operación de 599 040.0 miles de pesos (1 165 544.8 miles de pesos en Diciembre 2000), la variación que observa se origina principalmente por el ahorro en el costo de los energéticos; el subsidio ascendió a 44 121 610.0 miles de pesos, observando un incremento del 0.5 por ciento respecto del año anterior.

De igual forma que en el ejercicio anterior, al cierre de diciembre 2001 el subsidio fue mayor al aprovechamiento, por lo que existe una insuficiencia tarifaria de 5 605 236.0 miles de pesos (5 288 396.2 en Diciembre 2000) misma que fue aplicada al patrimonio.

Al cierre del ejercicio, se obtuvo un costo financiero de 322 928.0 miles de pesos (producto financiero de 1 171 860.0 miles de pesos en Diciembre 2000), la disminución que se observa se origina básicamente por el efecto de una menor ganancia monetaria (por el efecto de una menor inflación e incremento en los activos monetarios), así como por el incremento en los intereses devengados del arrendamiento.

No obstante lo anterior, la utilidad neta fue de 6 150 103.0 miles de pesos observando un incremento del 2.8 por ciento con relación a la obtenida el año anterior, ya que el subsidio permite compensar los mayores costos de los energéticos que no se han repercutido a las tarifas.

Por otra parte, la relación precio / costo, que excluye los gastos ajenos a la explotación y del costo financiero, solo considera los intereses devengados (de la deuda el 25.0 por ciento y del arrendamiento el 50.0 por ciento) se mantiene sin cambio respecto del año anterior al ubicarse en 0.7.

Balance General

Balance General Condensado
Cifras en miles de pesos con un decimal (a pesos de cierre de Diciembre)

Concepto	2001	2000	Variación	
	Diciembre	Diciembre	\$	%
Activo total	519 694 341.8	521 649 516.2	-1 955 174.4	-0.4
Circulante	42 554 125.0	42 699 912.0	-145 787.0	-0.3
Fijo	464 995 449.4	464 161 366.0	834 083.4	0.2
Inversiones y cuentas por pagar	1 756 431.0	1 767 744.0	-11 313.0	-0.6
Otros	1 675 206.0	2 305 604.6	-630 398.6	-27.3
Activo intangible (D-3)	8 713 130.4	10 714 889.6	-2 001 759.2	-18.7
Pasivo y patrimonio	519 694 341.8	521 649 516.2	-1 955 174.4	-0.4
Pasivo	137 398 657.0	136 276 924.8	1 121 732.2	0.8
Corto plazo	28 151 144.0	28 666 608.6	-515 464.6	-1.8
Largo plazo	27 229 720.0	34 194 461.0	-6 964 741.0	-20.4
Reservas	82 017 793.0	73 415 855.2	8 601 937.8	11.7
Patrimonio	382 295 684.8	385 372 591.4	-3 076 906.6	-0.8

Fuente Dirección de Finanzas

A diciembre de 2001 el valor de los activos asciende a 519 694 341.8 miles de pesos el cual en términos reales disminuye el 0.4 por ciento con respecto a diciembre de 2000. De este monto, 464 995 449.4 miles de pesos corresponde al valor de los activos fijos, 42 554 125.0 miles de pesos al circulante que se integra de disponibilidades, cuentas por cobrar a clientes, IVA por recuperar, otros deudores y materiales para operación; y 12 144 767.4 miles de pesos a otros activos que comprenden el activo intangible, inversiones y cuentas por cobrar a largo plazo así como depósitos y adelantos.

Por su parte, el total del pasivo corriente y documentado a favor de terceros disminuyó 11.8 por ciento debido a la disminución en el pasivo a largo plazo, mientras que el pasivo laboral con los trabajadores y pensionados se incrementó en 11.8 por ciento, efecto que se deriva por el reconocimiento del boletín D-3 "Obligaciones Laborales" de conformidad con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados.

El patrimonio de la Entidad ascendió a 382 295 684.8 miles de pesos, observando un decremento del 0.8 por ciento en términos reales con respecto a diciembre de 2000 originado principalmente en la actualización del patrimonio, así como de las aportaciones recibidas que permiten compensar el efecto del incremento en el cargo por el pasivo laboral; sin embargo, se mantiene la participación propia en los activos de 0.7, razón que demuestra que CFE goza de una estructura financiera sólida.

También se observa una solvencia financiera favorable ya que el índice de liquidez se ubicó en 1.1 veces, lo que refleja una aceptable capacidad para cumplir con las obligaciones de pago con vencimientos menores a un año.

Razones financieras
Indicadores al mes de Diciembre de 2001

Indicador	Razón	Diciembre	Diciembre
		2001	2000
Liquidez	activo circulante – Inventarios / Pasivo Circulante (veces)	1.07	1.05
Rotación cuentas por cobrar	Productos de explotación / Cuentas por cobrar a consumidores (veces)	7.36	8.18
Participación propia	Patrimonio / Activo (veces)	0.74	0.74
Rotación de activo fijo	Productos de Explotación / Activo neto de Operación (veces)	0.23	0.23
Construcción marginal	(Productos de Explotación – Costo Explot.) / Productos de explotación %	-0.6	-1.2
Precio /costo	Precio / Costo (veces)	0.71	0.71
Subsidio /productos	Subsidio / Producto %	43.55	43.38
Pasivo/ patrimonio	Pasivo / Patrimonio (veces)	0.36	0.35
Patrimonio /pasivo	Patrimonio /pasivo (veces)	2.78	2.83
Activo fijo neto en operación /activo total	Activo fijo neto en operación /activo total (veces)	0.83	0.84
Reservas /pasivo	Reservas /pasivo (veces)	0.60	0.54

Fuente : Dirección de finanzas

III. ANÁLISIS DEL EJERCICIO DEL PRESUPUESTO PROGRAMÁTICO

III.1 ANÁLISIS GENERAL DE LAS VARIACIONES PRESUPUESTARIAS

Durante 2001, el **presupuesto ejercido** por Comisión Federal de Electricidad ascendió a 92 197 777.3 miles de pesos, recursos menores en 14.7 por ciento y 15 861 868.8 miles de pesos respecto a los **recursos autorizados** por 108 059 646.1 miles de pesos que se aprobaron por la Honorable Cámara de Diputados. Dichos recursos se orientaron a intensificar el mantenimiento del sistema de distribución, aumentar la eficiencia de operación de las plantas y sistemas eléctricos, así como a mejorar el nivel de vida de sus trabajadores.

Gasto Programable Devengado de Comisión Federal de Electricidad, 2001

(Miles de pesos con un decimal)

Descripción	Presupuesto						Variación Absoluta (Ejercido / Original)			Variación Porcentual (Ejercido / Original)			Estructura Porcentual	
	Total		Corriente		Capital		Total	Corriente	Capital	Total	Corriente	Capital	Original	Ejercido
	Original	Ejercido	Original	Ejercido	Original	Ejercido								
TOTAL	108 059 646.1	92 197 777.3	95 760 080.2	79 434 292.2	12 299 565.9	12 763 485.1	-15 861 868.8	-16 325 788.0	463 919.2	-14.7	-17.0	3.8	100.0	100.0
Recursos Propios	108 059 646.1	92 197 777.3	95 760 080.2	79 434 292.2	12 299 565.9	12 763 485.1	-15 861 868.8	-16 325 788.0	463 919.2	-14.7	-17.0	3.8	100.0	100.0

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

GASTO POR ORIGEN DE LOS RECURSOS

El total del **presupuesto original** y ejercido de la entidad fue financiado con **recursos propios**, cuyos montos quedaron descritos en el párrafo y cuadro anterior.

GASTO POR CLASIFICACIÓN ECONÓMICA

De acuerdo a la naturaleza del gasto del presupuesto total erogado por Comisión Federal de Electricidad, correspondió a **gasto corriente** con el 86.2 por ciento y el 13.8 por ciento a **gasto de capital**. Para el primer caso la estructura fue inferior en 2.4 puntos porcentuales y para el segundo caso fue superior en 2.4 puntos porcentuales, ambos respecto a lo programado en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2001.

Gasto Programable Devengado por Clasificación Económica de Comisión Federal de Electricidad, 2001

(Miles de pesos con un decimal)

Descripción	Gasto Corriente					Gasto de Capital				Total
	Servicios Personales	Materiales y Suministros	Servicios Generales	Otras Erogaciones	Suma	Bienes Muebles e Inmuebles	Obra Pública	Inversiones Financieras	Suma	
Miles de pesos con un decimal										
Total original	19 287 761.4	65 342 893.5	11 129 425.3		95 760 080.2	5 942 853.8	6 356 712.1		12 299 565.9	108 059 646.1
Total ejercido	18 672 954.7	52 117 073.6	8 644 264.0		79 434 292.2	2 790 514.5	9 972 970.6		12 763 485.1	92 197 777.3
Variación absoluta	-614 806.7	-13 225 819.9	-2 485 161.3		-16 325 788.0	-3 152 339.3	3 616 258.5		463 919.2	-15 861 868.8
Variación porcentual	-3.2	-20.2	-22.3		-17.0	-53.0	56.9		3.8	-14.7
Estructura porcentual										
Original	17.8	60.5	10.3		88.6	5.6	5.9		11.4	100.0
Ejercido	20.3	56.5	9.4		86.2	3.0	10.8		13.8	100.0

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Por clasificación económica, del total del presupuesto programático devengado por Comisión Federal de Electricidad, el **gasto corriente** fue de 79 434 292.2 miles de pesos, monto menor en 17.0 por ciento y 16 325 788.0 miles de pesos al **presupuesto original** de 95 760 080.2 miles de pesos. El total del **gasto corriente** ejercido se financió con **recursos propios**.

- En el rubro de *Servicios Personales*, se observó un decremento de 614 806.7 miles de pesos, equivalente al 3.2 por ciento respecto al original de 19 287 761.4 miles de pesos, debido a: personal que tiene derecho a jubilarse y que aún no ha tramitado su jubilación y por la disminución de personal eventual y temporal de la Subdirección de Construcción, el cual disminuyó porque no hay construcción, únicamente supervisión de obra de terceros.
- Por concepto de *Materiales y Suministros* se registró una variación negativa del 20.2 por ciento, que resulta de comparar el ejercicio de 52 117 073.6 con el **presupuesto original** de 65 342 893.5, debido principalmente a:
 - Que la estimación del presupuesto devengable se realizó con base a los precios de los combustibles que la gerencia de energéticos disponía a mediados del año 2000, los cuales fueron muy superiores a los dados a conocer por la SHCP al finalizar dicho año 2000;
 - El cálculo de estimación consideraba la incorporación de los Productores Externos de Energía a principios del primer semestre, sin embargo los Productores Externos iniciaron operaciones comerciales a finales del ejercicio del 2001.
 - Otra causa relevante del menor ejercicio del gasto, fue el hecho de que el volumen previsto para el consumo de gas fue de 13 805.3 millones de metros cúbicos, siendo que solo se ejercieron 10 925.8 millones de metros cúbicos, que equivale a una disminución del 20.9 por ciento. Esta situación se originó por la escalada del precio del gas a nivel internacional, forzando a la Institución a adquirir combustóleo para sustituir la demanda de energía eléctrica.
 - Además, bajó el consumo del carbón en 2 167 miles de toneladas al utilizarse 11 338.8 miles de toneladas, que comparado con el programa original de 13 505.8 miles de toneladas, se observa un decremento del 16.0 por ciento.
- En *Servicios Generales* se devengaron 8 644 264.0 miles de pesos, monto inferior en 2 485 161.3 miles de pesos y menos 22.3 por ciento con respecto al **presupuesto original** de 11 129 425.3 miles de pesos, debido principalmente a la incorporación de los Productores Externos de Energía a principios del primer semestre, sin embargo los Productores Externos de Energía iniciaron operaciones comerciales a finales del ejercicio del 2001 afectando tanto en servicios generales como en materiales y suministros, además hubo una disminución en los renglones de viáticos y adquisición y renta de software, así como la disminución del ejercido en el pago de pólizas de ASEMEX.

Por su parte, el ejercicio del **gasto de capital** fue de 12 763 485.1 miles de pesos, representando un incremento del 3.8 por ciento y 463 919.2 miles de pesos respecto al **presupuesto original** autorizado de 12 299 565.9 miles de pesos. Por capítulo de gasto dicha variación se explica por el incremento de 56.9 por ciento registrado en el de Obra Pública y por un menor ejercicio del 53.0 por ciento en el de Bienes Muebles e Inmuebles.

En la *Obra Pública* el **presupuesto original** fue de 6 356 712. 1 miles de pesos y el **ejercicio** fue de 9 972 970.6 miles de pesos que representa un mayor ejercicio 3 616 258.5 miles de pesos, lo que equivale a un mayor gasto de 56.9 por ciento, originado porque durante el año se efectuaron pagos de pasivos de los proyectos de C.T. Valle de México U-4 (repotenciación) y de las TG. de El Encino y El Sauz y se adicionaron recursos para el Sistema de Cenizas de la C.T. Petacalco por 72 400.0 miles de pesos.

En *Bienes Muebles e Inmuebles*, el **presupuesto original** fue de 5 942 853.8 miles de pesos y el **ejercicio** ascendió a 2 790 514.5 miles de pesos presentando un menor ejercicio de 3 152 339.3 miles de pesos, equivalente al 53.0 por ciento, el cual obedece al retraso en la entrada en operación de diversas centrales y proyectos de transmisión y transformación (PIDIREGAS) que se tenían contemplados durante el año y por otra parte a las reducciones que se realizaron durante el ejercicio al equipamiento operativo con motivo de los recortes presupuestales dictados por la SHCP.

ESTRUCTURA DEL GASTO POR CLASIFICACIÓN FUNCIONAL Y POR PROGRAMA ESPECIAL

Durante el año 2001 el **gasto ejercido** de CFE, ascendió a 92 197 777.3 miles de pesos, el cual fue inferior en 15 861 868.8 miles de pesos, equivalente al 14.7 por ciento, con relación al **presupuesto original** de 108 059 646.1 miles de pesos. Del **presupuesto ejercido**, el 95.9 por ciento se destinó a la Función 15 Energía y el 4.1 por ciento restante a la Función 09 Seguridad Social. En el primer caso la participación con respecto al gasto devengado de la entidad representó tres puntos porcentuales más respecto a la asignación original. En el segundo caso dicha participación fue menor en tres puntos porcentuales.

Asimismo, el **presupuesto ejercido** de CFE, se distribuyó en 100.0 por ciento a través del Programa Normal de Operación.

Gasto Programable Devengado por Función y Programa Especial de Comisión Federal de Electricidad, 2001
(Miles de pesos con un decimal)

Categoría	Descripción	Presupuesto						Variación Absoluta (Ejercido / Original)			Variación Porcentual (Ejercido / Original)			Estructura Porcentual		
		Total		Corriente		Capital		Total	Corriente	Capital	Total	Corriente	Capital	Original	Ejercido	
		Original	Ejercido	Original	Ejercido	Original	Ejercido									
	TOTAL	108 059 646.1	92 197 777.3	95 760 080.2	79 434 292.2	12 299 565.9	12 763 485.1	-15 861 868.8	-16 325 788.0	463 899.2	-14.7	-17.0	3.8	100.0	100.0	
	Recursos propios	108 059 646.1	92 197 777.3	95 760 080.2	79 434 292.2	12 299 565.9	12 763 485.1	-15 861 868.8	-16 325 788.0	463 899.2	-14.7	-17.0	3.8	100.0	100.0	
F	SF	Por función / subfunción														
09		Seguridad Social	4 719 794.4	3 791 701.2	4 719 794.4	3 791 701.2			-928 093.2	-928 093.2		-19.7	-19.7		4.4	4.1
		Recursos propios	4 719 794.4	3 791 701.2	4 719 794.4	3 791 701.2			-928 093.2	-928 093.2		-19.7	-19.7		4.4	4.1
	02	Pensiones y Jubilaciones	4 719 794.4	3 791 701.2	4 719 794.4	3 791 701.2			-928 093.2	-928 093.2		-19.7	-19.7		4.4	4.1
		Recursos propios	4 719 794.4	3 791 701.2	4 719 794.4	3 791 701.2			-928 093.2	-928 093.2		-19.7	-19.7		4.4	4.1
15		Energía	103 339 851.7	88 406 076.2	91 040 285.8	75 642 591.1	12 299 565.9	12 763 485.1	-14 933 775.5	-15 397 694.7	463 919.2	-14.5	-16.9	3.8	95.6	95.9
		Recursos propios	103 339 851.7	88 406 076.2	91 040 285.8	75 642 591.1	12 299 565.9	12 763 485.1	-14 933 775.5	-15 397 694.7	463 919.2	-14.5	-16.9	3.8	95.6	95.9
	00	Servicios Compartidos	174 039.8	200 213.1	174 039.8	200 213.1			26 173.3	26 173.3		15.0	15.0		0.2	0.2
		Recursos propios	174 039.8	200 213.1	174 039.8	200 213.1			26 173.3	26 173.3		15.0	15.0		0.2	0.2
	02	Electricidad	103 165 811.9	88 205 863.1	90 866 246.0	75 442 378.0	12 299 565.9	12 763 485.1	-14 959 948.8	-15 423 868.0	463 919.2	-14.5	-17.0	3.8	95.5	95.7
		Recursos propios	103 165 811.9	88 205 863.1	90 866 246.0	75 442 378.0	12 299 565.9	12 763 485.1	-14 959 948.8	-15 423 868.0	463 919.2	-14.5	-17.0	3.8	95.5	95.7
PE	Por programa															
000		Programa Normal de Operación	108 059 646.1	92 197 777.3	95 760 080.2	79 434 292.2	12 299 565.9	12 763 485.1	-15 861 868.8	-16 325 788.0	463 919.2	-14.7	-17.0	3.8	100.0	100.0
		Recursos propios	108 059 646.1	92 197 777.3	95 760 080.2	79 434 292.2	12 299 565.9	12 763 485.1	-15 861 868.8	-16 325 788.0	463 919.2	-14.7	-17.0	3.8	100.0	100.0

Fuente : Comisión Federal de Electricidad

III.2 ANÁLISIS ESPECÍFICO DE LAS VARIACIONES PROGRAMÁTICAS

FUNCIÓN: 09 Seguridad Social

A través de la función 09 Seguridad Social, se ejecutan los programas de corto, mediano y largo plazos, que permiten a la CFE cubrir los derechos por cese de sus empleados, creados por éstos en el ejercicio de sus servicios prestados a la Institución, durante 25 años de servicios y 55 años de edad, o 30 años de servicios sin límite de edad; las mujeres que cumplan 25 años de servicio sin límite de edad; y los trabajadores que laboren durante 15 años en actividades que implican el contacto con conductores energizados de las líneas de transmisión, subtransmisión, o de circuitos primarios de distribución y que deben ejecutarse sin interrupción del servicio eléctrico, mediante el uso del equipo especial apropiado. Asimismo por los trabajadores que físicamente se encuentren incapacitados permanentemente por riesgos de trabajo u otra causa y no puedan desempeñar las labores inherentes a su puesto o a las de otro.

Durante 2001, el ejercicio ascendió a 3 791 701.2 miles de pesos, monto inferior en 928 093.2 miles de pesos, equivalente al 19.7 por ciento menor, con relación al **presupuesto original** de 4 719 794.4 miles de pesos. La participación relativa de los recursos ejercidos fue del 4.1 por ciento respecto del ejercicio de la entidad. Los recursos erogados se financiaron totalmente con **recursos propios**.

- La variación absoluta de los **recursos propios**, por 928 093.2 miles de pesos, equivalente al 19.7 por ciento, con relación al **presupuesto original** de 4 719 794.4 miles de pesos, obedece principalmente a:
 - La estimación del presupuesto devengable, consideró la jubilación de 1 500 empleados, de los cuales solo se jubilaron 1 333 empleados.

SUBFUNCIÓN: 02 Pensiones y Jubilaciones

A través de esta subfunción la CFE continuó perfeccionando sus esquemas de prestaciones económicas y sociales en beneficio de su planta laboral. De los 3 791 701.2 miles de pesos erogados, 24.3 por ciento se destinó a prestaciones económicas y el 75.7 por ciento al pago de pensiones y jubilaciones. El monto ejercido fue inferior en 19.7 por ciento a la previsión original, debido a personal que tiene derecho a jubilarse y que aun no ha tramitado su jubilación.

Gasto Programable Devengado en la Subfunción 02 Pensiones y Jubilaciones 2001

(Miles de pesos con un decimal)

Categoría				Descripción	Presupuesto total		Variaciones		Estructura Porcentual	
SF	PE	AI	PY		Original	Ejercido	Absoluta	Porcentual	Original	Ejercido
02				Pensiones y Jubilaciones	4 719 794.4	3 791 701.2	-928 093.2	-19.7	100.0	100.0
				Recursos Propios	4 719 794.4	3 791 701.2	-928 093.2	-19.7	100.0	100.0
		000		Programa Normal de Operación	4 719 794.4	3 791 701.2	-928 093.2	-19.7	100.0	100.0
				Recursos Propios	4 719 794.4	3 791 701.2	-928 093.2	-19.7	100.0	100.0
		423		Proporcionar prestaciones económicas	4 719 794.4	3 791 701.2	-928 093.2	-19.7	100.0	100.0
			N000	Actividad institucional no asociada a proyectos	4 719 794.4	3 791 701.2	-928 093.2	-19.7	100.0	100.0

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

PROGRAMA ESPECIAL: 000 Programa normal de operación.

Los comentarios corresponden a los mismos vertidos en la Subfunción 02 Pensiones y Jubilaciones y Función 09 Seguridad Social.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 423 Proporcionar Prestaciones Económicas

Esta actividad institucional tiene como objetivo realizar los pagos de pensiones y jubilaciones. En el 2001 laboraron en promedio 77 542 trabajadores en la CFE, de los cuales 60 557 son sindicalizados, 16 985 de confianza. Por lo que se refiere al personal jubilado esta conformado por 19 318 trabajadores de base y confianza que representan el 24.9 por ciento del total de trabajadores activos de CFE y el 19.9 por ciento considerando el total de trabajadores activos y jubilados. Como parte de la política de atención a los recursos humanos y con base en el Contrato Colectivo de Trabajo entre la CFE y sus trabajadores permanentes de base y confianza, se ejercieron 3 791 701.2 miles de pesos. Entre las principales prestaciones que la CFE otorgó a sus trabajadores destacan:

- Prestaciones acumulables al salario diario tabulado, a fin de conformar el salario integrado para efectos de jubilación.
- Pago de aguinaldo equivalente a 40 días de salario.
- Ayuda para gastos sepelio equivalentes a 40 días de pensión jubilatoria, cuyo monto no puede ser menor a 15 000.0 pesos, así como pago a los dependiente económicos, en caso de fallecimiento del pensionado hasta completar el periodo de tres años desde el inicio de la jubilación.
- Incremento anual en el monto por pensión, similar a los aumentos acordados para los trabajadores permanentes en la revisión del contrato colectivo de trabajo.
- Atención médica a los jubilados y sus familiares.

PROYECTO: N000 Actividad Institucional no asociada a proyectos.

Los comentarios corresponden a los mismos vertidos en el Programa Especial 000 Programa normal de operación

FUNCIÓN: 15 Energía

La Función 15 Energía, se integra por la subfunción 00 Subfunción de Servicios Compartidos, que participó con el 0.2 por ciento de los recursos; y por la subfunción 02 Electricidad con el 99.8 por ciento. Los recursos se destinaron a realizar la política de planeación de la entidad; generar, transformar y comercializar energía eléctrica; y a la construcción y mantenimiento de subestaciones y líneas de distribución.

SUBFUNCIÓN: 00 Subfunción de Servicios Compartidos

Esta subfunción se caracteriza por contar con los recursos y las actividades asociadas a la dirección, conducción, coordinación, planeación, evaluación y control de la programación de corto y mediano plazos para auditar la gestión encomendada a la CFE, así como del diseño de las políticas y estrategias para su implantación.

Gasto Programable Devengado en la Subfunción 00 Servicios Compartidos, 2001
(Miles de pesos con un decimal)

Categoría				Descripción	Presupuesto total		Variaciones		Estructura Porcentual	
SF	PE	AI	PY		Original	Ejercido	Absoluta	Porcentual	Original	Ejercido
00				Subfunción de Servicios Compartidos	174 039.8	200 213.1	26 173.3	15.0	100.0	100.0
				Recursos Propios	174 039.8	200 213.1	26 173.3	15.0	100.0	100.0
	000			Programa Normal de Operación	174 039.8	200 213.1	26 173.3	15.0	100.0	100.0
		602		Recursos Propios	174 039.8	200 213.1	26 173.3	15.0	100.0	100.0
				Auditar a la Gestión Pública	174 039.8	200 213.1	26 173.3	15.0	100.0	100.0
			N000	Actividad institucional no asociada a proyectos	174 039.8	200 213.1	26 173.3	15.0	100.0	100.0

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Para la consecución de estas acciones en 2001 la CFE erogó 200 213.1 miles de pesos, cantidad mayor en 26 173.3 miles de pesos que representa 15.0 por ciento con relación con la asignación original de 174 039.8 miles de pesos. Dicho gasto mayor se deriva de una insuficiencia de presupuesto de origen al considerar el presupuesto original un incremento salarial del 8.0 por ciento y el ejercido, convenido con el SUTERM, fue del 10.0 por ciento sobre el salario tabulado. La totalidad de los recursos se refieren a **gasto corriente**.

Esta subfunción 00 de Servicios compartidos se integra únicamente por el Programa Especial 000 Programa Normal de Operación y la Actividad Institucional 602 Auditar a la Gestión Pública y el proyecto N000 Actividad institucional no asociada a proyectos.

PROGRAMA ESPECIAL: 000 Programa Normal de Operación.

En el ámbito de la subfunción de Servicios Compartidos, el Programa Normal de Operación, tiene como objetivo dirigir, conducir, coordinar, planear, evaluar y controlar la programación de corto y mediano plazos para auditar la gestión encomendada a la CFE, así como del diseño de las políticas y estrategias para su implantación.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 602 Auditar a la Gestión Pública

El objetivo de esta actividad institucional es atender quejas, denuncias e inconformidades, medir y evaluar la gestión pública y aplicar las responsabilidades a que den lugar, programa anual de control de auditorias, sistema de atención ciudadana SACTEL, procedimientos de inconformidades, evaluación, seguimiento mensual y trimestral de los programas de la entidad y aplicación de las responsabilidades que den lugar. El gasto ejercido fue de 200 213.1 miles de pesos, monto mayor en 26 173.3 miles de pesos y 15.0 por ciento, respectivamente en relación al **presupuesto original** de 174 039.8 miles de pesos. Las referencias a los montos presupuestarios y a las explicaciones a las variaciones quedaron descritas en la subfunción de servicios compartidos.

PROYECTO: N000 Actividad Institucional no asociada a proyectos.

A través del Programa Especial 000, Actividad Institucional 602, y el proyecto N000 Actividad Institucional no Asociada a Proyectos, se ejerció la totalidad de los recursos de la subfunción de Servicios Compartidos, por lo que la explicación de las variaciones al presupuesto quedó descrita en dicha subfunción; la cual se caracteriza por contar con los recursos y las actividades relacionadas con la dirección, conducción, coordinación, planeación, evaluación y control de la programación de corto y mediano plazos, así como de diseño de las políticas y estrategias para su implantación.

SUBFUNCIÓN: 02 Electricidad

La subfunción 02 Electricidad tiene como objetivo proveer una oferta de energía eléctrica suficiente de alta calidad y a precios competitivos. Para su consecución se desarrollan actividades con la finalidad de incrementar la generación, transformación, transmisión y venta de energía eléctrica, así como al mantenimiento de plantas de generación, orientados a la construcción y ampliación de los sistemas de transformación y líneas de distribución.

Gasto Programable Devengado en la Subfunción 02 Electricidad, 2001

(Miles de pesos con un decimal)

Categoría				Descripción	Presupuesto total		Variaciones		Estructura Porcentual	
SF	PE	AI	PY		Original	Ejercido	Absoluta	Porcentual	Original	Ejercido
02				Electricidad	103 165 811.9	88 205 863.1	-14 959 948.8	-14.5	100.0	100.0
	000			Recursos Propios	103 165 811.9	88 205 863.1	-14 959 948.8	-14.5	100.0	100.0
				Programa Normal de Operación	103 165 811.9	88 205 863.1	-14 959 948.8	-14.5	100.0	100.0
				Recursos Propios	103 165 811.9	88 205 863.1	-14 959 948.8	-14.5	100.0	100.0
		437		Desarrollar y construir infraestructura básica	11 945 389.2	12 672 398.0	727 008.8	6.1	11.6	14.4
				Recursos Propios	11 945 389.2	12 672 398.0	727 008.8	6.1	11.6	14.4
			K024	Proyectos de Generación Hidroeléctrica	610 476.5	16 041.4	-594 435.1	-97.4	0.6	n.s
				Recursos Propios	610 476.5	16 041.4	-594 435.1	-97.4	0.6	n.s
			K025	Proyectos de Generación Geotermoeléctrica	170 733.9	126 597.0	-44 136.9	-25.9	0.2	0.1
				Recursos Propios	170 733.9	126 597.0	-44 136.9	-25.9	0.2	0.1
			K026	Proyectos de Generación Termo – Vapor	3 929 348.0	3 272 977.8	-656 370.2	-16.7	3.8	3.7
				Recursos Propios	3 929 348.0	3 272 977.8	-656 370.2	-16.7	3.8	3.7
			K028	Proyectos de Transformación de Energía Eléctrica	1 394 490.0	1 018 836.3	-375 653.7	-26.9	1.4	1.2
				Recursos Propios	1 394 490.0	1 018 836.3	-375 653.7	-26.9	1.4	1.2
			K030	Proyectos de Transmisión de Energía Eléctrica	2 320 004.7	3 048 605.3	728 600.6	31.4	2.2	3.5
				Recursos Propios	2 320 004.7	3 048 605.3	728 600.6	31.4	2.2	3.5
			K032	Proyectos de Ampliación de Redes de Distribución	2 163 601.2	3 732 692.7	1 569 091.5	72.5	2.1	4.2
				Recursos Propios	2 163 601.2	3 732 692.7	1 569 091.5	72.5	2.1	4.2
			K033	Proyectos de Ampliación de Transmisión, Transformación y Control – Operación	728 869.9	666 851.9	-62 018.0	-8.5	0.7	0.8
				Recursos Propios	728 869.9	666 851.9	-62 018.0	-8.5	0.7	0.8
			K034	Proyectos de Ampliación de Generación – Operación	627 865.0	789 795.6	161 930.6	25.8	0.6	0.9
				Recursos Propios	627 865.0	789 795.6	161 930.6	25.8	0.6	0.9
		442		Distribuir y Comercializar Energía Eléctrica	10 240 969.2	10 322 232.4	81 263.2	0.8	9.9	11.7
			I016	Operación y Mantenimiento a Distribución y Comercialización	10 240 969.2	10 322 232.4	81 263.2	0.8	9.9	11.7
				Recursos Propios	10 240 969.2	10 322 232.4	81 263.2	0.8	9.9	11.7
		507		Generar Energía Eléctrica	69 637 066.4	57 796 139.8	-11 840 926.6	-17.0	67.5	65.5
			I014	Operación y Mantenimiento a Centrales Generadoras	69 637 066.4	57 796 139.8	-11 840 926.6	-17.0	67.5	65.5
				Recursos Propios	69 637 066.4	57 796 139.8	-11 840 926.6	-17.0	67.5	65.5
		508		Transmitir y Transformar Energía Eléctrica	6 239 234.8	3 481 109.9	-2 758 124.9	-44.2	6.0	3.9
			I015	Operación y Mantenimiento a Transmisión, Transformación y Control	6 239 234.8	3 481 109.9	-2 758 124.9	-44.2	6.0	3.9
				Recursos Propios	6 239 234.8	3 481 109.9	-2 758 124.9	-44.2	6.0	3.9
		701		Administrar Recursos Humanos, Materiales y Financieros	5 103 152.3	3 933 983.1	-1 169 169.2	22.9	4.9	4.5
			N000	Actividad institucional no asociada a proyectos	5 103 152.3	3 933 983.1	-1 169 169.2	22.9	4.9	4.5
				Recursos Propios	5 103 152.3	3 933 983.1	-1 169 169.2	22.9	4.9	4.5

n.s No significativo

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

En la subfunción 02 Electricidad se ejercieron recursos por 88 205 863.1 miles de pesos, cifra inferior en 14 959 948.8 miles de pesos y en menos 14.5 por ciento con respecto al **presupuesto original** de 103 165 811.9 miles de pesos. El monto ejercido representa el 99.8 por ciento del total de los recursos ejercidos por la función 15 Energía y se financiaron totalmente con **recursos propios**.

En **gasto corriente** se ejercieron 75 442 378.0 miles de pesos, 15 423 868.0 miles de pesos menos que los asignados originalmente de 90 866 246.0 miles de pesos, significando un menor gasto del 17.0 por ciento. El anterior comportamiento se debió principalmente a:

- En el capítulo de *Servicios Personales* se registró un mayor ejercicio al devengarse 14 713 844.7 miles de pesos, 282 251.4 miles de pesos mayor que el presupuesto original, derivado principalmente a que el presupuesto original consideró un incremento salarial del 8.0 por ciento y el ejercido, convenido con el SUTERM, fue del 10.0 por ciento sobre los salarios tabulados más prestaciones.
- Destaca por su comportamiento el capítulo de *Materiales y Suministros* que devengó recursos por 52 112 908.4 miles de pesos, es decir 20.2 por ciento menos a lo previsto, debido al mayor precio estimado, a mediados del 2000, por la Gerencia de Energéticos para los combustibles que se preveían consumir en el 2001, respecto de los que la SHCP proporcionó a finales del 2000 para el presupuesto de flujo de efectivo, mismos que ya no se modificaron en el PEF programático. Otro hecho que influyó para tener un ejercicio del 20.2 por ciento menor al estimado, fue que la previsión de CFE para generar energía eléctrica bruta en el año 2001 de 195 260.4 GWH, generando realmente en dicho año 190 881.0 GWH, lo que significó menor generación por 4 379.4 GWH, que representa el 2.3 por ciento menos del previsto, que evidentemente constituyó un menor consumo de combustibles, reflejado principalmente en el carbón y en la menor adquisición de energía eléctrica de importación.
- Por lo que corresponde al capítulo de *Servicios Generales* el ejercicio fue de 8 615 624.9 miles de pesos, menor en 2 478 669.5 miles de pesos, equivalentes a un menor ejercicio del 22.3 por ciento respecto del **presupuesto original**, motivado por el programa aplicado por la CFE, dirigido a optimizar los diferentes servicios en particular, los de asesoría, comerciales y bancarios, cumpliendo así con las medidas de austeridad presupuestaria emitidas por el Gobierno Federal.

Por su parte, el **gasto de capital** ejercido fue de 12 763 485.1 miles de pesos, superior en 463 919.2 miles de pesos a la asignación original, lo que representa un mayor gasto del 3.8 por ciento, originado principalmente por los pagos de pasivos de los proyectos de C.T. Valle de México U-4 (repotenciación) y de las TG. de El Encino y El Sauz y se adicionaron recursos para el Sistema de Cenizas de la C.T. Petacalco por 72 400.0 miles de pesos.

- El gasto erogado en el capítulo de *Obra Pública* participó con el 78.1 por ciento de los recursos ejercidos en gasto de capital, en tanto que el de bienes muebles lo hizo con el 21.9 por ciento.

PROGRAMA ESPECIAL: 000 Programa Normal de Operación

De acuerdo a la subfunción 02 Electricidad, el Programa Normal de Operación, tiene como objetivo construir la infraestructura básica, generar, transmitir, transformar, distribuir y comercializar energía eléctrica, administrando los recursos materiales y financieros y dirigiendo y coordinando al personal encargado de ello.

El **presupuesto ejercido** ascendió a 88 205 863.1 miles de pesos, cantidad menor en 14 959 948.8 miles de pesos, equivalente al 14.5 por ciento menor, respecto a los 103 165 811.9 miles de pesos del **presupuesto original**. La Actividad Institucional que más influyó en el menor ejercicio fue la 507 Generar Energía Eléctrica. A través de este Programa Especial se ejerció el total de los recursos de la subfunción 02 Electricidad, por lo que la explicación de las variaciones al presupuesto quedó descrito en dicha subfunción.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 437 Desarrollar y Construir Infraestructura Básica.

Los objetivos determinados para realizar esta actividad institucional son planear y construir los proyectos de generación, transmisión, transformación y distribución a fin de ampliar la capacidad instalada del sector eléctrico, que permita garantizar el abasto y satisfacer el crecimiento de los sectores productivos y de la población.

Esta actividad participó con el 14.3 por ciento del gasto devengado de la función 15 Energía. El ejercicio fue de 12 672 398.0 miles de pesos, con una variación mayor de 727 008.8 miles de pesos, con relación al presupuesto original de 11 945 389.2 miles de pesos, lo que representó un ejercicio mayor del 6.1 por ciento, debido principalmente a la aplicación de mayores recursos para crear más infraestructura en áreas de termo – vapor, líneas y subestaciones de transmisión y distribución.

Indicadores Estratégicos de la Actividad Institucional 437 Desarrollar y construir Infraestructura básica, 2001

Categoría					Indicador estratégico	Fórmula	Universo de cobertura	Porcentaje de cumplimiento de la meta anual		Porcentaje del ejercicio presupuestario	
F	SF	PE	AI	PY				Alcanzada/ Original	Alcanzada/ Modificada	Ejercido/ Original	Ejercido/ Modificado
15	02	000	437	K026	Ampliación de Infraestructura	Capacidad adicional MW / Capacidad programada MW (249.7 MW / 549.7 MW) X 100 (bianual)	549.7 MW	0.0	0.0	83.3	157.9
				K028	Ampliación de Infraestructura	Subestación de transformación adicionales MVA/ Subestaciones de transformación programadas (2 224 MVA / 2 224 MVA) x 100	2 224 MVA	109	109	73.1	80.1
				K030	Ampliación de Infraestructura	Líneas de transmisión adicionales Km-c / Líneas de transmisión programadas Km-c (2 049 km-c / 2 049 Km-c) x 100	2 049 KM-C	57.8	57.8	131.4	142.3
				K032	Tiempo de interrupción por usuario de Distribución (TIU)	Duración de la falla en minutos por usuarios afectados / usuarios totales (2 934 938 400 minutos / 19 566 256 usuarios)	150 MINUTOS/ USUARIOS	73.6	73.6	172.5	176.4
				K033	Tiempo de interrupción por usuario de Transmisión	Duración de la falla en minutos por usuarios afectados / usuarios totales (351 135 750 minutos / 23 409 050 usuarios)	15 MINUTOS/ USUARIOS	70.0	70.0	91.5	107.9
				K034	Eficiencia Térmica	Calorías X kWh genero / Kilocalorías consumidas ((46 534 600 000 kilocalorías /kWh) / (130 929 238 000 kcalorías)) X 100	35.5%	102.2	102.2	125.8	70.7

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

PROYECTO: K024 Proyectos de Generación Hidroeléctrica.

La Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos tiene como misión el administrar los recursos humanos, materiales y financieros para organizar, dirigir y controlar las actividades de estudios y diseño de ingeniería de proyectos y la supervisión de la construcción de obras civiles y de montaje electromecánico de los proyectos hidroeléctricos.

Los recursos ejercidos por la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos, fueron de naturaleza de obra pública, en la Central El Cajón presentó un menor ejercicio de 28 414.8 miles de pesos en virtud de que no se pudieron obtener los recursos correspondientes para la línea de transmisión y la subestación. La Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres 2da. Etapa se presentó un menor ejercicio de 1 744.6 miles de pesos, al aprovecharse instalaciones existentes y solo se realizaron adaptaciones para la construcción de las oficinas de supervisión de campo, cabe hacer mención que en los montos originales del devengado se consideraron 564 275.7 miles de pesos, por error, de pagos de arrendamientos de BLT'S, los que ya se devengaron en ejercicios anteriores.

De las actividades de estudios y diseños para el incremento y actualización de la capacidad instalable se efectuaron las siguientes:

Se concluyeron los estudios en etapa de prefactibilidad de los proyectos La Múcura, Jalisco y el estudio de acumulación de energía por bombeo Agua Prieta, Jalisco, en los estudios en etapa de factibilidad se tuvieron los proyectos Pozolillo, Nayarit, La Yesca, Jalisco y la ampliación de la C.H. Fernando Hiriart Balderrama, dichos estudios representan un potencial probable de 1 089.9 MW. Por otra parte se incorporaron a la cartera de proyectos de esta Coordinación 2 201.3 MW equivalentes.

En la C.H. Manuel Moreno Torres 2da. Etapa, se supervisó el contrato de las obras civiles y electromecánicas en la construcción del proyecto bajo la modalidad de OPF, alcanzando la supervisión un avance del 26.0 por ciento durante este año, asimismo se construyeron las oficinas de supervisión de CFE en el sitio de la obra, terminándose al 100.0 por ciento y teniendo una superficie de 1 036.0 m².

En lo que respecta a servicios de Ingeniería proporcionados a otras áreas de CFE y otras Dependencias, estos fueron las siguientes:

De los servicios otorgados a la Gerencia de Generación Hidroeléctrica se efectuó el estudio del equipamiento electromecánico del sistema de ventilación de la casa de máquinas de la C.H. Temascal, Oaxaca, en la C.H. Chilapan se realizó la ingeniería de detalle de la modernización de la obra de toma de la Presa Reguladora Tepetapan, en la C.H. Mazatepec se realizaron ensayos en modelo hidráulico del funcionamiento del desagüe de fondo, en la C.H. Valentín Gómez Farías se realizaron ensayos en modelos hidráulicos de las obras de desarenadores en la captación Atemajac, asimismo se realizó la ingeniería de detalle de las tuberías a presión de la modernización de la C.H. Tuxpango 3ª etapa. De los trabajos realizados a otras Dependencias, se efectuó la ingeniería de detalle eléctrica y mecánica de la cimentación y estructuras de casa de máquinas en la Planta de Bombeo Casa Colorada a cargo de la Comisión Nacional del Agua.

Los recursos ejercidos por la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos en **Gasto inversión**, ascendieron a 16 041.4 miles de pesos, monto menor en 594 435.1 miles de pesos, y que representa un 97.4 por ciento menos, con relación al **presupuesto original** de 610 476.5 miles de pesos, siendo la principal causa del menor gasto, la transferencia presupuestal por los trabajos de estudios que realiza la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil, en el sitio del proyecto hidroeléctrico El Cajón.

PROYECTO: K025 Proyectos de Generación Geotermoeléctrica.

Este proyecto de inversión consiste en planear y construir los proyectos de generación, para ampliar la capacidad instalada del sector eléctrico.

Este proyecto participó con el 1.0 por ciento del ejercicio del gasto devengado en la Actividad Institucional 437, el **presupuesto ejercido** fue de 126 597.0 miles de pesos, con una variación menor de 44 136.9 miles de pesos, equivalente a un menor ejercicio del 25.9 por ciento con relación al originalmente programado de 170 733.9 miles de pesos, debido a que no se ejercieron en su totalidad algunos proyectos. La naturaleza del gasto fue de capital y se financió con **recursos propios**.

En la Central Generadora Tres Vírgenes 10.0 MW que consta de 2 unidades de 5.0 MW cada una, la inversión del ejercicio 2001, sirvió para concluir los trabajos de construcción de este proyecto, que permitirá reducir el costo de generación que se tiene en la actualidad, tomando en consideración que en este lugar únicamente se tiene instalada una central generadora, alimentada por combustible diesel.

Los habitantes que resultarán beneficiados con esta central son de las poblaciones de Santa Rosalía, San Ignacio y Mulegé en el estado de Baja California Sur.

Los recursos ejercidos en proyectos de generación Geotermoeléctrica ascendieron a 126 597.0 miles de pesos, destinados fundamentalmente a perforaciones en los campos geotérmicos de Tres Vírgenes y Azufres II para suministrar el vapor a las unidades generadoras de electricidad.

El ejercicio menor que se reporta en el año 2001, por 44 136.9 miles de pesos en el ámbito devengado, que representa 25.9 por ciento de un presupuesto de 170 733.9 miles de pesos, se debió principalmente a la siguiente causa:

- En el proyecto de Cerro Prieto IV, se rescindió el contrato de equipamiento de pozos, y en Azufres II se ha declarado desierta en dos ocasiones la licitación para la fase B.

PROYECTO: K026 Proyectos de Generación Termo – Vapor.

Este proyecto tiene como objetivo realizar los estudios integrales de preinversión, diseño de la ingeniería, así como la supervisión de la construcción de las obras civiles y de la infraestructura de las unidades de generación termo – vapor (se refiere a todas las modalidades de las centrales de generación exceptuando las centrales hidroeléctricas), a fin de contribuir a incrementar la capacidad instalada del sector eléctrico y atender la creciente demanda.

Este proyecto participó con el 25.8 por ciento del ejercicio del gasto devengado en la Actividad Institucional 437. El **presupuesto ejercido** fue de 3 272 977.8 miles de pesos, con una variación menor de 656 370.2 miles de pesos, equivalente a un menor ejercicio del 16.7 por ciento, con relación al originalmente presupuestado de 3 929 348.0 miles de pesos. La naturaleza del gasto fue de capital y se financió con **recursos propios**.

El ejercicio menor se originó principalmente a la desviación del tipo de cambio peso – dólar considerado en promedio a 9.4 pesos / usd, al pagar las facturas correspondientes, contra el señalado en el presupuesto de egresos, que fue de 10.2 pesos / usd; no presentaron facturas los proveedores Alstom, ABB México de la C.T. Valle de México, y los proveedores de la T.G. El Sauz y la T.G. El Encino que no presentaron facturas a tiempo para su cobro.

Este indicador no presenta avance físico debido a que las obras que se citan no se concluyeron en el año 2001, por causas derivadas de los procesos del licitación y contratación de financiamiento.

Estado Baja California

Rosarito III (Unidades 8 y 9)

Central Termoeléctrica tipo Ciclo Combinado, con un módulo de 541.0 MW, ubicada en el municipio de Playas de Rosarito, dentro del predio de las centrales Rosarito I y Rosarito II ya existentes.

La inversión ejercida para el 2001 es de 404 644.1 miles de pesos, integrados por 392 900.0 miles de pesos de recursos privados y 11 744.1 miles de pesos de recursos presupuestales. Los recursos privados los empleará el consorcio para cubrir su programa de pagos y los presupuestales se utilizarán para cubrir los gastos de Residencia.

La construcción de la Central se efectúa bajo la modalidad CAT (Construcción, Arrendamiento y Transferencia). El 22 de agosto de 1997 fue firmado el contrato por el consorcio formado por las empresas Nissho Iwai Co. y ABB Energy Ventures, Inc., con un PUNG (Precio Unitario Nivelado de Generación) de 2.7 USc/KWh y para lo cual se integró la Sociedad denominada Rosarito Power, S.A. de C.V. Durante 1999 se efectuaron los siguientes eventos: el 17 de junio el consorcio entregó el certificado de inicio de construcción, iniciaron los trabajos el 1 de septiembre y el cierre financiero se efectuó el día 9 del mismo mes. La Central entró en operación comercial el 5 de julio del 2001.

Mexicali (Rosarito IV, U 10 y 11)

Central Termoeléctrica en programa de construcción tipo Ciclo Combinado, con un módulo de 489.1 MW, la cual estará ubicada en el municipio de Ensenada.

La inversión ejercida para el 2001 es de 1 122 200.0 miles de pesos, de recursos privados. Los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción se efectuará en la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). La convocatoria de licitación se publicó el 15 de octubre de 1998. La recepción de propuestas técnicas y económicas, así como el fallo, se llevaron a cabo el 18 de mayo, 6 y 16 de junio del 2000, respectivamente, el contrato se firmó el 14 de julio del mismo año con la sociedad denominada Energía Azteca X, S. de R.L. de C.V. El 10 de abril del 2001, la Sociedad entregó el certificado de inicio, sin embargo las actividades de construcción iniciaron el 15 de marzo del mismo año. La fecha programada de operación comercial es el 1 abril del 2003. Continúa pendiente el cierre financiero. El avance físico global acumulado a la fecha es del 32.7 por ciento.

Estado : Baja California Sur

Guerrero Negro II

Central Termoeléctrica en programa de construcción tipo diesel, la cual se localizará en el municipio de Mulegé y constará de tres unidades con una capacidad total de 9 MW.

La inversión necesaria para el 2001 es de 112 489.3 miles de pesos, integrados por 108 700.0 miles de pesos de recursos privados y 3 789.3 miles de pesos de recursos presupuestales. Los recursos privados los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos, mientras que los presupuestales se emplearán en gastos de Residencia.

La construcción de la Central se efectuará en la modalidad OPF (Obra Pública Financiada). La convocatoria de licitación se publicó el 23 de diciembre de 1997 y el contrato de fideicomiso se firmó el 30 de octubre de 1998, con la Sociedad Planta Generadora de Baja California S.A. de C.V., con un PUNG (Precio Unitario Nivelado de Generación) de 5.7 USc/KWh. El 16 de junio de 1999, el consorcio notificó la terminación definitiva del contrato de Fideicomiso con fundamento en la cláusula 7.3 del contrato del Fideicomiso. La publicación de la nueva convocatoria de licitación, se llevó a cabo el 6 de junio del 2000, la recepción de propuestas técnicas el 18 de septiembre y el fallo el 24 de octubre del mismo año, declarándose desierta la licitación, debido a que las dos propuestas presentadas fueron desechadas con fundamento en la Sección 123 fracción

1, conforme a las bases de licitación y en el Artículo 40 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con los mismos. Esta pendiente el programa de la tercera convocatoria de licitación, la fecha de operación comercial se tiene programada para el 8 de enero del 2003.

Puerto San Carlos II

Central Termoeléctrica tipo Diesel, localizada en el municipio de Comondú, con una unidad de 39.4 MW.

La inversión ejercida para el 2001 es de 188 343.3 miles de pesos, integrados por 183 800.0 miles de pesos de recursos privados y 4 543.3 miles de pesos de recursos presupuestales. Los recursos privados los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos, mientras que los presupuestales se emplearán en gastos de Residencia.

La construcción de la Central se efectúa en la modalidad CAT (Construcción, Arrendamiento y Transferencia). El contrato se firmó el 14 de septiembre de 1998, con la Sociedad C.D. San Carlos S.A. de C.V., con un PUNG (Precio Unitario Nivelado de Generación) de 3.8 USc/KWh. Durante 1999 se efectuaron los siguientes eventos: el 15 de febrero el consorcio entregó el certificado de inicio de construcción, el 3 de agosto el INE-SEMARNAP emitió la resolución favorable sobre la manifestación de impacto ambiental, el cierre financiero se efectuó el día 1° de septiembre y el día 7 del mismo mes inició su construcción. No se efectuó la operación comercial el 6 de mayo del 2001, sin embargo, el 23 de diciembre la Sociedad puso en operación comercial la unidad. Continúa pendiente la aceptación por parte de CFE. El avance físico global acumulado a la fecha es del 100.0 por ciento.

Estado de Campeche

Campeche

Central Termoeléctrica tipo Ciclo Combinado de una fase de 252.4 MW, la cual se localiza en el municipio de Palizada.

La inversión ejercida para el 2001 es de 224 900.0 miles de pesos, de recursos privados, los cuales utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción se efectuará en la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). La convocatoria de licitación se publicó el 15 de octubre de 1998. El 18 de enero y el 22 de febrero del 2000 se llevaron a cabo la recepción de propuestas y el fallo, respectivamente. El contrato fue adjudicado al consorcio Transalta Energy Corporation y la firma del mismo se efectuó el 22 de marzo del mismo año, con la Sociedad Transalta Campeche, S.A. de C.V., entregando el certificado de inicio el 22 de septiembre del 2000, el cierre financiero se efectuó el 26 de diciembre del mismo año y el 1° de marzo del 2001, inició su construcción. La fecha de operación comercial se tiene programada para el 11 de marzo del 2003. El avance físico global acumulado a la fecha es del 47.5 por ciento.

Estado de Coahuila

Saltillo

Central Termoeléctrica tipo Ciclo Combinado, de un módulo de 247.5 MW, ubicada en el municipio de Ramos Arizpe.

La inversión ejercida para el 2001 es de 607 900.0 miles de pesos, de recursos privados, los cuales utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción de la central se efectúa dentro de la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). El 2 de marzo de 1999 fue firmado el contrato por el Consorcio formado por la Compañía EDF International S.A., con un PUNG (Precio Unitario Nivelado de Generación) de 2.9 US\$/KWh y para lo cual se integró la Sociedad denominada Central Saltillo S.A. de C.V., entregando el certificado de inicio, el 2 de septiembre del mismo año y en la misma fecha inició su construcción. El cierre financiero se efectuó el 14 de abril del 2000 y la operación comercial el 19 de noviembre del 2001. El avance físico global acumulado a la fecha es del 100.0 por ciento.

Estado de Chihuahua

Chihuahua (1era. etapa)

Central Termoeléctrica tipo ciclo combinado, de un módulo de 434.7 MW, ubicada en el municipio de Chihuahua, aledaña a la central Turbogás Chihuahua ya existente.

La inversión autorizada para el 2001 es de 4 366.8 miles de pesos, de recursos presupuestales, que se utilizarán para cubrir los gastos de residencia.

La construcción de la Central se lleva a cabo bajo la modalidad CAT (Construcción, Arrendamiento y Transferencia). El 8 de diciembre de 1997 fue firmado el contrato por el consorcio encabezado por la empresa Mitsubishi Corporation, con un PUNG (Precio Unitario Nivelado de Generación) de 2.6 US\$/KWh y para lo cual se integró la Sociedad denominada Norelec del Norte, S.A. de C.V. El 11 de septiembre de 1998, el consorcio entregó el certificado de inicio, dando lugar al inicio de su construcción el 12 de octubre del mismo año. El cierre financiero se efectuó el 29 de septiembre del 2000. El 12 y 13 de febrero del 2001, entraron en operación comercial en ciclo abierto las unidades turbogás 2 y 1, respectivamente. La Unidad 3 (vapor), entró en operación comercial el 9 de mayo con lo cual se completa el ciclo combinado.

Chihuahua III

Central Termoeléctrica en programa de construcción tipo Ciclo Combinado, con un módulo de 225.0 MW, la cual estará ubicada en el municipio de Chihuahua, aledaña a la central turbogás Chihuahua ya existente y a la Central Chihuahua (1era Etapa) en construcción.

La inversión ejercida para el 2001 es de 361 400.0 miles de pesos, de recursos privados. Los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción se efectuará en la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). El 6 de junio del 2000, se efectuó la publicación de la convocatoria, la recepción de propuestas el 21 de septiembre y el fallo el 26 de octubre, declarándose desierta la licitación, ya que de acuerdo con lo establecido en la Sección 223 inciso IV, de las bases de licitación, las tres propuestas declaradas "solventes", ofertaron un precio inaceptable para la CFE, por lo tanto fueron desechadas con fundamento en la Sección 1.23 fracción 1, conforme a las bases de licitación y en el Artículo 40 de la Ley de Obras Públicas y Servicios relacionados con los mismos. El 7 de noviembre del 2000 fue publicada la segunda convocatoria de licitación, la apertura de propuestas técnicas y económicas el 6 y 27 de febrero y el fallo el 8 de marzo del 2001, a favor de Transalta Energy Corporation, firmándose el contrato el 10 de abril con la Sociedad Transalta Chihuahua S.A. de C.V. La fecha de entrega del certificado de inicio

fue el 3 de octubre del 2001 y la de operación comercial se tiene programada para el 30 de mayo del 2003. Pendiente el cierre financiero. El avance físico global acumulado a la fecha es del 40.9 por ciento.

Turbogas El Encino

La construcción e instalación de esta Unidad Turbogas de 130.9 MW, es en el predio de la Central Chihuahua (1 Era. etapa) en construcción, la cual se localiza en el municipio de Chihuahua.

La construcción se realiza con recursos presupuestales, con una inversión ejercida para el 2001 de 429 772.2 miles de pesos, los cuales serán utilizados principalmente en los gastos de construcción de la Central. Fue autorizada por la Junta de Gobierno su adquisición en forma directa. La cotización de la unidad fue presentada por Siemens-Westinghouse el 7 de junio del 2000, para concluir con la firma del contrato el 13 de diciembre del mismo año, con la sociedad Siemens-Westinghouse Power Corporation y/o Siemens, S.A. de C.V. y el 14 del mismo mes se iniciaron las actividades previas a su construcción. La fecha programada de operación comercial es el 13 de junio del 2002. El avance físico global acumulado a la fecha es del 90.1 por ciento.

Estado de Durango

La Laguna II

Central Termoeléctrica Tipo Ciclo Combinado, de un módulo de 450 MW, la cual estará ubicada en el municipio de Gómez Palacio.

Sin inversión ejercida para el 2001.

La construcción de la Central se llevará a cabo bajo la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). La publicación de la Convocatoria de la Licitación se llevó a cabo el 4 de octubre de 2001, el fallo está programado para el 21 de mayo de 2002, la fecha estimada de inicio contractual es el 20 de enero de 2003 y la de operación comercial el 1° de abril de 2005.

Estado: Guerrero

Manejo de Cenizas

Proyecto localizado en el municipio de La Unión. El desarrollo de este proyecto consiste en el suministro del equipo móvil para la disposición final de cenizas, así como la operación y mantenimiento del patio en su primera etapa de 42 hectáreas con capacidad de almacenamiento por 5 años aproximadamente.

Los trabajos fueron suspendidos por el prestador de servicios en mayo de 1999.

Para la reactivación de los trabajos, se asignaron recursos presupuestarios para el año 2001, por la cantidad de 25 600.0 miles de pesos (originalmente) y posteriormente se autorizaron 72 400.0 miles de pesos, que serán utilizados para cubrir los gastos que se deriven de la ejecución de las actividades a realizar.

Se han asignado diversos contratos destacando el de Mitsubishi Corporation para verificación, pruebas y puesta en servicio con carbón, para las unidades 3 y 5 de la C.T. Presidente Plutarco Elías Calles (Petacalco), así como el de Mecánica de la Peña, S.A., para realizar las pruebas y puesta en servicio del Sistema Interno de Manejo de Carbón. Los trabajos se iniciaron el 10 de noviembre del 2000. En la unidad 5, se iniciaron las pruebas el 30 de enero del 2001 y se concluyeron el 24 de marzo, iniciando su operación comercial. En la unidad 3, el 4 de mayo del 2001 iniciaron las pruebas con carbón, las cuales concluyeron el 28 de junio del mismo año, iniciando su operación comercial.

Las pruebas para la unidad 4, iniciaron el 8 de octubre y su terminación se tiene programada para la primera quincena de diciembre, para la unidad 6, se tiene programado iniciarlas durante la primera quincena de enero del 2002. Mientras que las correspondientes a las unidades 1 y 2, se realizarán con base a su programa de mantenimiento. El avance físico global a la fecha es de 97.0 por ciento.

Estado: Guanajuato

Bajío

Central Termoeléctrica tipo Ciclo Combinado de un módulo de 495.0 MW, ubicada en el municipio de San Luis de la Paz.

La inversión ejercida para el 2001 es de 1 806 900.0 miles de pesos de recursos privados, los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción del proyecto se efectúa en la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). El 20 de mayo de 1999 fue firmado el contrato por el consorcio formado por Intergen Aztec Energy VIII B.V., con un PUNG (Precio Unitario Nivelado de Generación) de 2.9 US\$/KWh y para lo cual se integró la sociedad denominada Energía Azteca VIII, S. de R.L. de C.V. y en julio del mismo año, se emitió la resolución de la manifestación de impacto ambiental por el INE-SEMARNAP. Se inició la construcción el 15 de noviembre de 1999 y el 7 de febrero del 2000, el Consorcio entregó el certificado de inicio. El 11 de agosto del 2000 se llevó a cabo el cierre financiero. La operación comercial programada para el 15 noviembre del 2001 no se llevó a cabo, su fecha estimada es el 30 de enero del 2002. El avance físico global acumulado a la fecha es del 99.6 por ciento.

Estado : México

Valle de México (Repotenciación U-4)

Central Termoeléctrica compuesta de tres unidades turbogeneradoras con un total de 249.7 MW, localizada en el municipio de Acolman.

La inversión ejercida para el 2001 es de 1 630 391.5 miles de pesos, con recursos presupuestales, que se utilizarán para cubrir los gastos que se deriven de la construcción de la central.

La construcción se efectúa con recursos presupuestarios. La tercera convocatoria de licitación fue publicada el 6 de julio del 2000, la recepción de propuestas y fallo, se efectuaron el 31 de julio y 15 de agosto, dando lugar a la firma del contrato el 22 del mismo mes y año, con el consorcio Alstom (Switzerland) LTD antes ABB Alstom Power (Switzerland) Ltd / Alstom Power Monterrey III, S.A. de C.V. El 20 de septiembre del 2000 inició su construcción. Como resultado del convenio número 1 modificadorio al contrato, la operación comercial de las dos unidades turbogas en ciclo abierto están programadas para el 16 de noviembre y 15 de diciembre del 2001 respectivamente y en ciclo combinado (Repotenciación U-4), el 30 de mayo del 2002.

Conforme al convenio modificadorio número 2, la operación comercial de las dos unidades turbogas en ciclo abierto se reprogramaron, para febrero del 2002 y en ciclo combinado (Repotenciación U-4), para el 14 de junio del 2002. El avance físico global acumulado a diciembre es del 84.6 por ciento.

Estado : Nuevo León

Monterrey II

Central Termoeléctrica tipo Ciclo Combinado, integrada por dos módulos con una capacidad neta total de 436.9 MW, la cual se localiza en el municipio de Pesquería, colindando con la central Huinala ya existente.

La inversión para el 2001 es de 2 501.0 miles de pesos de recursos presupuestales, los cuales se utilizarán para cubrir los gastos de residencia.

Ambos módulos entrarán en operación comercial en abril del 2002.

Monterrey III

Central Termoeléctrica tipo Ciclo Combinado, con un módulo de 488.9 MW, la cual se localiza en el municipio de Pesquería, colindando con las centrales Huinala y Monterrey II, ya existentes.

La inversión para el 2001 es de 869 700.0 miles de pesos de recursos privados y los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción del proyecto se efectúa en la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). El 22 de septiembre de 1999 fue firmado el contrato con el consorcio Iberdrola Energía, S.A., con un PUNG (Precio Unitario Nivelado de Generación) de 2.4 USc/KWh y para lo cual se integró la sociedad denominada Iberdrola Energía Monterrey, S.A. de C.V.. El 16 de marzo del 2000, la sociedad entregó el certificado de inicio y en la misma fecha, iniciaron las actividades de construcción, el cierre financiero se efectuó el 15 de agosto del mismo año. La fecha programada de operación comercial es el 1 de abril del 2002. El avance físico global acumulado a la fecha es del 99.0 por ciento.

Estado : Querétaro

El Sauz Conversión TG a CC

Integrada por una Unidad de Vapor con capacidad de 139.0 MW, que permitirá completar el ciclo combinado con la Unidad Turbogas en proceso de construcción. La central se localizará en el municipio de Pedro Escobedo.

La inversión ejercida para el 2001 es de 727 700.0 miles de pesos con recursos privados, que los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción del proyecto se efectuará en la modalidad OPF (Obra Pública Financiada). La convocatoria de licitación se publicó el 23 de enero del 2001, la apertura de propuestas técnicas fue el 26 de junio y el fallo el 31 de julio. El contrato se firmó el 20 de agosto del mismo año con la Sociedad Abener Energía El Sauz, S. A. de C.V. y en la misma fecha iniciaron las actividades para su construcción. La fecha programada de operación comercial es para el 1° de octubre del 2003. El avance físico global acumulado a la fecha es del 9.3 por ciento.

Turbogas El Sauz

La construcción e instalación de esta Unidad Turbogas de 129.7 MW, es en el predio de la Central El Sauz ya existente, la cual se localiza en el municipio de Pedro Escobedo.

La construcción se realiza con recursos presupuestales, con una inversión ejercida para el 2001 de 429 772.2 miles de pesos, los cuales serán utilizados principalmente en los gastos de construcción de la central. Fue autorizada por la Junta de Gobierno su adquisición en forma directa. La cotización de la unidad fue presentada por Siemens-Westinghouse el 7 de junio del 2000, para concluir con la firma del contrato el 13 de diciembre del mismo año, con la sociedad Siemens-Westinghouse Power Corporation y/o Siemens, S.A. de C.V. y el 14 del mismo mes se iniciaron las actividades previas a su construcción. La fecha programada de operación comercial es el 13 de junio del 2002. El avance físico global acumulado a la fecha es del 90.6 por ciento.

Estado : Sonora

Hermosillo

Central Termoeléctrica tipo Ciclo Combinado, con un módulo de 250.0 MW, la cual se ubica en el municipio de Hermosillo.

La inversión ejercida para el 2001 es de 580 000.0 miles de pesos con recursos privados y los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción del proyecto se efectúa en la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). El contrato se firmó el 5 de noviembre de 1998, con el consorcio Unión Ferrosa Desarrollo y Acción Exterior, S.A. de C.V., con un PUNG (Precio Unitario Nivelado de Generación) de 3.6 USc/KWh y para lo cual se integró la Sociedad Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V. El Consorcio entregó el certificado de inicio el 1° de septiembre de 1999, dando lugar al inicio de actividades el 15 de octubre y el 13 de diciembre se efectuó el cierre financiero. Las pruebas de desempeño llevadas a cabo el 21 de septiembre, permitieron su entrada en operación comercial conforme a programa (23 de septiembre), sin embargo, la fecha de entrega oficial de la central operando por parte del productor, es el 1° de octubre del 2001.

Naco-Nogales

Central Termoeléctrica en programa de construcción, tipo ciclo combinado con una fase de 258.0 MW, el sitio opcional se localiza en el predio "El Fresnal", aproximadamente a 10 kilómetros de la Ciudad de Agua Prieta.

La inversión para el 2001 es de 743 000.0 miles de pesos con recursos privados y los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción del proyecto se efectúa en la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). La convocatoria de licitación se publicó el 15 de octubre de 1998, la recepción de propuestas y fallo el 14 de octubre y 18 de noviembre de 1999, respectivamente. Sin embargo, se declaró desierto el concurso en razón de que fue inaceptable para CFE el Precio Unitario Nivelado de Generación. La publicación de la nueva convocatoria fue el 9 de marzo del 2000, la recepción de propuestas, fallo y la firma del contrato se efectuaron el 11 de abril, 2 de mayo y 26 de mayo, del mismo año respectivamente, con la Sociedad Fuerza y Energía de Naco-Nogales, S.A. de C.V. El consorcio entregó el certificado de inicio el 14 de diciembre del 2000 y el 28 de mayo del 2001, iniciaron las actividades de construcción. Pendiente el cierre financiero, la operación comercial se tiene programada para el 1° de abril del 2003. El avance físico global acumulado a la fecha es del 62.6 por ciento.

Estado : Tamaulipas

Río Bravo II

Central Termoeléctrica tipo Ciclo Combinado, de un módulo de 495.0 MW, localizada en el municipio de Valle Hermoso.

La inversión para el 2001 es de 726 800.0 miles de pesos de recursos privados y los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción del proyecto se efectúa en la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). El 27 de noviembre de 1998 fue firmado el contrato por la compañía Electricité de France International, S.A., con un PUNG (Precio Unitario Nivelado de Generación) de 2.6 US\$/KWh y para lo cual se integró la Sociedad denominada Central Anáhuac, S.A. de C.V. El 21 de julio de 1999 fue entregado el certificado de inicio y en la misma fecha se inició su construcción, el cierre financiero se efectuó el 10 de marzo del 2000. El avance físico global acumulado a diciembre es del 99.9 por ciento, sin embargo, la operación comercial se llevó a cabo el 18 de enero del 2002.

Altamira II

Central Termoeléctrica tipo ciclo combinado, integrada por una fase con una capacidad total de 495.0 MW, la cual se localiza en el municipio de Altamira.

La inversión para el 2001 es de 866 400.0 miles de pesos de recursos privados y los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción del proyecto se efectúa en la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). La convocatoria de la licitación fue el 8 de octubre de 1998. La recepción de propuestas técnicas y económicas el 7 y 24 de septiembre de 1999 respectivamente y el fallo el 12 de octubre del mismo año, a favor del consorcio Mitsubishi Corporation y el 7 de abril del 2000 se firmó el contrato con la Sociedad Electricidad Águila de Altamira, S. de R.L. de C.V. El 1° de junio del 2000 se iniciaron los trabajos y el 22 de septiembre del mismo año fue entregado el certificado de inicio. Continúa pendiente su cierre financiero y se tiene programada la fecha de operación comercial para el 1° de mayo del 2002. El avance físico global acumulado a la fecha es del 98.4 por ciento.

Altamira III y IV

Central Termoeléctrica en programa de construcción, tipo ciclo combinado de dos módulos con capacidad total de 900.0 MW, la cual estará ubicada en el municipio de Altamira.

La inversión autorizada para el 2001 es de 1 099 300.0 miles de pesos de recursos privados y los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción de la central se llevará a cabo bajo la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). El 18 de abril del 2000 fue publicada la convocatoria de licitación y el 25 de julio del mismo año se celebró la segunda junta de aclaraciones, la recepción de propuestas técnicas y económicas el 22 de noviembre y el 14 de diciembre respectivamente, mientras que el fallo fue el 19 de diciembre y el 30 de enero del 2001 se firmó el contrato con la Sociedad Iberdrola Energía Altamira, S. A. de C. V., la cual entregó el certificado de inicio el 23 de agosto del mismo año, y en esa fecha inició su construcción. Continúa pendiente su cierre financiero y se tiene programada la fecha de operación comercial para el 1° de octubre del 2003. El avance físico global acumulado a la fecha es del 49.3 por ciento.

Río Bravo III

Central Termoeléctrica en programa de construcción, tipo Ciclo Combinado de un módulo con capacidad total de 450.0 MW, la cual estará ubicada en el municipio de Valle Hermoso.

Sin inversión ejercida para el 2001.

La construcción de la central se llevará a cabo bajo la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). El 26 de octubre del 2000 fue publicada la convocatoria de licitación. La recepción de propuestas técnicas y económicas el 3 de mayo y 5 de junio del 2001 respectivamente. El fallo se efectuó el 12 de junio del 2001, a favor del consorcio EDF International, S. A. La firma del contrato se efectuó el 5 de julio del mismo año con la Sociedad Central Lomas de Real, S.A. de C.V. Las fechas programadas de entrega del certificado de inicio y de operación comercial son el 1° de abril del 2002 y 1° de abril del 2004 respectivamente. Pendiente el cierre financiero.

Estado : Veracruz

Tuxpan II

Central Termoeléctrica tipo ciclo combinado, con un módulo de 495.0 MW, la cual se localiza en el municipio de Tuxpan.

La inversión necesaria en el 2001 es de 485 400.0 miles de pesos de recursos privados y los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción del proyecto se realiza en la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). El contrato se firmó el 9 de junio de 1999, con la Sociedad Electricidad Águila de Tuxpan S. de R. L. de C.V., con un PUNG (Precio Unitario Nivelado de Generación) de 2.8 Usc/KWh. La sociedad entregó el certificado de inicio el 11 de febrero del 2000 y el 10 de abril del mismo año, se iniciaron los trabajos. La operación comercial se efectuó el 15 de diciembre del 2001, la fecha contractual es el 15 de noviembre del mismo año. El avance físico global acumulado a la fecha es del 100.0 por ciento.

Tuxpan III y IV

Central Termoeléctrica en programa de construcción tipo ciclo combinado, de dos módulos con capacidad total de 983.0 MW, la cual estará ubicada en el municipio de Tuxpan.

La inversión necesaria para el 2001 es de 1 405 900.0 miles de pesos de recursos privados y los utilizará el consorcio para cubrir su programa de pagos.

La construcción de la central se llevará a cabo bajo la modalidad PEE (Productor Externo de Energía). El 18 de abril del 2000 fue publicada la convocatoria de licitación, la recepción de propuestas técnica y económica se efectuaron el 31 de agosto y 19 de septiembre respectivamente. El fallo fue el 2 de octubre, adjudicándose al consorcio Unión Fenosa Desarrollo y Acción Exterior, S.A., mientras que la firma del contrato se efectuó el 24 del mismo mes con la Sociedad Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V. El certificado de inicio se entregó el 30 de abril del 2001, sin embargo, las actividades de construcción iniciaron el 19 de marzo del mismo año. Continúa pendiente su cierre financiero, la operación comercial se tiene programada para el 30 de mayo del 2003. El avance físico global acumulado al mes de agosto es del 50.8 por ciento.

INDICADOR: Ampliación de infraestructura.

Este indicador consiste en realizar proyectos que amplíen la infraestructura de termoeléctricas de energía del Sistema Eléctrico Nacional a fin de suministrar el servicio eléctrico con mayor confiabilidad a los usuarios.

*FÓRMULA: Capacidad adicional MW/capacidad programada MW (249.7 MW / 549.7 MW)*100).*

Para el 2001, la meta programada fue de 249.7 MW, que equivale al 45.4 por ciento del universo de cobertura correspondiente a la repotenciación de U-4 de la CT Valle de México, lo cual no se logró por haberse declarado decierta en varias ocasiones la licitación pública, lo cual propició el diferimiento de su entrada en operación para el próximo año conforme al convenio modificadorio número 2. Se mencionan los 1 953.7 MW que corresponden a PIDIREGAS en donde efectivamente no se invierten recursos presupuestales, pero que aumentan la capacidad de generación de CFE.

PROYECTO: K028 Proyectos de Transformación de Energía Eléctrica.

El objetivo de este Proyecto de Inversión, es llevar a cabo la construcción de subestaciones eléctricas, en tensiones de 400 y 230 KV y menores de 230 KV, que permitan garantizar la flexibilidad en la operación y la confiabilidad que requiere el Sistema Eléctrico Nacional, mediante la transformación de los voltajes a las condiciones que satisfagan los requerimientos para los cuales se diseñan estas obras.

El **presupuesto original** autorizado a la Coordinación de Proyectos de Transformación fue de 1 394 490.0 miles de pesos. Al término del ejercicio, el **presupuesto ejercido** ascendió a 1 018 836.3 miles de pesos, lo que implica un ejercicio inferior en 26.9 por ciento, equivalente a 375 653.7 miles de pesos.

De las 400 subestaciones aproximadamente en proceso de construcción, el ejercicio menor se registró principalmente en las subestaciones:

Nazas Banco 1; en la cual se ejercieron 35 539.7 miles de pesos menos de lo presupuestado debido principalmente a que el inicio de la construcción, programado en el mes de mayo de 2001, se difirió para el mes de diciembre del mismo año, por lo que no se erogó en su totalidad el presupuesto asignado para el contrato de ejecución de la obra, al requerirse más tiempo del previsto para la integración del paquete de licitación.

Paso del Norte Banco 1; en esta obra se ejercieron 23 560.1 miles de pesos menos de lo presupuestado originalmente, debido básicamente al atraso que se presentó en la ejecución de la obra, la cual esta siendo construida por la empresa TOMEXA. Se esta reprogramando la construcción solicitándole incremento de recursos humanos y materiales para la recuperación del atraso presentado.

Sacrificios; en esta subestación se ejercieron 22 318.9 miles de pesos menos del **presupuesto original** programado, debido a que se efectuaron diversos cambios de diseño, lo que obligó a diferir el proceso de licitación para el ejercicio 2002.

Hylsa Maniobras SF6; en esta subestación se ejercieron 10 610.7 miles de pesos menos de lo presupuestado, debido a que el presupuesto se baso en que el suministro e instalación tuvo un costo base de 100 000.0 miles de pesos, sin embargo el importe de la oferta económica más baja fue de 72 819.9 miles de pesos, por lo que la cantidad erogada por concepto de anticipo se redujo con relación a lo esperado.

Chihuahua C.C. (El Encino); en esta subestación se ejercieron 5 522.9 miles de pesos menos del **presupuesto original** programado debido a que se consideraron recursos para el pago de ajuste de costos los cuales no fueron ejercidos.

Tecnológico; en esta subestación se ejercieron 5 045.5 miles de pesos menos del **presupuesto original** previsto debido a que no se efectuó la adquisición de los interruptores, programados para licitarse en el ejercicio 2001, sin embargo por restricciones presupuestales se decidió posponer dicha adquisición.

San Ignacio; en esta subestación se ejercieron 1 589.8 miles de pesos menos de la asignación presupuestal originalmente prevista, debido principalmente a la reducción del contrato No. 20001035, celebrado con la empresa Grupo Tres R, S.A. de C.V. al cancelarse oquedades, reducción de tuberías de 3 a 2 pulgadas y en consecuencia disminuyó el ajuste de costos.

En las subestaciones restantes, se tuvo un gasto del orden de 920 390.8 miles de pesos.

Metas físicas.

Las principales subestaciones terminadas en el ejercicio que se reporta permitieron alimentar de cargas industriales y residenciales a las regiones de Matamoros, Reynosa, Área Noroeste, Tepic, y al Área Central del país. Así mismo permiten atender la creciente demanda de energía eléctrica en el área metropolitana de Monterrey, Estado de Morelos y en general permiten disminuir las restricciones que aquejan al Sistema Eléctrico Nacional ayudando a mantener la confiabilidad del servicio y mejorando la economía de operación.

Las obras terminadas coadyuvaron a mantener una confiabilidad adecuada en el suministro de energía, incrementar las ventas de energía eléctrica y disponer además de una flexibilidad operativa para el Sistema Eléctrico Nacional, que contribuye al crecimiento económico del país.

Las principales subestaciones terminadas fueron: Culiacán potencia sustitución banco 2, 400 MVA, Yautepec potencia banco 2, 500 MVA, Aeropuerto ampliación (Reynosa) 500 MVA, Tepic II ampliación banco 4, 375 MVA y Texcoco banco 5, 375 MVA

INDICADOR: Ampliación de infraestructura.

Este indicador consiste en realizar proyectos que amplíen la infraestructura de transformación de energía del Sistema Eléctrico Nacional a fin de suministrar el servicio eléctrico con mayor confiabilidad a los usuarios.

FÓRMULA: Subestaciones de transformación adicionales MVA/ Subestaciones de transformación programadas (2 224 MVA / 2 224 MVA) X 100

Para el desarrollo de las obras de transformación, el Presupuesto de Egresos de la Federación contempló una asignación presupuestal a la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación de 1 394 490 miles de pesos, para incrementar en 6.9 por ciento la capacidad de transformación. Este porcentaje es el resultado de adicionar 7 451.5 MVA (2 424.5 MVA de proyectos presupuestales y 5 027.0 MVA de pidiregas) a la capacidad de transformación de 107 584.9 MVA existentes en el 2000, lo cual permitió obtener una capacidad de 115 036.4 MVA, acumulada al año 2001.

Las principales subestaciones extrapresupuestales terminadas fueron: San Jerónimo potencia banco 5 SF6 paquete 212, 500 Km – c, División del Norte banco 1, paquete 307, 400 Km – c, Pie de la Cuesta banco 1, paquete 305, 300 Km – c, La Rosita banco 1, paquete 308, 300 Km – c,

Loma banco 1, paquete 308, 300 Km –c, Louisiana banco 1, paquete 308, 300 Km – c y Parque Industrial San Luis Río Colorado, banco 2, paquete 308, 300 Km – c.

La meta del indicador estratégico alcanzada fue mayor en 9.0 por ciento con relación al compromiso original de 2 224 MVA, ya que se logró una meta de 2 424.5 MVA

PROYECTO: K030 Proyectos de Transmisión de Energía Eléctrica.

El objetivo de este Proyecto de Inversión, es llevar a cabo la construcción de líneas de transmisión que permitan conducir la energía eléctrica de las centrales donde se genera, a los centros de consumo, ampliar la infraestructura de transmisión existente, mejorar la confiabilidad en la distribución de la energía a los ramales de distribución del Sistema Eléctrico Nacional, garantizando la satisfacción de la demanda de energía eléctrica del país.

El **presupuesto original** autorizado a la Coordinación de Proyectos de Transmisión fue de 2 320 004.7 miles de pesos. Al término del ejercicio, el **presupuesto ejercido** ascendió a 3 048 605.3 miles de pesos, lo que implica un ejercicio mayor del 31.4 por ciento, equivalente a 728 600.6 miles de pesos.

Las principales líneas terminadas fueron: Juile – Juchitan, 147 Km – c, Anáhuac CC – Aeropuerto, 120 Km – c, Ticul II – Sur Mérida Potencia, 121.2 Km –c, Jalacingo – Castillo, 53 Km – c, Cañada entronque Aguascalientes potencia – Atequiza, 57 Km –c, Aeropuerto – Cumbres, 58.2 Km – c, Pie de la Cuesta entronque mezcala – El quemado, 63 Km – c, Cerro Prieto II – Parque Industrial San Luis Río Colorado, 65 Km –c, Potrerillos entronque León II – León III, 80 Km – c, Yautepec potencia entronque Tecali – Topilejo, 62 Km – c, Puerto Altamira – Campayan L – 1 66.2 Km – c y Universidad – Atlixco, 60 Km – c.

De las 400 líneas aproximadamente en proceso de construcción, el ejercicio mayor se registró principalmente en las siguientes líneas de transmisión:

Anáhuac C.C. – Aeropuerto; en esta línea se ejercieron 93 005.4 miles de pesos más del **presupuesto original** asignado, principalmente debido a un costo mayor de las indemnizaciones de líneas energizadas, pagos de conceptos de obra extraordinarios así como volúmenes de obra adicionales.

Ixtapa Potencia – Pie de la Cuesta; en esta línea se ejercieron 57 284.4 miles de pesos más de lo asignado originalmente debido fundamentalmente al pago por concepto de indemnizaciones, ya que las pretensiones de los afectados fueron superiores a los avalúos, principalmente en el Estado de Guerrero.

Cumbres entronque Reynosa – Aeropuerto; en esta obra se ejercieron 49 996.4 miles de pesos más de lo previsto originalmente, debido básicamente a una autorización presupuestal inferior a los compromisos contractuales y a la necesidad de efectuar pagos por concepto de indemnizaciones no contempladas en el **presupuesto original**.

Salamanca P.V. – Potrerillos; en esta línea se presentó un ejercicio mayor al **presupuesto original** asignado, por 42 344.9 miles de pesos, debido principalmente a que el pago por concepto de indemnizaciones resultó mayor a lo previsto, al superar las pretensiones de los afectados por el paso de la línea, superiores a los costos estimados.

Chilpancingo – Chilapa; en esta línea fueron ejercidos 31 864.3 miles de pesos más del **presupuesto original** asignado debido a la problemática que se acentúa más cada año, en materia de indemnizaciones para liberar las trayectorias de las líneas de transmisión al superar las pretensiones de los afectados los montos estimados por los avalúos respectivos.

Agustín Millán II – Volcán Gordo; en esta línea se ejercieron 27 153.1 miles de pesos más de lo previsto originalmente, al tomarse la decisión de acelerar el pago de las servidumbres de paso a los afectados por la trayectoria de la línea, con objeto de evitar que las pretensiones de los afectados continuaran en ascenso.

Poza Rica II – El Salto; en esta línea se ejercieron 26 727.9 miles de pesos más del **presupuesto original** debido al pago de indemnizaciones al resultar las pretensiones de los afectados mayores a los avalúos, siendo esta la principal causa del mayor ejercicio que se presenta en esta obra.

Monterrey entronque Escobedo – Huinalá; en esta línea se ejercieron 24 962.5 miles de pesos más del **presupuesto original**, lo cual es debido al pago por los trabajos adicionales de proyectos PIDIREGAS, no incluidos originalmente, así mismo se efectuó un pago indemnizatorio no contemplado a una afectada por la trayectoria de la línea.

Atlacomulco II – Almoloya; se ejercieron 23 895.5 miles de pesos más del **presupuesto original** asignado a esta línea, debido al pago de indemnizaciones en mayor monto al previsto, las pretensiones de los dueños de los predios afectados fueron más elevados que los avalúos considerados como base de la estimación presupuestal.

La Pila entronque Aceros – Siposa; en esta línea se ejercieron 22 329.6 miles de pesos más del **presupuesto original**, debido principalmente a un mayor monto erogado en el concepto de indemnizaciones, al rebasar las pretensiones de los afectados los avalúos previos, así como por volúmenes de obra extraordinarios por cambio de trayectoria.

El Rubí entronque Panamericana Potencia – Lázaro Cárdenas; se ejercieron 19 945.2 miles de pesos más del **presupuesto original** asignado, el cual era insuficiente para cubrir los requerimientos necesarios para el financiamiento del programa de ejecución de la construcción.

Rosarito II – Ciprés; en esta línea fueron ejercidos 18 776.9 miles de pesos más de lo presupuestado originalmente debido básicamente al pago de indemnizaciones, cuyo monto fue mayor al programado.

Anahuac Potencia – El Potosí; en esta línea se ejercieron 18 581.7 miles de pesos más del presupuesto asignado originalmente, debido a que se efectuó el pago de indemnizaciones a un costo mayor al estimado para dicho concepto.

Manuel Moreno Torres – Juile; en esta línea de transmisión fueron ejercidos 17 711.5 miles de pesos más del **presupuesto original**, debido al pago de indemnizaciones cuyo programa fue rebasado en la autorización original, situación que fue regularizada en el transcurso del ejercicio.

Atlacomulco II - Atlacomulco I; en esta obra se ejercieron 17 313.1 miles de pesos más de lo autorizado originalmente, situación causada por el pago de indemnizaciones con costos mayores a los avalúos, principalmente en el Estado de México: Barrio de Santa Clara, Ejidos San Juan, San Francisco Chalchihualpan y Rancho Santa Mónica.

Ticul II – Sur Mérida Potencia; en esta línea se ejercieron 16 300.2 miles de pesos más de lo presupuestado originalmente debido al pago de estimaciones por ejecución de la obra, ajuste de costos y la adquisición de material y equipo de instalación permanente faltante para la construcción de la línea.

Cumbres – Jarachina; en esta línea fueron ejercidos 15 271.7 miles de pesos más del **presupuesto original** debido básicamente al pago de indemnizaciones y conceptos extraordinarios no contemplados inicialmente.

Las Delicias – Querétaro Potencia; en esta obra se ejercieron 14 154.7 miles de pesos más del presupuesto asignado originalmente debido a que esta línea es prioritaria para el Sistema Eléctrico Nacional ya que se encuentra asociada a un Productor Externo de Energía, por lo que se aceleraron las actividades previas para iniciar la construcción en el ejercicio 2002.

Jilotepec – Aculco; en esta línea se ejercieron 11 664.2 miles de pesos más de lo presupuestado originalmente, debido básicamente al pago de indemnizaciones al modificarse la trayectoria por problemas de paso encontrados en la trayectoria original.

Villa del Carbón II Entronque Atlacomulco – Jilotepec; en esta obra fueron ejercidos 11 446.6 miles de pesos más de lo presupuestado originalmente, debido a que las pretensiones de los afectados en el Estado de México, fueron superiores a los avalúos que inicialmente se habían considerado para el pago de indemnizaciones.

El Sauz – San Ildefonso; en esta línea se ejercieron 2 746.3 miles de pesos más del presupuesto asignado originalmente debido a la necesidad de iniciar las actividades previas a la construcción, para poder licitar esta obra en el ejercicio 2002.

En las líneas de transmisión restantes, se tuvo un gasto del orden de 2 140 709.8 miles de pesos.

Metas físicas:

Las principales líneas de transmisión terminadas en el ejercicio que se reporta, permitieron la transmisión de energía eléctrica demandada por los servicios residenciales y de la industria maquiladora de la ciudad de Reynosa; satisfacer el importante crecimiento de la demanda de energía eléctrica de la zona conurbana de la ciudad de Mérida para consumo residencial, comercial y de servicios; contribuyeron al suministro de energía eléctrica de la zona del Bajío, evitando la restricción al crecimiento económico y social de la misma; permiten asegurar el suministro de energía eléctrica de la zona turística del Estado de Guerrero, evitando además las restricciones que se tendrían para el desarrollo económico de la zona y que permiten incrementar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica hacia el área norte del Estado de Veracruz.

Las líneas de transmisión terminadas coadyuvan a brindar el servicio de energía eléctrica que requiere el país, con mayor confiabilidad, calidad de voltaje y flexibilidad operativa en el Sistema Eléctrico Nacional.

INDICADOR: Ampliación de infraestructura.

Este indicador consiste en realizar proyectos que amplíen la infraestructura de la red nacional de transmisión de energía del Sistema Eléctrico Nacional a fin de suministrar el servicio eléctrico con mayor confiabilidad a los usuarios.

FÓRMULA: Líneas de transmisión adicionales KM-C / Líneas de Transmisión programadas KM-C (2 049 KM-C / 2 049 KM-C) X 100

Para el desarrollo de estas actividades el Presupuesto de Egresos de la Federación, contempló una asignación presupuestal a la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación de 2 320 004.7 miles de pesos, para incrementar en 7.8 por ciento la red nacional de transmisión. Este porcentaje es el resultado de adicionar 2 957.1 KM-C (1 183.6 KM-C de proyectos presupuestales y 1 773.5 KM-C de Pidiregas), a la red nacional de 37 960.3 KM-C existentes en el 2000, lo cual permitirá obtener una longitud de 40 917.4 KM-C acumulada al año 2001.

Las principales líneas con recursos extrapresupuestales fueron: Kilómetro 20, Macuspana II – Escarcega potencia, 302.4, Louisiana entronque Mochis Industrial – Mochis 2, 62 Km – c, Malpaso – Kilómetro 20, Macuspana II, 108.7 Km – c, Tres Estrellas – Poza Rica II, 108.8 Km – c, Tingambato – Huetamo, 76 Km – c e Ixpata potencia – Pie de la Cuesta, 21.5 Km.

Al terminó del año, el **presupuesto ejercido** ascendió a 3 048 605.3 miles de pesos, monto superior en 31.4 por ciento a la asignación original.

La meta del indicador estratégico alcanzada fue menor en 42.2 por ciento a la previsión original, ya que la meta física fue de 1 183.6 Km – c, principalmente por problemas en los desechos de vías.

PROYECTO: K032 Proyectos de Ampliación de Redes de Distribución.

El objetivo de este proyecto es distribuir y comercializar la energía eléctrica con calidad y servicio, que cumpla los requisitos y expectativas del cliente, respete el medio ambiente y garantice el desarrollo de los trabajadores de la institución y del país.

El presupuesto anual original del programa fue de 2 163 601.2 miles de pesos, ejerciéndose en el período 3 732 692.7 miles de pesos que representan un mayor ejercicio devengable de 1 569 091.5 miles de pesos y una variación relativa de 72.5 por ciento.

Para el Indicador del Tiempo de Interrupción por Usuarios de distribución (TIU), se estableció una meta original de 150 minutos/usuario, habiéndose cumplido satisfactoriamente con un valor diferencial positivo del orden de 39.5 minutos, lo que refleja una disminución del 26.3 por ciento.

Para lograr este resultado, se implementaron una serie de medidas que permitieron mejorar los procesos de operación y mantenimiento en el área de Distribución y alcanzar la meta programada. Entre los aspectos sobresalientes aplicados podemos señalar los siguientes: La capacitación del personal para realizar maniobras con líneas energizadas; La reducción del número de elementos que integran los grupos de trabajo, incrementando el número de cuadrilla con el mismo personal, mejorando su eficiencia y productividad; Incrementando los puntos de automatización en la red de distribución; El uso de Sistemas Mecanizados como el “Sistema Integral de Administración de Distribución” (SIAD), para facilitar las tareas administrativas y dedicar mayor tiempo a las tareas de campo.

INDICADOR: Tiempo de interrupción por usuarios de distribución (TIU).

Este indicador consiste básicamente en ampliar y mejorar la infraestructura eléctrica de las redes de distribución.

FÓRMULA: Duración de la falla en minutos por usuarios afectados / usuarios totales (2 157 799 700 minutos / 19 529 400 usuarios)

Lográndose en este ejercicio los siguientes resultados:

El indicador estratégico de 150 minutos/usuarios, se logró disminuir a 110.5, que equivale al 73.6 por ciento de la meta anual, es decir, se obtuvo una mejoría de 26.3 por ciento con relación a la meta original. La variación obedece principalmente a una mayor disponibilidad de los equipos instalados que aumentaron la capacidad de la red de distribución.

PROYECTO: K033 Proyectos de Ampliación de Transmisión, Transformación y Control – Operación.

Su objetivo es reforzar la infraestructura de las instalaciones de transmisión, transformación y control-operación, para optimizar la operación de la red troncal del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para asegurar el suministro del servicio.

Su beneficio económico y social se da con el mejoramiento y ampliación de la red de transmisión y transformación, haciendo posible garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica, contribuyendo con ello al desarrollo económico del país, por la disminución de interrupciones que afectan al usuario final.

El presupuesto autorizado devengable autorizado para 2001 a la Subdirección de Transmisión, Transformación y Control ascendió a 728 869.9 miles de pesos, de los cuales al mes de diciembre se ejercieron 666 851.9 miles de pesos, es decir un menor ejercicio por 62 018.0 miles de pesos que representa el 8.5 por ciento en relación con lo autorizado, cuyas causas de la variación a continuación se enuncian:

Los recursos a la inversión del 2001, se destinaron para llevar a cabo los proyectos indispensables para reforzar la infraestructura de las instalaciones y aumentar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, mismos que a continuación se detallan:

Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de la Energía (SITRACEN).

Presenta un menor ejercicio no relevante.

Modernización de Subestaciones y Líneas

Presenta un menor ejercicio por 86 696.3 miles de pesos, el cual se debe a la falta de autorización de comprometer recursos futuros en el 2000, para la adquisición de equipos primarios (transformadores de potencia, de corriente, cuchillas) las cuales son de largo proceso de fabricación y afecta dos ejercicios, dentro de la diferencia se tiene un compromiso por 69 584.7 miles de pesos a pagar en el ejercicio 2002.

Es importante mencionar que este proyecto contempla las actividades sustantivas de la Subdirección de Transmisión, Transformación y Control, por lo que en su ejecución se adquieren equipos primarios, transformadores, interruptores, cuchillas, equipos para modernizar los sistemas de transmisión de voz y datos, además de la ejecución de las obras civiles y electromecánicas.

Edificios

Registra un menor ejercicio por 8 972.6 miles de pesos con relación al presupuesto original, dentro de la diferencia se tienen contratos por 7 470.9 miles de pesos (que por su proceso de revisión no se logró pagar durante el ejercicio).

Equipamiento

Consigna un mayor ejercicio por 8 859.0 miles de pesos con relación al **presupuesto original**, derivado del menor ejercicio del punto anterior y aprovechando los plazos de entrega, se adquirieron más bienes por este concepto.

Equipamiento Operativo

Presenta un menor ejercicio por 37 152.6 miles de pesos con relación al **presupuesto original**, sin embargo existen compromisos por 29 883.0 miles de pesos, que su pago afectará el ejercicio 2002.

INDICADOR: Tiempo de interrupción por usuario de transmisión (TIU).

Este indicador consiste en reducir el tiempo de interrupción de energía eléctrica a los usuarios. Para el desarrollo de estas actividades el Presupuesto de Egresos de la Federación contempla una asignación de 728 869.9 miles de pesos, para contemplar un tiempo de interrupción por usuario de transmisión de 15 minutos durante el 2001.

FÓRMULA: Duración de la falla en minutos por usuarios afectados / usuarios totales (351 135 750 minutos / 23 409 050 usuarios)

La meta del indicador estratégico alcanzada fue favorable en 4.5 minutos a la previsión original, al registrar 10.5 minutos de los 15 propuestos.

Con lo anterior, el comportamiento del indicador alcanzado respecto a la meta programada (que expresa los minutos por usuario de transmisión) fue favorable en 30 por ciento.

Con relación a la calidad del servicio, destaca el indicador que mide el tiempo de interrupción que el usuario no dispone del servicio de energía eléctrica, el cual se ubicó en 10.5 minutos al año, 5.1 minutos menos que el año anterior, en virtud de una optimización en los procesos de transformación y transmisión de energía.

PROYECTO: K034 Proyectos de Ampliación de Generación – Operación.

El objetivo de inversión es el sostenimiento de activos a través de la mejora operativa y continua de las unidades generadoras de las diferentes centrales.

Los proyectos de ampliación generación – operación implican el adecuado sostenimiento de los activos para mejorar los parámetros operativos de los sistemas – técnico administrativo, el cual representa menores costos, mayor eficiencia y confiabilidad, lo cual se ve reflejado en una disminución en pérdida de eficiencia en el parque térmico y de disponibilidad de las centrales.

En este proyecto se registra un ejercicio devengable de 789 795.6 miles de pesos, que representa el 25.8 por ciento mayor de los 627 865.0 miles de pesos, del presupuesto asignado originalmente.

El ejercicio principalmente se dio en refaccionamiento mayor por 361 432.8 miles de pesos; conversión a gas por 16 111.3 miles de pesos; Ecología, seguridad industrial, capacitación, edificios y equipo de computo por 136 397.4 miles de pesos; bienes restringidos por 22 526.3 miles de pesos y seguridad en instalaciones por 1 222.4 miles de pesos. Los 252 105.4 miles de pesos restantes, corresponden a mano de obra, materiales y servicios generales empleados en el mantenimiento de diversas centrales de generación.

Esta variación se debió principalmente por el refaccionamiento mayor realizado por 361 432.8 miles de pesos aplicados principalmente en los siguientes equipos y centrales generadoras:

El programa de Refaccionamiento Mayor corresponde a la adquisición de refacciones y materiales de un largo proceso de fabricación y entrega mayor a 6 meses por lo que el mayor ejercicio fue originado por reprogramaciones en los plazos de entrega del año pasado.

INDICADOR: Eficiencia Térmica

El objetivo de este indicador es mostrar qué tan bien se consumen los combustibles en las centrales termoeléctricas en el proceso de generación de energía eléctrica; su relevancia es muy importante, ya que el costo de los combustibles representa aproximadamente el 80 por ciento del total de costos de operación y mantenimiento.

La eficiencia térmica representa la parte aprovechada del calor primario suministrado a cada una de las unidades generadoras para producir energía eléctrica. Mayor eficiencia significa menor suministro de combustible para producir la misma energía eléctrica.

Este indicador mide qué tan eficiente es el proceso de conversión de energía calorífica en energía eléctrica en cada unidad generadora; permite identificar los equipos o sistemas que requieren reparación o sustitución.

En la medida del alcance de los mantenimientos, las reparaciones o sustituciones de componentes y el propio trabajo de limpieza, ajuste y calibración, se mantiene o se mejora la eficiencia térmica.

*FÓRMULA: $KCALORIAS \times KWH \text{ Generado} / KILOCALORIAS \text{ Consumidas} \times 100$ ((46 534 600 000 *KCALORIAS* / *KWH*)/(130 929 238 000 *KCALORIAS*))X100.*

860 kilocalorías secundarias / kilocalorías primarias suministradas, donde 860 kilocalorías equivale al calor secundario equivalente de un KWH

La meta del indicador establecida para el año 2001 fue de 95.8 por ciento y se logró el 98.0 por ciento, lo que significa que se superó la meta del indicador de eficiencia en 2.3 por ciento.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 442 Distribuir y Comercializar Energía Eléctrica

El objetivo de esta actividad institucional es el garantizar la continuidad y calidad de los servicios de distribución de energía eléctrica, mediante un sistema confiable, que permita elevar la calidad del suministro en términos de voltaje, disminuir las interrupciones del servicio y modernizar el proceso comercial para reducir el tiempo en la contratación de servicios, toma de lectura, a través de centros de atención integral y personalizada.

El gasto devengado ascendió a 10 322 232.4 miles de pesos y fue superior en 0.8 por ciento a los 10 240 969.2 miles de pesos presupuestados de origen, generando un mayor ejercicio por 81 263.2 miles de pesos.

PROYECTO: I016 Operación y Mantenimiento a Distribución y Comercialización.

El objetivo de este proyecto es suministrar energía eléctrica a través de un sistema eléctrico altamente confiable y seguro, que responda a las expectativas de los usuarios en términos de oportunidad, continuidad y calidad.

Indicadores Estratégicos de la Actividad Institucional 442 Distribuir y Comercializar Energía Eléctrica, 2001

Categoría programática					Indicador Estratégico	Fórmula del Indicador	Universo de Cobertura	Porcentaje de cumplimiento de la meta anual		Porcentaje de ejercicio presupuestario	
F	SF	PE	AI	PY				Alcanzada/ Original	Alcanzada/ Modificada	Ejercido/ Original	Ejercido/ Modificado
15	02	000	442	I016	Índice de pérdidas	Energía entregada menos energía recibida / energía entregada X 100 ((172 197 – 152 387) / 152 387) X100	13 por ciento	84.6	84.6	100.8	100.5

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

INDICADOR: Índice de Pérdidas

Este indicador consiste básicamente en medir la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica, que la institución proporciona a sus clientes.

FÓRMULA: *Energía entregada menos energía recibida / energía entregada X 100 ((172 197 – 152 387) / 152 387) X 100*

Contando con una meta anual original en el 2001 de 13.0 por ciento que comparada contra lo alcanzado de 11.0, nos refleja, una reducción de 2.0 puntos porcentuales, con un cumplimiento que mejoró la meta en 15.4 por ciento, sin considerar afectaciones por sismos, huracanes y robo de conductor eléctrico.

Los resultados alcanzados en Índice de Pérdidas reflejan el esfuerzo logrado por las divisiones de distribución que por sus características operativas requieren de mayor atención.

Mantenimiento oportuno y de calidad, con base en programas de trabajo, elaborados con el establecimiento de prioridades.

Se ha sectorizado y reubicado el personal, cerca de las instalaciones a su cargo, con lo que se reduce su desplazamiento, mejorando su rendimiento en sus actividades de operación y mantenimiento.

Se ha mejorado en la organización del personal de campo, creando nuevos grupos de trabajo, sin incremento en la calidad del personal disponible.

Se ha dotado al personal de campo del equipo y herramienta especializada así como de vehículos equipados con grúas y canastillas aisladas, para la realización de los trabajos de mantenimiento con líneas especializadas, mejorando la productividad de los grupos de trabajo.

Se han llevado a cabo programas intensivos de capacitación para el personal de campo, con el que se ha incrementado la calidad de los trabajos de mantenimiento.

Se han establecido procedimientos más estrictos por parte del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) y la inspección y recepción de los materiales y equipos; como consecuencia de la retroalimentación de las fallas y deficiencias, registradas durante su operación en el sistema de distribución, lo cual ha redundado en la mejora y la calidad de estos productos.

Se ha implantado a nivel nacional del Sistema Integral de Administración de Distribución "SIAD", lo que ha facilitado y simplificado los trámites operativos y de oficina, mejorando la productividad y eficiencia del personal.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 507 Generar Energía Eléctrica.

Su objetivo es proporcionar el suministro de energía eléctrica con eficiencia y calidad, para responder eficazmente a la creciente demanda de los usuarios. Para ello, esta actividad contempla reforzar el mantenimiento a las plantas de generación para su buen funcionamiento y mantener el activo de generación en óptimas condiciones.

El gasto devengado ascendió a 57 796 139.8 miles de pesos y fue inferior en 17.0 por ciento respecto a los 69 637 066.4 miles de pesos presupuestados originalmente. El menor ejercicio en esta actividad institucional por 11 840 926.6 miles de pesos, se registró principalmente en el capítulo de materiales y suministros por el menor gasto de 10 823 433.4 miles de pesos, originándose básicamente porque los combustibles fueron estimados con base al pronóstico de precios de la Gerencia de Energéticos, los cuales fueron muy superiores a los proporcionados por la SHCP para el presupuesto de flujo de caja, también se consideró un mayor gasto derivado de mantener la política de máximos almacenamientos de energía en las grandes centrales hidroeléctricas, así como no sobrepasar la oferta de vapor geotérmico que la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos proporciona, asimismo se consideró que el gasto contendría la puesta en servicio de la C.T. Petacalco para uso de carbón y las restricciones ecológicas en las CT Salamanca y Tula, para consumir el 50 por ciento de gas natural, cuyo costo sería superior, sin embargo, estas consideraciones no se dieron en la realidad.

El mayor ejercicio por 436 696.1 miles de pesos en servicios personales se debió al incremento pagado al personal permanente y base, por concepto de nivel de desempeño otorgado al 20 por ciento del personal de la Subdirección de Generación durante el ejercicio. Por lo que corresponde a los Servicios Generales, el ejercicio devengable ascendió a 3 550 491.0 miles de pesos, que comparado contra el presupuesto original de 5 004 680.4 miles de pesos, representó un menor gasto de 1 454 189.4 miles de pesos, es decir 29.0 por ciento menor al presupuesto.

PROYECTO: I014 Operación y Mantenimiento a Centrales Generadoras.

Los objetivos de este proyecto son generar energía eléctrica suficiente, para garantizar el servicio en forma oportuna y eficiente, buscando la racionalización y diversificación de energéticos, así como mantener y mejorar la continuidad y calidad del servicio.

Mantenimiento Térmico

Se programaron 82 unidades térmicas base a mantenimiento y se llevaron a cabo 77, no se realizaron 5 y se hicieron 66 fuera de programa, con un cumplimiento de 174.4 por ciento. Ahora con relación a la energía programada a mantenimiento fue de 14 220.1 MW - mes y la realizada fue de 20 822.8 MW - mes con un cumplimiento del 146.4 por ciento.

Las causas por las cuales no se realizaron los mantenimientos son:

Mantenimientos No Realizados

Presidente Juárez U-3, tipo de mantenimiento anual, no se realizó por estar en mantenimiento correctivo; El Sauz U-1 por diferirse el mantenimiento mayor de esta unidad; Fco. Pérez Ríos U-3, por requerimiento del sistema eléctrico; Tula C.C. U-4, se reprograma por estar en mantenimiento las Unidades 2 y 3; Valle de México, U-2, se reprograma por el diferimiento de la U-3 por necesidades del sistema.

Mantenimiento Hidroeléctrico

En el programa de mantenimiento a unidades generadoras hidroeléctricas se contempló dar mantenimientos mayores y menores a 122 unidades a una energía sometida a mantenimientos de 9 657.0 MW - mes y el programa real de mantenimientos ascendió a 121 unidades hidroeléctricas con una energía real a mantenimiento de 4 921.0 MW – mes.

Los mantenimientos realizados, no programados fueron 23 y las unidades afectadas por mantenimientos programados, no realizados, ascendieron a 24, cuyas causas son las siguientes:

Centrales Cupatitzio, con 2 unidades, originalmente no estaba programado este segundo período por la Región Balsas – Santiago; Malpaso, con 4 unidades, originalmente no estaba programada por la Región Grijalva; Bombana, con 3 unidades, en lugar de esta unidad sale la unidad no. 2; Bombana, con 4 unidades, originalmente no estaba programada por la Región Grijalva; Belisario Domínguez, con 4 unidades, se reprograma para el año 2002 por necesidades del Centro Nacional de Control de Energía; El Cobano, unidades 1 y 2, no sale con no contar con presupuesto disponible para rehabilitación; Colimilla, con las unidades 1, 2, 3 y 4, se programa para el año 2002; Puente Grande, con las unidades 1, 2 y 3, las unidades por horas de operación no salen a mantenimiento este año; Carlos Ramírez Ulloa, con la unidad 2, se reprograma para el año 2002; Zimapan, con la unidad 2, se reprograma para el año 2002 por necesidades del Centro Nacional de Control de Energía; Plutarco Elías Calles, con las unidades 1 y 2, por horas de operación y necesidades del Centro Nacional de Control de Energía, no sale este año; Bacurato, con la unidad 2, no se adquirieron los equipos para automatización, no sale este año; 27 de Septiembre, con la unidad 1, originalmente no estaba programada por la Región Noroeste; M. Moreno Torres, con la unidad 5, se reprograma para el año 2002 por necesidades del Centro Nacional de Control de Energía; Boquilla, con la unidad 4, se reprograma para el año 2002 por necesidades del Centro Nacional de Control de Energía; J.C. del Valle, con la unidad 2, se reprograma para el año 2002 por necesidades del Centro Nacional de Control de Energía; Aguamilpa, con la unidad 3, originalmente lo programó la Región Balsas – Santiago; Albino Corzo, con las unidades 2 y 4, originalmente las programó la Región y realizó estos mantenimientos sin afectar la indisponibilidad acordada con el Centro Nacional de Control de Energía; J.C. del Valle, unidades 2 y 3, se cambio válvula de mariposa en la unidad 4, por ser tubería compartida para las 3 unidades, se les da mantenimiento menor; L.D. Colosio, unidad 2, se aprovecha que la Compañía SIEMENS estaba reparando la araña de los generadores; Las Juntas, unidad 1, originalmente la programa la Región Balsas – Santiago; La Villita, unidad 3, originalmente la programó la Región Balsas – Santiago; Bombana, con la unidad 2, sale en lugar de la unidad 3; Zumpimito, unidad 3, sale para completar trabajos de mantenimiento; Portezuelos I, unidad 3, originalmente la programó la Región Ixtapantongo; Malpaso, unidad 1, originalmente la programó la Región Grijalva; Mazatepec, unidades 1, 2, 3 y 4, sale para revisión de rodetes por arrastre de arena en el agua turbinada; Chilapan, unidad 1, sale a mantenimiento para instalar el nuevo regulador automático de tensión; Mocuzari, unidad 1, para completar instalación cableado de potencia (iniciando el mantenimiento del año pasado); Cupatitzio, unidad 1, mantenimiento electromecánico como acción preventiva; Oviachic, unidad 1, limpieza de la caja de carbones del sistema de excitación para prevenir fallas; C. Ramírez Ulloa, unidad 3, sale en lugar de la unidad 2; Temascal, unidad 3, para poder sustituir el transformador de potencia por el de reserva; y P. Elías Calles, unidad 3, sale en lugar de la unidad 2.

Indicadores Estratégicos de la Actividad Institucional 507 Generar Energía Eléctrica, 2001

Categoría programática					Indicador Estratégico	Fórmula del Indicador	Universo de cobertura	Porcentaje de cumplimiento de la meta anual		Porcentaje de ejercicio presupuestario	
F	SF	PE	AI	PY				Alcanzada/ Original	Alcanzada/ Modificada	Ejercido/ Original	Ejercido/ Modificado
15	02	000	507	I014	Disponibilidad Propia	$\frac{\text{Energía teórica} - (\text{energía no generada por mantenimiento programado} + \text{indisponibilidad por fallas} + \text{indisponibilidad por decremento} + \text{indisponibilidad por causas ajenas})}{\text{energía teórica}} \times 100$ $((307\ 453\ 749.6 - 49\ 192\ 599.6) / 307\ 453\ 749.6) \times 100$	84 por ciento	105.9	105.9	83.0	79.5

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

INDICADOR: *Disponibilidad propia*

El objetivo es asegurar el suministro de energía eléctrica en el país, con eficiencia y calidad, efectuando los mantenimientos conforme a los programas establecidos.

FÓRMULA: *Energía teórica - (energía no generada por mantenimiento programado + indisponibilidad por fallas + indisponibilidad por decremento + indisponibilidad por causas ajenas) / energía teórica ((307 453 749.6 – 49 192 599.6) / 307 453 749.6) X 100*

La meta de disponibilidad propia para el año 2001 fue de 96.0, lográndose el 101.7, es decir, 5.7 puntos porcentuales más que la meta y 21.1 por ciento arriba del universo de cobertura, derivado principalmente de las nuevas centrales que entraron en operación y en el cumplimiento del programa de mantenimientos a centrales generadoras.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 508 Transmitir y Transformar Energía Eléctrica.

Su objetivo es mantener la disponibilidad y confiabilidad de la red eléctrica de transmisión y transformación, evitar descargas en las instalaciones, disponer de la capacidad de reserva para la emergencia y disminuir las interrupciones.

El gasto programable ascendió a 3 481 109.9 miles de pesos, cifra menor a la presupuestada en 2 758 124.9 miles de pesos, representando un menor ejercicio respecto del presupuesto del 44.2 por ciento, principalmente porque se adquirió un menor volumen de energía de importación con respecto al presupuesto.

PROYECTO: I015 Operación y Mantenimiento a Transmisión y Transformación y Control

Los objetivos de este proyecto son los de promover y garantizar la confiabilidad y disponibilidad de la red eléctrica de transmisión y transformación, a fin de suministrar la energía eléctrica requerida por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), haciendo más eficiente la operación y mantenimiento de estas instalaciones.

Para la transmisión y transformación de energía eléctrica se ejerció un presupuesto de naturaleza corriente por 3 481 109.9 miles de pesos, cifra menor en 44.2 por ciento al presupuesto original de 6 239 234.8 miles de pesos, debido al decremento de la compra de energía de importación.

A continuación se señalan las variaciones por capítulo del gasto

- En el capítulo de *Servicios Personales* se tiene un ejercicio de 1 652 888.3 miles de pesos, cifras mayor en 9.0 por ciento a los 1 516 453.4 miles de pesos presupuestados, cuya variación se debe a que el incremento de salarios y prestaciones fue superior al contemplado por la SHCP.
- En el capítulo de *Materiales y Suministros* se tiene un ejercicio de 1 114 528.4 miles de pesos, cifra menor en 70.3 por ciento a los 3 752 733.0 miles de pesos presupuestados, cuya principal causa de variación se debe al decremento en la compra de energía de importación
- En el capítulo de *Servicios Generales* se tiene un ejercicio de 713 693.1 miles de pesos cifra menor en 26.4 por ciento a los 970 048.4 miles de pesos presupuestados.

Indicador Estratégico de la Actividad Institucional 508 Trasmitir y Trasformar Energía Eléctrica, 2001

Categoría programática					Indicador Estratégico	Fórmula del Indicador	Universo de cobertura	Porcentaje de cumplimiento de la meta anual		Porcentaje de ejercicio presupuestario	
F	SF	PE	AI	PY				Alcanzada/ Original	Alcanzada/ Modificada	Ejercido/ Original	Ejercido/ Modificado
15	02	000	508	1015	Salidas por fallas de transmisión	Número de salidas / Km de líneas de responsabilidad (570.4 / 36 800) X 100	1.55 número de salidas x KM	96.8	96.8	55.8	55.8

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

INDICADOR: *Salidas por fallas de transmisión*

FÓRMULA: *Número de salidas / KM de líneas de responsabilidad (570.4 / 36 800) X 100.*

Salidas por fallas en líneas de transmisión (numero de salidas por kilómetros)

Este indicador consiste en reducir el número de salidas por fallas en líneas de transmisión. Para el desarrollo de estas actividades en el Presupuesto de Egresos de la Federación se asignó 6 239 234.8 miles de pesos, para cubrir 1.55 numero de salidas por kilómetro durante el 2001.

La meta del indicador estratégico alcanzada fue de 1.5 salidas por kilómetro, mejor en 3.2 punto porcentuales al indicador programado de 100.0 por ciento.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 701 Administrar Recursos Humanos, Materiales y Financieros.

Esta actividad institucional tiene como objetivo conformar una organización eficaz y productiva, administrada con modernos criterios empresariales, que coadyuve en el logro de las actividades sustantivas de la entidad: generación, transmisión, transformación, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

PROYECTO: N000 Actividad Institucional no asociada a proyectos.

El objetivo de este proyecto corresponde al mismo de la Actividad Institucional 701 Administrar recursos humanos, materiales y financieros.

El presupuesto original para la actividad institucional 701 Administrar recursos humanos, materiales y financieros fue de 5 103 152.3 miles de pesos, en donde el ejercicio ascendió a 3 933 983.1 miles de pesos, lo que representa un menor ejercicio de 1 169 169.2 miles de pesos, equivalente a que no se ejerció el 22.9 por ciento del presupuesto asignado.

Gasto corriente.- El gasto devengado ascendió a 3 842 896.0 miles de pesos, inferior en 19.1 por ciento a los 4 748 975.6 miles de pesos presupuestados originalmente. La variación por 906 079.6 miles de pesos se registro principalmente en los rubros siguientes:

En el capítulo de *Servicios Personales* se presupuestaron 2 099 196.6 miles de pesos ejerciéndose 1 798 575.5 miles de pesos, lo que representa un ejercicio inferior de 300 621.1 miles de pesos, es decir un 14.3 por ciento inferior a lo programado, debido principalmente a un menor ejercicio en el personal jubilado.

En el capítulo de *Materiales y Suministros* se presupuestaron 112 057.3 miles de pesos, ejerciéndose 150 640.5 miles de pesos, lo que representa un mayor ejercicio por 38 583.2 miles de pesos, es decir, un 34.4 por ciento mayor a lo programado, esto debido a un ejercicio mayor en los conceptos de ropa de trabajo, refacciones de importación, materiales de laboratorio y otros materiales.

En el capítulo de *Servicios Generales* se presupuestaron 2 537 721.7 miles de pesos ejerciéndose 1 893 679.9 miles de pesos, lo que representa un ejercicio menor por 644 041.8 miles de pesos, es decir un 25.4 por ciento menor a lo programado, debido principalmente al menor ejercicio en los siguientes conceptos: reparación a equipo de transporte, honorarios a personas morales nacionales, gastos de viaje, gastos de vigilancia, adquisición de software y viáticos nacionales y extranjeros.

Gasto de capital.- El gasto devengable ascendió a 91 087.1 miles de pesos, inferior en 74.3 por ciento a los 354 176.7 miles de pesos presupuestados.

En *Bienes Muebles e Inmuebles* no se efectuaron las adquisiciones programadas por lo que únicamente se ejercieron 91 087.1 miles de pesos de los 354 176.7 presupuestados para el equipamiento administrativo, el que resultó inferior en 74.3 por ciento.