



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

"PARTICIPACIÓN DEL SECTOR PRIVADO EN
LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
MÉXICO Y AMÉRICA LATINA"

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO- ELECTRÓNICO
AREA : ENERGÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

JEANNE MUNGUIA BALLINAS



DIRECTOR DE TESIS:

ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. 2005

Índice

Contenido

Página

I.	Índice	i
II.	Prólogo	ii

Capítulos

1.	Antecedentes	1
2.	Consideraciones generales de la apertura a las inversiones extranjeras para la generación de energía eléctrica.	6
2.1.	Contexto del sector eléctrico latinoamericano.	7
2.2.	Antecedentes y factores que favorecen la inversión extranjera.	19
2.3.	Factores políticos, sociales, económicos y ambientales.	22
3.	Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.	28
3.1.	Reformas eléctricas en Latinoamérica.	29
3.2.	Resultados obtenidos con las reformas.	43
3.3.	Casos específicos de inversión en generación en América Latina.	45
3.3.1.	Argentina	
3.3.2.	Bolivia	
3.3.3.	Brasil	
3.3.4.	Chile	
3.3.5.	Colombia	
3.3.6.	Costa Rica	
3.3.7.	El Salvador	
3.3.8.	Guatemala	
3.3.9.	Panamá	
3.3.10.	Paraguay	

3.3.11.	Uruguay	
3.4.	Beneficios obtenidos por empresas eléctricas privadas	46
3.4.1.	Ganancias económicas	47
4.	Generación de energía eléctrica privada en México	50
4.1	Conceptos generales de los sistemas de energía eléctrica	51
4.2	Generación de energía eléctrica	52
4.2.1	Plantas generadoras	52
4.2.2	Plantas de ciclo combinado	64
4.3	Estructura y características del sector eléctrico mexicano.	67
4.3.1.	Historia de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro	67
4.3.2.	Historia de la Comisión Federal de Electricidad	68
4.3.3.	Nacionalización de la industria eléctrica	69
4.4	Situación actual del sector eléctrico mexicano.	69
4.4.1.	Comisión Federal de Electricidad	72
4.4.2.	Luz y Fuerza del Centro	74
4.4.3.	Capacidad efectiva instalada de generación	74
4.4.4.	Tipos de generación por fuente	75
4.5	Modificaciones en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.	76
4.5.1.	Concesiones del Servicio público en México.	77
4.5.2.	Dificultades financieras crecientes.	78
4.5.3.	El regreso de la inversión privada.	78
4.5.4.	Modelos de financiamiento para la generación de energía	79
4.5.5.	Cronología de los principales eventos y medidas adoptadas en materia de reforma eléctrica	80
4.6	Formas de participación del sector privado en las actividades de generación de energía eléctrica	82
4.6.1	Cogeneración	82
4.6.2	Autoabastecimiento	82
4.6.3	Producción Independiente	83
4.6.4	Pequeña Producción	83
5.	Productores independientes de energía	84
5.1	Esquema de Productor Independiente de Energía	85

		<u>85</u>
5.1.1	Tipo de generación_____	<u>85</u>
5.2	Evolución del Esquema de Productor Independiente de Energía	<u>86</u>
5.2.1	Primera generación_____	<u>86</u>
5.2.2	Segunda generación_____	<u>87</u>
5.2.3	Tercera generación_____	<u>87</u>
5.3	Flujos de inversión privada en generación de energía eléctrica en el sector eléctrico mexicano. _____	<u>87</u>
5.3.1.	Principales empresas generadoras privadas_____	<u>88</u>
5.3.1.1	AES_____	<u>88</u>
5.3.1.2	Electricité de France_____	<u>89</u>
5.3.1.3	Iberdrola Energía _____	<u>90</u>
5.3.1.4	Intergen_____	<u>90</u>
5.3.1.5	Mitsubishi_____	<u>91</u>
5.3.1.6	Transalta_____	<u>91</u>
5.3.1.7	Unión FENOSA _____	<u>92</u>
5.3.2.	Porcentajes de inversión_____	<u>92</u>
5.4	Proyectos de Producción Independiente_____	<u>93</u>
5.5	Datos económicos_____	<u>94</u>
6.	Facturación por concepto de compraventa de energía eléctrica asociada. _____	<u>98</u>
6.1	Contrato de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada. _____	<u>98</u>
6.2	Pago mensual efectuado por la Comisión Federal de Electricidad al productor por capacidad y energía. _____	<u>99</u>
6.2.1	Cargos por capacidad: _____	<u>99</u>
6.2.1.1	Cargo fijo de capacidad_____	<u>100</u>
6.2.1.2	Cargo fijo de operación y mantenimiento_____	<u>102</u>
6.2.1.3	Cargo fijo por reserva de capacidad por suministro de combustible_____	<u>104</u>
6.2.2	Cargos por energía: _____	<u>106</u>
6.2.2.1	Cargo variable de operación y mantenimiento. _____	<u>106</u>
6.2.2.2	Cargo por combustible_____	<u>107</u>
6.2.2.3	Cargo por arranques_____	<u>108</u>
6.2.3	Factor de ajuste por disponibilidad demostrada_____	<u>108</u>
6.2.3.1.1	Cálculo del factor de ajuste por disponibilidad demostrada _____	<u>108</u>

6.2.4	Factor de disponibilidad equivalente demostrada.	110
6.3	Ejemplo de facturación de un pago mensual.	112
7.	Conclusiones	127
III.	Bibliografía	135

Prólogo

La energía eléctrica es indispensable para el desarrollo y crecimiento de un país, incluso sería inconcebible vivir sin ella en un hogar, más aún, a nivel industrial donde se ha convertido en el insumo básico para cualquier producción o generación de un bien y un servicio. La electricidad es uno de los insumos más importantes en la vida moderna y su costo y disponibilidad inciden en la calidad de vida de las personas y en la competitividad de la economía en su conjunto. Toda sociedad moderna requiere de seguridad en el suministro de energía eléctrica y con altos estándares de calidad.

La política a seguir en el sector eléctrico, y el papel que le corresponde al Estado en la materia, están sujetos de revisión y reforma en muchos países del mundo.

En México se plantea un problema esencial de capital importancia que atañe a la capacidad de producción de energía y las necesidades de atención a la población, lo que redundaría en una cuestión de disponibilidad de energía. En nuestro país se está gestando desde ya hace algún tiempo la posibilidad de llevar a cabo una reforma estructural del sector eléctrico. Son muy diferentes y muy variadas las posiciones respecto a este tema. En este sentido, es importante aprovechar el conocimiento y las experiencias latinoamericanas para tener una postura definida.

Este punto es fundamental, por lo que se ilustrará el panorama de la transformación del sector eléctrico de algunos de los países más importantes que conforman América Latina. En este trabajo se describen las características fundamentales de las experiencias de privatización y reforma de algunos países que se han convertido en ejemplos, no siempre exitosos, de transformación de industrias eléctricas. Además se presenta el balance actual de la participación privada en la generación de energía eléctrica tanto en nuestro país como en América Latina, lo cual aporta elementos importantes que sirven para continuar con el estudio del tema que se encuentra en ciernes.

El desarrollo de este trabajo demandó la realización de siete capítulos, los cuales se describen a continuación brevemente.

En el primer capítulo, se presenta un panorama general del tema, así como las características económicas más importantes de la electricidad.

En el segundo, se realiza una descripción de las condiciones predominantes en los países latinoamericanos estudiados en los ámbitos económico, social, político, así como de la situación de sus respectivas industrias eléctricas antes de llevarse a cabo reformas a las mismas.

En el tercer capítulo, se exponen las reformas eléctricas aplicadas en los diferentes países latinoamericanos, así como una revisión a casos específicos en donde se tiene una inversión prioritaria en el área de generación de energía eléctrica.

En el cuarto capítulo, se realiza un estudio histórico de la industria eléctrica nacional hasta llegar a hacer una descripción de la situación que guarda la industria eléctrica nacional en la actualidad. El estudio se realizó a partir de dividir la historia de este sector en tres grandes etapas, a saber: el origen, la nacionalización y las reformas ejecutadas que permitieron las nuevas formas de participación por parte de la iniciativa privada en cuanto a generación eléctrica se refiere. Se busca ubicar, en una perspectiva histórica, la participación del sector privado en el desarrollo de la industria eléctrica del país, así como las dificultades que siguieron a la nacionalización, dado el dinamismo de la demanda y la política de subsidios que impedía cubrir con las tarifas los costos de producción. Se presentan los cambios introducidos a partir de 1992, la reestructuración de las dos empresas públicas, así como la redefinición del ámbito público y privado en la industria.

En el quinto capítulo, se pone énfasis a una sola de las modalidades de producción de energía eléctrica, esta es la de los Productores Independientes de Energía, figura contemplada por la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, analizando la importancia asignada a su participación. También se presentan los principales consorcios participantes bajo este esquema, mostrando la importancia económica y financiera que éstos tienen desde su aparición hasta la actualidad. Esta parte concentra la atención en las inversiones que se han realizado; se enfatiza sobre su origen y destino. Asimismo, se presenta la respuesta del sector privado para llenar los espacios abiertos por la reforma.

En el sexto capítulo, se explican los términos, fórmulas y formas de obtención de los datos necesarios para la realización de un ejemplo de facturación de un pago

mensual realizado por la Comisión Federal de Electricidad con los Productores Independientes de Energía.

Finalmente en el séptimo capítulo, se apuntan conclusiones y recomendaciones generales.

Capítulo 1

Antecedentes

La electricidad es un insumo energético con características únicas. Es un producto único, no es relevante ni destacado si la electricidad que se consume proviene de plantas de generación hidroeléctrica, nuclear o con turbinas operadas con base en gas natural. Esto significa ventajas económicas importantes, que permiten que la electricidad pueda ser comercializada con facilidad al poder ser cuantificada, transportada y distribuida en sistemas nacionales o internacionales, sin importar su propiedad o fuente primaria de generación.

Hay varias características económicas de la energía eléctrica que hacen que sea un producto especial y único.

Concretamente, la electricidad:

- ?? No es una fuente primaria de energía, sino que es producida a través de la transformación de otras formas de energía;
- ?? Requiere para su generación de instalaciones de gran inversión;
- ?? No puede ser almacenada, por lo que en cada momento la oferta tiene que igualar la demanda;
- ?? La demanda de electricidad se caracteriza por ser altamente variable;
- ?? Puede ser transmitida y distribuida a través de largas distancias, pero solamente por medio de redes especiales de alto costo y complejidad técnica, lo que implica que se requiere de una infraestructura intensiva en capital y que no existe la posibilidad técnica ni económica de duplicar dichas redes (monopolio natural); y finalmente,
- ?? Tiende a generar pérdidas considerables por transporte, los cuales aumentan con la distancia y el volumen transportado.

A comienzos de la década de los '80 se insinuaron cambios o necesidades de cambios, en la política respecto de las empresas prestadoras de servicios públicos en general, y de electricidad en particular. En la gran mayoría de los países, este servicio era prestado por empresas de propiedad estatal, y era el Estado el encargado de realizar las inversiones necesarias, resultado de un planeamiento generalmente centralizado.

En algunos países comenzó la preocupación por el costo del servicio, considerado elevado y por ende atentatorio contra la competitividad de la economía en su conjunto, agravado ello por el creciente grado de apertura en el comercio internacional, o el vigor de las asociaciones de libre comercio.

En otras latitudes, el problema venía dado por las dificultades crecientes del Estado para obtener los recursos necesarios no sólo para llevar a cabo las inversiones requeridas, sino muchas veces para mantener en forma razonable el parque existente. Ello también daba lugar a ineficiencias y dificultades para la economía en su conjunto, agravadas por la pérdida de calidad del suministro.

En estos últimos casos hay que tener presente los problemas derivados del endeudamiento externo y de la inflación interna, que llevaba a las autoridades a utilizar las tarifas como herramienta antiinflacionaria, de cierto efecto en el cortísimo plazo, pero contraproducente en el largo, con el resultado de la descapitalización de las empresas.

En definitiva, si bien los puntos de partida fueron diferentes, las soluciones alcanzadas tuvieron gran semejanza, con un importante denominador común: la participación privada en el sector.

La provisión de electricidad es un servicio de infraestructura clave para el desarrollo de un país. En los países latinoamericanos, como para la mayoría de los países en vías de desarrollo, las inversiones requeridas realizan enormes demandas en recursos financieros, técnicos y de servicio.

Todas las reformas eléctricas impuestas por las instancias financieras internacionales están enfocadas hacia la resolución del problema de financiamiento de las inversiones en un contexto de crisis persistente de la deuda. El objetivo principal es

atraer el capital privado para financiar nuevas inversiones imponiendo una mejora de la eficiencia y de los resultados del sector.

En los últimos años se han generalizado procesos de reforma y privatización de los sectores eléctricos del mundo. Se han expresado muchas y muy variadas opiniones sobre los propósitos que originaron estos procesos, aunque en general parecen coincidir en destacar dos grandes propósitos determinantes.

El primero y más mencionado parte del diagnóstico de que los monopolios públicos o privados de electricidad, que han sido la forma de organización de los mercados eléctricos en prácticamente todo el mundo, por su propia naturaleza monopólica tienden a ser menos eficientes (y a producir energía eléctrica a mayor precio) que lo que se podría lograr en un ambiente de mercados de competencia.

Actualmente, el desarrollo de nuevas tecnologías de generación, como es el caso de las centrales de ciclo combinado permiten la participación en estos mercados con instalaciones de menor concentración de recursos financieros, lo que hace más accesible la participación a un mayor número de grupos de inversionistas.

Desde finales de la década de los ochenta, los países latinoamericanos iniciaron procesos de reestructuración de su industria eléctrica, después de permanecer controlada casi en su totalidad por empresas estatales verticalmente integradas. La reestructuración conllevó transformaciones profundas en once países que liberalizaron sus mercados de electricidad.

Un elemento importante en el análisis de las privatizaciones de las empresas eléctricas es como de una concentración pública se pasa a una concentración privada, a través de dos formas no excluyentes: la integración vertical y la integración horizontal del sector. El primero se refiere a que una firma se dedique a dos o más actividades del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución o comercialización); logrando así concentrar algunas o todas las etapas necesarias para la provisión del servicio al usuario final. Mientras que la integración horizontal ocurre cuando una misma firma domina todo o un porcentaje significativo de una actividad del sector eléctrico, es decir que la firma solo opera en la generación o en la distribución, etc.

Después de más de una década de apertura a la inversión en los mercados eléctricos en el mundo, no hay clara evidencia de su éxito o fracaso. Existen experiencias satisfactorias en las que se ha logrado elevar la eficiencia, la calidad del suministro y la productividad, al mismo tiempo que se ha conseguido atraer capital y disminuir los precios.

También se observan experiencias menos afortunadas, en las que la continuidad y la calidad del suministro se han degradado, o bien, los precios se han disparado. En algunos casos, el Estado, al que se trataba de alejar, ha tenido que intervenir directamente para evitar daños mayores a la economía nacional o local.

Por otro lado, el desarrollo de la industria eléctrica en México estuvo en manos del sector privado hasta la tercera década del siglo pasado. Cuando los requerimientos del país comenzaron a rebasar claramente la capacidad y los intereses de las empresas privadas prestadoras del servicio, el gobierno decidió intervenir creando la Comisión Federal de Electricidad (1937) y, posteriormente, nacionalizando (1960). En 1963 se creó la Compañía de Luz y Fuerza del Centro como filial de la empresa canadiense "The Mexican Light & Company".

Los éxitos de la gestión pública de la industria fueron importantes: se electrificó prácticamente todo el país y se cumplió en abastecer en forma oportuna una demanda en rápido crecimiento. Sin embargo, también hubo deficiencias, cuyo origen se localiza principalmente en los grandes subsidios concedidos a los consumidores, por lo que con el correr de los años, la situación financiera se hizo cada vez más precaria, hasta el punto de poner en riesgo la continuidad del servicio.

En un contexto de profundo cambio estructural de la economía, en 1989 el gobierno inició un proceso de reforma girando alrededor de tres ejes: reestructuración tarifaria, saneamiento y modernización de las dos empresas públicas, y apertura de espacios al sector privado para movilizar capital privado hacia los proyectos de inversión en obra pública, así como posibilitar a los particulares el autoabastecimiento en electricidad. Las acciones emprendidas estuvieron lejos de las reformas radicales puestas en práctica en otros países. Más que un cambio de modelo, la reforma consistió en ajustar el existente, el monopolio público integrado verticalmente, adaptándolo a las nuevas circunstancias.

La Comisión Federal de Electricidad ya no tiene el monopolio ni en la generación ni en la transmisión, pero lo conserva en la distribución y en la importación de electricidad para el servicio público. Sigue siendo una empresa verticalmente integrada y el actor protagónico, encargado de la planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

Por su parte, ahora el sector privado puede participar en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional, a través de diferentes modalidades. También puede generar e importar electricidad para satisfacer sus propias necesidades y, si lo desea, construir sus propias líneas de transmisión y subestaciones de transformación.

Obviamente, la tendencia a la apertura externa en el sector eléctrico mexicano no constituye un hecho aislado, sino que corresponde a un proceso mundial que, es posible suponer, se encuentra incluso en una etapa inicial.

Capítulo 2

Consideraciones generales de la apertura a las inversiones extranjeras para la generación de energía eléctrica.

Para tener un mayor entendimiento de la apertura a las inversiones extranjeras en la industria eléctrica instrumentadas por los gobiernos de los países latinoamericanos en la década de los noventa, es necesario hacer un breve examen de las condiciones prevalecientes en ese momento en los ámbitos económico, social y político, así como de la situación de sus respectivas industrias eléctricas. Dicho examen ayudará a comprender las motivaciones que tuvieron los gobiernos para emprender dichas aperturas.

Todos los gobiernos de la región tomaron acciones para permitir y promover la participación privada en la producción de energía eléctrica desde los primeros años de los noventa, con excepción de Chile que fue en 1982; sin embargo, casi todas las reformas mayores, las cuales requirieron nuevas leyes, fueron realizadas en la segunda mitad de la década.

Durante la década de los ochenta, los países de la región enfrentaron una interrupción drástica del crecimiento económico de los años anteriores, el cual había sido impulsado principalmente por el sector exportador tradicional y por la integración económica regional. La interrupción se debió principalmente a la gradual disminución de los precios internacionales de los productos de exportación, los choques petroleros y las dificultades de acceso a las fuentes de capital (altas tasas de interés y elevada deuda externa de la región).

Muchas de estas dificultades de capital fueron provocadas por la financiación de préstamos por parte del Banco Mundial y otros Bancos Multilaterales de Desarrollo (BMD), las cuales constituyen las principales fuentes públicas de fondos para las inversiones en energía. Como prestamistas de "última instancia" y como banco para "la reconstrucción y desarrollo", los BMD tienen el mandato de aceptar mayores riesgos que los bancos comerciales. Históricamente, los BMD se han concentrado en préstamos para proyectos de expansión energética de gran escala e intensivos en capital.

Particularmente el Banco Interamericano de Desarrollo, ha jugado un papel muy importante en Latinoamérica.

Adicionalmente, varios países latinoamericanos sufrieron crisis políticas y algunos de ellos fueron escenario de conflictos bélicos que provocaron significativas fugas de capital y graves pérdidas de recursos humanos e infraestructura.

Tales adversidades provocaron un marcado retroceso económico y social en la mayoría de los países, altos déficit en sus finanzas públicas, desequilibrios de balanzas de pagos y debilitamiento de las principales instituciones financieras. En respuesta, los gobiernos adoptaron una serie de acciones de ajuste macroeconómico.

En la mayoría de los países de América Latina se suprimieron las barreras a la entrada de capital privado para la utilización de las fuentes de energía eléctrica. Así, los gobiernos auspiciaron la inversión extranjera con el propósito de mantener, ampliar y modernizar la capacidad instalada existente, generar divisas que permitieran atender los compromisos de sus deudas públicas tanto internas como externas y, en general, dinamizar sus economías con recursos frescos.

2.1 Contexto del sector eléctrico latinoamericano.

La organización institucional del sector eléctrico de América Latina se caracterizó, más allá de algunas variantes nacionales, por algunos rasgos comunes a todos los países del continente.

En el sector eléctrico el papel protagónico lo desempeñaron empresas estatales que, por lo general, por sus dimensiones, se encontraron entre las mayores empresas de casi todos los países de la región.

En todos los países latinoamericanos es posible identificar ciclos semejantes en el desarrollo de sus respectivas industrias eléctricas.¹ Las empresas estatales fueron

¹ Estos ciclos pueden resumirse en: introducción de la energía eléctrica a finales del siglo XIX y otorgamiento de concesiones a empresas extranjeras en los principales centros urbanos; creación de empresas estatales —entre 1945 y 1961— e inicio en mayor escala de programas de electrificación urbana y rural; finalización de las concesiones (a partir de la década de los sesenta y hasta 1986); consolidación (total o parcial) del modelo estatal de electrificación; problemas de gestión de las empresas estatales, que alcanzaron la dimensión de crisis en algunos países (a finales de los ochenta y principios de los noventa) e introducción de reformas en los noventa.

creadas entre 1940 y 1960 como organismos nacionales semiautónomos para desarrollar la electrificación. Sus atribuciones eran similares, generalmente con claras directrices para el desarrollo y aprovechamiento de los recursos hídricos.

Las empresas estatales desempeñaron un papel decisivo en la expansión del servicio, si bien sus dinámicas de desarrollo y grados de penetración fueron diferentes. Por ello, en todos los países se reconoce el apoyo de dichas empresas al desarrollo local y regional por medio de la electrificación de las pequeñas poblaciones y comunidades rurales del interior. Hasta mediados de la década de los sesenta se desarrollaron proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de pequeña y mediana capacidad que correspondieron a las características de crecimiento de la demanda en la época. Las primeras crisis petroleras registradas a partir de 1973 obligaron a los países a replantear sus estrategias de desarrollo y promover proyectos hidroeléctricos grandes y medianos. De esta forma, la capacidad instalada aumentó significativamente en el período 1975-1985, pero también incrementó el endeudamiento de las empresas estatales y, por consiguiente, el del Estado. No obstante su impulso al desarrollo de los países, las empresas estatales presentaban una serie de deficiencias estructurales y coyunturales al final de los ochenta.

En la mayoría de los países de la región, el suministro de electricidad se concibió siempre como un servicio público lo que, en algunos casos, justificó que se impusieran barreras al ingreso de capitales privados y se constituyeran monopolios estatales con un fuerte grado de integración vertical. El Estado no sólo jugó un papel protagónico en el sector eléctrico en cuanto propietario y operador, sino también como regulador de los mercados y del funcionamiento de los servicios. La función reguladora fue colocada en algunos casos en organismos ministeriales, en otras en organismos sectoriales específicos (e incluso autónomos) y en otros en las propias empresas públicas operadoras.

El vínculo del Estado con el sector eléctrico no se relacionó sólo con las necesidades de funcionamiento de este sector, sino que frecuentemente lo hizo en función de consideraciones fiscales, dada la importancia que la electricidad adquirió como fuente de ingresos fiscales.

2.1.1 Descripción por países de la situación predominante antes de las inversiones de la industria eléctrica latinoamericana.

2.1.1.1 Argentina

Desde los orígenes de la industria eléctrica en el país ocurrida en 1877, hasta mediados de la década de los ´60, la tendencia reinante fue la progresiva concentración de los servicios bajo el dominio de unas pocas empresas, integradas inicialmente por concesionarias privadas, contando a partir de mediados de siglo con una participación creciente del Estado.

El Estado controlaba la mayor parte de la potencia instalada en el servicio público, así como de la generación y las ventas de electricidad. Las empresas nacionales también tenían el dominio sobre las líneas de transmisión en muy alta tensión y buena parte de la red de transmisión. Los entes provinciales que actuaban en la industria eléctrica eran mayoritariamente distribuidores.

Hacia fines de los ´80, el sistema eléctrico argentino presentaba una situación de virtual insolvencia, que coincidió con una importante crisis de desabastecimiento ocasionada por un período de sequía y la alta indisponibilidad del parque térmico (resultante de la falta de mantenimiento). Pero los orígenes del deterioro técnico, son fundamentalmente las dificultades económicas y financieras que las empresas eléctricas que tuvieron que atravesar en los últimos veinte años del siglo pasado.

Durante este período se restringieron, y en ciertos casos se eliminaron, los aportes del Estado a las empresas eléctricas, obligándolas a endeudarse y a reducir los gastos en mantenimiento.

La estructura de las empresas e instituciones eléctricas argentinas antes del proceso de inversiones, era la siguiente:

- ✍ DUC (Despacho Unificado de Cargas). Fue creado para conducir la Red Nacional Argentina de Interconexión. Estaba a cargo de Agua y Energía Eléctrica del Estado (AyEE).
- ✍ Sistema Interconectado Nacional (SIN). Constituido por las instalaciones de generación y transmisión interconectadas de varias empresas argentinas nacionales y provinciales.

✍ Empresa Binacional: Comisión Técnica Mixta Salto Grande, Argentina-Uruguay (CTMSG), manejaba el proyecto hidroeléctrico entre estos dos países.

✍ Empresas Nacionales:

- Agua y Energía Eléctrica del Estado (AyEE) prestó servicios de distinto tipo en amplias regiones del país, actuando a través de más de 130 centrales de generación y prestando servicio de distribución a centenares de localidades.
- Hidroeléctrica Norpatagónica (HIDRONOR) empresa creada con el fin de aprovechar los recursos hidroeléctricos de la zona y efectuar la operación del transporte de la red de alta tensión que conectaba dicha producción con el gran centro de consumo ubicado en Buenos Aires y zonas aledañas.
- Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), tenía a su cargo la generación, transmisión y distribución en la Ciudad de Buenos Aires y ciudades colindantes.
- Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA)

2.1.1.2 Bolivia

A inicios de la década de los años sesenta se dispuso la creación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), sobre la base de la División de Energía de la Corporación Boliviana de Fomento, con características de alcance nacional y con la finalidad de desarrollar el sector eléctrico. Asimismo, en 1962, se creó la Dirección Nacional de Electricidad (DINE), como entidad destinada a la regulación del ejercicio de la industria eléctrica a nivel nacional.

Paralelamente, la empresa de origen canadiense Bolivian Power Company (posteriormente convertida en Compañía Boliviana de Energía Eléctrica), que había comenzado sus actividades a inicios de siglo, quedó encargada de la generación, transmisión y distribución de electricidad.

En 1970 se creó el Instituto Nacional de Electrificación Rural (INER) para la promoción del servicio eléctrico a las áreas rurales. A mediados de la década de los años setenta, ENDE interconectó importantes mercados eléctricos del país implementando un amplio programa de electrificación tanto urbano como rural. Cumpliendo los objetivos de su creación, dicha empresa participó en la creación de múltiples empresas y cooperativas de distribución de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

La década de los ´80 coincide con la profunda crisis que sufrió el país, donde el producto del descontrol de la economía, los precios y tarifas se debilitaron substancialmente en términos reales. Paralelamente, se da una crisis en la minería con el derrumbe de los precios internacionales de los minerales que exporta Bolivia, lo que obliga a una disminución radical de la producción, lo que tiene una connotación en el consumo de electricidad, ya que este sector representaba gran parte de la demanda total.

a industria eléctrica presentaba un alto grado de integración vertical hasta 1994. ENDE se dedicaba a la generación y transmisión de energía, la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE) generaba, transmitía y distribuía su propia energía, además de comprar a ENDE cantidades importantes para poder atender su mercado. Estas dos empresas controlaban el 94% de la generación a nivel nacional.²

2.1.1.3 Brasil

Después de la Segunda Guerra Mundial casi todos los Estados brasileños habían constituido empresas estatales de la absorción de empresas extranjeras. Se crea una Comisión Estatal de Energía Eléctrica (CEEE) en 1943, la CHESF en 1945 y CEMIG, en 1952, que servían de modelo para las demás empresas del sector.

Históricamente la generación y la transmisión de energía eléctrica han sido controladas por Eletrobrás, creado en 1964, el que entre otros activos tenía la propiedad de cuatro subsidiarias regionales en el área de generación y transmisión; Furnas, Eletrosul, CHESF y Electronorte. La labor de Eletrobrás ha abarcado desde la planificación, la coordinación de las operaciones hasta el financiamiento de nuevos proyectos. Por su parte, la distribución ha sido controlada mayoritariamente por empresas controladas por los gobiernos estatales.

Con la primera crisis del petróleo y dada la liquidez financiera en que se encontraba el sistema financiero internacional, a partir de 1974 se comenzó una nueva fase en el sector eléctrico, cuya característica principal serían los cambios de la estructura del financiamiento.

² Basado en datos tomados de CEPAL, LC/R. 1830, 22 de Julio de 1998.

A finales de la década de los '80 el sector eléctrico brasileño se encontraba en una crisis que podemos descomponer en tres factores, estos se pueden dividir en:

- /// Crisis del financiamiento
- /// Crisis institucional
- /// Crisis de potencial de abastecimiento.

Estas crisis estaban estrechamente relacionadas y bastaba que una tuviese problemas para que afectara a las otras dos, sin embargo la crisis financiera determinaba la gravedad de la situación.

2.1.1.4 Chile

En el período comprendido entre 1880 y 1929, el sector eléctrico es impulsado exclusivamente por aportes de capital privado, mientras el Estado se mantiene al margen de participar y sólo implementa algunas medidas para inducir mayor inversión en el sector. Así, hasta 1940 el sector eléctrico se desarrolla con la participación exclusiva de empresas privadas.

En el período 1940-1980, el Estado se convierte en el principal actor del sector, contándose entre las medidas por él adoptadas la creación de la Cooperación de Fomento de Chile (CORFO), y la constitución, a partir de ella, de diferentes empresas públicas. En este contexto la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA), realizó la investigación de los recursos disponibles, planificó el desarrollo de todo el sector eléctrico del país y formó el equipo técnico que pudo diseñar y construir sus obras. Más específicamente, desde 1944 ENDESA construyó centrales hidroeléctricas y térmicas en diversas regiones del país y, a partir de 1955 extendió sus líneas de transmisión creando en 1962 el Sistema Interconectado Central.

En 1970, el Estado nacionaliza CHILECTRA, la principal empresa distribuidora de electricidad. En este período, el control de los medios de producción pasa a ser el principal instrumento de política económica, constituyéndose el Área de propiedad social, integrada por las principales actividades del país, incluyendo la producción y distribución de energía eléctrica. Tal propiedad es lograda, entre otras medidas, vía expropiación, lo que claramente causa efectos nocivos sobre la inversión e innovación del sector privado.

A partir del año 1973, con la instauración del gobierno militar, el Estado delega la mayoría de las funciones productivas susceptibles de ser desarrolladas por privados y asume principalmente un rol normativo y fiscalizador. Se pretendió entonces regularizar financieramente las empresas expropiadas durante el gobierno anterior, y de este modo, sanear legalmente la propiedad.

En 1978 sólo algunas de las grandes empresas antes privadas, permanecían en manos estatales. Sin embargo, el sector eléctrico a fines de los 70 aún mantenía un rezago respecto a otros sectores. El Estado inició entonces una estrategia de desarrollo sectorial que se basó en un proceso completo de descentralización y privatización.

Entre 1940 y 1980 existió una importante participación del Estado en el desarrollo y operación del sector eléctrico a través de ENDESA. El sector privado participó marginalmente principalmente a causa de la falta de las apropiadas señales tarifarias, como a la carencia de capacidad empresarial y falta de recursos.

Resumiendo, ENDESA, de 1944 a 1973, y CHILECTRA, de 1970 a 1973, jugaron un papel muy importante en el desarrollo de los sistemas eléctricos de Servicio Público, tanto en las áreas de generación, como de transmisión y adicionalmente en distribución.

2.1.1.5 Colombia

La estructura para el suministro de la energía eléctrica fue el resultado de un prolongado proceso de intervención estatal, que se inició en 1928. Desde entonces funcionó de manera centralizada hasta las reformas efectuadas en 1994. Durante el viejo esquema, las compañías estatales mantenían un poder monopólico sobre un área determinada e integradas verticalmente, prestaban los servicios de generación, transmisión y distribución. Este tipo de monopolio sobre un área específica, se debió al desarrollo regional que presentaba el país.

Hasta fines de 1994, las compañías principales del sistema eléctrico eran las siguientes:

- ?? Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), poseía y operaba el sistema de transmisión de alto voltaje, propietaria única del sistema de 500kV. A partir del 1º de enero de 1995, las actividades de generación de ISA se transfirieron a ISAGEN, S.A. (ISA Generación).

- ?? ISAGEN, S.A., realizaba actividades de generación
- ?? ISEL, Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, empresa pública que servía a las áreas no cubiertas por el Sistema Interconectado Nacional (SIN)
- ?? Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), empresa de generación, transmisión y distribución que abastecía a la costa Atlántica.
- ?? Empresa de Energía del Pacífico (EPSA), compañía de generación, también integrada verticalmente.
- ?? Empresa de Energía de Bogotá (EEB), empresa de generación municipal integrada verticalmente.
- ?? Empresas Municipales de Cali (EMCALI), compañía de servicios públicos que abastecía de electricidad.
- ?? Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), empresa pública petrolera que además poseía las generadoras térmicas de Gualanday, Yumbo y Ocoa.
- ?? Empresas Eléctricas pertenecientes al gobierno nacional y a los gobiernos departamentales.

2.1.1.6 Costa Rica

En 1941 se creó la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, empresa generadora y distribuidora de electricidad que mantiene vigente su aporte clave al desarrollo social y económico de Costa Rica. Desde su creación la Compañía de Fuerza y Luz está legalmente constituida como una Sociedad Anónima debidamente inscrita en el Registro de la Propiedad y su vigencia está garantizada hasta el año 2040.

A principio de los sesenta se luchó por nacionalizar lo que hasta ese momento era un monopolio de empresas extranjeras en los servicios eléctricos del país. Es entonces que en 1968 el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), le compra a la empresa Electric Bond and Share Co., la totalidad de sus acciones.

Además de las empresas estatales, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), el sector eléctrico nacional está conformado por otras seis empresas de distribución, de las cuales cuatro están constituidas jurídicamente como cooperativas (CoopeSantos, CoopeGuanacaste, CoopeAlfaro Ruiz y Coopelesca R.L.) en las que los asociados son los mismos usuarios del servicio eléctrico.



2.1.1.7 El Salvador

El Salvador es un país pequeño y densamente poblado que, durante la década de los ochenta y hasta la firma de los Acuerdos de Paz en 1992, atravesó por una situación de guerra interna, con serias repercusiones sobre todos los ámbitos de la vida nacional.

El sector eléctrico estaba conformado por la empresa de carácter autónoma denominada Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), que detentaba el monopolio casi absoluto de la generación, transmisión y distribución de electricidad.

Casi toda su producción la vendía a siete compañías distribuidoras de energía eléctrica de servicio público. La distribución en zonas rurales está fundamentalmente a cargo de la CEL. Existen algunos autoproductores, como los ingenios azucareros, que generan parte de sus requerimientos de electricidad y venden sus excedentes a la CEL.

La distribución es la que históricamente ha permanecido por casi un siglo en el sector privado, bajo concesión legislativa, a excepción de las zonas rurales las cuales han sido atendidas en función social, por una dependencia de CEL conocida como Distribución de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (DISCEL).

2.1.1.8 Guatemala

El primer período en la historia de la electricidad en Guatemala se da entre 1885 a 1959. Éste marcado por la participación del sector privado. En el área de distribución la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA) tuvo la concesión para el suministro de energía eléctrica.

En 1959, el Estado asumió un rol regulador y de negocios. Ese mismo año se crea el Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Todas las plantas hidroeléctricas privadas existentes fueron transferidas al INDE. Durante este período, el Estado tuvo una gran influencia en el sector, ya que se contó con un servicio de cobertura y de inversiones extenso.

De 1969 a 1990, el sector se caracteriza por estar verticalmente integrado como un monopolio del Estado en el cual la generación de energía eléctrica recae sobre INDE y la distribución en EEGSA.

Sin embargo, el suministro cambió dado los conflictos del petróleo en los años de 1973 y 1979, la depreciación imperante y los retrasos en la finalización de las nuevas plantas hidroeléctricas, además de la renuencia del gobierno a incrementar las tarifas.

Podemos resumir que todos los aspectos del sector eran controlados por el INDE y por EEGSA, que se mantuvieron tarifas subsidiadas, además de que no existía capacidad de inversión, por lo que se produjo una falta de financiamiento para nuevos proyectos.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) estaba conformado por:

- ✍ Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA). Su actividad era vender energía en la ciudad capital y dos Departamentos.
- ✍ Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Le fue asignada la responsabilidad de la planificación, ejecución y control de la electrificación del país.

2.1.1.9 Panamá³

En 1961 se creó el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), para coordinar y expandir las instalaciones de energía eléctrica necesaria para proveer un suministro adecuado y confiable al país; además, abarcaba los servicios de gas y telecomunicaciones. El IRHE es una institución autónoma del Estado que constituye un monopolio estatal en la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. A partir de 1969, el IRHE se encargó de la operación y mantenimiento de las plantas e instalaciones eléctricas en las provincias centrales y otras regiones del país.

³ Basado en información del informe anual 1997, del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación.

En 1972 se nacionaliza la Compañía Panameña de Fuerza y Luz, con lo que el IRHE adquiere la responsabilidad casi totalitaria del servicio eléctrico del país, iniciándose un nuevo período en la historia de la industria eléctrica panameña.

También en 1972, pasa a formar parte del sistema estatal, la Empresa Eléctrica de Chiriquí, en 1974 lo hace Santiago Eléctrica y en 1978 la Empresa Eléctrica La Chorrera. En la década de los 70, el IRHE inicia un programa de expansión del sistema de generación, orientado al reemplazo de un sistema de generación básicamente térmico, hacía otro con un alto componente hidráulico.

Hasta principios de los 90, la industria eléctrica panameña estuvo en manos de IRHE.

2.1.1.10 Paraguay⁴

En 1913 el sector eléctrico estaba en manos extranjeras. En 1948, se nacionalizaron los servicios de electricidad y poco después se estableció la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). La empresa estatal ANDE tiene la exclusividad del servicio público de energía eléctrica y el derecho preferencial para el aprovechamiento de los recursos hidráulicos necesarios. La exclusividad del servicio público es delegable al sector privado en las localidades aún no conectadas a la red nacional.

Son cuatro las empresas eléctricas que operan en el Paraguay. Las tres principales empresas son del sector estatal que mantienen relaciones con el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. La cuarta empresa (una empresa de distribución en una localidad) es una empresa de capital privado.

La principal empresa eléctrica nacional ANDE, es una empresa del Estado verticalmente integrada (participa de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país). Las otras dos empresas del sector público poseen una naturaleza jurídica binacional puesto que son las empresas que operan las centrales hidroeléctricas de ITAIPÚ (Paraguay/Brasil) y YACYRETÁ (Paraguay/Argentina), en las

⁴ Información tomada de la Administración General De Electricidad (ANDE)

cuales Paraguay participa del 50% del capital social en ambos casos, a través de la ANDE.

La empresa privada Compañía de Luz y Fuerza S.A. (CLYFSA), es una distribuidora compra energía eléctrica en bloque de la ANDE. No obstante, su participación en el mercado nacional de electricidad es poco significativa.

2.1.1.11 Uruguay

En 1912 se crea por ley la Administración General de las Usinas Eléctricas del Estado, dependiente del Poder Ejecutivo, antecedente inmediato de la actual Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE).

La creación de UTE en 1912 significó para Uruguay adoptar una estructura empresarial para el sector innovadora en su época, que tenía objetivos muy definidos y que fue en buena medida un modelo seguido por otros países de la región. La organización del sector en base a un monopolio estatal integrado verticalmente y con fuerte control de las reglas de juego imperantes en el sector, constituyó una estructura efectiva a los efectos de satisfacer el principal objetivo planteado con su creación: garantizar en todo el territorio el abastecimiento de energía eléctrica, tradicionalmente considerado estratégico para el desarrollo del país, y cuya oferta debía expandirse muchas veces con criterio social más que económico.

En el abastecimiento de los requerimientos eléctricos del país intervienen a UTE, empresa estatal, ejerciendo un monopolio de hecho en la etapa de distribución eléctrica del servicio público. Es además generador y transmisor. UTE dispone además del Despacho de Cargas (que organiza el suministro eléctrico por fuentes en función de la demanda instantánea) y es el Ente regulador del sector eléctrico. Interviene también la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG), con una importante participación en la generación eléctrica y propietaria de parte del sistema de transmisión en alta tensión y los autoprodutores, que en forma individual o en asociación producen energía eléctrica para satisfacer total o parcialmente sus necesidades.



2.2 Antecedentes y factores que favorecen la inversión extranjera.

En América Latina, el proceso de la creciente presencia del sector privado en la industria eléctrica se ha dado en un contexto político, social y económico complejo.

La crisis de la deuda externa, los problemas actuales de modernización de la administración pública, la apertura comercial y el nuevo trato al capital extranjero, han creado condiciones en muchos países latinoamericanos para impulsar las privatizaciones eléctricas como un proceso de aprendizaje y modernización productiva que pretende cambiar décadas de intervención del sector público en la economía de cada realidad nacional del área. Para los efectos del análisis de este trabajo, se entiende por privatización al traspaso de las funciones del sector público al sector privado y a la vinculación de capitales privados a las empresas estatales.

Se manejaron cuatro tipos de argumentos en favor de las inversiones. El primero tenía que ver con la necesidad de reducir el déficit fiscal que se presentaba. Las privatizaciones servirían para bajar ese déficit en la medida que las empresas eléctricas serían entregadas como parte del pago de la deuda externa. Asimismo, el hecho de pagar parte de la deuda, daría señales favorables de cambio de rumbo a los agentes económicos y a los gobiernos de los países desarrollados, obteniendo así el apoyo de los acreedores externos y un incentivo para los grupos interesados a nivel local.

El segundo argumento, ligado íntimamente al anterior, giraba en torno de la necesidad de estabilidad. La hiperinflación sufrida durante el periodo que precedió a las privatizaciones fue la herramienta fundamental del gobierno para actuar de manera acelerada en este proceso. El gobierno identificaba a las empresas públicas, entre ellas las eléctricas, como una de las causas fundamentales de la crisis y por eso, cuanto más rápido se privatizara o se tuviera una inversión por parte del sector privado, se reduciría el déficit público y volvería la estabilidad.

En tercer lugar se argumentaba que el Estado no tenía capacidad para financiar las inversiones necesarias en tecnología para encarar las obras de modernización, con lo que el aporte del capital privado aseguraría el mejoramiento del sistema.

Por último se afirmaba que el Estado era incapaz para administrar las empresas con eficiencia, fomentaba la burocracia y la corrupción y en consecuencia no podía brindar buenos servicios.

En la era de las privatizaciones, cuando las economías aperturistas de algunos países de América Latina inauguraron esta acción de gobierno se daba por sentado que el Estado no podía hacerse cargo de las empresas proveedoras energía eléctrica por resultar onerosas y alimentar el déficit público.

El marco histórico de las inversiones

En el sector eléctrico la participación del Estado durante las décadas de 1960 a 1980 cumplía las funciones de regulador, formulador de políticas y empresario, es decir, las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad eran del Estado, quien regulaba y formulaba sus políticas. Este modelo de gestión fue cediendo a un nuevo modelo, basado en la apertura económica, la modernización del Estado y la descentralización.

En cuanto a la estructura del sector eléctrico, se precisó segmentar verticalmente la cadena eléctrica, es decir, las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización debían estar contablemente apartadas unas de otras, y administradas por diferentes entidades, esto en aras de la eficiencia y competitividad del sector.

El marco histórico de las inversiones se construye en América Latina en un período que se señala por la fuerte expansión de la deuda externa.

En general, las inversiones en el sector de generación y en muchas ocasiones privatizaciones de la industria eléctrica en los diferentes países parecen obedecer a dos grupos de motivaciones u objetivos: lo de carácter financiero-fiscal y los de carácter político consistente en una reducción del peso del sector público en la economía.

Se observa que las motivaciones financiero-fiscales son a su vez de tres tipos, pesando en cada caso un más que los otros. Por una parte la idea de eliminar la carga que sobre los presupuestos estatales representan los subsidios. Por otra parte, dejar

de financiar con cargo al presupuesto público las nuevas inversiones de las empresas eléctricas públicas. Y por último, la oportunidad de tener un importante ingreso en el presupuesto con el producto de la venta al sector privado.

En los años 60-70 los créditos con el BID siguieron las siguientes tendencias, la expansión del sector eléctrico estuvo basada en el endeudamiento de la nación con los BMD, capturando un porcentaje importante de dichos recursos, llegando hasta ser una gran parte de la deuda externa del país.

Debido a la carencia de otras fuentes de financiamiento y a las facilidades en los contratos y los bajos intereses de los préstamos de los BMD, los países se endeudaron. Esto vulneró la estructura financiera de las empresas eléctricas, ya que se generó la costumbre de depender de las transferencias gubernamentales para todo, y no solo para proyectos de alto contenido social. Las consecuencias de esta actitud fueron entre otras, la despreocupación para la generación interna de recursos, despreocupación por adelantar programas de uso racional de energía y alta dependencia del crédito externo.

Al mismo tiempo, el sector eléctrico tenía deficiencias como estructuras tarifarias deficientes, relajamiento del esfuerzo por controlar la facturación y en la recuperación de pérdidas y cartera morosa, además de que demostraron hacer pocos esfuerzos para manejar la demanda, estimulando programas de ahorro, ya que las empresas tenían más una posición ofertista que de manejo de la demanda, así como un desequilibrio en la inversión entre generación, transmisión y distribución, concentrándose básicamente en la primera, así como en las zonas de mayor concentración de la población como lo son las grandes ciudades.

Al inicio de los años 80, se realizó una modificación de los contratos por parte del BMD, aumentando las tasas de interés, reduciendo los períodos de gracia y pago, reduciendo los nuevos flujos de financiamiento. Esto trajo consigo en la mayoría de los países latinoamericanos una crisis económica por insolvencia financiera y por el aumento dramático de la deuda externa.



2.3 Factores económicos, políticos, ambientales y sociales.

Puede hablarse de las aperturas a las inversiones de capital extranjero o privatizaciones como una tendencia de la política económica seguida por los diferentes países.

No resulta tarea fácil exponer los factores determinantes de las aperturas. Efectivamente, no existe, en general, una exposición sistemática de los mismos, sino que hay que extraerlos de un país a otro, y aún dentro del mismo país, varían de una época a otra. Además, los argumentos que se suelen esgrimir para justificar las inversiones son muy diversos cuando no diametralmente opuestos. Por todo ello, es bastante complejo proporcionar un cuadro general y sistemático de los mismos. Sin embargo, una primera serie de motivos podrían agruparse bajo la denominación de factores de tipo económico, otro segundo grupo de factores podrían reunirse bajo la denominación de motivos de tipo político, así como un tercer grupo de tipo ambiental y por último el grupo de factores sociales.

2.3.1 Factores Económicos/Financieros

El proceso de crecimiento del sector eléctrico se llevó a cabo durante las primeras décadas del siglo XX mediante las figuras de concesiones a multinacionales y a monopolios privados integrados verticalmente que atendían el sector eléctrico, pero con la incapacidad en el abastecimiento que tuvieron estos monopolios para cubrir la creciente demanda de electricidad, la reducida oferta que prorrogaba el crecimiento de las economías y su desarrollo, y la adopción del paradigma de posguerra acerca de la importancia estratégica del sector eléctrico, llevaron a la participación efectiva del Estado mediante la nacionalización de las empresas del sector.

Durante las siguientes décadas, hacia la mitad del siglo, este tipo de participación del Estado permitió cubrir las crecientes necesidades tanto de consumo local como del nivel rural, ampliando la cobertura en una forma representativa. En la mayoría de los países la población rural sin servicio eléctrico fue disminuyendo en términos absolutos durante 20 años (1960-1980), sin embargo, tal crecimiento implicó una tipología viciada de endeudamiento económico y financiero externo que a la larga no fueron sostenibles para el sector.

El modelo de abastecimiento eléctrico se basó en monopolios estatales integrados verticalmente y subsidios no discriminados al consumidor, que en el largo plazo condujeron a una crisis continua en el funcionamiento y financiamiento del sector que deterioraron la prestación del servicio y menoscabaron las finanzas estatales forzando a buscar alternativas de reestructuración para aliviar tal coyuntura.

Las empresas eléctricas agobiadas por su pésima administración, por su utilización como instrumento de recaudación fiscal, por su enorme endeudamiento y por los excesivos costos originados en los precios pagados a contratistas, fueron deteriorando su desempeño en los últimos años.

A la luz de esta crisis, las políticas que se emitieron durante los años 70 estuvieron enmarcadas dentro del contexto general de reformas macroeconómicas que buscaban la estabilización de precios a través del equilibrio fiscal; tales políticas en el sector eléctrico supuestamente respondían a las preocupaciones del momento y al apoyo a las economías nacionales que en ese momento estaban soportadas en el modelo económico que convenía en que el Estado tuviese el control de las variables macroeconómicas de los diferentes sectores de los cuales dependía la economía.

Cabe destacar que el crecimiento del sector eléctrico en América Latina ha sido auspiciado desde 1961, por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El BID se presenta como principal fuente de financiamiento multilateral, asistiendo de esta forma al proceso de desarrollo de las fuentes de energía y al abastecimiento de los consumidores.

El crecimiento del sector durante las décadas de los años 80 y 90, fue impulsado mediante los créditos de BID que fueron destinados principalmente a la provisión de sistemas eléctricos centralizados de gran escala (enormes represas y centrales hidroeléctricas). El apoyo del Banco se orientó a la conversión de las economías regionales al sistema de libre mercado, sin apuntar en las consecuencias negativas en la distribución de la riqueza y los recursos, y en el aceleramiento de la explosión irracional y del deterioro ambiental y de la calidad de vida que esta transición causó en la mayoría de los países de la región.

Estas estrategias se dieron con un contexto financiero internacional especialmente desfavorable para las características de la industria eléctrica. La mayor



disponibilidad de fondos en el mercado internacional de capitales se registraba en la banca privada, dispuesta a otorgar préstamos a corta duración y a tasas de interés variables. Dado ese ahogo financiero, las empresas eléctricas se vieron forzadas a contraer préstamos externos en estas condiciones. El posterior incremento de la tasa internacional de interés deterioró aún más la situación económica y financiera de las empresas.

2.3.2 Factores Políticos

En el marco global de paralización de las economías de las grandes potencias mundiales, y como forma de aliviar y estabilizar la crisis de oferta y los precios energéticos, a finales de la década de los '70 el Banco emite algunas políticas en materia energética, entre ellas la de electricidad.

Las nuevas políticas, además de plantearse como formas de apoyo y fortalecimiento al proceso de desarrollo de las fuentes de energía y al abastecimiento de los consumidores, aseguraba el mantener una estrecha relación con todos los organismos internacionales que operan en el campo de la energía, especialmente los que orientan sus esfuerzos hacia América Latina .

Para el caso del sector eléctrico, los objetivos específicos trazados en la política eléctrica, a los cuales posteriormente se les allegaron las orientaciones ambientales, fueron:

- /// Aumento de la disponibilidad y seguridad de los sistemas de energía eléctrica.
- /// Estimulación de la planificación a largo plazo.
- /// Estimulación e integración regional.
- /// Estimulación del uso de fuentes renovables de energía.
- /// Estimulación de la energía eléctrica mediante la sustitución de los usos de recursos energéticos no renovables por recursos energéticos renovables.
- /// Estimulación de la transferencia y adaptación tecnológica.

El marco general de estos objetivos tenía como fin apoyar el desarrollo del sector eléctrico estatal de los países de la región. El cumplimiento de este objetivo se canalizó por medio de empréstitos que degeneraron en un gran endeudamiento externo por parte de los países prestatarios.

Tales objetivos fueron dirigidos a tres campos de actividad en los cuales se implantó la política:

- ✍ el primero de ellos apuntó a la cadena de electricidad, financiando proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica ;
- ✍ el segundo campo fue dispuesto para atender los proyectos de electrificación rural;
- ✍ y el tercero se dirigió al sector de planificación del sistema eléctrico, en términos del largo plazo.

Los lineamientos dados por el BID tejieron la estructura de lo que sería la nueva política en materia eléctrica para todos los países de la región, donde el punto principal consistió en la apertura del sector eléctrico al sector privado, para lo cual debía reestructurarse la legislación y la regulación antigua del sector que estaba en manos del Estado, esto con el fin de asegurar la inversión privada. Es en este sentido, que tanto los objetivos como las condiciones básicas para el cumplimiento de los mismos, están dispuestos de tal manera que los sujetos que representan al sector privado son los actores más importantes en el proceso de financiación.

2.3.3 Factores Ambientales

De un lado, los criterios básicos propuestos por el Banco se contradecían con la propuesta de estimular el uso de las fuentes energéticas renovables y fuentes no tradicionales, ya que restringió la financiación a los proyectos de menor costo por lo que no se podían tener en cuenta las tecnologías para generación de electricidad con tales fuentes de energía, más aún entre las décadas del '70 y '80 , donde los costos de estas tecnologías eran muy elevados, además, por ser tecnologías relativamente nuevas en el ámbito de generación de electricidad, en muchas regiones éstas requerían altos costos de inversión inicial.

Del otro lado, el Banco solicitaba que los proyectos hicieran parte de planes de expansión a largo plazo y, al mismo tiempo, que fueran compatibles con el medio ambiente. Este punto es crucial si se tiene en cuenta que los sistemas de generación de electricidad para la década de los setenta eran predominantemente hídricos, y los planes de expansión (rural y urbana) se basaban en esta forma de generación de electricidad; tanto el Banco como los países prestatarios tenían conocimiento del

impacto social y ambiental que ocasionaba la construcción de grandes centrales hidroeléctricas, que además implicaban grandes inversiones que debían complementarse en las áreas de distribución y transmisión.

Toda esta falta de consideraciones sobre su implementación y sobre la escogencia de proyectos financiables dentro de la política del Banco se reflejaría, en el largo plazo, en el desarrollo del sector eléctrico en América Latina, haciendo que a finales de los 80 y comienzos de los 90 se presentara una creciente disfuncionalidad en los sistemas eléctricos de los países y en las operaciones del Banco en la región.

2.3.4 Factores Sociales

Las crisis, los golpes de Estado, las revoluciones y contrarrevoluciones, son características comunes de los países que comprenden América Latina, no debe olvidarse también los movimientos revolucionarios, las luchas y la cuestión nacional tan arraigada en el concepto latinoamericano. Varios países sufrieron crisis políticas y algunos de ellos fueron escenario de conflictos bélicos que provocaron significativas fugas de capital y graves pérdidas de recursos humanos e infraestructura.

En este contexto, cabe señalar que entre los países con regimenes estables, se encuentran México, Costa Rica, y Colombia. Entre los países en recuperación democrática se encuentran Argentina, Brasil, Bolivia, Guatemala, Panamá, Paraguay y Uruguay. Entre los países con regimenes dictatoriales se encuentra Chile. Y por último, El Salvador como país con crisis revolucionaria.

Los problemas fueron complicándose, de un lado, por las condiciones endógenas de la región: minúsculo comercio interregional, crecimiento sin planificación de las ciudades - lo que trajo consigo el aumento no sólo de la demanda de electricidad sino de transporte y gasolina- y por las necesidades de consumo y crecimiento local de la industria demandante de electricidad. Los amplios subsidios en las tarifas de electricidad y falta de incentivos para mejorar la eficiencia fueron problemas, que complementados con una alta inflación y altas tasas de devaluación, contribuyeron al deterioro de financiamiento de las empresas del Estado.

Una razón, ésta de tipo socioeconómico, estribo en que las presiones fiscales son mucho más fuertes sobre las empresas del sector público que sobre las del sector

privado, y con sus excesivas exigencias sobre el nivel de salarios, alto nivel de empleo y trabajo ineficaz, hacían casi imposible el saneamiento financiero de las empresas eléctricas estatales.

Algunos de los objetivos sociales que se presentaron como un factor determinante para que las inversiones se llevarán a cabo fueron por mencionar sólo algunos, los de inclinarse porque la mejora en eficiencia se tradujera en la reducción del costo de prestación de los servicios a los consumidores y en la subsecuente racionalización tarifaria. Así mismo propiciar la participación de trabajadores y consumidores en la propiedad de las empresas privatizadas.

Capítulo 3

Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.

El modelo de desarrollo del sector eléctrico en América Latina, bajo la concepción de servicio público, se centró en una intervención monopólica de las empresas públicas y estatales. El Estado jugó un papel protagónico en el sector eléctrico en cuanto propietario y operador y, también como regulador de los mercados y del funcionamiento de los servicios.

Con el correr de los años y por efectos de los déficit y el endeudamiento, de la corrupción, y del desorden administrativo, estos monopolios estatales se fueron deteriorando, lo cual, como lo promulgaba el BID, ameritaba una reestructuración. Para los organismos multilaterales dicha reestructuración debe llevar a la erradicación de las empresas públicas y a su reemplazo por la iniciativa privada.

En las últimas dos décadas han ocurrido grandes cambios en los mercados eléctricos latinoamericanos, donde el ingreso de capitales privados a un sector de la economía tradicionalmente manejado por empresas estatales, han dado lugar a reestructuraciones tanto estructurales como organizacionales. Este proceso no ha estado ajeno a problemas propios de una transición de un sistema de administración fiscal a uno en el que opera un modelo de libre mercado.

Los procesos de cambio en cada país se han desarrollado con sus particularidades y han alcanzado diferentes grados de resultado, pero en todos ellos se denotan dos grandes lineamientos en común para su implementación. Por un lado, tenemos la desregulación del mercado, que mediante el establecimiento de marcos regulatorios flexibles e instituciones supeditados a los intereses empresariales, crearon condiciones para reducir o eliminar toda barrera legal que entorpezca la libre iniciativa privada para las transacciones de energía eléctrica; y por otro lado, la apertura del sector eléctrico a agentes privados, a través de la privatización de las empresas estatales y de la creación de nuevos espacios para la participación privada en el mercado (vía contratos de compra de energía), que en forma gradual disminuyen o anulan el control del Estado en las actividades del sector.

3.1. Reformas eléctricas en Latinoamérica.

Las experiencias han sido diversas en términos del contexto inicial, secuencia y velocidad del proceso de traspaso de empresas públicas, intensidad y cobertura sectorial así como respecto a los mecanismos empleados. Lo común es que casi todos los países de la región han incorporado en la orden del día la privatización de las empresas de electricidad.

Sin embargo, la reforma no debería entenderse como sinónimo de privatización. La reforma no implica, necesariamente, concentrar los cambios en el mayor protagonismo privado aunque esta es, sin duda, una de sus manifestaciones más importantes.

Durante la década pasada las reformas se fueron intensificado pero su orientación corresponde a las características particulares de cada país por lo que las experiencias, si bien deberían ser tomadas en cuenta, no son generalizables.

Los objetivos de las reformas eléctricas que enfrentaría el panorama descrito en el capítulo anterior, se situaron en dos niveles: uno macroeconómico, dirigido a eliminar el déficit de las empresas estatales y equilibrar las cuentas del sector público; y otro a nivel sectorial, que persiguió aumentar la confiabilidad y mejorar la eficiencia productiva del sector y obtener financiamiento a través del aporte privado.

Las experiencias de privatización en el sector eléctrico de América Latina tienen un común interés por reducir el papel estatal y por ampliar el protagonismo privado. El modelo eléctrico adoptado en la mayoría de los países es similar y ha seguido la orientación de los países pioneros como lo son Chile y Reino Unido; se fundamenta en la búsqueda de competitividad en la etapa de generación y la regulación de la transmisión y la distribución por sus características de monopolio natural. Como nota, en el Reino Unido⁵ la reestructuración se inició en 1989 con la expedición de la Ley Eléctrica y prosiguió con la privatización totalmente culminada en 1996.

⁵ En el Reino Unido la privatización se concretó en seis años (en 1990 se privatizó la distribución, en 1991 la generación no nuclear, en 1995 la transmisión y en 1996 la generación nuclear).

3.1.1. Argentina

La transformación del sector eléctrico argentino fue iniciada por la Ley 24.065, aprobada por el Congreso argentino en enero de 1992. Con la entrada en vigor de esta ley se permitió la venta separada de 5 plantas de generación y 3 distribuidoras proveniente de la desintegración de SEGBA. En 1993 se continuó la venta de plantas de generación de SEGBA, AyEE e Hidronor y la empresa de transmisión, Transener.

El objetivo de la ley fue el de dar lugar a un régimen competitivo a nivel de la generación de energía eléctrica, para lo cual se segmentó la industria en las tres etapas: generación, transmisión y distribución.

A nivel de la generación se creó un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), por lo que toda la energía eléctrica se canaliza a través del MEM. Por otro lado, el mercado de generación se encuentra actualmente regulado. Dicha regulación intenta replicar el funcionamiento de un mercado de competencia perfecta en el cual el precio de la electricidad se igualaría en el equilibrio entre oferta y demanda, a los costos marginales de la generación. A nivel del transporte y la distribución, dada su condición de monopolio natural, se establecieron contratos de concesión y se fijaron además normas de acceso no discriminatorias a la red de transmisión por parte de los generadores.

El Estado participa en el mercado como regulador y fiscalizador, a través de dos organismos: la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador Eléctrico (ENRE), que tiene como funciones entre otras: el control de la prestación de los servicios, dictar reglamentaciones, prevenir conductas monopólicas, establecer bases de cálculo de tarifas y de los contratos que otorguen concesiones.

El organismo encargado del despacho y de la administración del MEM es la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista Sociedad Anónima (CAMMESA), de cuya propiedad y dirección participan todos los agentes activos del MEM: generadores, distribuidores, grandes usuarios, transportistas y el Estado.

Los Grandes Usuarios dentro del Mercado Eléctrico responden a tres categorías bien definidas por su nivel de consumo: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

Capítulo 3. Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.

Hay tres Mercados a nivel MEM; el mercado spot, el mercado a término y el mercado estacional. En el mercado spot los precios se establecen en base al costo marginal de la máquina generadora siguiente a la última despachada. A este mercado pueden concurrir todos los agentes reconocidos en el MEM, excepto los GUME y GUPA, que no dispongan de energía a través del mercado a término o estacional.

En el mercado a término, por medio de la firma de un contrato, se establecen las condiciones de pago, entrega, plazo de vigencia y resarcimientos en caso de incumplimiento de algunas de las partes. Los precios se pactan libremente. En el mercado a término pueden concurrir tanto Distribuidores como Grandes Usuarios.

Y por último, en el mercado estacional, a través de la programación estacional se determina el precio estacional. En este caso la fijación de precios está directamente relacionada con los promedios semestrales proyectados del mercado spot. Al mercado estacional concurren sólo las Distribuidoras.

Algunos resultados de la reforma en el sector eléctrico

Tomando en cuenta que ha transcurrido un lapso prudente de la implementación del marco regulatorio argentino, es posible llevar a cabo algunos comentarios acerca del desempeño, así como a la evolución de la estructura y los niveles de los precios de la electricidad aplicados a los consumos finales, por lo que puede decirse que a nivel del mercado mayorista, el objetivo de inducir competencia a nivel de la generación ha sido alcanzado. Con respecto a los precios y costos, es importante destacar que, las nuevas características del funcionamiento de los mercados eléctricos han beneficiado a los grandes usuarios (en general grandes empresas), bajo la forma de reducciones significativas en los costos del insumo eléctrico en comparación con el período previo a la reforma. En cuanto a las tarifas minoristas, éstas no han reflejado cabalmente la tendencia declinante que ha registrado el precio spot en el mercado mayorista.

Cabe mencionar que las etapas de transmisión y distribución mostraron mejoras en sus indicadores de desempeño, en especial en lo referente a pérdidas.

3.1.2. Bolivia

La reforma para el sector eléctrico boliviano se manifestó de la siguiente manera: primero se llevó a cabo un reordenamiento institucional, en donde se creó un Ministerio de Desarrollo Económico, después se creó la Superintendencia de Electricidad a la cual se le encargó la regulación del sector y por último se creó un Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) que se encargaría de la coordinación de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Ley de Electricidad designa a estas dos instituciones el control del sector. Como segunda acción se llevó a cabo una reforma regulatoria en la cual se establecía la desintegración de la industria eléctrica a nivel horizontal y vertical en generación, transmisión y distribución, donde las empresas se dedicarían a una sola de estas actividades; la desregulación de los precios de energía eléctrica a nivel de generación, establecimiento de un sistema de peajes y tarifas de transmisión y regulación de tarifas al consumidor cautivo.

Se realizó además una reforma empresarial, en donde se capitalizó la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE). Y por último se implementó una reforma legal, en donde se promulgó entre otras la nueva Ley de Electricidad, la Ley SIRESE de Regulación Sectorial y la Ley de Capitalización. Como resultado de la reforma legal prevista a través de la promulgación de las leyes de Capitalización, Sistema de Regulación Sectorial y Electricidad, se inició el proceso de reforma en 1994.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está constituido los agentes que intervienen en este mercado que son generadores, distribuidores, la transportadora de electricidad y los consumidores no regulados. El MEM se compone del Mercado de Contratos y del Mercado Spot. Los contratos entre los Agentes del Mercado son libres en cuanto a duración, condiciones y precios.

Algunos resultados de la reforma en el sector eléctrico

En la generación eléctrica se presentaron déficit de potencia y también dimensión inadecuada para el tamaño del sistema eléctrico. Existe retraso de inversiones en el área, y se ha operado el sistema en condiciones de confiabilidad deficiente que han determinado racionamientos.

La transmisión tiene aún problemas de indefinición del precio óptimo en el sistema, comprometiendo así la expansión del sistema.

En la distribución, la media de precios establecidos semestralmente junto con la necesidad técnica de mantener el mercado cautivo, hace que la distribución resulte en privilegios, ya que cuando la media de los costos de generación aumenta, la tarifa para el consumidor final también sufre incrementos.

3.1.3. Brasil

La reestructuración inició de manera distinta al de otros países, comenzó por privatizar algunas empresas y después, en la necesidad de establecer reglas claras y de largo plazo para atraer inversionistas, se decidió reestructurar y desregular el mercado

El sistema eléctrico brasileño ingresó en un intenso proceso de reestructura, a través de la Ley 8987 (1995), que estableció procedimientos de privatización de activos de las empresas eléctricas, y de la Ley 9074 (1995), que estableció los parámetros y normas que regulan la competencia a nivel de la generación.

Los elementos principales que caracterizan esta reestructura son los siguientes:

- ✍ Se definen dos grupos de generadores: concesionarios existentes y nuevos productores independientes, los que intensificarán la competencia entre si.
- ✍ Los intercambios se verificarán en un Mercado Mayorista de Electricidad, que despachará las plantas en función de sus costos de operación y mantenimiento.
- ✍ Los distribuidores o generadores con ventas anuales superiores a los 100 GWh estarán obligados a comprar o vender en el mercado mayorista.
- ✍ Los distribuidores deberán abastecerse con contratos por 15 años, con un mínimo de demanda cubierta decreciente.
- ✍ El déficit o excesos de abastecimiento se negocian en el mercado mayorista.

En 1996 se creó la Agencia Nacional de Electricidad (ANEEL) como cuerpo autónomo que regulaba el mercado eléctrico.

La inversión privada ha ido desarrollándose en forma muy lenta por que aún no se tiene una legislación completa.

En 1996 se comenzó un proceso de privatización de empresas eléctricas comenzando con la venta de tres distribuidoras. A partir de entonces, tanto a nivel

federal como estatal, se vendieron una cantidad importante de activos en generación y distribución.

El objetivo de la reestructuración es vender toda la capacidad de generación, con la única excepción de las centrales nucleares. Como parte de este proceso las grandes subsidiarias regionales de Eletrobrás fueron separadas en empresas más pequeñas de generación.

La propiedad del parque generador está repartida actualmente entre empresas privadas (20%), empresas estatales (39%) y la empresa federal Eletrobrás (41%). Además algunos estados del sur del país mantienen aún grandes empresas generadoras que no han podido ser privatizadas. De las empresas privadas la mayor es Tractebel, que tiene un 8% de la capacidad del país. ⁶

Algunos resultados de la reforma en el sector eléctrico

En el año 2001, Brasil sufre una importante crisis energética cuya causa más inmediata fue una importante sequía por la que atravesaba el país. Como primera medida se decreta el racionamiento de energía. El plan de control de este racionamiento fue por un lado, para aquellos consumidores que no cumplieran las metas fijadas, el cobro de multas y cortes de suministro de energía, y por otro lado para aquellos consumidores que disminuyeran su consumo más de lo exigido, tendrían descuentos en sus tarifas para el próximo mes. La crisis de abastecimiento fue enfrentada mediante cortes obligados de electricidad.

El gobierno brasileiro ha culpado a la falta de lluvias como la responsable de la escasez de energía. Sin embargo, las desfavorables condiciones hidrológicas, por sí solas, no explican la severidad del déficit de energía. Éste se explica exclusivamente por la falta de inversión en capacidad de generación y transmisión en la última década, los atrasos en obras, la inestabilidad de la moneda brasileña y por último se tiene que se sobrestimó la capacidad del sistema, ya que se pensó que las generadoras podrían abastecer a las distribuidoras, sin aumentar su capacidad entre 1999 hasta finales de 2002.

⁶ Boletín Síntese Anual 2002, SIESE, Eletrobrás.

3.1.4. Chile

La reforma eléctrica llevada a cabo en 1982 fue revolucionaria en su tiempo y sirvió de modelo para posteriores reformas en otros países. Ésta estableció la creación de tres mercados independientes. Un mercado libre y competitivo en generación, un mercado regulado de transmisión y otro de monopolios regulados en distribución. Posteriormente, se procedió a regionalizar y dividir las dos principales empresas estatales, ENDESA y CHILECTRA, para después, a fines de los ochenta, proceder a su privatización.

El mercado chileno está estructurado en torno a un operador del sistema Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), el que controla el sistema de transmisión, determina el despacho en forma centralizada y determina el precio de la energía spot para cada hora del día. El CDEC está formado por las principales empresas generadoras y trasmisoras.

Se liberó a la competencia los precios de la electricidad suministrada por los generadores a los consumidores de más de 2 MW de potencia contratada. Los precios de la electricidad suministrada a las empresas distribuidoras están regulados por la autoridad. Asimismo, están regulados los precios de venta de las empresas distribuidoras a sus clientes finales, en aquella parte que corresponde a sus consumidores de menos de 2 MW.

Las empresas generadoras pueden contratar libremente ventas de electricidad hasta por el monto de su potencia y energía. Las empresas que no logren tener contratos de venta por toda su potencia y energía firmes deben suministrar la diferencia al CDEC.

La actividad de generación es libre; cualquier inversionista puede construir centrales generadoras cumpliendo las normas de calidad.

En cuanto a la relación entre las diversas actividades, la ley no establece ninguna restricción para que las empresas eléctricas realicen cualquiera de las actividades de generación, transmisión y distribución, pudiendo ser realizadas todas ellas en cada empresa eléctrica. Tampoco existen restricciones en la ley eléctrica para que una empresa eléctrica sea dueña de parte del patrimonio de otra.

Algunos resultados de la reforma en el sector eléctrico

Existen algunos problemas en la regulación del sector. En distribución, por ejemplo, las tarifas, aunque han disminuido, aún exceden a las socialmente eficientes a juzgar por las elevadas rentabilidades de las empresas que prestan este servicio. Asimismo, la insuficiente regulación de la transmisión, junto con la integración vertical del sector⁷ que se presentó tiempo después, dio origen a numerosos conflictos entre algunas empresas, obligando a las autoridades a introducir diversas modificaciones a la normativa.

La falta de inversión y de planificación integral llevó a este país a un racionamiento eléctrico sin precedentes teniendo un impacto social desfavorable. Los cortes de energía que se produjeron en 1998 y 1999 indican que el modelo no funcionó y no fue capaz de asignar la energía en forma más eficiente. Hubo cuatro aspectos que entorpecieron el correcto funcionamiento del mercado; rigidez de precios, actuación lenta y poco decidida de las autoridades, disputas entre las empresas generadoras al interior del mercado y actuación poco independiente del operador del sistema.

3.1.5. Colombia

El sector eléctrico colombiano experimentó una profunda crisis a comienzos de la década de los ´90 que obligó a las autoridades emprender una serie de reformas destinadas a asignar un papel protagónico al sector privado en la operación, administración y financiamiento del sector. Se reservó para el Estado sólo algunas funciones de las que venía desempeñando, como la planeación, la regulación y la supervisión y el control.

El primer fundamento legal sobre el que se apoyó la reestructuración sectorial fue la Nueva Constitución Política de 1991, que dedicó un capítulo especial a los servicios públicos. Posteriormente, se expidieron a mediados de 1994 dos leyes, la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y la Ley Eléctrica. Esta última se concibió como una ley de carácter general y de principios, cuyo detalle y desarrollo se confirió a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

⁷ La empresa española ENDESA, concentra 60 por ciento de la capacidad de generación y 100 por ciento de la transmisión.

Capítulo 3. Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.

En 1995 se pasó a un esquema de libre entrada de agentes, a la conformación de un mercado competitivo en el segmento de generación, y la regulación de los segmentos de transmisión y distribución.

En particular, la reforma buscaba descargar en el sector privado la inversión en generación que era la necesidad más apremiante, dejando para más tarde su participación en la distribución y transmisión.

En 1996 se inició el proceso de privatización del sector eléctrico, y el gobierno nacional vendió los activos de las empresas de generación. Por último, se vendió parte del paquete accionario de EPSA, propiedad del gobierno.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se clasifica en dos categorías: el mercado regulado y el mayorista. En el regulado se realizan las ventas a pequeños y medianos consumidores. El mercado mayorista lo conforman las ventas que realizan las empresas eléctricas entre sí y entre ellas y los grandes usuarios, bajo las reglas de libre oferta y demanda, y se presenta bajo dos modalidades: transacciones de corto plazo en la Bolsa de Energía y contratos a largo plazo.

La Bolsa de Energía, bajo la administración de ISA, realiza hora a hora, transacciones de electricidad en cantidades y precios determinados por la libre oferta y demanda de acuerdo con las reglas comerciales predefinidas. El transporte de energía se garantiza por medio de las redes de transmisión del Sistema Interconectado nacional.

Algunos resultados de la reforma en el sector eléctrico

La mayoría de las empresas de distribución se enfrentan a una crítica situación financiera, además de que existe una deficiente regulación para las mismas. Existen serias dificultades en la operación del MEM y debilitamiento de la credibilidad de las instituciones reguladoras.

En la transmisión, solamente ISA (empresa controlada por el Estado), ha desarrollado proyectos de construcción de nuevas líneas de transmisión. Una gran parte de la participación privada se concentra en dos grandes empresas que muestran una marcada preferencia por la integración vertical.

3.1.6. Costa Rica

Capítulo 3. Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.

La participación de empresas privadas fue autorizada mediante dos leyes para la generación autónoma o paralela, aprobadas en 1990 y 1995. Éstas establecen un campo de participación privada, autorizando al ICE a contratar, bajo diferentes esquemas, el equivalente de hasta el 30% de la capacidad instalada nacional. La empresa estatal actúa como comprador único mediante un esquema de precios regulado. Las tarifas de intercambio también son reguladas según el principio del costo evitado de inversión y operación del sistema nacional interconectado. En el caso de centrales con capacidad mayor a 20 MW, se aceptan plazos de los contratos de hasta 20 años y la compra de energía debe hacerse bajo un régimen de competencia o por licitación pública.

Adicionalmente, la ley promueve y protege a los inversionistas locales, los que deben aportar como mínimo el 35% de la inversión total.

El ente regulador está dotado de personalidad jurídica, patrimonio propio y autonomías técnica y administrativa, no sujeto a lineamientos del poder ejecutivo y sometido únicamente a la fiscalización de la Contraloría General de la República.

Cabe destacar que Costa Rica es el primer país de Latinoamérica en establecer en 1990 una ley específica para fomentar el desarrollo de la generación eléctrica autónoma o paralela. Con el objeto de reducir la dependencia energética del país, promueve la explotación del potencial hidráulico a pequeña escala y otras fuentes renovables.

3.1.7. El Salvador

En 1996 fue aprobada la Ley General de Electricidad. Esta ley ordenó a CEL la separación de sus actividades principales, para organizar empresas independientes y fomentar así, la mayor competencia posible en el sector. Además dispuso la reestructuración del sector eléctrico.

En 1998, se reprivatizó la distribución de electricidad, se separaron las principales actividades de CEL formándose en 1999, la empresa Geotérmica Salvadoreña (LAGEO) y la Empresa Transmisora Salvadoreña (ETESAL). El gobierno salvadoreño, privatizó la generación térmica en julio de 1999; además, en abril del 2002, fue anunciada la inversión privada en la generación geotérmica, aunque el Estado mantiene un alto porcentaje del capital accionario.

Además se creó la Unidad de Transacciones que opera el Mercado de Contratos y el Mercado Regulador del Sistema.

Algunos resultados de la reforma en el sector eléctrico

Los usuarios del servicio eléctrico han sufrido los efectos negativos de la privatización de las distribuidoras eléctricas, principalmente por las altas tarifas.

En abril del 2003, a iniciativa del Ministerio de Economía, la Asamblea Legislativa aprobó un pliego de reformas a la Ley General de Electricidad, la cual fortalece principalmente las atribuciones del ente regulador, pero no aborda íntegramente la problemática sobre la metodología para calcular el precio de la energía, entre otros temas claves para solucionar el problema de las altas tarifas eléctricas en el país.

3.1.8. Guatemala

El gobierno liberalizó el mercado eléctrico en 1996, con la Ley General de Electricidad, lo que ha permitido una amplia participación del sector privado. El nuevo marco legal está constituido por la Ley General de Electricidad, su Reglamento, la Constitución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y por la Constitución del Administrador.

El Ministerio de Energía y Minas es el responsable de determinar las políticas públicas del sector eléctrico. El INDE mantiene su condición de empresa eléctrica estatal, y participa como tal en el mercado de electricidad, sujeto al marco legal definido.

Entre las principales características que se tienen del modelo que se adoptó con la reforma se pueden mencionar la libertad tanto en la generación como en el transporte de la energía. Los precios del servicio de electricidad están liberalizados, no así los precios por los servicios de transporte y de distribución de energía, que están sujetos a autorización.

Dentro del mercado eléctrico se realizan las funciones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, entre los diferentes actores participantes. Estas funciones se realizan en un marco de libre competencia; los

Capítulo 3. Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.

actores del mercado son todas las empresas generadoras, comercializadoras, transportistas, distribuidoras (privadas, públicas, nacionales e internacionales), los usuarios regulados y los grandes usuarios. El mercado eléctrico cuenta con un centro de despacho económico de energía y con una bolsa de energía, a los cuales se les llama Mercado Mayorista.

El mercado de la electricidad en Guatemala ofrece tres mecanismos para la compraventa de energía: el mercado a término, el mercado de oportunidad y el mercado de desvíos de potencia. En el primer caso, se trata de un acuerdo bilateral donde los términos de las transacciones (cantidad y precio) quedan definidos. En el segundo, comprende las transacciones de oportunidad o spot de energía eléctrica, con un precio establecido en forma horaria. En este mercado, cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta disponible. El tercer mecanismo permite gestionar las faltas o excesos de potencia a un precio fijo establecido por el administrador.

Algunos resultados de la reforma en el sector eléctrico

Las principales aportaciones se han dado en aspectos tales como la mejora de los indicadores de garantía del suministro y la electrificación rural, ha tenido una expansión significativa de la cobertura en esta zona. Sin embargo, estos logros relativos han ido acompañados de otros efectos tales como la subida en el precio de las tarifas, el aumento en la dependencia de las importaciones de hidrocarburos y el mayor impacto ambiental derivado de la generación térmica a partir de derivados del petróleo.

Además, el Estado ha tenido que subsidiar las tarifas y la energía comprada por las distribuidoras rurales lo que ha repercutido negativamente en el objetivo de control de gasto público.

3.1.9. Panamá

En Panamá, se iniciaron las reformas del sector eléctrico con la promulgación de la Ley del Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, en 1997. Esa ley determinó la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, estableciendo las restricciones para desarrollar

Capítulo 3. Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.

en forma conjunta dichas actividades y sus objetivos son los de garantizar la eficiencia en la prestación de los servicios eléctricos, mediante el estímulo de la competencia y de las inversiones privadas. Las actividades de generación y distribución de la industria eléctrica se abren a las inversiones privadas.

Adicionalmente, para evitar la constitución de monopolios en la generación, la ley determinó un porcentual máximo para que una misma empresa pueda adquirir esos activos. En 1998, mediante un decreto legal se segmentó IRHE y sus activos originaron cuatro empresas de generación, tres de distribución y una de transmisión. Entre 1998 y 1999, el país privatizó el 100% de la generación y distribución de energía eléctrica.

La Empresa de Transmisión S/A (ETESA) continuó 100 por ciento bajo el control estatal y, además de la responsabilidad por las líneas de transmisión, la empresa será la administradora del Centro de Despacho de Energía y del MEM. Además tiene la responsabilidad de elaboración de los planes de expansión del sector eléctrico.

Algunos resultados de la reforma en el sector eléctrico

Los mayores problemas de abastecimiento están localizados en la transmisión y en la distribución de energía eléctrica. En general, esos dos sectores son responsables por los mayores índices de pérdida de energía en virtud de la precariedad de las instalaciones en razón de la falta de inversiones en mantenimiento y expansión.

A pesar de que en Panamá se privatizaron las generadoras y distribuidoras de energía eléctrica, el Estado, mediante la Oficina de Electrificación Rural, desarrolló un programa, con dotación de presupuestos específica, para conectar las comunidades aisladas al sistema eléctrico nacional.

3.1.10. Paraguay

La ANDE es la entidad estatal que controla el sector eléctrico, tiene un monopolio de la generación, transmisión y distribución. Además realiza funciones normativas y reguladoras como coordinar el desarrollo eléctrico y proposición de tarifas. La ANDE ha realizado algunos intentos para involucrar al sector privado en el desarrollo de

proyectos transmisión, pero la licitación fue anulada ya que las condiciones bajo las cuales se invitó a participar a los privados no fueron adecuadas.

En lo referente al fomento de la participación privada, de acuerdo a lo expresado por personal de ANDE, en su proyecto de reestructuración 1998-2004, se pretende:⁸

- ?? Incorporar capital privado a través de contratos de construcción, operación y mantenimiento aplicados a la construcción de nuevas líneas y subestaciones.
- ?? Completar la tercerización del mantenimiento y construcción en la distribución.
- ?? Dejar a terceros a cargo de la facturación.

La política del gobierno ha sido la de impulsar la modernización del sector eléctrico nacional. Para tal efecto, el Poder Ejecutivo elaboró un Anteproyecto de la Ley del Marco Regulatorio Eléctrico. El principal objetivo en la elaboración del Anteproyecto de Ley ha sido la creación de un mercado mayorista eléctrico con diferentes actores reconocidos en las actividades del negocio eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización), que incentive la captación de capital privado en inversiones sectoriales.

La constitución del mercado eléctrico mayorista nacional conlleva necesariamente una serie de instituciones inherentes a las funciones de regulación, fiscalización y administración del mismo, razón por la cual el anteproyecto de ley establece la creación de algunos entes e instituciones.

Por último, el Anteproyecto de Ley contempla la creación de un organismo que se encargue de la electrificación de zonas en las cuales la tasa interna de retorno es poco o nada rentable.

3.1.11. Uruguay

La Ley Nacional de Electricidad constituyó en 1977, la derogación formal del monopolio de UTE para el suministro de energía eléctrica a terceros, monopolio legal que regía desde 1912 (año de creación de UTE). Desde el año 1977 se habilitó formalmente la inversión privada en generación.

⁸ Según información de la Administración General De Electricidad (ANDE)

Capítulo 3. Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.

En la práctica, el monopolio no desapareció debido al carácter extremadamente restrictivo de los controles técnicos previstos por la ley, para las instalaciones privadas de generación interconectadas a la red (podían funcionar únicamente operadas y mantenidas por UTE).

Posteriormente en 1997 se promulgó la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico que junto con la Ley Nacional de Electricidad rigen actualmente al sector eléctrico.

En la Ley de Marco Regulatorio se separaron las distintas etapas del negocio eléctrico, se eliminó el carácter de servicio público de la generación y se la declaró actividad libre, manteniéndose el carácter de servicio público de la transmisión y distribución.

Asimismo se establece que el Ejecutivo es responsable de fijar las normas, políticas y condiciones del funcionamiento del sistema. Por dicha ley se crea el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE), que será administrado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) y el acceso a las redes de transmisión y distribución será libre.

De acuerdo con el MMEE, serán agentes del mismo los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores. Los comercializadores actuarán en el mercado en calidad de participantes.

Algunos resultados de la reforma en el sector eléctrico

Los grandes usuarios industriales son los que pagan las menores tarifas, estando éstas entre las más bajas de la región. Los consumidores residenciales de consumos bajos a medios y los clientes comerciales de consumos relativamente bajos tienen tarifas medias. Mientras que los clientes residenciales y comerciales de consumos relativamente altos tienen las mayores tarifas.

3.2. Resultados obtenidos con las reformas.

Sin desconocer la limitación que representa indicar los efectos tangibles de las reformas en el mediano plazo, a continuación se describirán los resultados generales que pueden resultar de utilidad para los procesos en marcha.

Capítulo 3. Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.

Las reformas del sistema eléctrico en la mayoría de los países latinoamericanos se concretaron por medio del establecimiento de los principios regulatorios de incompatibilidad de funciones, de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución y de libre entrada a la actividad de generación.

En los procesos de privatización, en la búsqueda de beneficios hubo diversas pérdidas de bienestar, de acuerdo al grupo de actores. Algunos de los impactos de las reformas en la población los podemos observar en los sindicatos. La mayoría de estos organismos contaban con beneficios laborales y políticas sobresalientes con relación a otros sindicatos estatales. En la mayoría de los países, los sindicatos de empresas paraestatales en el ámbito eléctrico tenían contratos colectivos en los que se garantizaba a sus trabajadores una edad de jubilación anterior a otros organismos, consumos de electricidad gratuitos, plazas transferibles a familiares, horas extras, tiendas y servicios de salud especiales, entre otros. En el aspecto político, los líderes tenían acceso a escaños legislativos acordes al número de miembros sindicalizados y a la capacidad de movilización sobre ellos. A raíz del proceso privatizador algunos de sus beneficios se perdieron a cambio de otros, como los de recibir acciones de las compañías privatizadas convirtiéndose en socios minoritarios de las mismas.

Otro de los grupos afectados fueron las empresas eléctricas y su personal. La mayoría de los servidores públicos empleados en estas paraestatales también gozaban de mejores beneficios con relación de otros de sus homólogos en el mismo sector público. Dichos funcionarios tenían sueldos mayores acordes a su especialización técnica o de gestión en posiciones gerenciales. Asimismo, podían hacer suyas algunas de las prerrogativas de los propios sindicatos de sus empresas. En el ámbito político, los delegados de estas compañías tienen gran importancia en los gobiernos provinciales o municipales por el tipo de servicio que les proveen, al ser la instancia de contacto más cercana respecto al ámbito federal en el que estas compañías se encuentran inscritas.

Los impactos positivos de la reforma eléctrica sobre la población no han sido los anunciados ya que a partir de las reformas a existido una tendencia alcista en el precio de la energía; o simplemente el precio de la energía no ha disminuido y se mantienen en los niveles previos a la reforma. Han existido dificultades en la fijación de precios y en la transparencia de la información problemas notorios en la regulación de la industria eléctrica.

Capítulo 3. Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.

Otro elemento sensible a los intereses de los consumidores es el acceso al servicio eléctrico, el cual requiere mayor tiempo para ver los resultados. Sin embargo, al año 2000, la cobertura eléctrica presenta niveles alarmantes en algunos países de la región: en Bolivia, El Salvador y Guatemala, la cobertura del servicio de energía eléctrica no alcanza el 50%. Uruguay, Brasil, Chile y Costa Rica alcanzan niveles de cobertura iguales o superiores al 90%; en otros países como Colombia, Panamá o Paraguay, esa cifra fluctúa entre estos dos rangos.⁹

Y si consideramos que los procesos de reestructuración eléctricas se basan en principios de libre mercado, en donde la capacidad de pago determinar la posibilidad de acceder al servicio, es de esperar que los proyectos de expansión no sean realizados en zonas pobres que en general son los estructuralmente excluidos (sectores rurales y urbano marginales).

De todas formas, una evaluación preliminar en el ámbito internacional, muestra mayores resultados por el lado del crecimiento y la eficiencia económica, aunque podrían quedar desafíos pendientes en temas como equidad social y medio ambiente que no son de interés de los inversionistas privados.

3.3. Casos específicos de inversión en generación en América Latina.

Una prueba del dinamismo de este sector es que muchas de las más importantes empresas invirtieron fuertemente en América Latina aprovechando el proceso de privatización que hubo en la región. En efecto, a comienzos de la década de los 90 las empresa eléctricas estadounidenses y las europeas, sobre todo las españolas, fueron las principales compradoras de empresas generadoras eléctricas.

La tabla 3.1 muestra las principales empresas eléctricas privadas que operan en el segmento de generación de energía eléctrica en la región.

⁹ CEPAL, Istmo centroamericano: Estadísticas del sector eléctrico, 2000.

Empresas eléctricas	País de Origen	Lugar de Operación
		Generación
AES	EEUU	Argentina Brasil Chile El Salvador Panamá
Constellation	EEUU	Bolivia
Dominion Energy	EEUU	Argentina Bolivia
Duke Energy	EEUU	Argentina Bolivia Brasil Chile El Salvador
Energy Initiatives	EEUU	Bolivia
Enersis	Chile	Argentina Chile
Electricidade de Portugal	Portugal	Guatemala
Electricité de France	Francia	Argentina Brasil
ENDESA	España	Argentina Bolivia Brasil Chile Colombia
Enron	EEUU	Brasil El Salvador Guatemala Panamá
Exxel	EEUU	Argentina
Iberdrola	España	Argentina Brasil Guatemala
Tractebel	Bélgica	Chile Brasil
Transalta	Canadá	Argentina
Unión FENOSA	España	Argentina Colombia

Tabla 3.1 - Principales empresas generadoras privadas

Fuente: elaboración propia en base a información de CEPAL

3.4. Beneficios obtenidos por empresas eléctricas privadas

La reestructuración eléctrica ha mostrado sus beneficios principalmente a las empresas multinacionales en el siguiente sentido; la desregulación del marco legal, que establece

entes reguladores de bajo perfil y una normativa fundamentada en la lógica del libre mercado, permite a las empresas eléctricas libertad para incrementar sus ganancias.

3.4.1. Ganancias económicas

Un artículo del 24 de mayo del 2004 del periódico *La Jornada*, muestra un reflejo de las ganancias económicas de las principales empresas privadas presentes en el sector eléctrico latinoamericano.

¹⁰ "De acuerdo con un estudio realizado por el grupo financiero BBVA Bancomer, con datos del Banco Mundial, los principales inversionistas privados en el sector eléctrico son: AES Corporation, Electricité de France, SUEZ, Endesa, Mirant, Enron Corporation, Enersis, Endesa, Electricidade de Portugal e Iberdrola, que han realizado inversiones que en conjunto suman 86 mil 200 millones de dólares, 40 por ciento del total, para financiar 198 proyectos de generación eléctrica, 99 de ellos en América Latina.

Según el documento, cada país ha incorporado la inversión privada en su sector eléctrico de acuerdo con sus necesidades y limitaciones. La primera opción, dice, son proyectos nuevos y se utilizan para aumentar la capacidad de generación a partir de productores independientes. "En países donde no se ha realizado una reforma integral y donde la empresa estatal es un monopolio, la empresa estatal compra la energía al productor independiente a una tarifa preestablecida y comúnmente indexada al tipo de cambio. Estas opciones son utilizadas en países como México, Costa Rica y Turquía", precisa el estudio.

Pero en otras naciones la privatización de los sistemas eléctricos se ha llevado a cabo de manera más amplia. Destaca América Latina, donde 25 países decidieron abrir el sector eléctrico al capital privado.

En la región, Brasil es el que más ha atraído la inversión privada, que de manera acumulada recibió 41 mil 300 millones de dólares. En ese país se construyen cuatro proyectos que figuran entre los 10 principales a escala mundial.

¹⁰ Tomado de "Sólo 10 transnacionales se benefician de la privatización eléctrica mundial", Víctor Cardoso, *La Jornada*, 24 de mayo de 2004.

Capítulo 3. Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.

Por lo que hace a las empresas con mayor participación en los sistemas eléctricos que se abrieron al capital privado desde principios de los 80, destaca la estadounidense AES Corporation, la cual ha realizado inversiones por 21 mil 600 millones de dólares, opera en 27 países y da empleo a 30 mil personas.

En orden de importancia le sigue Electricité de France, con 15 mil 500 millones de dólares invertidos en la apertura eléctrica. Tiene presencia en 21 países. Su visión de negocio se basa en que 2 mil millones de personas en el mundo no tienen electricidad y para 2020 la demanda actual se duplicará y es necesario responder a esas necesidades.

SUEZ es una compañía francesa cuyos orígenes datan de 1822. Sólo en proyectos de privatización del sector eléctrico ha invertido 11 mil 800 millones de dólares y desarrolla 44 proyectos.

La española Endesa es la mayor empresa eléctrica de su país, aunque también tiene líneas de negocio en gas, energías renovables y telecomunicaciones. Con la privatización de empresas eléctricas en el mundo ha invertido 11 mil 400 millones de dólares para desarrollar 12 proyectos de generación.

En importancia se identifica a la estadounidense Mirant, la cual tiene operaciones en Norteamérica, El Caribe y Filipinas. Sus inversiones en la privatización de empresas eléctricas llegan a 8 mil 400 millones de dólares para financiar 10 proyectos.

También figura la controvertida Enron Corporation, cuya fama se disparó a partir de fraudes contables descubiertos en 2001. Sus inversiones en el sector eléctrico suman 7 mil 800 millones de dólares.

La empresa Enersis se presenta como "la primera multinacional eléctrica privada de América Latina"; es un conjunto de empresas chilenas que han invertido 7 mil 600 millones de dólares para financiar ocho proyectos.

Filial de la española del mismo nombre, Endesa Chile figura en la lista de los 10 principales inversionistas privados en el sector eléctrico en el mundo con 7 mil millones de dólares para impulsar 14 proyectos.

Capítulo 3. Presencia del sector privado en la generación de energía eléctrica en América Latina.

En el nombre lleva su origen. Electricidade de Portugal ha financiado nueve proyectos eléctricos con inversiones por 6.6 mil millones de dólares.

Finalmente en la lista aparece la española Iberdrola, que ha realizado inversiones por 6 mil 300 millones de dólares en el financiamiento de nueve proyectos eléctricos”.

Capítulo 4

Generación de energía eléctrica privada en México

A principios del siglo pasado, la industria eléctrica estaba constituida por empresas particulares. La electricidad era distribuida de manera regional, por lo tanto se habían constituido un centenar de empresas monopólicas verticalmente integradas que atendían las necesidades de los principales centros de consumo del país. La creciente demanda por electricidad, rápidamente superó la capacidad de las pequeñas plantas generadoras, propiciando la formación de empresas suministradoras de electricidad.

La ausencia de un marco normativo e institucional capaz de regular la producción, transmisión y distribución de electricidad, se reflejó en un suministro desigual que prácticamente excluía a las zonas rurales de los beneficios de la energía eléctrica.

Desde 1934, respondiendo a las necesidades en regulación, el H. Congreso de la Unión cuenta entre sus facultades, la relativa a la legislación en materia de energía eléctrica, con lo que en 1937, atendiendo a la necesidad de ampliar el servicio eléctrico a las zonas donde no existía alta rentabilidad en proyectos, se crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

A mediados de los cuarenta, se observa una clara tendencia hacia la consolidación de monopolios regionales, como consecuencia de las economías de escala de las centrales eléctricas que a medida que aumentaban su tamaño, incrementaban su eficiencia. Las economías de escala implicaban una integración horizontal y las limitaciones en los sistemas de medición, ocasionaban una nula transparencia en el accionar del sector, por ello, resultaron evidentes las ventajas de realizar también una integración vertical.

De esta manera, los distintos sistemas se fueron complementando por lo que el Gobierno Federal decidió comprar las acciones de las empresas privadas, y en 1960 nacionalizó la industria eléctrica formando un monopolio vertical, el cual respondía a las realidades tecnológicas de la época, lo que constituía una forma de organización industrial más eficiente para el sector.

Atendiendo a los cambios tecnológicos y a la necesidad de satisfacer la demanda creciente por electricidad, se hicieron reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992. En virtud de esas reformas, los particulares pudieron participar en la generación de energía eléctrica a través de esquemas de autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente de energía eléctrica.

4.1 Conceptos generales de los sistemas eléctricos

En su forma tradicional de organización los sistemas eléctricos se conforman de los segmentos básicos de generación, transmisión, distribución y comercialización.

La generación de electricidad parte de un principio básico de la física: la acción de un campo magnético giratorio al interior de una bobina de cables conductores provoca, en estos últimos, una corriente eléctrica que se distribuye para su consumo instantáneo.

Los sistemas de transmisión están formados básicamente por las líneas de transmisión. Las funciones de las líneas de transmisión son dos: una es transportar la electricidad de los centros de generación a las subestaciones de distribución al menor costo y con menores pérdidas, esto se realiza con líneas a muy alta tensión, y la otra es conectar los subsistemas de generación y distribución

Una vez transmitida la electricidad en grandes voltajes y distancias, se requiere acercarlo a los consumidores. La distribución comprende aquellas actividades relacionadas con llevar la electricidad a los consumidores finales, ya sean industrias u hogares, a través de redes locales de media y baja tensión.

La comercialización consiste en seleccionar la tarifa y el voltaje de entrega a los consumidores, medir la energía que consumen los usuarios, facturar y cobrar el servicio de suministro eléctrico así como diseñar y realizar estrategias de comercialización.

Por mucho tiempo esta función fue parte de la distribución, como ocurre todavía en México. La introducción de la competencia en la industria eléctrica que, en casos extremos, consiste en una estructura de mercado a través de la cual los consumidores pueden elegir al suministrador, determinó separar esta función.

4.2 Generación de energía eléctrica

La generación de energía eléctrica incluye todas las actividades relacionadas con la producción de electricidad en centrales eléctricas de cualquier tipo (termoeléctricas, hidroeléctricas, nucleares, etc.).

La energía eléctrica se puede obtener a partir de los distintos medios de transformación de la energía conocidos como clásicos, como lo son la utilización de la energía cinética del agua, la energía potencial del agua, la energía calorífica de los combustibles o bien a partir de la energía de fusión o fisión nuclear.

4.2.1 Plantas generadoras

La controversia existente entre la denominación de "central" o "planta" tiene en cierto modo su origen en la disponibilidad energética ya que es más común por ejemplo hablar de plantas hidroeléctricas, en donde se hace referencia generalmente al hecho de que el recurso energético primario (el agua), se encuentra distante de los centros de consumo y en el caso de las termoeléctricas es común que se instalen cercanas a los centros de consumo de aquí el término central.

La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador; si bien estos no difieren entre sí en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan. Es decir, en qué tipo de fuente de energía primaria utiliza para convertir la energía contenida en ella, en energía eléctrica.

De acuerdo a esta definición podemos nombrar, según su importancia en relación con su utilización en nuestro país, las siguientes formas de generación eléctrica.

1. Generación termoeléctrica, la que podemos diferenciar en tres grandes grupos, según su funcionamiento:
 - a) Turbinas a Vapor.
 - b) Turbinas a Gas.
 - c) Ciclos Combinados.

Todas las centrales térmicas dependen imprescindiblemente para su puesta en marcha y funcionamiento del empleo de energías no renovables como lo son los

combustibles fósiles. Producen un gran impacto negativo sobre todo en la atmósfera.

2. Generación hidroeléctrica: Estas centrales utilizan como fuente de energía primaria un recurso renovable como lo es la fuerza de las aguas, pero tienen un gran impacto inicial sobre la flora, la fauna terrestre, el clima etc.
3. Generación nuclear: El recurso primario de estas centrales es no renovable y presentan el problema de la manipulación de los residuos por un lado y la explotación minera por el otro.
4. Generación geotérmica, para ella se utiliza vapor natural, esto es, del subsuelo.
5. Generación eoloelectrica, ésta se basa en la utilización del viento como energía primaria. Este ha sido un recurso empleado desde tiempos remotos en diferentes partes del mundo y para diversos propósitos.

Los tipos en los que se acostumbra dividir a las centrales eléctricas es según el servicio que van a prestar.

~~///~~ Centrales de base o de carga base.- Estas son las centrales destinadas a suministrar la mayor parte de la energía eléctrica que demanda un sistema en forma continua, por lo general son centrales termoeléctricas, algunas hidroeléctricas y las núcleo eléctricas.

~~///~~ Centrales de carga pico.- Son aquellas que suministran la energía eléctrica en las horas de demanda pico, pueden ser centrales hidroeléctricas que operan en forma combinada para base y carga pico algunas o bien para cubrir picos no muy elevados por medio de plantas de gas o ciclo combinado por la ventaja de entrar en servicio rápidamente.

~~///~~ Centrales de reserva.- Son aquellas que tienen como finalidad sustituir en forma parcial o total a las centrales hidráulicas usadas para carga base cuando falta agua o bien se presenta alguna falla en la parte eléctrica.

~~///~~ Centrales de bombeo.- Este tipo de centrales son hidroeléctricas en donde se aprovecha el sobrante de potencia en la central durante las horas de poca

demanda para llevar el agua de un lago o un río hasta un depósito mediante bombas centrífugas que se accionan por medio de los alternadores de la central siendo utilizados como motores.

4.2.1.1 Plantas termoeléctricas

La generación térmica, como se verá posteriormente, ocupa el porcentaje más grande en nuestro país. De hecho, este tipo de tecnologías sigue siendo muy utilizada, incluso considerando las tendencias actuales de reducción de contaminantes.

Utilizando como referencia la figura 4.1, el principio de generación térmica consiste en tener un combustible (1) que provea la energía calorífica suficiente para calentar un *boiler* o caldera (2). Éste, a su vez, transmite la energía calorífica en forma de energía mecánica a través de una turbina de vapor (o en el caso del gas natural directamente a las turbinas de gas) al tiempo que una flecha dentro de ésta mueve un generador (3) que produce energía eléctrica.

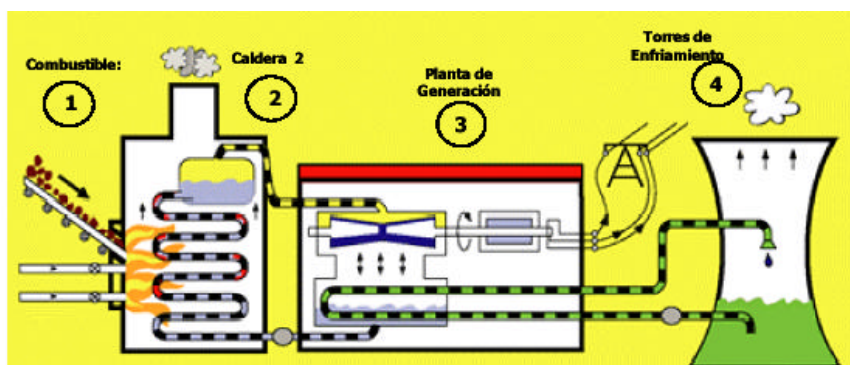


Fig. 4.1.- Principio de generación térmica.

Para explicar la generación de energía por medio del vapor se recurrirá a los principios de generación por vapor que no son otros que los que inventó y desarrolló Thomas Newcomen en 1705 y que posteriormente mejoró notablemente James Watt en 1789, que se basan en el uso de un diferencial (o gradiente) de temperaturas para obtener un trabajo. A veces este diferencial no es fácil de alcanzar, por lo que se tienen que utilizar los llamados "ciclos de potencia".

Un ciclo de potencia es el proceso mediante el cual una sustancia de trabajo (normalmente agua) pasa por diferentes estados de materia y, de esta manera, provoca el movimiento de una turbina para generar energía eléctrica.

Las plantas de generación eléctrica, cuya fuente de energía es el carbón, el combustóleo y el gas natural, se basan en el mismo esquema para la generación de energía (ver la figura 4.2) compuesto por una caldera, una turbina, un condensador y una bomba.

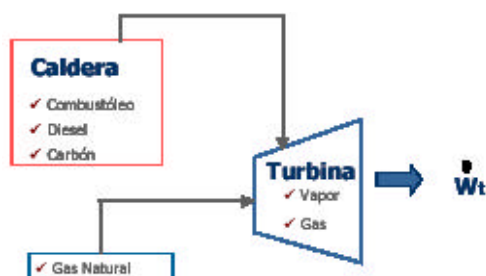


Fig. 4.2.- Esquema de generación por combustible.

El ciclo de potencia para generar energía a partir de gas natural, combustóleo o carbón se llama "Ciclo de Rankine" y, como puede apreciarse en la figura 4.3, consta de una turbina, una caldera, un condensador y una bomba.

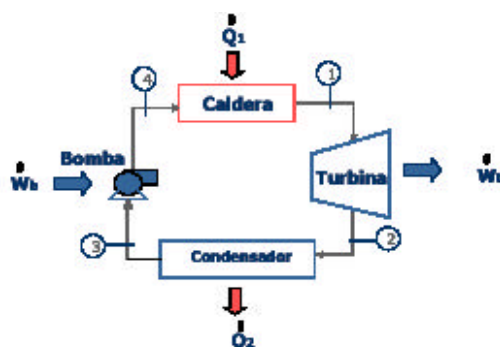


Fig. 4.3.- Diagrama de Ciclo Rankine o ciclo de vapor.

Una breve descripción del esquema Rankine

El combustible se quema en la caldera para calentar agua que se convierte en vapor sobrecalentado o sin contenido de agua en forma líquida. Este vapor se utiliza para hacer rotar la turbina que, a su vez, hace funcionar al generador eléctrico. Después de que el vapor deja la turbina, el fluido, que todavía contiene cantidades importantes de vapor y que se debe reciclar a la turbina, tiene que ser transportado y se le debe presurizar para que tenga la presión adecuada para reentrar en la caldera y luego a la turbina para volver a empezar el ciclo. Para llevar a cabo este proceso, se requiere una

bomba para dar al fluido la presión necesaria para reentrar en la caldera. Sin embargo, es un principio elemental que las bombas solo pueden trabajar con líquidos y que no pueden manejar la fase gaseosa del agua. Es por esta razón que al salir el vapor con muy poca energía, extraída para su uso en la turbina, se requiere que vuelva a su estado líquido. Esta siguiente etapa requiere un condensador, que extrae el calor restante del vapor y permite mantener la presión del fluido a la salida de la turbina. Como puede apreciarse en la figura 4.3, todo es un juego de temperaturas y presiones que permite extraer el calor de una mayor "fuente" de calor Q_1 (el calor que se le ingresa a la caldera) y de un "sumidero" Q_2 (en este caso el calor que se extrae del condensador).

El ciclo del vapor permite obtener una mayor potencia e incrementar la eficiencia del proceso. En la figura 4.4 se muestra una gráfica que describe las distintas presiones y la forma en que actúa el fluido en el ciclo descrito.

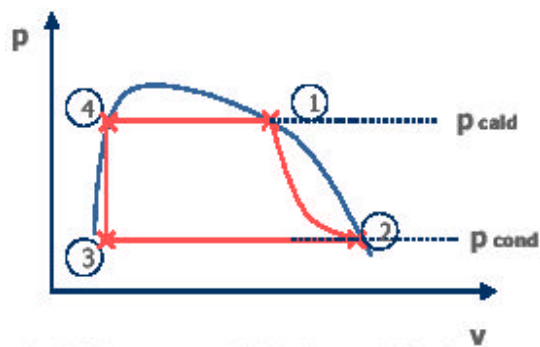


Fig. 4.4.- Diagrama p-v del ciclo de potencia Rankine.

En este diagrama, llamado "diagrama p-v" (por las iniciales de presión-volumen), se describe cómo se comporta el fluido ante la presión y el aumento / disminución de la temperatura. En los números 1 y 2 se aprecia el estado del fluido cuando la caldera entrega vapor saturado (completamente vapor) a la turbina. Allí la presión del vapor se reduce (o como se dice técnicamente "se expande") produciendo trabajo en la turbina y descargando el vapor en el estado 2 con un gran contenido de agua líquida.

En el punto 2 entra al condensador donde el fluido se condensa a presión y temperatura constantes hasta que el volumen se reduce hasta la presión del punto 3.

En este punto el fluido ingresa a la bomba en forma de líquido saturado (es decir completamente líquido) donde se aumenta la presión del fluido hasta la marcada en el estado 4 para volver a ingresar a la caldera y cerrar el ciclo.

Como se puede observar, el ciclo de vapor no es otra cosa que el ciclo de Carnot excepto que incluye las pérdidas lógicas de un sistema físico.

Sin embargo las ventajas que presenta un ciclo de vapor son muchas:

- ?? Permite obtener gran potencia;
- ?? A través de diferentes modificaciones, como regeneración (dos turbinas: una de alta y otra de baja presión), recalentamiento (un calentador adicional a la caldera original), etc., se permite incrementar la eficiencia en el ciclo; y
- ?? Es la forma más actualizada de utilización del vapor para la generación de energía eléctrica.

Ahora se explicará la tecnología en turbinas de gas. Básicamente, la turbina de gas es una extensión del mismo concepto de la turbina de vapor. Se sabe que una turbina cualquiera es un mecanismo que permite la transformación de energía térmica en energía mecánica. En el caso de la turbina de gas, el fluido de trabajo es el aire y, a diferencia de lo que se pudiera pensar, el gas (normalmente gas natural) se utiliza para elevar la temperatura y, posteriormente, reducir la presión del aire a través de su paso por la turbina. El aire, a muy altas presiones, es el que realmente hace girar los álabes de la turbina. La turbina de gas, junto con las máquinas reciprocantes (o de desplazamiento positivo), es considerada como una máquina de combustión interna.

La turbina de gas es uno de los grandes inventos del hombre. Se le atribuye su creación a John Barber quien en 1791 recibió la primera patente por el diseño básico de la turbina. Su diseño ya consideraba un compresor de tipo recíprocante, una cámara de combustión y los álabes de la turbina.

El ciclo Brayton, cuya característica única es que es un sistema abierto, utiliza al aire como fluido de trabajo. Este ciclo se compone del uso de tres equipos: un compresor, un quemador o cámara de combustión y una turbina. En la figura 4.5, se puede observar de manera esquemática un sistema de generación con base en una turbina de gas o de un ciclo Brayton.

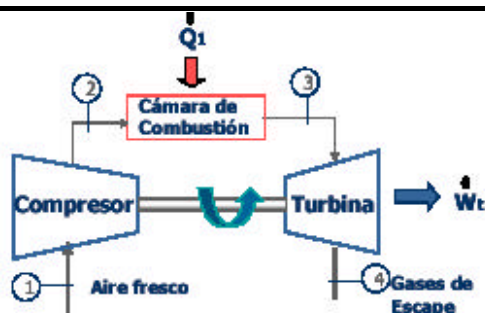


Fig. 4.5.- Diagrama de Ciclo Brayton o ciclo de gas.

Cabe aclarar que cuando se hace referencia a una “turbina de gas” para la generación de energía eléctrica, se debe entender que se hace referencia a todos los elementos antes mencionados: compresor, cámara de combustión y los álabes de turbina.

Una breve descripción del esquema Brayton

Las turbinas de gas funcionan a través de un ciclo de potencia llamado Ciclo Brayton, que se puede describir de la siguiente manera:

Proceso de 1-2: En esta etapa, el aire pasa por el compresor y se comprime adiabáticamente, es decir, sin ninguna transferencia de calor idealmente. Esto implica que la temperatura T_1 se eleva hasta la temperatura T_2 de la misma manera el aire sufre una compresión subiendo de la presión p_1 a la presión p_2 (ver figura 4.6). En el proceso se requiere agregar trabajo al compresor.

Proceso de 2-3.- Se añade calor a través del combustible. En esta etapa el aire comprimido pasa por la cámara de combustión en donde se agrega calor a través de la combustión del combustible, la temperatura del aire se incrementa de T_2 a T_3 y la presión se mantiene constante siendo p_2 igual a p_3 como se puede apreciar en la figura 2 (estado 3).

Proceso de 3-4: El aire a gran presión mueve a la turbina de manera adiabática también. Es decir, que de un punto de vista ideal no existe ningún tipo de transferencia de calor en la turbina y la temperatura se reduce dramáticamente así como la presión. En este punto del proceso se genera el trabajo necesario para generar energía eléctrica a través de un generador eléctrico.

Las turbinas de gas, o específicamente un Ciclo Brayton, tienen una eficiencia típica para aire como fluido de trabajo del 54 por ciento. Es, por tanto, uno de los equipos más eficientes que existen.

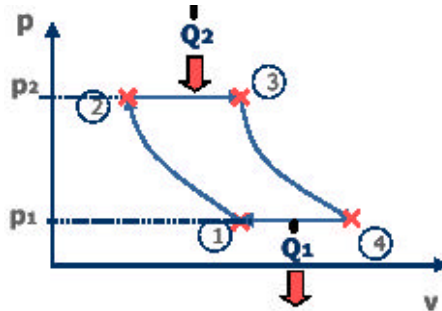


Fig. 4.6.- Diagrama p-v del ciclo de potencia Brayton.

Las principales de ventajas de las turbinas de gas son:

- ?? La relación potencia-peso con respecto a las máquinas reciprocantes (como las de los motores de gasolina) es bastante aceptable. Esto quiere decir que la potencia obtenida con relación al peso de la máquina es relativamente mejor.
- ?? Las turbinas de gas son pequeñas en relación con máquinas reciprocantes.

Sin embargo la principal desventaja es que:

- ?? Comparado con máquinas reciprocantes de la misma potencia, las turbinas son caras. Esto es debido a que las altas velocidades y las altas temperaturas, requieren un diseño y manufactura muy especializados y que considera tecnología de materiales.

4.2.1.2 Plantas hidroeléctricas

Planta hidroeléctrica es aquella que aprovecha la energía hidráulica de un río y la transforma en energía eléctrica.

El principal impulso de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del perfeccionamiento de la turbina hidráulica y debido al aumento de la demanda de electricidad a principios del siglo XX.

El agua se transporta por unos conductos o tuberías forzadas, controlados con válvulas y turbinas para adecuar el flujo de agua con respecto a la demanda de electricidad. El agua que llega a alta presión en la turbina, incide en sus álabes, haciendo girar su eje, el cual va conectado a un generador produciendo en éste energía eléctrica. Luego el agua sale por los canales de descarga. Los generadores están situados justo encima de las turbinas y van conectados con árboles verticales. El diseño de las turbinas depende del caudal de agua; las turbinas Francis se utilizan para caudales grandes y saltos medios y bajos, y las turbinas Pelton para grandes saltos y pequeños caudales.

Un aprovechamiento hidroeléctrico es un conjunto de obras que permite derivar un cierto gasto de un río y conducirlo a los grupos turboalternadores donde la energía hidráulica correspondiente al desnivel entre la obra de toma y la toma de restitución (llamada altura de caída) se transforma en energía eléctrica.

Los aprovechamientos hidroeléctricos requieren diferentes tipos de estructuras de acuerdo con los valores de las alturas de caída y la posibilidad de acumulación de energía. Pero en general, se puede decir, que todo aprovechamiento hidroeléctrico consta de las siguientes cuatro obras:

1. Obra de retención
2. Obra de toma
3. Obra de derivación (canal o galería de conducción, obra de puesta a presión y conducto de presión).
4. Central (equipo turbogenerador).

Las plantas hidroeléctricas se pueden clasificar en tres grandes categorías:

- a) Centrales de gran salto o de montaña, en las que el valor de la altura de caída es grande (por ejemplo 1000 metros) y el caudal o gasto es pequeño. A

menudo son del tipo de embalse, es decir, que por medio de una presa se crea un lago artificial cuyo volumen de agua se utiliza en el momento más favorable.

- b) Centrales de salto mediano, estas plantas tienen la característica de que su altura es mediana al igual que su grado, dichas centrales generalmente se encuentran en la parte inferior de la montaña.
- c) Centrales de salto pequeño o de llanura, son de altura de caída pequeña y caudal grande. Éstas son las centrales llamadas de "agua fluyente" que tienen que adaptar continuamente su producción al caudal disponible, puesto que no puede almacenar agua, razón por la cual su producción es irregular, ya que depende de las condiciones naturales.

En nuestro país, la energía eléctrica obtenida por medios hidráulicos representa un aspecto muy importante desde un punto de vista energético, pero tiene la fuerte restricción de la disponibilidad del agua.

4.2.1.3 Plantas nucleares

Una planta de reactor nuclear, es aquella que estudia el fenómeno de reacción nuclear (generalmente fisión) para generar calor, el cual es aprovechado con la producción de vapor y con éste, siguiendo un proceso similar al de las termoeléctricas convencionales, producir energía eléctrica, por medio de una máquina de combustión externa, normalmente una turbina.

Existen diversos tipos de centrales nucleares aunque sus estructuras son básicamente similares.

El elemento principal de una central es el combustible. Se trata de unas largas varillas metálicas en cuyo interior se halla el producto reactivo, que según el tipo de central puede ser uranio 235 o plutonio 239. El motivo de ir envasados en varillas metálicas, se debe a la necesidad de darles cierta rigidez. El metal que los cubre es además permeable a los neutrones, pues sin ellos no se puede mantener una reacción.

El uranio es uno de los combustibles nucleares más importantes. Contiene núcleos fisionables. Su composición natural es esencialmente la de una mezcla de dos isótopos: El uranio 238 y el uranio 235, este presente en la mezcla en la proporción siete por mil. En esta se habla de uranio enriquecido.

La energía atómica es aquella que se libera como resultado de cualquier reacción nuclear. Esta energía puede obtenerse bien por fisión (división de los elementos pesados) o bien por fusión (unión de elementos muy ligeros). En las reacciones nucleares se libera una extraordinaria cantidad de energía y ello es debido a que en dichas reacciones se produce una disminución neta de masa que se transforma directamente en energía.

En una central térmica convencional, el combustible (carbón, gas o petróleo) se quema para calentar agua y convertirla en vapor. Este vapor pasa bajo presión a una turbina acoplada a un generador que produce la electricidad.

En una central nuclear, el combustible "convencional" es reemplazado por combustible "nuclear", o sea, material que contiene núcleos fisionables.

Se llama fisión de rompimiento de un núcleo atómico de uranio cuando recibe el impacto de un neutrón. Al romperse el núcleo del uranio se liberan nuevos neutrones y, por consiguiente, se inicia una reacción en cadena.

Esta reacción en cadena pone en libertad grandes cantidades de energía que, en forma de calor, produce el vapor para accionar una turbina como en una central convencional.

4.2.1.4 Plantas geotérmicas

Una planta geotérmica, es aquella que utiliza vapor natural, esto es, del subsuelo, para alimentar a las turbinas de vapor que mueven a los generadores eléctricos.

Geotermia se define como la parte de la Geología que estudia la temperatura del Globo Terrestre y demás fenómenos térmicos interiores. También se usa este término para designar al conjunto de Ciencias y Técnicas que se ocupan del estudio de la energía Geotérmica y de su aprovechamiento en forma práctica y económica. La energía geotérmica es el calor propio de la Tierra.

La instalación de este tipo de plantas ha tenido un gran desarrollo en algunos países que cuentan con zonas volcánicas de importancia. Algunas plantas operan utilizando el vapor natural para alimentar a las turbinas de vapor que mueven a los generadores.

4.2.1.5 Plantas eólicas

Históricamente las primeras aplicaciones de la energía eólica fueron la impulsión de navíos, la molienda de granos y el bombeo de agua, y sólo hasta finales del siglo pasado la generación de energía eléctrica. Actualmente las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en electricidad por medio de aspas o hélices que hacen girar un eje central conectado, a través de una serie de engranajes (la transmisión) a un generador eléctrico.

Un sistema conversor de energía eólica se compone de tres partes principales: (i) el rotor, que convierte la energía cinética del viento en un movimiento rotatorio en la flecha principal del sistema; (ii) un sistema de transmisión, que acopla esta potencia mecánica de rotación de acuerdo con el tipo de aplicación y; (iii) un aerogenerador.

El rotor puede ser de eje horizontal o vertical, éste recupera, como máximo teórico, el 60% de la energía cinética del flujo de viento que lo acciona. Esta formado por las aspas y la maza central en donde se fijan éstas y se unen a la flecha principal; el rotor puede tener una o más aspas. Un rotor pequeño, de dos aspas, trabaja a 900 revoluciones por minuto (rpm), en tanto que uno grande, de tres aspas y 56 metros de diámetro, lo hace a 32 rpm.

La transmisión puede consistir en un mecanismo para convertir el movimiento rotatorio de la flecha en un movimiento reciprocante. Para la generación de electricidad normalmente se utiliza una caja de engranes para aumentar las revoluciones a 900, 1,200 ó 1,800 rpm, para obtener corriente alterna trifásica de 60 ciclos por segundo.

Aerogenerador es el nombre que recibe la maquina empleada para convertir la fuerza del viento en electricidad. Los aerogeneradores comerciales alcanzan desde 500 hasta 1,000 kW de potencia nominal, tienen rotores de entre 40 y 60 m de diámetro y giran con velocidades que van de las 60 a las 30 rpm. Los generadores eléctricos pueden ser asíncronos o síncronos, operando a una velocidad y frecuencia constante.

En México, el desarrollo de la tecnología de conversión de energía eólica a electricidad, se inició con un programa de aprovechamiento de la energía eólica en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en 1977, sin embargo la generación de energía eléctrica con este tipo de plantas aún no es muy utilizada.

4.2.2 Plantas de ciclo combinado

La necesidad del ser humano de poder maximizar el potencial energético ha considerado diferentes artificios para mejorar las eficiencias de los ciclos de potencias. Entre los más interesante y más utilizados en la actualidad se encuentra el llamado Ciclo Combinado.

Las plantas de Ciclo Combinado combinan una turbina de gas con una turbina de vapor haciendo arreglos que permiten generar electricidad con solo una fuente de combustible.

La turbina de gas se conecta directamente a un generador, entonces los gases calientes de la salida de la turbina se ingresan en un recuperador de calor (HRB – *heat recovery boiler*, por sus siglas en inglés) en donde la mayor parte del calor se convierte en vapor que alimenta a una turbina de vapor que a su vez también esta conectada a otro generador, resultando en una mayor generación de energía eléctrica con sólo un combustible de entrada (gas natural de la turbina de gas), como se puede apreciar en la figura 4.7.

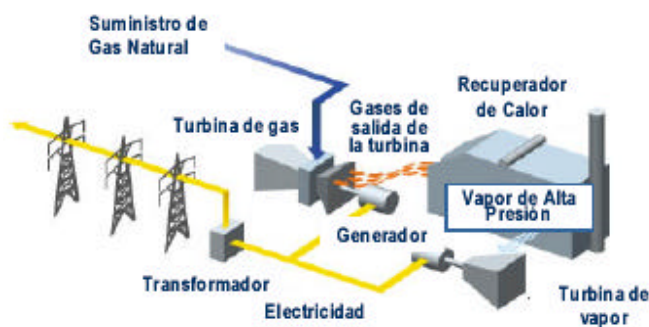


Fig. 4.7.- Diagrama de los elementos de un Ciclo Combinado

Las plantas de ciclo combinado operan con niveles de eficiencia mucho mayores que la generación térmica convencional y el gas natural es considerablemente menos contaminante que la generación por combustóleo o carbón.

En la figura 4.8 se puede apreciar el esquema ideal de un ciclo combinado. Los gases de salida de una o más turbinas con una temperatura entre 450 y 550 °C se utilizan para alimentar al recuperador de calor donde se produce vapor para la turbina

que a su vez genera energía eléctrica. A través de este proceso se puede obtener una 50% de energía útil de la turbina de gas así como un incremento en la eficiencia de hasta un 54% muy superior a los que se pueden obtener de una turbina de gas o de una turbina de vapor convencional.

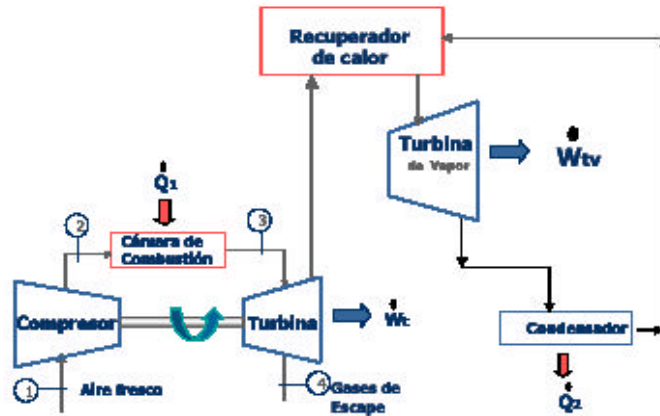


Fig. 4.8.- Esquema de los elementos de un Ciclo Combinado

Los ciclos de este tipo han logrado una gran aplicación comercial debido a que:

- ?? Tienen una gran eficiencia a través de la aplicación de dos ciclos termodinámicos.
- ?? El calor procedente del Ciclo Brayton (turbina de gas) se encuentra a una temperatura conveniente para ser utilizado nuevamente en un Ciclo Rankine.
- ?? Los fluidos de trabajo (agua y aire) son fáciles de obtener, baratos y no tóxicos.

Esto proporciona las adicionales ventajas:

- ?? Gran eficiencia térmica. Este ciclo térmico tiene una eficiencia mucho mayor que cualquier otro sistema de generación de energía eléctrica.
- ?? Bajo costo de instalación. El equipo para ciclo combinado es modular y prefabricado lo cual minimiza el tiempo y el costo de instalación. Aunque el equipo por si mismo es más costoso que las plantas de generación convencional, la reducción en los costos de instalación disminuye considerablemente los costos totales.
- ?? Flexibilidad en el abastecimiento de combustible.
- ?? Flexibilidad en los mantenimientos.

- ?? Menor tiempo de instalación y arranque.
- ?? Alta confiabilidad y viabilidad.
- ?? Bajos costos de operación y mantenimiento.

A continuación se presenta una tabla comparativa entre los diferentes tipos plantas generadoras.

Central	Rendimiento	Capacidad	Vida útil	Disponibilidad	Construcción	Combustible	Temp. Máx.
Vapor ciclo Rankine	40%	1000 MW	Aprox. 40 años	Hasta el 95%	3-5 años	Petróleo Carbón Gas	550°C
Hidroeléctrica	Cerca 90%	Hasta 600 MW	50 a 80 años	Hasta el 95%	3-5 años	Turbina accionada por agua	550°C
Central geotérmica	10 al 15%	500 MW	50 a 80 años	Hasta el 95%	3-5 años	Vapor geotérmico, pozos de más de 1000 m. de profundidad	300°C
Nuclear (reactor agua a presión)	Hasta 32%	1000 MW	Más de 25 años	50-70%	7-10 años	Uranio Plutonio	300°C
Turbina de gas (ciclo Brayton)	Entre 15 y 30%	Hasta 100 MW	1000 a 5000 hrs.	50-70%	7-10 años	Turbosina	600°C

Tabla 4.1 Comparativo de centrales generadoras.

4.3 Estructura y características del sector eléctrico mexicano.

La industria eléctrica mexicana está organizada como un monopolio estatal verticalmente integrado. El suministro de electricidad es considerado un servicio público de interés general y todas las actividades necesarias para prestarlo están reservadas exclusivamente al Estado, aunque los particulares pueden autoabastecerse o participar como productores independientes vendiendo su energía al Estado. Existen dos organismos que prestan el servicio público: la Comisión Federal de Electricidad (CFE), encargada de atender la mayor parte del territorio nacional y que realiza actividades de generación, transmisión y distribución, y Luz y Fuerza del Centro (LFC), organismo encargado de atender la parte central del territorio y que prácticamente sólo realiza actividades de distribución.

4.3.1. Historia de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro

De 1910 a 1937, el capital mexicano se retira de la industria eléctrica y ésta queda bajo el control de dos empresas extranjeras: la Mexican Light and Power Company de Canadá y la American and Foreign Power Company de Estados Unidos, que sólo daban cobertura al 50% de la población.

En 1937 se promulga la Ley para la creación de la Comisión Federal de Electricidad, que había sido pospuesta por diversas circunstancias económicas y políticas. Pero es hasta el período de 1940 y 1941 cuando se inicia el proceso de nacionalización de la industria eléctrica.

En 1960 se inicia la nacionalización de la industria eléctrica, el gobierno adquirió el 90% de las acciones de *The Mexican Light and Power Co.* Con la compra de la misma que después cambiaría su nombre a Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S.A., la nación adquirió las plantas generadoras que servían al Distrito Federal y a los estados de Puebla, México, Michoacán, Morelos e Hidalgo. Tres años después se cambia la denominación social de Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz S.A. al de Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC), S.A. y para el año de 1974 se realizan los arreglos necesarios y procedentes para su disolución y liquidación.

El 21 de diciembre de 1989, se reforma la Ley del Servicio Público de Energía, previéndose que el Ejecutivo Federal disponga la constitución, estructura y funcionamiento del servicio que venía proporcionando la CLFC en liquidación.

El 9 de febrero de 1994 se crea por decreto presidencial el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Actualmente abastece a todo el Distrito Federal, al Estado de México, al Estado de Hidalgo, dos municipios del Estado de Morelos y tres del Estado de Puebla.

4.3.2. Historia de la Comisión Federal de Electricidad

Históricamente, la Comisión Federal de Electricidad encuentra sus orígenes en el decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de enero de 1934, mediante el cual el Congreso de la Unión autorizó al Ejecutivo Federal, a constituir la Comisión Federal de Electricidad, con el propósito principal de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. No obstante, este decreto no se cumplió en virtud de las presiones ejercidas por las concesionarias que operaban en el país. Poco tiempo después, el 14 de agosto de 1937, el presidente Lázaro Cárdenas, decreta la creación de la Comisión Federal de Electricidad como una dependencia oficial, dotándola de patrimonio y de la responsabilidad de administrarlo, garantizando su integridad mediante prohibición de gravámenes en sus bienes muebles, aportaciones de capital a empresas eléctricas, así como contratación con particulares de la explotación de alguna parte de su patrimonio.

Para 1949, el Congreso de la Unión aprueba la Ley por la que se crea, como organismo público descentralizado, a la Comisión Federal de Electricidad, asemejándola a la estructura que actualmente tiene el organismo.

Con la nacionalización de la industria eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad adquirió mediante diferentes y sucesivas operaciones, la totalidad de las acciones que integraban el capital social de empresas privadas concesionarias.

CFE tiene como objeto estudiar la planeación del sistema nacional de electrificación, ejecutar y adquirir obras relacionadas con la generación, transmisión, y distribución eléctrica, comprar valores y acciones relativos a la industria eléctrica, participar en sociedades que tengan por objeto la fabricación de aparatos y materiales que se utilicen en instalaciones eléctricas, organizar cooperativas de consumidores de energía eléctrica, para abastecer en las condiciones más favorables a los usuarios e influir en las actividades de electrificación que inicien las instituciones oficiales y semioficiales.

4.3.3. Nacionalización de la industria eléctrica

El dinamismo del crecimiento económico, el desinterés e incapacidad de las empresas privadas para satisfacer una demanda en rápido crecimiento, las prácticas monopólicas, las dificultades en aplicar una regulación y un control estrictos, llevaron al presidente Adolfo López Mateos a nacionalizar la industria eléctrica en 1960.

El gobierno adquirió la mayoría, pero no la totalidad, de las acciones de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, que se encontraba en poder de inversionistas belgas, estadounidenses, británicos y canadienses, pasando así a controlar a la CLFC, la principal filial del grupo. Al mismo tiempo, compró los activos de las 7 empresas que estaban bajo la administración de la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas.

En 1974 se autorizó a la CLFC y a sus tres asociadas proceder a su disolución y liquidación. La totalidad de los bienes y derechos que integraban su patrimonio pasaron a manos de CFE. Un año después, se emitió la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), mediante la cual se unificó el servicio en una sola entidad: CFE.

En 1993 el gobierno adquirió la totalidad de las acciones de la *Mexican Light and Power Company*. Un año más tarde liquidó definitivamente la CLFC y creó la empresa Luz y Fuerza del Centro (LFC). Con ese acto concluyó formalmente la nacionalización de 1960, haciendo de CFE y LFC las dos empresas públicas encargadas de la prestación del servicio público de electricidad.

Se necesitaron casi 56 años, desde la creación de CFE hasta la compra total de la *Mexican Light and Power Company*, para concluir el proceso de integración industrial y formación del monopolio público. Paradójicamente, el regreso del sector privado fue legalmente autorizado, como veremos más adelante, antes de concluir dicho proceso.

4.4 Situación actual del sector eléctrico mexicano.

La provisión del Servicio de Energía Eléctrica en gran escala consta principalmente de las siguientes actividades: Generación, Despacho, Transmisión, Distribución y Comercialización. Estas actividades, por disposición de ley son competencia exclusiva

de la CFE y de LFC, cuando tengan por objeto la prestación del servicio público. Actualmente entre ambos organismos públicos atienden a 25 millones de usuarios. La capacidad actual de generación de energía eléctrica del sector en su conjunto es de 50,679 (MW).

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

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

La evolución de la Red de Transmisión considera, por una parte, la magnitud y dispersión geográficas de las cargas y, por otra, la localización de las centrales generadoras. En ciertas áreas del país los centros de generación y consumo de electricidad están alejados entre sí, por lo cual se interconectan gradualmente a medida que los proyectos son rentables técnica y económicamente.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuenta con 631, 661 Km. de líneas de Transmisión en niveles de tensión de 2.4 a 400 kV (figura 4.9). De este total, 5.7% corresponde a líneas de 230 y 400 kV, el 94.3% restante corresponde a las líneas de subtransmisión y distribución. El SEN está interconectado con los Estados Unidos y Belice con líneas de 230 kV.

A continuación se detallan las características de las redes eléctricas del sistema de Transmisión:

Red de Transmisión Troncal: esta formada por líneas de transmisión y Subestaciones de potencia a muy alta tensión (230 y 400 kv) y dispone de 37,790 Km. Estas líneas movilizan grandes cantidades de energía entre regiones aisladas, y se alimentan de las centrales generadoras abasteciendo las redes de sub-transmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales.

Redes de Sub-transmisión: tienen cobertura regional, y utilizan altas tensiones de transmisión de (69 a 169 kV). Suministran energía a las redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión nivel sub-transmisión.

La Distribución consiste en conducir la energía eléctrica dentro de una región específica, a través de redes de media y baja tensión, para su entrega a los hogares, comercio e industrias.

A continuación se detallan las características eléctricas de sistema de distribución:

Redes de Distribución en media tensión: suministran la energía de 2.4 a 60 kV dentro de zonas relativamente pequeñas, abastecen a las redes de distribución en baja tensión y media tensión (a instalaciones de usuarios conectados en la red).

Redes de Distribución en baja tensión: suministran energía en 220 o 240 volts entre líneas; alimentan las cargas de los usuarios de consumos pequeños.

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

Para fines de operación y planeación, el SEN se divide en nueve áreas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. Con excepción de Baja California y Baja California Sur, todas las demás forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). La operación de la red de transmisión y despacho de carga se dirige y supervisa a partir de ocho centros regionales de control coordinados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), localizado en la Ciudad de México.

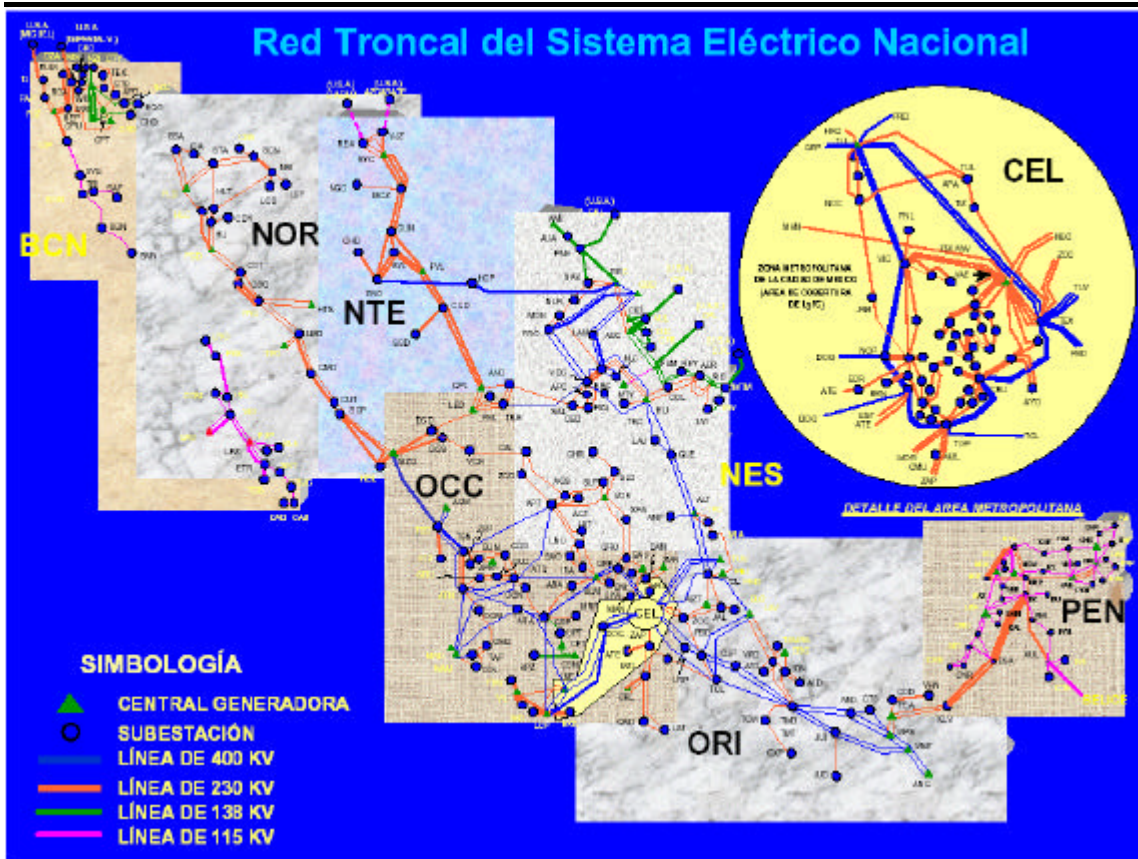


Fig. 4.8.- Red troncal del Sistema Eléctrico Nacional

4.4.1 Comisión Federal de Electricidad

Conforme al artículo 7º de la LSPEE, la prestación del servicio público de energía eléctrica está a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, lo cual lleva a cabo con alcance nacional.

Esta ley determina además que la CFE sea un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio. Por virtud de su personalidad jurídica, está legitimada para llevar a cabo, a través de sus representantes legales o apoderados, todos los actos jurídicos necesarios para el cumplimiento de su objeto y asumir obligaciones con cargo a su patrimonio. Este último se encuentra constituido, primordialmente, con los inmuebles e instalaciones que utiliza en la prestación del servicio; las sumas de dinero del Presupuesto de Egresos de la Federación, administradas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; los derechos de crédito de los usuarios del servicio, y otros bienes y derechos.

La CFE se encuentra regida por una Junta de Gobierno, integrada por los secretarios de Energía, quien la preside; de Hacienda y Crédito Público; de Desarrollo Social; de Comercio y Fomento Industrial; de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca. También forman parte de la Junta de Gobierno el director general de Petróleos Mexicanos y tres representantes del Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana.

Una línea importante de trabajo para fortalecer la capacidad y la productividad de Comisión Federal de Electricidad es la referente a su transformación corporativa. Ésta busca convertir al organismo en una empresa moderna, desconcentrada, con procesos operativos y administrativos eficientes y de gran transparencia, capaz de competir en un mercado abierto y de proporcionar un servicio cada vez de mayor calidad y a precios competitivos.

La transformación corporativa de la CFE se basa en los siguientes tres principios que buscan darle viabilidad y seguridad. En primer término mantener la estabilidad e integridad del Sistema Eléctrico Nacional; segundo, lograr la viabilidad económica y financiera y tercero, introducir un mercado virtual de energía.

Al respecto, con estricto apego al marco legal vigente, se han logrado avances, como por ejemplo el funcionamiento de las 13 divisiones de Distribución como Divisiones de Negocio, 6 de Generación (incluida una de Administración de Productores Externos de Energía), y 1 de Transmisión.

Otro aspecto importante es el diseño de la estructura del Centro Corporativo que concentra las funciones y servicios compartidos en las áreas corporativas y de la Unidad de Servicios Especializados.

Asimismo, se concluyó el diseño de la nueva estructura del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), para que éste pueda ser independiente conformada por el área de operación del mercado virtual de energía y el operador del sistema eléctrico.

En septiembre del año 1999, empezó a operar el Mercado Interno de Energía basado en un modelo que asimila lo más cercanamente posible las reglas finales de un mercado de energía, que permite establecer precios de transparencia y de referencia de la energía en bloque, con el objetivo de fomentar la competencia interna.

4.4.2 Luz y Fuerza del Centro

Luz y Fuerza del Centro, nace a la vida jurídica como un organismo descentralizado integrante de la administración pública federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio, en cumplimiento del decreto de creación del 8 de febrero de 1994.

Cabe señalar que de acuerdo con el decreto de creación, no están dentro de sus funciones las siguientes: i) importar electricidad para la prestación del servicio público; ii) formular y proponer programas de operación, inversión y financiamiento para la prestación del servicio público; iii) expedir especificaciones a las que deben sujetarse las obras e instalaciones eléctricas; y iv) proponer ajustes o reestructuración de las tarifas.¹¹ Esas funciones le corresponden exclusivamente a CFE.

LFC tiene a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica en la zona central del país, que comprende a la ciudad de México y el área conurbada, así como los estados de México, Morelos, Hidalgo y parte de Puebla.

En virtud de la precaria situación técnica, económica, administrativa y financiera de la nueva empresa, así como a su rezago tecnológico, se diseñaron y pusieron en práctica varios programas para elevar los márgenes de seguridad, la productividad y eficiencia, así como de modernización tecnológica. Hay que señalar que la mayor parte de la electricidad que distribuye LFC se la compra a CFE.

4.4.3 Capacidad instalada de generación

Según datos de la Secretaria de Energía, la capacidad actual de generación de energía eléctrica del sector en su conjunto es de 50,679 MW, de la cual, el 74 por ciento corresponde a CFE, 1.7 por ciento a LFC, 3.9 por ciento a PEMEX, 14.3 por ciento a Productores Independientes de Energía (PIE), 4.3 por ciento a Autoabastecimiento, y 1.8 por ciento a Cogeneración, como se muestra en la tabla 4.2.

¹¹ El párrafo segundo del artículo II del Decreto por el cual se crea LFC, dispone que las menciones a la CFE consignadas en la LSPEE y su Reglamento se entenderán referidas, en lo conducente, a LFC y se reserva a CFE las funciones que en el ámbito nacional se le asignen en los artículos 9, 20 y 31 de la ley.

4.2.1.1 Capacidad Instalada en México 2004		
	MW	%
CFE	37,512	74.0
LFC	834	1.7
PEMEX	1,973	3.9
PIE	7,265	14.3
AUTOABASTECIMIENTO	2,185	4.3
COGENERACIÓN	909	1.8
TOTAL	50,679	100.0

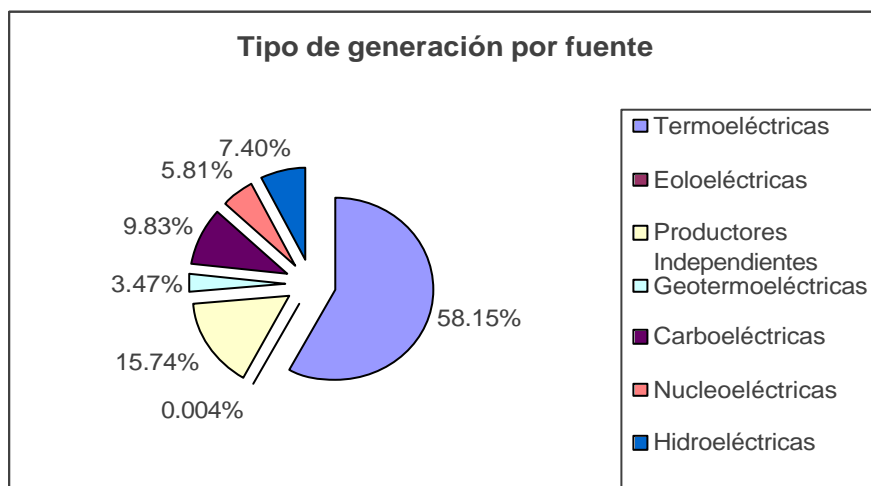
Tabla 4.2 Capacidad instalada en México

Fuente: Secretaría de Energía, mayo de 2004

Al cierre del primer trimestre del año 2004 la CFE, incluyendo productores independientes de energía, cuenta con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 44,269.74 (MW).¹²

4.4.4 Tipos de generación por fuente¹³

Según los tipos de generación por fuente, el 58.15% corresponde a generación termoeléctrica, 15.74% a productores independientes de energía, 7.40% a hidroeléctricas, 9.83% a centrales carboeléctricas, 3.47% a geotermoeléctricas, 5.81% a nucleoeeléctricas y 0.004% a eoloeléctricas.



Gráfica 1. Tipos de generación por fuente

¹² Información tomada de CFE, actualizada al 31 de marzo del 2004.

¹³ Ibid.

4.5 Modificaciones en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

La negociación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) fue la oportunidad para iniciar la desregulación y liberalización en la industria eléctrica. Las negociaciones iniciaron en 1991 y finalizaron en el tercer trimestre de 1992. Durante 1993 se negociaron los Acuerdos Paralelos de ambiente y mano de obra. Finalmente, el tratado entró en vigor el 1 de enero de 1994. Entre los acuerdos alcanzados se estableció que las empresas estadounidenses y canadienses podrían en México adquirir, establecer u operar plantas de generación de tres tipos: para autoabastecimiento, para aprovechar el calor en los procesos industriales (cogeneración) y para vender toda la electricidad producida a CFE (producción independiente).

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en sus artículos 27 y 28, establece la facultad exclusiva del Estado para la prestación del servicio público de energía eléctrica. En particular, el párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución señala textualmente:

“Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”.

Para conformar lo pactado con la Constitución que, como se ha señalado, establece derechos exclusivos para el Estado en la generación, transformación y abastecimiento de energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, se procedió a redefinir este último concepto, modificando la LSPEE.

De acuerdo con las modificaciones aprobadas por el Congreso en diciembre de 1992, caen fuera de la definición jurídica de servicio público las siguientes:

- ?? la generación de energía eléctrica para:
 - o autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción;
 - o venta de energía a la CFE en virtud de contratos de largo plazo
 - o exportación de electricidad que no sea de servicio público.
 - o uso de la energía en caso de emergencia.
- ?? la importación de energía eléctrica para autoabastecimiento

La reforma de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992, se llevó a cabo para permitir una mayor participación del capital privado en el sector eléctrico, la cual anunciaba una nueva fase caracterizada por una creciente participación privada en el mercado eléctrico. La reforma no sólo abrió las puertas al sector privado para actuar como propietarios y operadores de infraestructura para propósitos diferentes a la prestación del servicio público. También le dio la posibilidad de participar en el financiamiento y en la realización de las obras a cargo de CFE, mediante novedosas formas de contratación.

Dicha reforma excluye a las empresas privadas del suministro de energía eléctrica pública, es decir, estas empresas no están autorizadas para vender electricidad a un consumidor final en un mercado abierto. La ley hace de esta actividad del dominio exclusivo de dos grandes empresas públicas: la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

La manera en que el Estado ejerce la rectoría del sector eléctrico ha evolucionado de un papel preponderantemente controlador y operador a otro más normativo, regulador y promotor de la participación de los particulares.

4.5.1 Concesiones del Servicio Público en México.

En materia de servicio público, a partir de la reforma a la LSPEE de 1992 coexisten dos tipos de servicios en la industria eléctrica nacional. La generación privada de electricidad en cualquiera de sus modalidades no se consideran servicio público (productores independientes, pequeños productores, autoabastecimiento, cogeneración, exportación e importación). Por su parte, la generación realizada por CFE y LFC; la transmisión; la distribución; la comercialización; la planeación del sistema eléctrico nacional; la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional, si se considera servicio público porque los presta el Gobierno Federal a través de CFE y LFC.

La generación privada de electricidad, que no es servicio público, ha impactado a las finanzas públicas federales, se afirma que en los años recientes la adición de capacidad instalada de generación privada se ha apoyado de tres modalidades de licitación pública: Construir-Arrendar-Transferir (CAT), Productores Independientes de Energía (PIE) y Obra Pública Financiada (OPF).

4.5.2 Dificultades financieras crecientes.

A partir de 1937, con la creación de CFE, se inicia una nueva etapa de expansión acelerada de electrificación basada en la inversión pública. Al final de esa etapa, que tuvo su punto culminante en 1960 con el decreto de nacionalización, se había logrado electrificar todo el país, salvo poblaciones muy pequeñas y aisladas de la red troncal. Sin embargo, la gestión pública de la industria padeció algunas deficiencias: las tarifas insuficientes no permitieron la recuperación de los costos, lo cual condujo a la acumulación de deudas y a la intervención gubernamental para asumir pasivos y diluir el riesgo de un déficit energético en el corto plazo.

La última parte de la década de los años setenta y prácticamente toda la de los años ochenta se caracterizaron por un entorno difícil. En el exterior, crisis financiera, caída de los precios internacionales del petróleo y por consiguiente menos ingresos fiscales para el gobierno mexicano, altas tasas de interés, escasez de fuentes de financiamiento. Internamente, presiones inflacionarias e inestabilidad cambiaria. Adicionalmente, a principios de los ´90, la aguda restricción financiera del sector público, el acelerado crecimiento de la demanda y el rezago en infraestructura de generación se hicieron patentes.

Las dificultades crecientes a las que se enfrentaba el gobierno para financiar las altas inversiones requeridas para satisfacer el crecimiento de la demanda de electricidad, fueron una poderosa motivación para recurrir nuevamente al capital privado. Al igual que en el caso de las industrias eléctricas en América Latina, una parte muy importante de la problemática del sector eléctrico mexicano es financiera.

4.5.3 El regreso de la inversión privada.

Si en un principio la participación del sector privado en la industria eléctrica se concibió como complementario, con el correr de los años ha adquirido mayor importancia y en algunas actividades es ahora preponderante.

De acuerdo con datos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la inversión privada en el sector eléctrico se ha incrementado de manera considerable desde 1994, cuando reformas de consideración a la LSPEE permitieron una presencia creciente y la validación jurídica del sector privado en el mercado energético de México.

La CRE contó al cierre del 2003 con 254 permisos administrados vigentes para generación eléctrica, de los cuales 230 se encuentran operando. La capacidad autorizada de los permisos administrados ascendió a 20,027 MW.

Los permisos de generación de energía autorizados por la CRE no aluden de modo específico a detalles sobre el origen del capital, por lo que no existe una forma rigurosa de determinar las fuentes reales del financiamiento. No obstante, diferentes opiniones de especialistas coinciden en la noción de que al menos 90 por ciento de toda la inversión privada en la generación de electricidad por particulares en México proviene de diferentes fuentes extranjeras. En particular, la mayor parte de los proyectos PIE de mayor envergadura han recibido apoyo de diversas organizaciones financieras bilaterales y multilaterales. Las grandes compañías de electricidad extranjeras que auspician a la mayor parte de estos grandes proyectos PIE obtienen, a su vez, apoyo de bancos de desarrollo generalmente basados en sus países.

4.5.4 Modelos de financiamiento para la generación de energía

Los recursos financieros del sector privado que participan en la generación de energía en México deben participar en un proceso de licitación en que el principal parámetro es el costo por kWh para la CFE conforme a tres esquemas: Construir-Arrendar-Transferir (CAT), Productores Independientes de Energía (PIE) y Obra Pública Financiada (OPF). En años recientes gran parte de la capacidad adicional se ha basado en estos modelos.

La construcción, arrendamiento y transferencia (CAT), consiste en el diseño, financiamiento y comisión de una planta de energía con recursos de inversionistas privados conforme las especificaciones técnicas y mediante un proceso de licitación de la CFE (o LFC). Una vez en funcionamiento, la planta se renta a la CFE (o LFC) por un periodo de 20-25 años, al término del cuál la propiedad se transfiere a la CFE (o LFC). Durante el periodo de renta, la CFE (o LFC) es responsable de la operación y mantenimiento de la planta.

El productor independiente de energía (PIE) diseña, financia, construye y opera la planta y entrega la energía generada a la CFE. La capacidad asociada y la energía las compra la CFE por un periodo de 20-25 años mediante un proceso de licitación. La planta permanece como propiedad de los inversionistas privados.

En la obra pública financiada (OPF) el proyectista realiza todas las inversiones requeridas por el proyecto y cuando las respectivas instalaciones están listas, la CFE debe liquidar el monto total invertido. Con objeto de realizar esta liquidación, la CFE por lo general debe obtener un financiamiento de largo plazo. Existe la posibilidad de utilizar los propios recursos de la empresa pública para financiar la planta generadora, pero parece que este modelo actualmente no es viable debido a la insuficiencia de fondos de inversión.

4.5.5 Cronología de los principales eventos y medidas adoptadas en materia de reforma eléctrica

Con la finalidad de contar con un amplio espectro, a continuación se detalla cronológicamente una sucesión de hechos que permitirá conocer la evolución que ha presentado la reforma eléctrica.

- ?? **1992** - Durante el gobierno del presidente Carlos Salinas de Gortari (1988-1994) se reforma la LSPEE, para incorporar a la inversión privada como complemento de los recursos públicos destinados al crecimiento del sector eléctrico. Se incluyen seis modalidades de participación.

- ?? **1993** - Se decreta la creación de la CRE y se reforma el Reglamento de la LSPEE.

- ?? **1994** - Se firma el TLCAN, con lo que se incrementa la presión de Estados Unidos sobre México para continuar la reforma eléctrica.

- ?? **1994** - Durante el gobierno del presidente Ernesto Zedillo Ponce de León (1994-2000), la deuda de la CFE experimentó un gran aumento con la devaluación cambiaria del peso. Se reforma la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y se amplían las funciones de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) hoy Secretaría de Energía (SENER), incorporando la de promover la participación de los particulares en la generación y aprovechamiento de la energía. Se constituye la empresa Luz y Fuerza del Centro, S.A. como empresa pública descentralizada, luego de consumarse su nacionalización. Sus centrales se transfirieron al control de CFE y a partir de entonces se ocupa solamente de distribuir y vender la electricidad que compra a esta empresa.

- ?? **1995** - Se incrementan las presiones del FMI y el gobierno de EUA para profundizar las reformas del sector eléctrico, teniendo como meta su desestatización. Se reforma la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y se otorga a este órgano desconcentrado autonomía de gestión, así como capacidad técnica y administrativa en materia de gas natural y electricidad.
- ?? **1996** - Se crea la Unidad de Promoción de Inversiones (UPI), con la función de brindar atención al sector privada para gestionar sus iniciativas y proyectos de generación de electricidad, transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, así como proyectos en la industria petroquímica no básica.
- ?? **1998** - Se publica el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones, el cual amplía la participación privada en obra civil e instalación eléctrica para parques industriales, centros comerciales y desarrollos turísticos.
- ?? **1999** - Se inicia la reestructuración interna de la CFE, mediante el Programa de Transformación Corporativa de la CFE, mediante el cual se forman 20 divisiones de negocios virtuales, en las divisiones de generación, transmisión y distribución, además del centro corporativo, la unidad de servicios especializados y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Asimismo, se elabora un proyecto de reforma del sector eléctrico mexicano, que incluye la modificación de los artículos 27 y 28 constitucionales que no fue aceptado por el Congreso.
- ?? **2001** – Se presentan dos proyectos de reforma eléctrica por los partidos Verde Ecologista de México y Acción Nacional a las comisiones senatoriales dictaminadoras mismos que no fueron aprobados. El presidente de la república, Vicente Fox Quesada (2000-2006), decreta unas adiciones al Reglamento de la LSPEE que declaró inválidas la Suprema Corte de Justicia.
- ?? **2002** – Se presenta un proyecto de reforma eléctrica por el presidente Vicente Fox ante el Senado de
- ?? la República, que hasta ahora no ha sido aprobado.

4.6 Formas de participación del sector privado en las actividades de generación de energía eléctrica

Como se había mencionado anteriormente, la LSPEE describe los actos o materias que no se consideran servicio público, encontrando dentro de éstos la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción, la generación de energía que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad, la generación de energía para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción; la importación de energía eléctrica destinada exclusivamente al abastecimiento de usos propios, y por último, la generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público.

Tales actividades, no obstante ser ajenas al servicio público, requieren de un permiso expedido por la Comisión Reguladora de Energía para llevarse a cabo. Sólo la generación de energía en casos de emergencia del Sistema Eléctrico Nacional está exenta de dicho requisito.

4.6.1 Cogeneración

Cogeneración es la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas; producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate; o la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos que se lleven a cabo. Los establecimientos asociados a una instalación de cogeneración pueden beneficiarse de la energía eléctrica y térmica que genere ésta.

4.6.2 Autoabastecimiento

Autoabastecimiento se define como la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios.

4.6.3 Producción Independiente

La producción independiente es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la Comisión Federal de Electricidad o a la exportación. La producción independiente es producto de una licitación convocada por la CFE.

4.6.4 Pequeña Producción

Se entiende por pequeña producción la generación de energía eléctrica destinada a la venta a la Comisión Federal de Electricidad de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso no podrán tener una capacidad mayor de 30 MW en un área determinada por la Secretaría de Energía (SE).

4.6.5 Exportación

Los permisionarios de cogeneración, pequeña producción y producción independiente pueden destinar parte de su capacidad de generación para su venta en el extranjero.

4.6.6 Importación

Para cubrir las necesidades propias del permisionario con energía eléctrica proveniente de fuentes ubicadas en el extranjero. La importación puede resultar atractiva en algunas ocasiones para cubrir las necesidades de consumidores ubicados cerca a las fronteras.

Capítulo 5

Productores Independientes de Energía

México se encuentra ante la necesidad de enfrentar en los próximos años los retos del desarrollo eléctrico nacional. En este momento una de las estrategias de México para expandir su capacidad de generación se basa en atraer inversión privada.

La participación de la inversión privada se contempla bajo tres figuras distintas:

- ▬ Contratos de Arrendamiento y Traspaso (CAT)
- ▬ Obra Pública Financiada (OPF)
- ▬ Los esquemas Productor Independiente de Energía (PIE)

Los Contratos de Arrendamiento y Traspaso (**CAT**) se aplican tanto a las plantas generadoras como a las líneas de transmisión y estaciones transformadoras. El constructor lleva a cabo todas las inversiones que requiera el proyecto y al término de la obra la entrega a CFE para su operación mediante un contrato de arrendamiento financiero de largo plazo; una vez concluido éste los activos son transferidos al patrimonio de CFE.

En Obra Pública Financiada (**OPF**) el constructor lleva a cabo todas las inversiones que requiera el proyecto y al término de la obra, CFE liquida el total de las inversiones contratadas, para lo cual obtiene directamente el financiamiento de largo plazo que le permita pagar las obras realizadas. Las deudas contraídas, así como las amortizaciones de capital y el pago de intereses se registran conforme a lo establecido en la Ley General de Deuda Pública.

Los esquemas de Productor Independiente de Energía (**PIE**) el constructor lleva a cabo todas las inversiones que requiera el proyecto; al término de la obra le vende la energía a CFE, previo contrato de compra-venta a largo plazo, 25 años. Esta modalidad no implica ningún pasivo real para el Sector Público Federal. La compra de energía eléctrica se registra como gasto corriente en el presupuesto.

La dinámica de crecimiento de la energía eléctrica autorizada en estas modalidades ha sido desigual desde el inicio de las funciones de la Comisión Reguladora de Energía. El aumento más notable ha sido el experimentado por la energía generada por los Productores Independientes, el cual ha tenido lugar a partir del año 2000, cuando inició su funcionamiento la primera planta construida bajo este esquema, y el incremento más notorio se registra en 2002 y 2003.

5.1 Esquema de Productor Independiente de Energía

En el esquema PIE, mediante licitación pública internacional se adjudica el proyecto de una central generadora, al concursante privado que ofrece el menor precio unitario de generación, responsabilizándose por el diseño, financiamiento, construcción y operación de la planta, para entregar la energía generada a la CFE, aunque también existe la opción de destinar una parte de la capacidad excedente para generar energía para la exportación bajo contratos que deberán estar sujetos a aprobación reguladora.

La capacidad asociada y la energía las compra la CFE por un periodo de 25 años bajo los términos y condiciones acordados entre la CFE y la empresa privada. Ello permite a los productores independientes recuperar su inversión en tanto que el Estado asume los riesgos de dicha inversión.

Bajo este esquema, la planta permanece como propiedad de los inversionistas privados.

5.1.1 Tipo de generación

La modalidad de PIE ha permitido la construcción de nueva capacidad de generación a través de plantas de ciclo combinado principalmente. Según datos de la CRE, la capacidad en MW de los permisos otorgados en el servicio no público vigentes por tipo de tecnología es en su gran mayoría de ciclo combinado con un total de 15,191 MW.

Los avances y desarrollo tecnológicos que se han suscitado en la actualidad, facilitaron la introducción del proceso de ciclo combinado, que emplea gas natural como combustible base y que, además de constituir un proceso más limpio, ambientalmente hablando, va asociado a una alta eficiencia en la generación de energía eléctrica, además presenta una disminución tanto en el tamaño óptimo de las centrales como en el tiempo para su construcción, montaje y amortización de la inversión, y como combustible alternativo utiliza el diesel.

La tecnología del ciclo combinado fue descrita en el capítulo anterior, básicamente las centrales de ciclo combinado utilizan una turbina de gas y otra de vapor, que funcionan en una primera etapa como una central con una turbina de gas y los gases de combustión se utilizan para producir vapor de agua que se expande en una turbina de vapor.

5.2 Evolución del Esquema de Productor Independiente de Energía

Es una realidad que el sector eléctrico mexicano desde hace muchas décadas viene creciendo a un ritmo elevado y ello ha planteado la necesidad de buscar fuentes de financiamiento privado que han operado bajo distintas modalidades según la época histórica. Las necesidades en materia de electricidad exigen una constante expansión y modernización para mantener la competitividad de la industria nacional. Una alternativa para evitar inversiones por parte del sector público en la construcción de nuevas centrales eléctricas ha consistido en licitar la Compra de Capacidad y Energía a Productores Independientes.

Desde 1996 a la fecha, se han asignado 20 Contratos de Compra de Capacidad y Energía (CCCE) a diversas empresas privadas, las cuales ya construyeron o están en proceso de construir las centrales correspondientes bajo la modalidad de Producción Independiente. Según datos de la SENER, en conjunto la capacidad de los 20 proyectos asciende a un total de 11,371 MW. Sin embargo, datos de la CRE, hasta mayo de 2004, manejan una cifra de 11,478 MW de capacidad de los permisos otorgados a los productores independientes. Observando estas dos cifras, se puede notar que no existe una gran diferencia entre una y la otra.

La generación eléctrica estimada de los permisos vigentes para la producción independiente es de un total de 79,260 GWh/año, según indican informes de la CRE. Así mismo, se menciona que el energético más utilizado por los PIE es el gas natural, ya que la generación eléctrica estimada, asciende a un total de 117,039 en GWh/año generados con este energético.

5.2.1 Primera generación

La primera generación de CCCE corresponde a un primer contrato que se licitó en 1996 y que fue el de Mérida III. En éste se establece una relación a largo plazo para ambas partes (25 años) y no existe la posibilidad de terminar éste con anticipación. Asimismo,

CFE se responsabiliza y garantiza el abastecimiento del gas natural necesario para la operación de las centrales, ya sea a partir de la producción de PEMEX o mediante la importación del combustible. Por lo que el Productor Independiente solo tiene que financiar, construir y operar la central conforme se le demande la energía en términos de las reglas del despacho.

5.2.2 Segunda generación

En 1995 se establecieron diversos cambios al marco regulatorio para corregir muchas de las barreras a la inversión que surgieron o no se solucionaron con la reforma de 1992. Bajo la reforma del '95 se abrió a la iniciativa privada la distribución y el transporte del gas natural. Por lo que en la segunda generación de CCCE se incluye la opción de que el Productor Independiente pueda adquirir el gas de CFE o con otro proveedor por los primeros cinco años. Esta generación contiene una cláusula de terminación anticipada. A esta segunda generación se adhieren proyectos como los de Hermosillo, Río Bravo, Saltillo y El Sauz.

5.2.3 Tercera generación

La tercera generación, que se instituyó desde el proyecto Monterrey III, incluye una cláusula de salida revisada, la cual toma en cuenta la posibilidad de que en nuestro país entre en operación un mercado mayorista de electricidad.

Establece claramente la posibilidad de incorporar capacidad adicional a la solicitada por CFE, en cualquier arreglo que así convenga al Productor Independiente, incluyendo la cogeneración y que ésta pueda ser comprometida con terceros. También incorpora varios puntos de interconexión y elimina la posibilidad de que CFE proporcione el gas.

5.3 Flujos de inversión privada en generación de energía eléctrica en el sector eléctrico mexicano.

Desde 1960, cuando se nacionalizó el sistema de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, el Gobierno Federal llevó a cabo todas las inversiones en este sector. Sin embargo, después de las reformas ejecutadas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en 1992, éstas permitieron una presencia creciente del sector privado en el sector eléctrico de México, diversos

consorcios internacionales integrados por socios extranjeros mayoritarios, empezaron a participar en las licitaciones de las centrales eléctricas.

Antes de 1992 había 3,147 MW de capacidad instalada que se podía considerar privada o fuera el SEN, ya que pertenecía a PEMEX y a algunos generadores privados que cubrían estrictamente sus propias necesidades. La inversión relacionada se calculó en el orden de 1,890 millones de dólares. En 1993, con la creación de la Comisión Reguladora de Energía y su nuevo conjunto de normas, además de un proceso continuo de creación de plantas generadoras y la regularización de las más antiguas, con un crecimiento promedio anual de 4.1 por ciento, comenzó a incrementarse la capacidad instalada hasta llegar a 4,350 MW en 2000. Durante el mismo periodo, 1992-2000, el flujo de inversión creció a un ritmo anual de 3.3 por ciento y alcanzó 2,461 millones de dólares.

En la actualidad, según información de la CFE y de la CRE, los productores independientes aportan 14 por ciento de la energía que se genera en México, ya que para mayo de 2004, la capacidad de generación eléctrica en operación de los productores independientes se elevó a 7206.6 MW, y han invertido más de 6,300 millones de dólares para la construcción de sus plantas.

5.3.1. Principales empresas generadoras privadas

Cabe hacer mención que todos los consorcios extranjeros que construyen y operan centrales eléctricas bajo el esquema PIE, además de invertir en México, sobresalen a nivel internacional. Bajo la figura de productor independiente de energía, se han concedido 17 permisos y todos los permisionarios son empresas extranjeras de capital español, francés, estadounidense, canadiense y japonés.

5.3.1.1 AES (Applied Energy Services)

AES es una empresa de origen estadounidense, que a través de sus subsidiarias, opera en cuatro segmentos de la industria eléctrica, como lo son la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía. En tan sólo dos décadas se ha convertido en una industria líder, resultado del desarrollo innovador que ha ejecutado en cada uno de sus proyectos. Los activos de generación incluyen 114 instalaciones en 27 países que representan una capacidad de más de 45 GW.

Esta empresa es poseedora y operadora de plantas, que bajo contratos de largo plazo, que van desde 5 hasta 15 o 25 años, venden electricidad a otras empresas o bien a clientes. El suministro de combustible es generalmente convenido dentro de los mismos contratos, de una forma muy conveniente para la empresa. Por lo que los negocios representan ser los más estables en cuanto a ventas, ganancias y circulación de dinero.

En México es propietaria de la central Mérida III que cuenta con una capacidad de 467.8 MW, esta fue la primera planta en licitarse en el año de 1996.

5.3.1.2 Electricité de France

Electricité de France es la empresa líder a nivel mundial con intereses en Francia y otros siete países europeos. Primera exportadora europea de electricidad, Electricité de France (EDF) incrementó en 1996 su presencia en el extranjero de manera espectacular. Su expansión da prioridad a tres zonas: Europa, América Latina y Asia.

EDF es una compañía eléctrica líder en la producción y distribución de electricidad, ya que cuenta con una capacidad instalada de cerca de 121 GW. Cuenta con presencia en 24 países en los que posee 46.7 millones de clientes.

EDF ha tenido presencia en México desde hace 40 años, cuando fue requerida por la CFE como consultora. Pero fue en 1998 que la empresa participó como inversionista en el sector, gracias a la apertura del mismo.

En la actualidad, EDF posee 5 centrales térmicas de ciclo combinado de gas, Río Bravo II, III y IV, Saltillo y Altamira II. Con una capacidad instalada de aproximadamente 1,230 MW, y con una inversión total de 1,280 millones de dólares, la empresa se presenta como uno de los PIE más importantes de nuestro país.

Las centrales de Saltillo, Río Bravo II y III, así como Altamira entraron en servicio de diciembre de 2001 a abril de 2003. La central Río Bravo V sigue en construcción y entrará en servicio en abril de 2005.

Además de las centrales que posee, la empresa construye y explota un gaseoducto que conecta a la frontera mexicana con los Estados Unidos de América. Su capacidad permitirá abastecer las centrales de Río Bravo II y III y IV y algunas más propiedad del Estado mexicano.

5.3.1.3 Iberdrola Energía

Iberdrola actualmente es una de las principales empresas de generación de energía eléctrica privadas del mundo; su cartera registra más de 16 millones de clientes, de éstos, 9 millones se encuentran en España y el resto en Europa, México, Centro y Sudamérica.

La empresa cuenta ya en México con una potencia instalada de 1,682 MW repartida entre las plantas de ciclo combinado de Altamira III y IV (1,036 MW), Monterrey III (488.9 MW) en donde se presenta como PIE y las centrales de cogeneración de Enertek (Tamaulipas), de 120 MW de potencia, y Femsa-Titán (Monterrey), de 37 MW.

En julio del presente, la empresa se adjudicó la construcción de la central de ciclo combinado de Tamazunchale, de 1,135 MW así como de las instalaciones asociadas necesarias para la conexión de la planta al sistema eléctrico del país. Se trata del mayor proyecto licitado en México hasta la fecha entre productores independientes. Con este proyecto, se refrenda como el primer productor privado de electricidad de México y el segundo de este país, tras la estatal CFE.

Asimismo, Iberdrola construye otros dos ciclos combinados en el país: el de La Laguna II (Durango), de 500 MW, que entrará en operación en abril del año 2005; y el de Altamira V (Tamaulipas), de 1,121 MW, que se pondrá en marcha en noviembre de 2006, que supondrá una inversión de 550 millones de dólares.

Según información de la CFE, actualmente el 21.94 por ciento de la energía eléctrica privada está en manos de Iberdrola.

5.3.1.4 Intergen

Intergen es una empresa estadounidense de generación de energía eléctrica. Fue fundada en 1995 y es propiedad de Shell Generating Limited y Bechtel Enterprises Inc. Actualmente, esta empresa opera y desarrolla proyectos de generación de energía eléctrica en el Reino Unido, Filipinas, Colombia, México, China, Egipto, Turquía, Brasil, Australia y Holanda.

Intergen posee plantas de generación de energía alrededor del mundo cuya capacidad agregada asciende a alrededor de 8,000 MW y actualmente desarrolla infraestructura para generar más de 7,000 MW adicionales.

En México, Intergen es propietaria de la planta Samalayuca II, que tiene capacidad de 550 MW y que construyó bajo el esquema CAT. Como PIE, posee la planta Mexicali (Rosarito) con una capacidad de 489 MW. Además, posee 50 por ciento de las acciones de la planta "El Sauz", ubicada en el Bajío, que tiene una capacidad máxima de generación de 645 MW. Asimismo, Intergen participó en el diseño del gasoducto privado más grande del país –Energía Mayakan— que lleva gas de Tabasco a Yucatán a través de 710 kilómetros de tubería.

5.3.1.5 Mitsubishi

Mitsubishi es una compañía japonesa fundada en 1870. Después de la segunda guerra mundial, la empresa se diversificó y se crearon compañías y divisiones independientes.

La división de sistemas de potencia y energía eléctrica opera a nivel mundial y provee de equipo, maquinaria e instalaciones necesarias para asegurar el suministro de energía. La empresa opera y comercializa instalaciones de generación, de transmisión y de transformación de energía eléctrica en todo el mundo.

En México, la empresa japonesa ha obtenido permisos para la generación de energía eléctrica en la modalidad de producción independiente, en Tuxpan, Veracruz, donde invirtió 240 millones de dólares, y en Altamira, Tamaulipas, con una inversión de 254 millones de dólares en asociación con la francesa Electricité de France.

5.3.1.6 TransAlta

TransAlta es la compañía canadiense más grande de generación de energía. Es el principal productor independiente de energía eléctrica de Canadá, además es abastecedor de electricidad en Alberta, Australia, México y Estados Unidos. Cuenta con aproximadamente 10,000 MW de capacidad ya sea en operación, en construcción o en desarrollo.

En México, la empresa canadiense es dueña y operadora de 511 MW de la generación de energía en el país. La primera planta eléctrica de TransAlta en México

fue Campeche, con una capacidad de 252 MW, de ciclo combinado y activada por gas y diesel, ubicada en el estado de Campeche en la Península de Yucatán. La producción eléctrica de la planta es vendida mediante un contrato de 25 años a la empresa paraestatal mexicana CFE.

La segunda planta propiedad de la empresa es Chihuahua III, planta eléctrica de ciclo combinado y activada por gas, con una capacidad de 259 MW. Ésta se ubica cerca de Ciudad Juárez. La producción de Campeche también se vende mediante un contrato a largo plazo con la CFE.

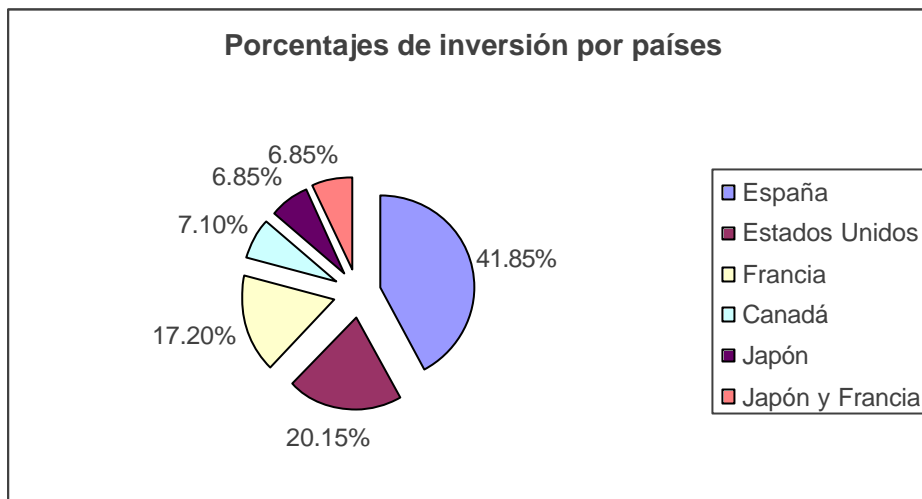
5.3.1.7 Unión FENOSA

Esta empresa de origen español, participa en los sectores de generación, distribución de electricidad y gas, especialmente en Latinoamérica. En México cuenta con 1,400 MW de capacidad de generación en ciclos combinados de gas. Es propietaria en el país de tres centrales, la primera ubicada en el estado de Sonora, la central Hermosillo con una capacidad de 250 MW, la segunda es la central Naco-Nogales con una capacidad de 258 MW también en el estado de Sonora, y por último la central Tuxpan III y IV, cuya capacidad asciende a 983 MW, en el estado de Veracruz.

5.3.2. Porcentajes de inversión

La capacidad total de generación en operación de los PIE es de 7,206.6 MW, ésta la concentran siete empresas de cinco países dentro de los cuales destacan España, Francia y Estados Unidos con 41.85%, 17.2% y 20.15% de la capacidad total, respectivamente, en tanto que Canadá y Japón en inversión individual y mixta con Francia, cuentan con el 7.1%, con 6.85%, y 6.85% de la capacidad autorizada total en operación ¹, como se muestra a continuación en la gráfica 2.

¹ Con datos de CRE, mayo 2004.



Gráfica 2. Porcentajes de inversión.

5.4 Proyectos de Producción Independiente

En total se tratan de 17 instalaciones, las cuales se ubican principalmente hacia el oriente, noreste y noroeste del país, y la península de Yucatán. Las centrales que se encuentran operando son la de Hermosillo, al noroeste, de la empresa española Unión FENOSA; también en el noroeste, se ubican la de Rosarito IV de la empresa estadounidense Intergen, y Naco-Nogales de la española Unión FENOSA. Al norte, se localizan las de Saltillo construida por la empresa Electricité de France (EDF), Monterrey III, construida por la empresa Iberdrola de España y Chihuahua III (Samalayuca III) construida por la empresa canadiense TransAlta; al noreste se ubican las centrales de Río Bravo II y III, de la empresa Electricité de France (EDF); al oriente se localizan las plantas de Tuxpan II, III y IV y Altamira II, la primera de la empresa japonesa Mitsubishi; la segunda es la central de productores independientes de mayor capacidad operando, y pertenece a la empresa española Unión FENOSA, y la tercera es una coinversión de Mitsubishi y EdF; las centrales Altamira III y IV pertenecen a la empresa española Iberdrola; en la península de Yucatán se encuentra la central Mérida III, de la empresa Applied Energy Services (AES), de Estados Unidos, y la central Campeche, de la empresa canadiense TransAlta; y finalmente, en el centro del país la única central construida es la de Bajío (El Sauz) de la empresa estadounidense Intergen. Todas estas centrales tienen capacidades que van de 225 MW a cerca de 1000 MW.

En diferentes etapas de construcción se encuentran otras dos centrales: al norte se ubican una de ellas, La Laguna II, construida por la empresa Iberdrola de España; al noreste se construye una más cerca de la frontera, Río Bravo IV, por EDF.

La tabla 5.1 muestra las centrales que se encuentran actualmente en operación, los consorcios por los cuales son operadas, así como la capacidad de generación en MW de cada una de ellas.

Nombre de la Central en operación	Nombre del Consorcio	Capacidad [MW]
Mérida III	AES Corporation	467.8
Hermosillo	Unión FENOSA	250
Saltillo	EDF International	247.5
Tuxpan II	Mitsubishi Corporation	495
Río Bravo II	EDF International	495
Monterrey III	IBERDROLA	488.9
Bajío	INTERGEN	495
Altamira II	Mitsubishi Corporation/EDF	495
Tuxpan III y IV	Unión FENOSA	983
Campeche	Transalta	252.4
Mexicali (Rosarito)	INTERGEN	489
Chihuahua III	Transalta	259
Naco Nogales	Unión FENOSA	258
Altamira III y IV	IBERDROLA	1036
Río Bravo III	EDF International	495
	TOTAL:	7206.6

Tabla 5.1 Centrales en operación y empresas propietarias.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, CRE, 2004

5.5 Datos económicos

Oficialmente se estima que será necesario invertir para los próximos 10 años en el sector eléctrico cerca de 560 mil millones de pesos, lo cual representaría una pesada carga para las finanzas públicas si no interviene el sector privado. Estas inversiones corresponderán en un 41 por ciento a generación, en un 23 por ciento a transmisión, en un 19 por ciento a distribución y a un 15 por ciento a mantenimiento.

Se prevé que el consumo promedio anual aumentará un 5.4 por ciento durante los próximos diez años, pasando de 169.3 a 291.5 Terawatts-hora.

Se señala que en materia de generación, donde se permite actualmente la participación de los particulares, los proyectos de inversión privada representarán 91 por ciento. Por lo que prácticamente la CFE y LFC concentrarán sus recursos presupuestarios en los rubros de transmisión, distribución y mantenimiento.

Sin embargo, una vez eliminada la doble contabilidad y adoptando hipótesis más apegadas a la realidad se llega a la conclusión de que se requiere entre 40 y 70 por ciento menos de la estimación oficial.

Según el análisis de resultados financieros de la última década realizado por la Auditoría Superior de la Federación, la CFE dispone de la capacidad suficiente de inversión para financiar la expansión de sus obras para generación de energía eléctrica, además de que cuenta con capacidad de endeudamiento, sin poner en riesgo la viabilidad de sus finanzas. La conclusión de la Auditoría desmiente las tesis de las últimas administraciones que han argumentado que por falta de recursos la empresa no puede hacerse cargo de la expansión de la infraestructura de energía eléctrica y que consideraban urgente permitir la inversión privada en este sector.

Los requerimientos antes mencionados podrían muy bien ser cubiertos con los fondos que genera la propia CFE con la venta de electricidad. Las razones financieras de la empresa indican que ésta podría en lo inmediato cubrir sus programas de inversión, incluido el rezago acumulado en los últimos años, sin necesidad de recurrir a los esquemas financieros contratados con el sector privado. Lo anterior posiciona a la CFE como la sexta empresa eléctrica a nivel mundial con respecto a la capacidad instalada, sólo por debajo de empresas como Electricité de France o la italiana ENEL Spa, ambas bajo propiedad estatal, y la octava en cuanto a ventas de energía eléctrica.

Con base en los estados de resultados de la CFE que se muestran en el apéndice A, se observa que ésta es una empresa en la que sus ingresos cubren sus costos de operación y generan utilidades. Este comportamiento reporta utilidades de operación prácticamente todos los años. En el año 2000, las utilidades ascendieron a 5,730 millones de pesos.

Es importante mencionar también que la CFE, adicionalmente, ha aportado al gobierno federal casi 15,000 millones de pesos en el periodo 1992-2000, producto de la diferencia entre el impuesto por aprovechamiento (175.9 mmp) y lo que ésta recibió por transferencias virtuales del gobierno federal (161.0 mmp) (ver apéndice A).

De 1992 (año en el que se implantó el impuesto por aprovechamiento) al año 2000, el gobierno federal sólo ha transferido a la CFE en dos ocasiones más de lo que ha recibido.

La entidad fiscalizadora menciona que pese a que la CFE cuenta con la capacidad para financiar la expansión de la infraestructura eléctrica, por cuestiones de finanzas públicas la Secretaría de Hacienda y Crédito Público no le permite invertir sus propios recursos, además de que el presupuesto para la empresa es aprobado por la Cámara de Diputados.

En la actualidad, la Comisión Federal de Electricidad tiene compromisos y obligaciones de pagos futuros con inversionistas privados que generan electricidad bajo el esquema PIE por casi 134,736 millones de pesos, equivalente a 11,991 millones de dólares, según datos de la misma paraestatal.

Con lo que respecta a algunas de las empresas generadoras privadas presentes en el sector eléctrico, éstas poseen diferentes grados de inversión, por ejemplo, la francesa EDF posee en México una inversión total de 1,280 millones de dólares.

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

La estadounidense Intergen, tan sólo en la central Bajío realizó una inversión de aproximadamente 230 millones de dólares.

La empresa Mitsubishi ha invertido 1,400 millones de dólares en el sector eléctrico de México, con lo cual generó 3,300 empleos, de acuerdo con un informe de la Presidencia de la República. La inversión de Mitsubishi es una de las más altas que haya registrado una compañía nipona en México.

Apéndice A

Comisión Federal de Electricidad

Estados de resultados al 31 de diciembre de cada año

(Millones de pesos corrientes)

Concepto	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Ingresos por ventas de energía	18239.5	20264.3	22322.6	29734.1	42955.5	57227.6	72983.1	89398.9	96953.0
Costos y gastos de explotación	10831.7	12429.9	14284.8	19842.5	29081.3	38612.3	45602.3	54940.6	71481.5
Depreciación	2567.4	2928.8	3502.1	6240.6	8549.8	10248.8	12877.3	16362.4	16034.9
Resultado bruto	4840.4	4905.6	4535.7	3651.0	5342.4	8366.5	14503.5	18095.0	9436.6
Gastos de administración	939.5	899.2	1007.4	1106.2	1468.8	1538.8	2069.1	2530.0	2664.6
Costo de obligaciones laborales				975.9	1374.5	4126.3	5045.8	7742.6	8648.9
Resultados de operación	3900.9	4006.4	3528.3	2060.2	2758.7	3179.1	7925.3	8382.5	-1116.5
Costo integral de financiamiento		-960.5	1567.9	4060.1	6204.5	4103.7	-4854.2	5038.0	1122.5
Otros gastos y productos netos	178.5	209.5	188.6	246.5	277.7	616.5	677.9	-913.2	1102.9
Resultados antes de aprovechamientos y transferencias	4079.4	3255.4	5284.8	6366.8	9240.9	7899.3	3749.0	12507.3	1108.9
Aprovechamientos	5655.4	6698.8	7759.6	10675.4	19392.1	23746.2	28159.8	36857.1	36990.8
Transferencias del gobierno federal	2186.0	3173.9	5468.9	11124.0	18170.9	20511.5	23708.5	34655.4	42056.5
Aportación real del gobierno federal	-3469.4	-3324.9	-2290.7	448.6	-1221.2	-3234.7	-4451.3	-2201.7	5065.7
Resultado antes de impuestos	1401.5	2331.7	569.5	6815.4	8019.7	4664.6	-702.3	10305.6	6174.6
Resultado neto del ejercicio	962.0	1363.6	-302.1	6617.7	7908.3	4541.7	-881.1	9973.9	5730.1
Flujo operativo	3529.4	4292.4	3200.0	12858.3	16458.1	14790.5	11996.2	26336.2	21765.0

Capítulo 6

Facturación por concepto de compraventa de energía eléctrica asociada.

Como se indicó en el capítulo anterior, los esquemas PIE celebran contratos de compraventa de largo plazo para vender la totalidad de su producción a la paraestatal mexicana.

Una vez que entra en operación comercial la planta, la Comisión Federal de Electricidad pagará al productor cargos por capacidad y por energía eléctrica asociada, que permitan realizar la amortización de las inversiones realizadas y una utilidad razonable. Los pagos que la Comisión hace al Productor se realizan mensualmente.

El plazo del contrato se prevé de veinticinco años a partir de la operación comercial de la central, con la posibilidad de renegociarlo al final de este término.

6.1 Contrato de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada.

El objeto del contrato es la provisión, por parte del Productor, de la capacidad garantizada a la Comisión Federal de Electricidad y la venta a ésta de la producción neta de energía asociada con dicha capacidad garantizada, de conformidad con los términos y condiciones del contrato. Para tal efecto, el Productor programa, diseña, construye y lleva a cabo todas aquellas actividades necesarias para poner en operación la central de conformidad con lo establecido en el contrato, a fin de asegurar que de manera exclusiva la CFE disponga de la capacidad garantizada en las fechas de operación comercial respectivas. Es responsabilidad del Productor operar y mantener la central de conformidad con lo establecido en el contrato y deberá vender a la Comisión la producción neta de energía asociada a la capacidad garantizada.¹

¹ Producción neta de energía: significa la energía eléctrica entregada en el punto de interconexión.

Punto de interconexión: significa el punto de interconexión del Sistema de Transmisión con el Sistema Eléctrico Nacional.

Capacidad Neta Garantizada: significa la suma de la Capacidad Neta Garantizada por módulo, de los dos módulos en Condiciones de Verano, en el entendido que las instalaciones deberán diseñarse para proporcionar a temperaturas menores a la temperatura de Diseño de Verano un valor de capacidad neta que sea como mínimo igual a la Capacidad Neta Garantizada (1036 MW).

6.2 Pago mensual efectuado por la Comisión Federal de Electricidad al productor por capacidad y energía.

La Comisión efectuará los siguientes pagos mensuales al Productor como contraprestación por la Capacidad Neta Demostrada y por la Producción Neta de Energía entregada por el Productor.

Los pagos mensuales que realizará la Comisión serán los siguientes:

~~///~~ Cargos por Capacidad

~~///~~ Cargo Fijo de Capacidad

~~///~~ Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento

~~///~~ Cargo Fijo por Reserva de Capacidad por Suministro de Combustible

?? Cargos por Energía

~~///~~ Cargo Variable de Operación y Mantenimiento

~~///~~ Cargo por Combustible

~~///~~ Cargo por Arranques

A continuación se describen estos pagos.

6.2.1 Cargos por Capacidad:

El Cargo por Capacidad está integrado por el Cargo Fijo de Capacidad, el que se relaciona con el servicio y amortización de la deuda adquirida por el Productor, con el pago de dividendos sobre el capital de los socios, así como todos los impuestos y contribuciones fiscales pagaderos en México; y por el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento, el que se relaciona con los costos fijos del productor para operar y mantener la central. En el caso particular del ejemplo para ilustrar los pagos mensuales efectuados por la Comisión al Productor, en los Cargos por Capacidad del caso que se propone, también se encuentra dentro de los mismos el Cargo Fijo por Reserva de Capacidad por Suministro de Combustible.

6.2.1.1 Cargo Fijo de Capacidad

El Cargo Fijo de Capacidad refleja los pagos que la Comisión tendrá que hacer al Productor por tener capacidad de generación eléctrica disponible para la Comisión, independientemente del número de horas de operación y del nivel de carga al cual la Central sea despachada. El Pago por el Cargo Fijo de Capacidad estará basado en la Capacidad Demostrada y se calculará de acuerdo a la fórmula 6.1 que se describe a continuación:

$$PCFC_m = CFC_{am} * KC * FADD_m \quad (6.1)$$

En donde:

PCFC_m = Pago por Cargo Fijo de Capacidad para el mes "m" (Dólares).

CFC_{am} = Cargo Fijo de Capacidad para el mes "m" (Dólares/kW-mes) de acuerdo con la Propuesta, ajustado por cambios en los costos de financiamiento.

KC = Capacidad Neta Demostrada (kW)

FADD_m = Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada correspondiente al mes "m".

El ajuste para reflejar variaciones en el Cargo Fijo de Capacidad por cambios en el costo de los financiamientos se calculará aplicando la siguiente fórmula (6.2) a cada uno de los Cargos Fijos de Capacidad cotizados en la Propuesta:

$$CFC_{am} = CFC_m * (1 + 0.8 * F) \quad (6.2)$$

En donde:

$$F = \frac{CFC_m}{1200} \left(\frac{T_0}{100} \right)^{m \cdot 35} + \frac{CFC_m}{1200} \left(\frac{T_1}{100} \right)^{m \cdot 25}$$

CFC_m = Cargo Fijo de Capacidad en el mes "m", de acuerdo con lo establecido en la Propuesta (Dólares/kW-mes).

m = El número del mes, de 1 (uno) a "n", contando desde el mes correspondiente al de la fecha programada de operación comercial, inclusive.

n = El último mes para el cual se hubieren cotizado Cargos Fijos de Capacidad, de acuerdo con lo establecido en la Propuesta.

T_0 = Rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de la Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo, de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service o, en su defecto, de Reuters Services al cierre del quinto día Hábil bancario inmediato anterior a la fecha de presentación de la Propuesta.

T_1 = Rendimiento hasta el vencimiento (expresado en forma porcentual) de los Bonos de la Tesorería de los Estados Unidos de América (Treasury Bonds) a 10 años de plazo, cuyo vencimiento sea más distante en el tiempo, de acuerdo con la cotización de Bloomberg Service o, en su defecto, de Reuters Services al cierre del quinto día Hábil bancario inmediato anterior a la fecha de inicio.

El Cargo Fijo de Capacidad también podrá ser ajustado en razón de prórrogas de la fecha de inicio causadas por la Comisión, cambios en el costo de financiamiento

causados por variaciones en el margen actual (Current Spread) mayores a 130 puntos base, y variaciones en los costos causadas por cambios en la Ley.

6.2.1.2 Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento

El Pago por el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento (PCFOM) está integrado por el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento denominado en dólares pero pagadero en pesos y por el Cargo Variable de Operación y Mantenimiento denominado y pagadero en pesos.

Estos conceptos deberán incluir los costos por salarios y prestaciones del personal de supervisión, administración, operación y mantenimiento, tanto permanente como eventual, que sea necesario para la correcta operación y mantenimiento de la Central. Además, incluirán los lubricantes, materiales y refacciones no consumibles necesarios para la operación y mantenimiento, así como las rentas, seguros, impuestos y otros costos fijos inherentes a la operación de la central.

El pago por el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento se calculará con la siguiente fórmula:

$$PCFOM_m = CFOM_{mtm} * INPP_{m/o} + CFOM_{dm} * USPPI_{m/o} * TC_p + CFOM_{mom} * IES_{m/o} * KC * FADD_m \quad (6.3)$$

En donde:

$PCFOM_m$ = Pago por Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento para el mes "m"

$CFOM_{mtm}$ = Componente fijo de los materiales en el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento en pesos para el mes "m" de acuerdo con lo establecido en la Propuesta (Pesos/kW-mes)

$INPP_{m/o}$ = Cociente del Índice de Precios Productor Sin Crudo de Exportación más Servicios del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta (adimensional).

Estas variables se publican en internet en la página del Banco de México, www.banxico.org.mx

$CFOM_{dm}$ = Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento en dólares pero pagaderos en pesos para el mes "m" de acuerdo con lo establecido en la Propuesta (Dólares/kW-mes).

$USPPI_{m/o}$ = Cociente del Productor Price Index de los Estados Unidos de América para el mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta (adimensional).

Estas variables se publican en internet en la página Producer Price Index del Bureau of Labor Statics en la siguiente dirección electrónica www.bls.gov/ppi.

TC_p = Tipo de cambio en la fecha de pago correspondiente (Peso/Dólar), que será publicado en el Diario Oficial de la Federación el día de pago de la factura.

Esta variable se publica en internet en la página del Banco de México, www.banxico.org.mx.

$CFOM_{mom}$ = Componente Fijo de la mano de obra en los Cargos Fijos de Operación y Mantenimiento en pesos para el mes "m" de acuerdo con lo establecido en la Propuesta (Pesos/kW-mes).

KC = Capacidad Neta Demostrada (kW)

$FADD_m$ = Factor de ajuste por la Disponibilidad Demostrada correspondiente al mes "m" (adimensional)

IES_m = Índice de incremento acumulado de la mano de obra al mes que se factura "m" y que se calcula de la siguiente forma:

$$IES_m = \frac{IS_m}{IS_1} \cdot \frac{IS_2}{IS_1} \cdot \dots \cdot \frac{IS_n}{IS_1}$$

En donde:

$IS_1 =$ Porcentaje de incremento salarial acordado entre el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana y la Comisión para el personal de operación, en la primer revisión salarial anual posterior a la entrega del tabulador a los licitantes, expresado en forma decimal.

$IS_2 =$ Porcentaje de incremento salarial acordado entre el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana y la Comisión para el personal de operación, en la segunda revisión salarial anual posterior a la entrega del tabulador a los licitantes, expresado en forma decimal.

$IS_n =$ Porcentaje de incremento salarial acordado entre el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana y la Comisión para el personal de operación, en la última revisión salarial anual posterior a la entrega del tabulador a los licitantes, expresado en forma decimal, en donde el mes de acuerdo del último porcentaje de incremento salarial "n" será anterior o el mismo que el mes de facturación "m".

6.2.1.3 Cargo Fijo por Reserva de Capacidad por Suministro de Combustible

Existen dos tipos de cargos por Reserva de Capacidad por Suministro de Combustible, el de Estados Unidos de América y el de México.

~~///~~ Cargo Fijo por Reserva de Capacidad en Estados Unidos de América (EUA) por Suministro de Combustible

El pago por el Cargo Fijo por Reserva de Capacidad en Estados Unidos de América por Suministro de Combustible se calcula con la fórmula siguiente:

$$PCFRC_m = CFRC_{dm} * USPPI_{m/o} * TC_p * KC * FADD_m \quad (6.4)$$

En donde:

$PCFRC_m$ = Pago por Cargo Fijo por Reserva de Capacidad en EUA por Suministro de Combustible por el mes "m" (Pesos)

$CFRC_{dm}$ = Cargo Fijo por Reserva de Capacidad en EUA por Suministro de Combustible en dólares pero pagaderos en pesos para el mes "m" de acuerdo con lo establecido en la Propuesta (Dólares/kW-mes).

$USPPI_{m/o}$ = Cociente del Productor Price Index de los Estados Unidos de América para el mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta (adimensional).

TC_p = Tipo de cambio en la fecha de pago correspondiente (Peso/Dólar), que será publicado en el Diario Oficial de la Federación el día de pago de la factura.

KC = Capacidad Neta Demostrada (kW)

$FADD_m$ = Factor de ajuste por Disponibilidad Demostrada correspondiente al mes "m" (adimensional)

~~El~~ Cargo Fijo por Reserva de Capacidad en México por Suministro de Combustible

El pago por el Cargo Fijo por Reserva de Capacidad en México por Suministro de Combustible se calcula con la fórmula siguiente:

$$PCFRC_m = CFRC_{dm} * USPPI_{m/o} * TC_p * KC * FADD_m \quad (6.5)$$

En donde:

$PCFRC_m$ = Pago por Cargo Fijo por Reserva de Capacidad en México por Suministro de Combustible por el mes "m" (Pesos)

Capítulo 6. Facturación por concepto de compraventa de energía eléctrica asociada

- $CFRC_{dm} =$ Cargo Fijo por Reserva de Capacidad en México por Suministro de Combustible, es un costo "Passthrough", que tendrá un valor máximo calculado con las tarifas máximas vigentes autorizadas por la CRE, sin incluir ningún margen comercial en dólares pero pagaderos en pesos para el mes "m" de acuerdo con lo establecido en la Propuesta (Dólares/kW-mes).
- $USPPI_{m/o} =$ Cociente del Productor Price Index, de los Estados Unidos de América para el mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta (adimensional).
- $TC_p =$ Tipo de cambio en la fecha de pago correspondiente (Peso/Dólar), que será publicado en el Diario Oficial de la Federación el día de pago de la factura.
- $KC =$ Capacidad Neta Demostrada (kW)
- $FADD_m =$ Factor de ajuste por Disponibilidad Demostrada correspondiente al mes "m" (adimensional)

6.2.2 Cargos por Energía:

Los Cargos por Energía se dividen en Cargo Variable de Operación y Mantenimiento, Cargo por Combustible y el Cargo por Arranques.

6.2.2.1 Cargo Variable de Operación y Mantenimiento.

Este concepto incluirá sólo el costo de los materiales consumibles necesarios para la operación y mantenimiento de la central, tales como las sustancias químicas y otros materiales que se consumen en proporción a la generación de energía eléctrica.

El costo del agua y el pago de derechos por el uso de la misma estarán incluidos en este concepto.

El pago por el Cargo Variable de Operación y Mantenimiento se calculará con la siguiente fórmula:

$$PCVOM_m = CVOM_m * INPP_{m/o} * PCA_m * CCA_m * h_m * E_h \quad (6.6)$$

En donde:

$PCVOM_m$ = Pago por Cargo variable de Operación y Mantenimiento para el mes "m" (Pesos).

$CVOM_m$ = Cargo Variable de Operación y Mantenimiento para el mes "m"

$INPP_{m/o}$ = Cociente del Índice de Precios Productor Sin Crudo de Exportación más Servicios del mes que se factura y el mismo índice correspondiente al mes de la presentación de la Propuesta (adimensional).

PCA_m = Cuota a pagar a la comisión Nacional del Agua (CNA) para el mes "m" publicada por la CNA de acuerdo con la Ley Federal de Derechos en Materia de Agua (Pesos/m³)

CCA_m = Consumo de agua para el mes "m", basado en el consumo de agua de la Central en m³/kWh generado, de acuerdo con lo establecido en la Propuesta.

h_m = Número de horas del mes "m"

E_h = Producción Neta de Energía entregada en la hora "h" del mes "m" en el punto de Interconexión (kWh).

6.2.2.2 Cargo por combustible

Este cargo refleja el consumo del combustible requerido para la generación de energía, que para el caso de estudio es gas natural.

6.2.2.3 Cargo por arranques

El cargo por arranques refleja los pagos que la Comisión efectuará cada vez que la central sea llamada a operar, y se calculará mensualmente en función de los tipos de arranques efectuados (en frío, en caliente y en tibio), y del número de arranques exitosos ordenados por la Comisión. Se deberá considerar como arranque exitoso aquel que es capaz de llevar la unidad de que se trate desde un nivel de generación cero hasta el nivel mínimo de operación definido en la Propuesta Técnica, es decir la Propuesta presentada por el consorcio. El cargo por arranque reconocerá el costo actualizado del combustible requerido para llegar al punto mínimo de operación de la unidad generadora de electricidad de la central, ya que el combustible adicional necesario para alcanzar el nivel de operación ordenado se contabilizará dentro del cargo por combustible. Los arranques debidos a salidas forzadas o programadas no estarán sujetos a pago alguno.

Se reconocerán tres tipos de precios por arranque:

- i. Por arranque en frío (cuando se haya estado fuera de operación más de 96 horas debido al despacho de la Comisión).
- ii. Por arranques en tibio (cuando se haya estado entre 10 y 96 horas debido al despacho de la Comisión)
- iii. Por arranques en caliente (menos de 10 horas fuera de operación debido al despacho de la Comisión)

6.2.3 Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada

Este factor indica la disponibilidad de la Central.

6.2.3.1 Cálculo del Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada

Los cargos fijos se ajustan mensualmente en función de un factor que refleje la disponibilidad de las instalaciones (el Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada $FADD_m$). Este factor dependerá del promedio de los Factores de Disponibilidad Equivalente Demostrada ($FDED_m$) correspondientes al periodo de 12 meses que culmina en el mes que se factura (el Promedio de Disponibilidad Demostrada PDD_m) y del Promedio de Disponibilidad Garantizado (PDG_m), de acuerdo con las tablas 4.2 y 4.3. La disponibilidad mensual, expresada por el $FDED_m$ se debe calcular según

Capítulo 6. Facturación por concepto de compraventa de energía eléctrica asociada

conforme a la fórmula (6.7) y cuyas variables se explicarán más adelante en este capítulo.

Durante el periodo de 12 meses que comience con el mes en que ocurra la fecha de Operación Comercial, el PDD_m será igual al valor entre cero y uno, que resulte más grande de entre:

- i. El promedio de los datos disponibles hasta ese momento (es decir, para el primer pago el PDD_m será igual $FDED_m$ del mes en que ocurra la fecha de Operación Comercial, para el segundo pago el PDD_m será igual al promedio de los $FDED_m$ del primer y segundo mes a partir del mes en que ocurra la fecha de Operación Comercial, para el tercer pago el PDD_m será igual al promedio $FDED_m$ del primer, segundo y tercer mes a partir del mes en que ocurra la fecha de Operación Comercial, y así sucesivamente hasta el decimotercer mes) y
- ii. El Valor Mínimo (V_{MIN}), como se indica a continuación.

A efectos del cálculo de todos los pagos que deban efectuarse de conformidad, el valor máximo que podrá alcanzar el PDD_m será uno.

Para la determinación del valor del FADD (del mes que se factura) se establecen los siguientes parámetros para el PDD_m :

$$\begin{aligned}\text{Valor alto previsto} &= 0.96 \\ \text{Valor bajo previsto} &= PDG_m \\ \text{Valor mínimo (V}_{MIN}) &= 0.4924 * PDG_m \\ \text{Factor de correlación (FCOR)} &= 1.97/ PDG_m\end{aligned}$$

En el caso de que el PDG_m es igual o menor a 0.96, la aplicación del $FADD_m$ en función del PDG_m será de la forma siguiente:

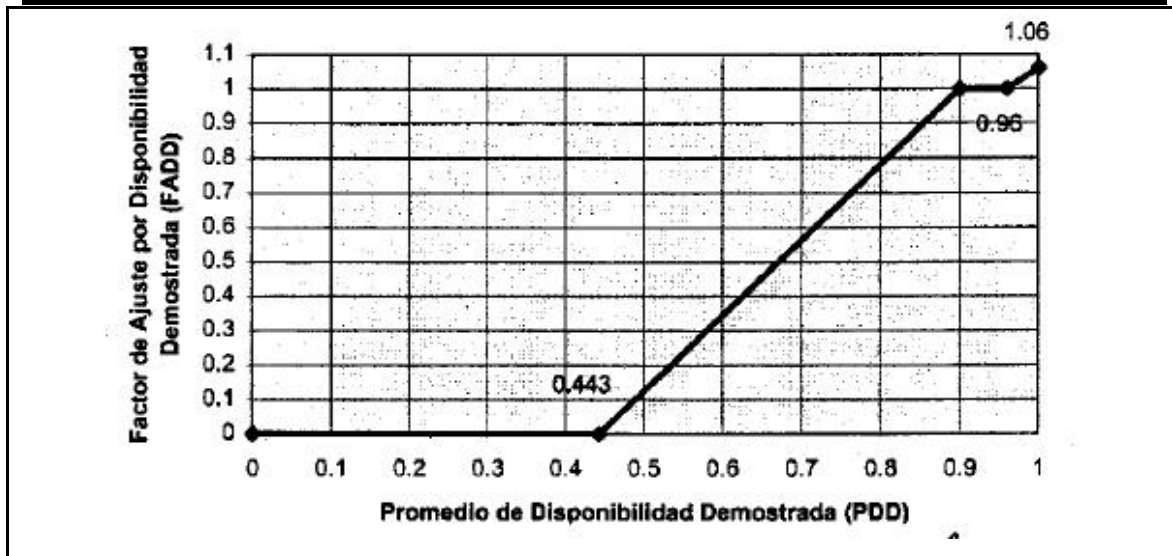
Si PDD_m está dentro del : $0.000 = PDD = V_{MIN}$ el $FADD=0$

Si PDD_m está dentro del : $V_{MIN} < PDD = PDG$ el $FADD = [FCOR * PDD] - 0.97$

Si PDD_m está dentro del : $PDG < PDD = 0.960$ el $FADD = 1$

Si PDD_m está dentro del : $0.000 < PDD = 1.000$ el $FADD = [1.5 * PDD] - 0.44$

La representación gráfica de lo expuesto en la tabla sería la siguiente:



En el caso de que el PDD_m es mayor a 0.96, la aplicación del $FADD_m$ en función del PDD_m será en la forma siguiente:

Si PDD_m está dentro del rango : $0.000 = PDD = VMIN$ el $FADD=0$

Si PDD_m está dentro del rango: $VMIN < PDD = PDG$ el $FADD = [FCOR * PDD] - 0.97$

Si PDD_m está dentro del rango: $0.000 < PDD = 1.000$ el $FADD = [1.5 * PDD] - 0.44$

6.2.4 Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada (FDED).

Este factor indica la disponibilidad mensual de la Central. El factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada (FDED) por el Productor para un mes particular será calculado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$FDED = \frac{1}{h_m} * \sum_{h=1}^{h_m} \frac{ED_h}{KC} \quad (6.7)$$

Donde:

h_m = Número de horas del mes

h = Hora del mes

ED_h = Energía disponible en la hora "h" en el punto de Interconexión, de acuerdo con la Capacidad Declarada Disponible por el Productor a la Comisión, corregida a las

Condiciones de Diseño de Verano mediante las curvas de corrección (kwh)

KC= Capacidad Neta Demostrada (kW)

Para efectos de la determinación de la Capacidad Declarada Disponible para la hora "h", el Productor deberá indicar la disponibilidad según los criterios establecidos en las bases de licitación.

Las salidas de servicio (incluyendo el tiempo necesario para poner fuera de servicio las instalaciones de acuerdo a las curvas de paro programado) no planeadas debidas a Emergencias en el Sistema Eléctrico Nacional no imputables al Productor, no se considerarán como períodos no disponibles. Tampoco se considerarán como períodos no disponibles las reducciones o salidas de servicio debidas a eventos de Caso fortuito o Fuerza Mayor de la Comisión y de Fuerza Mayor Gubernamental.

El tiempo necesario (de acuerdo a las curvas de arranque) para alcanzar la Capacidad Neta solicitada por la Comisión en un arranque de la Central no se considera como un período no disponible siempre y cuando el arranque sea imputable a la Comisión.

En razón de lo antedicho, el cálculo de la disponibilidad de Capacidad Neta correspondientes a las horas en que ocurran los eventos citados deberá efectuarse sobre la base de la Capacidad Declarada Disponible, ignorando el efecto de dichos eventos sobre la disponibilidad de la Capacidad Neta.

Cualquier contingencia que afecte la Capacidad Neta disponible de las instalaciones deberá ser notificada por el Productor a la Comisión. Mientras no exista aviso del Productor a la Comisión respecto a la indisponibilidad de la Capacidad Neta se considerará que las instalaciones están disponibles al 100% de la Capacidad Neta Demostrada pero la Comisión tendrá el derecho de verificar la Capacidad Neta Disponible de las instalaciones en cualquier momento.

En caso de que como resultado de una verificación se determine que la Capacidad Neta a las Condiciones de Diseño de Verano disponible es menor a la Capacidad Declarada Disponible, la Capacidad Neta a las Condiciones de Diseño de Verano disponible determinada conforme a dicha verificación se considerará como la

Capacidad Declarada Disponible (i) durante el lapso que resulte menor entre (A) el número de horas transcurridas desde la última verificación y (B) 730 horas, y (ii) para efectos de calcular la Energía disponible (EDh) durante el lapso determinado conforme al subinciso (i) inmediato anterior; en el entendido de que si la Capacidad Neta a Condiciones de Diseño de Verano disponible determinada conforme a dicha verificación excede la Capacidad Neta realmente declarada por el Productor durante periodos en los cuales no fueron despachadas, se considerará que la Capacidad Declarada Disponible para dichos periodos fue igual a tal Capacidad Neta a Condiciones Diseño de Verano declarada como disponible por el Productor.

6.3 Ejemplo de facturación de un pago mensual.

Para ejemplificar uno de los pagos mensuales realizados por la Comisión Federal de Electricidad al Productor Independiente de Energía, se considerará una Central constituida por 2 módulos con una capacidad de Generación de Energía Eléctrica de 518 MW por módulo, a Condiciones de Diseño de Verano, el Punto de Interconexión está ubicado en el Estado de Tamaulipas.

La Central de Ciclo Combinado integrada por dos módulos de generación de energía eléctrica; cada módulo está compuesto por dos turbogeneradores a gas con capacidad bruta en condiciones ISO de 169.50 MW cada uno, y un turbogenerador a vapor con capacidad bruta en condiciones ISO de 237.85 MW; la central de generación de energía eléctrica tiene una capacidad neta en condiciones ISO de 1,153.70 MW, con una producción estimada anual de energía eléctrica de 7,797 GWh y un consumo estimado anual de 1,494.56 millones de Nm³ de gas natural.

La central está ubicada en el sitio denominado "Lomas del Real", a 30 kilómetros de la ciudad de Tampico, Municipio de Altamira, Tamaulipas.

El Contrato de "Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica Asociada" derivado de la Licitación, fue suscrito con fecha 30 de enero de 2001, es decir la presentación de la Propuesta fue realizada en esta fecha.

El programa de las obras necesarias para llevar a cabo la actividad autorizada, comprenderá las principales actividades siguientes: inicio de trabajos en el sitio; desarrollo de las cimentaciones para los turbogeneradores; montaje de los turbogeneradores; desarrollo de la obra eléctrica y de las instalaciones de control y de

instrumentación; continuando con la sincronización de los turbogeneradores y las pruebas de funcionamiento, para terminar con la operación comercial de la central de generación. De acuerdo con el programa de obras correspondiente, el inicio de éstas será el 23 de agosto de 2001 y la terminación de las mismas será el 1 de octubre de 2003. Sin embargo, la fecha de operación comercial real fue el 24 de diciembre de 2003.

Resumiendo lo anterior, la fecha de presentación de la Propuesta fue el 30 de enero de 2001, la de inicio fue el 23 de agosto de 2001 y la de operación comercial real fue el 24 de agosto de 2003. Todas estas fechas serán de gran relevancia para la determinación de algunas de las variables a utilizar para el cálculo de los pagos.

✍ Datos de la Central en estudio:

- o Capacidad Neta Garantizada: 1036 (MW).
- o Tipo de combustible: Gas natural
- o Fechas importantes:
 - ✍* Fecha de presentación de la Propuesta: 30 de enero de 2001
 - ✍* Fechas de inicio: 23 de agosto de 2001
 - ✍* Fecha de operación comercial: 24 de diciembre de 2003

Para llevar a cabo la facturación, el productor lee los medidores el último día de cada mes y entrega a la Comisión el séptimo día del mes siguiente una factura con los requisitos fiscales necesarios acompañada de un estado de cuenta conciliado y pormenorizado que contiene la información siguiente: la Producción Neta de Energía la cual fue proporcionada a la Comisión durante cada hora del mes previo, los Cargos por Energía por concepto de tal Producción Neta de Energía, la Capacidad Neta Demostrada, los Cargos por Capacidad resultante así como la cantidad total en pesos y dólares debidas al Productor en razón del suministro de dicha Capacidad Neta Demostrada y Producción Neta de Energía a la Comisión.

Los medidores son usados para medir la Producción Neta de Energía. Éstos medirán la demanda cada 15 minutos, con subintervalos de cinco minutos, y medirán la energía en forma constante.

Además son medidas variables importantes tales como la Temperatura de bulbo seco, la Humedad relativa, la Presión atmosférica, el Poder Calorífico inferior y superior, la Capacidad Neta del Módulo 1, la Capacidad Neta del Módulo 2, el Consumo Térmico Unitario Neto (CTUN), etc.

Capítulo 6. Facturación por concepto de compraventa de energía eléctrica asociada

Para validar las facturas emitidas por el Productor, primeramente se lleva a cabo el Cálculo del Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada, para lo cual se necesitan conocer algunos parámetros muy importantes para su obtención. Entre ellos están el número de horas implícitas en el mes a facturar, la Energía Disponible a la hora así como la Capacidad Neta Demostrada. (Ver punto 6.2.4)

Ahora bien, el mes a facturar será el de septiembre de 2004. Este mes consta de 30 días hábiles. Con lo anterior, entonces tenemos un total de 720 horas para dicho mes.

Todas las variables necesarias para ejecutar la facturación mensual son registradas cada 5 minutos (datos cincominutales) para poder calcular datos horarios. Con lo cual se obtienen un total de 8640 datos cincominutales a manejar.

Estos datos serán vertidos en hojas de cálculo, para clasificarlos en categorías y ordenarlos cincominutalmente con la finalidad de optimizar su manejo lo que facilita su manipulación conjunta. Posteriormente éstos serán utilizados para su evaluación en un modelo matemático, el cual realiza el cálculo de las correcciones de la Potencia Medida para obtener la Potencia Corregida a Condiciones de Verano (PCCDV) así como para obtener el Consumo Térmico Unitario Neto Garantizado (CTUNG).

Esta es una labor que debe ser realizada en forma repetitiva, para evitarla se cuenta con un programa que permite automatizar dicha labor y generar un resultado tanto para la Potencia Corregida a Condiciones de Verano que será utilizado para elaborar un Perfil de Carga, así como para el Consumo Térmico Unitario Neto Garantizado que se utiliza para realizar los cálculos para obtener los cargos por energía.

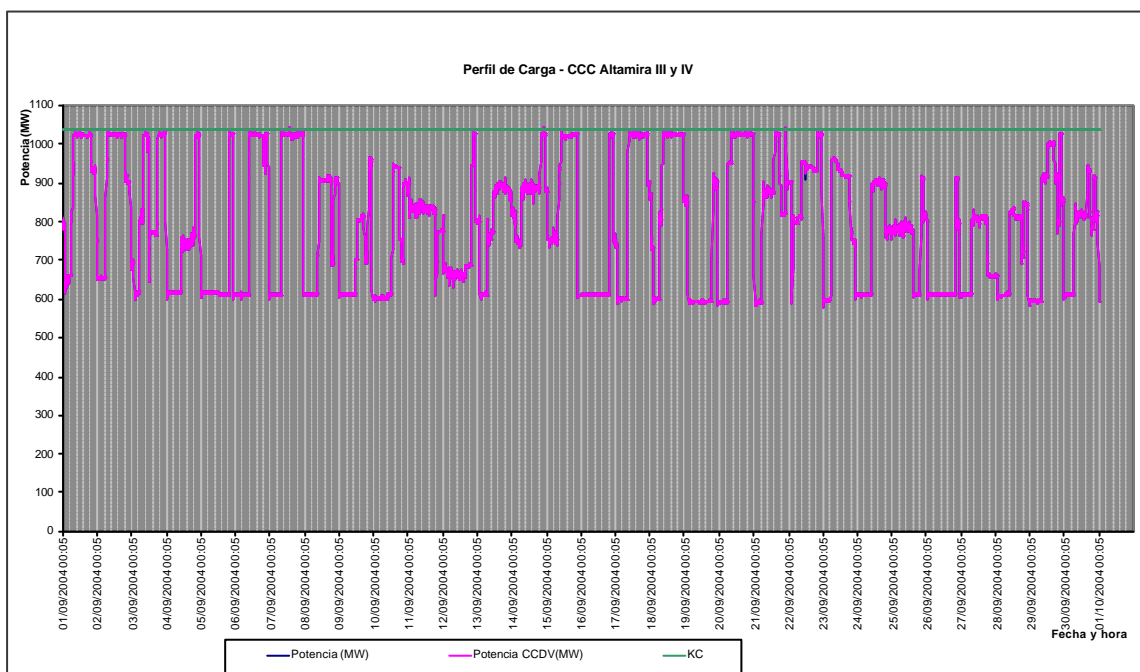
El Consumo Térmico Unitario Neto Garantizado (CTUNG), es la cantidad de energía, expresada en kJ, requerida para generar un kWh de energía eléctrica, garantizado en la Propuesta.

Las tablas de números por sí solas, no revelan la historia completa de los datos. A veces es necesario observar un panorama de los datos para comprender completamente los resultados. Las representaciones visuales ayudan a observar patrones e identificar datos inusuales o posiblemente incorrectos. Los datos inusuales pueden requerir un tratamiento especial y los datos incorrectos pueden distorsionar los

resultados de un análisis. En ambos casos, una representación visual de los datos ayuda, a menudo, a detectar problemas que no se hubieran podido haber descubierto en los números.

Un ejemplo de ello es la elaboración del Perfil de Carga, que es una gráfica cronológica (cinco minutos a cinco minutos, hora a hora, día a día) de Potencia contra tiempo, en donde se encuentran representados los datos de la Potencia Medida, la Potencia Corregida a Condiciones de Verano y la Capacidad Neta Garantizada.

Este Perfil de Carga, (gráfica 3), nos ayuda a visualizar de manera representativa en que momento se tuvo plena carga, un despacho de carga o una falla.



Gráfica 3. Perfil de carga.

Ahora bien, continuando con la validación de las facturas emitidas por el Productor y como se había indicado anteriormente, se calculará el Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada y para cuyo caso se requiere conocer la Energía Disponible a la hora.

La Energía Disponible puede deber su valor a dos factores muy importantes, éstos dependen de los periodos de disponibilidad o indisponibilidad de la Central. Dichos periodos se encuentran en una Bitácora de Eventos que es el registro en donde la Comisión lleva cuenta del estado general de la Central, es decir aquí se registran

todos los movimientos operativos de la misma como lo pueden ser Paros por Mantenimiento Programado, Paros por Emergencia en la Central, Paros Forzados, Paro por Caso Fortuito o Fuerza Mayor, Licencias, Plena Carga, Decremento en la Carga, etc.

Al respecto de lo anterior, un período de Disponibilidad es aquel en el cual las unidades generadoras de energía eléctrica producen potencia a su plena capacidad en el momento preciso en que el Despacho de Carga se lo demande. A su vez, el Despacho de Carga es el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional ejercido por la Comisión, que determina la asignación del nivel de generación en las unidades generadoras.

En la misma lógica, un período de Indisponibilidad es todo evento en el que la Central disminuye su capacidad de suministrar energía, en relación con su Capacidad Neta Demostrada, por causas imputables al Productor. Dentro de los eventos de Indisponibilidad se encuentran los debidos por Mantenimiento Programado, por Falla, por Decremento así como por Caso Fortuito o Fuerza Mayor.

Aclarado lo anterior, entonces la Energía Disponible en la hora en un período de Disponibilidad es igual a la Capacidad Declarada Disponible en la hora. Y para un período de Indisponibilidad, ésta es igual a la Energía Medida Corregida a Condiciones de Verano.

Es posible que un período de Indisponibilidad coincida con un inicio o fin de hora, por lo que la energía en los doce periodos cincominutales que forman la hora será la suma de los doce registros de Energía Medida Corregida a Condiciones de Verano. Al ser alcanzada la plena carga, el periodo de Indisponibilidad finaliza.

Con lo anterior se puede obtener entonces la Energía Disponible en la hora (tabla 6.1), que sería la suma de los doce registros de Disponibilidad o Indisponibilidad, según el caso. Entonces se tienen registrados para el mes a calcular un total de 720 datos horarios y 8640 datos cincominutales, los cuales para facilitar su manejo introducimos a una hoja de cálculo electrónico, para poder calcular el FDED mensual.

DIA	MES	AÑO			KC 5min	E Disponible 5min	KCh	Eh disponible	EDh/KC	ACUMULADO
1	9	2004	00:00	00:05	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	1
1	9	2004	00:05	00:10	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	1
1	9	2004	00:10	02:35	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	1
1	9	2004	00:15	00:20	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	1
1	9	2004	00:20	00:25	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	1
...
1	9	2004	23:35	23:40	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	24
1	9	2004	23:40	23:45	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	24
1	9	2004	23:45	23:50	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	24
1	9	2004	23:50	23:55	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	24
1	9	2004	23:55	00:00	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	24
...
3	9	2004	11:55	12:00	1036000	55409.2188	1036000	972685.826	0.93888593	59.93888593
3	9	2004	12:00	12:05	1036000	53943.2734	1036000	972685.826	0.93888593	59.93888593
3	9	2004	12:05	12:10	1036000	53885.8359	1036000	972685.826	0.93888593	59.93888593
3	9	2004	12:10	12:15	1036000	53974.9551	1036000	972685.826	0.93888593	59.93888593
3	9	2004	12:15	12:20	1036000	53819.5391	1036000	972685.826	0.93888593	59.93888593
...
15	9	2004	00:00	00:05	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	333.7868506
15	9	2004	00:05	00:10	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	333.7868506
15	9	2004	00:10	00:15	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	333.7868506
15	9	2004	00:15	00:20	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	333.7868506
15	9	2004	00:20	00:25	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	333.7868506
...
30	9	2004	23:35	23:40	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	715.9882951
30	9	2004	23:40	23:45	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	715.9882951
30	9	2004	23:45	23:50	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	715.9882951
30	9	2004	23:50	23:55	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	715.9882951
30	9	2004	23:55	00:00	1036000	86333.3333	1036000	1036000	1	715.9882951

Tabla 6.1. Energía Disponible en la hora.

El Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada del mes, es decir, el porcentaje que la Central estuvo disponible en el mes, es según los datos de la tabla anterior:

$$FDED_{\text{septiembre}} = (715.9882951 \text{ h} / 720 \text{ h}) = 0.9944282$$

Capítulo 6. Facturación por concepto de compraventa de energía eléctrica asociada

Ahora podemos obtener el valor del PDD_m , como se había mencionado anteriormente, durante el periodo de 12 meses que comience con el mes en que ocurra la fecha de Operación Comercial, para lo cual se obtuvo un resultado de:

$$PDD_{\text{septiembre}} = 0.9836992$$

El Promedio de disponibilidad garantizado para el mes que se factura PDG_m es:

$$PDG_m = 0.9564$$

Para continuar con el cálculo del Factor de Ajuste por Disponibilidad Demostrada (FADD), calculamos el Valor Mínimo (V_{MIN}), como se indica a continuación:

$$\text{Valor mínimo } (V_{MIN}) = 0.4924 * PDG_m$$

Obteniendo:

$$\text{Valor mínimo } (V_{MIN}) = 0.4709$$

Ahora se calcula el factor de correlación como sigue:

$$\text{Factor de correlación } (FCOR) = 1.97 / PDG_m$$

Obteniendo:

$$\text{Factor de correlación } (FCOR) = 2.0598$$

Para finalmente obtener el FADD, como sigue:

$$FADD = [FCOR * PDD] - 0.97$$

Obteniendo:

$$FADD = 1.0355488$$

Para calcular el Pago por el Cargo Fijo de Capacidad, éste estará basado en la Capacidad Demostrada y se calculará de acuerdo a la fórmula 6.1 que se describió anteriormente:

$$PCFC_m = CFC_{am} * KC * FADD_m \quad (6.1)$$

De la tabla 6.2 anexa con datos para el Cargo Fijo de Capacidad desde la fecha de operación comercial real de la central hasta el mes de noviembre de 2004, se puede observar el valor del mismo para el mes de septiembre, $CFC_{\text{septiembre}}$ de:

$$CFC_{\text{septiembre}} = 21.640$$

CARGO FIJO DE CAPACIDAD PARA EL MES "m" [DOLARES/KW-m]		
Fecha	CFC	CFCam
Dic-03	0.000	0.000
Ene-04	0.000	0.000
Feb-04	0.000	0.000
Mar-04	0.000	0.000
Abr-04	0.000	0.000
May-04	23.894	21.640
Jun-04	0.000	0.000
Jul-04	0.000	0.000
Ago-04	0.000	0.000
Sep-04	0.000	0.000
Oct-04	0.000	0.000
Nov-04	23.894	21.640

Tabla 6.2. Cargo fijo de capacidad.

Con el valor anterior ya podemos calcular el PCFC para el mes de septiembre, teniendo un valor de:

$$PCFC_{\text{septiembre}} = 23,216,009 \text{ Dólares}$$

A continuación se presentan dos tablas 6.3a. y 6.3b. con todos los datos necesarios para facilitar el cálculo de los cargos por capacidad y los cargos por energía, desde la fecha de operación comercial real de la central hasta el mes de noviembre de 2004.

Fecha	USPPI _{mo}	TC _p	USPPI _m	USPPI _o	INPP _o	INPP _m	CVOM _m	PCAm
Dic-03	1.028888889	11.1998	138.9	135	326.287	377.126	0.001298	0
Ene-04	1.032592593	11.0843	139.4	135	326.287	379.083	0.001298	0
Feb-04	1.032592593	11.0715	139.4	135	326.287	100.446	0.001298	0
Mar-04	1.05037037	11.2103	141.8	135	326.287	101.535	0.001298	0
Abr-04	1.057037037	11.4068	142.7	135	326.287	102.384	0.001298	0
May-04	1.07037037	11.4128	144.5	135	326.287	103.312	0.001298	0
Jun-04	1.085925926	11.5297	146.6	135	326.287	103.600	0.001298	0
Jul-04	1.08962963	11.4302	147.1	135	326.287	104.181	0.001298	0
Ago-04	1.093333333	11.4231	147.6	135	326.287	104.624	0.001298	0
Sep-04	1.095555556	11.4288	147.9	135	326.287	105.116	0.001298	0
Oct-04	1.094074074	11.5293	147.7	135	326.287	105.545	0.001298	0
Nov-04	1.10962963	11.266	149.8	135	326.287	105.897	0.001298	0

Tabla 6.3a. Valores necesarios para efectuar los cálculos de los cargos por capacidad y por energía.

Fecha	CFRC	CCAm	Eh	CFOMmtm	CFOMdm	CFOMmom	IESm
Dic-03	1.5685695	0.003944	87263985.81	0.919	0.227	0.821	1.357135556
Ene-04	1.5685695	0.003944	503198257.99	0.919	0.227	0.821	1.357135556
Feb-04	1.5685695	0.003944	478104814.47	0.919	0.227	0.821	1.357135556
Mar-04	1.5685695	0.003944	514006136.63	0.919	0.227	0.821	1.357135556
Abr-04	1.5685695	0.003944	384963806.99	0.919	0.227	0.821	1.357135556
May-04	1.5685695	0.003944	450178595.11	0.919	0.227	0.821	1.448470779
Jun-04	1.5685695	0.003944	619272486.04	0.919	0.227	0.821	1.448470779
Jul-04	1.5685695	0.003944	611703317.44	0.919	0.227	0.821	1.448470779
Ago-04	1.5685695	0.003944	625441681.81	0.919	0.227	0.821	1.448470779
Sep-04	1.5685695	0.003944	570703299.79	0.919	0.227	0.821	1.448470779
Oct-04	1.5685695	0.003944	506605781.45	0.919	0.227	0.821	1.448470779
Nov-04	1.5685695	0.003944	517666816.09	0.919	0.227	0.821	1.448470779

Tabla 6.3b. Valores necesarios para efectuar los cálculos de los cargos por capacidad y por energía.

Para el pago por el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento calculándolo con la fórmula (6.3), se obtiene el valor siguiente:

$$PCFOM_{SEPTIEMBRE} = 3,989,251.571 \text{ Pesos}$$

El pago por el Cargo Fijo por Reserva de Capacidad en Estados Unidos de América por Suministro de Combustible calculado con la fórmula (6.4), arroja un valor de:

$$PCFRC_{SEPTIEMBRE} = 18,104,780.97 \text{ Pesos}$$

El pago por el Cargo Variable de Operación y Mantenimiento calculado con la fórmula (6.6) nos proporciona un monto de:

$$PCVOM_{SEPTIEMBRE} = 238,645.98 \text{ Pesos}$$

En ocasiones existen discrepancias entre las facturas emitidas por el Productor y los cálculos realizados por la Comisión Federal de Electricidad, por lo dichas diferencias deben ser conciliadas. A continuación se presentan los resultados de los pagos mensuales que solicita el Productor a la Comisión y los resultados obtenidos por la CFE para validar las facturas presentadas por el mismo desde la fecha de operación comercial real de la Central hasta el mes de noviembre de 2004.

PAGO POR CARGO FIJO DE CAPACIDAD EN EL MES "m"				
CFE		DATOS FACTURAS		
Fecha	PCFCm	PCFCm	DIF.PCFCm (USD)	
Dic-03	0.00	0.00	0.00	
Ene-04	0.00	0.00	0.00	
Feb-04	0.00	0.00	0.00	
Mar-04	0.00	0.00	0.00	
Abr-04	0.00	0.00	0.00	
May-04	19928873.50	17,042,787.10	2,886,086.41	A favor de ATC
Jun-04	0.00	0.00	0.00	
Jul-04	0.00	0.00	0.00	
Ago-04	0.00	0.00	0.00	
Sep-04	0.00	0.00	0.00	
Oct-04	0.00	0.00	0.00	
Nov-04	22099535.23	22,055,307.30	44,227.93	A favor de ATC

Tabla 6.4. Comparativa de resultados obtenidos por la CFE y por el Productor Independiente para el Pago por Cargo Fijo de Capacidad.

PAGO POR CARGO FIJO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO "m" (\$)				
CFE		DATOS FACTURAS		
Fecha	PCFOMm	PCFOMm	DIF.PCFOMm (USD)	
Dic-03	5262600.933	5262600.93	\$0.00	A favor de CFE
Ene-04	5197507.141	5218116.70	-\$20,609.56	A favor de CFE
Feb-04	4355324.088	5230425.97	-\$875,101.88	A favor de CFE
Mar-04	4289557.76	4461986.56	-\$172,428.80	A favor de CFE
Abr-04	3731625.086	3421243.95	\$310,381.14	A favor de ATC
May-04	3547388.926	3989203.99	- 441,815.06	A favor de CFE
Jun-04	3773298.243	5519997.06	- 1,746,698.82	A favor de CFE
Jul-04	3829728.134	5487874.30	- 1,658,146.17	A favor de CFE
Ago-04	3913133.579	5506239.17	- 1,593,105.59	A favor de CFE
Sep-04	3989251.571	5529102.08	- 1,539,850.51	A favor de CFE
Oct-04	4029042.433	5532726.04	- 1,503,683.61	A favor de CFE
Nov-04	4000376.922	5470484.63	- 1,470,107.71	A favor de CFE

Tabla 6.5. Comparativa de resultados obtenidos por la CFE y por el Productor Independiente para el Pago por Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento.

PAGO POR CARGO FIJO POR RESERVA DE CAPACIDAD EN EUA POR SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE POR EL MES "m" (\$)				
CFE		DATOS FACTURAS		
Fecha	PCFRCm	PCFRCm	DIF.PCFRCm (USD)	
Dic-03	19,849,434.15	19849434.15	0.00	A favor de ATC
Ene-04	19,521,058.14	19598464.56	-77406.42	A favor de CFE
Feb-04	19,563,237.47	19614782.04	-51544.57	A favor de CFE
Mar-04	19,451,387.42	16918203.46	2533183.96	A favor de ATC
Abr-04	17,048,904.98	13086652.19	3962252.79	A favor de ATC
May-04	15,981,735.62	15090839.95	890895.67	A favor de ATC
Jun-04	17,141,386.26	21101434.44	-3960048.18	A favor de CFE
Jul-04	17,359,752.32	20903984.80	-3544232.48	A favor de CFE
Ago-04	17,749,598.01	20980705.19	-3231107.18	A favor de CFE
Sep-04	18,104,780.97	21070222.85	-2965441.88	A favor de CFE
Oct-04	18,326,674.31	21135294.58	-2808620.27	A favor de CFE
Nov-04	22,099,535.23	20798366.20	1301169.03	A favor de ATC

Tabla 6.6. Comparativa de resultados obtenidos por la CFE y por el Productor Independiente para el Pago por Cargo Fijo por Reserva de Capacidad en EUA por Suministro de Combustible.

PAGO POR CARGO VARIABLE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (\$)				
CFE		DATOS FACTURAS		
Fecha	PCVOMm	PCVOMm	DIF.PCVOMm (USD)	
Dic-03	130,917.12	\$ 130,917.12	0.00	A favor de CFE
Ene-04	758,836.76	\$ 758,836.76	0.00	A favor de CFE
Feb-04	191,042.80	19,614,782.04	-19423739.23	A favor de CFE
Mar-04	207,615.13	16,918,203.46	-16710588.33	A favor de CFE
Abr-04	156,793.09	13,086,652.19	-12929859.10	A favor de CFE
May-04	185,016.53	15,090,839.95	-14905823.42	A favor de CFE
Jun-04	255,221.03	21,101,434.44	-20846213.41	A favor de CFE
Jul-04	253,515.36	20,903,984.80	-20650469.44	A favor de CFE
Ago-04	260,311.32	\$ 986,795.98	- 726,484.66	A favor de CFE
Sep-04	238,645.98	\$ 904,666.36	- 666,020.38	A favor de CFE
Oct-04	212,707.46	\$ 806,337.83	- 593,630.37	A favor de CFE
Nov-04	22,099,535.23	\$ 826,691.01	21,272,844.22	A favor de ATC

Tabla 6.7. Comparativa de resultados obtenidos por la CFE y por el Productor Independiente para el Pago por Cargo Variable de Operación y Mantenimiento.

Capítulo 6. Facturación por concepto de compraventa de energía eléctrica asociada

Como se indico anteriormente en este mismo capítulo, existen periodos de disponibilidad o indisponibilidad de la Central y éstos se encuentran registrados en la Bitácora de Eventos de la Central. Los eventos que generen Indisponibilidad son amparados por una Licencia otorgada por el Área de Control correspondiente.

Para el mes de septiembre de 2004 se tuvieron los siguientes eventos de Indisponibilidad mostrados en la tabla 6.8:

LICENCIAS			
HORA INICIO	HORA FIN	CAUSAS	OBSERVACIONES
03/09/04 11:50 a.m.	03/09/04 6:32 p.m.	DESCONOCIDA	DISPARO DE US 2 Y 5 DE ATC REPORTAN VARIACION EN EL SISTEMA
11/09/04 7:20 p.m.	12/09/04 1:00 a.m.	FALLA EQUIPO AUXILIAR	DISPARA UNIDAD CON 132 MW, POR FALLA EN DETECTOR DE FLAMA
21/09/2004 18:00	21/09/2004 22:19:00	MANTENIMIENTO	POR INDISPONIBILIDAD A CARGA MAXIMA POR PROBLEMAS EN VALVULAS DE CONTROL DE TURBINA DE VAPOR POR FUGA DE VAPOR EN ENTRADA PARA BOROSCOPIO. / 17:59HR BAJA A 921MW NETOS / / 22:19HR SUBE A 1036MW NETOS
//	03/09/04 6:32 p.m.	MANTENIMIENTO	SUBE A 1036 MW NETOS
21/09/2004 18:36:00	21/09/2004 21:49:00	FALLA EQUIPO AUXILIAR	SALE DE EMERGENCIA POR PROBLEMAS EN VALVULAS DE CONTROL DE TURBINA DE VAPOR POR FUGA DE VAPOR EN ENTRADA PARA BOROSCOPIO.// SINCRONIZA AL SISTEMA

Tabla 6.8. Licencias otorgadas por eventos de Indisponibilidad.

De una manera detallada se muestran los movimientos de carga que tuvo la Central los días en que se presentaron eventos de Indisponibilidad así como su Perfil de Carga.

Capítulo 6. Facturación por concepto de compraventa de energía eléctrica asociada

HORA	HORA	NODO	TIPO			OBSERVACIONES
INICIO	FIN	INI	EQ.	EQUIPC	CAUSAS	
03/09/2004 01:50	03/09/2004 06:01	ATC	CG	PLANTA	DESPACHO	BAJA A 600 MW, QUEDA EN MODO CONTROL DE CARGA PRESELECCIONADA Y FUERA EL CONTROL DE FRECUENCIA QUEDA CON 800 MW, QUEDA EN MODO CONTROL DE FRECUENCIA
03/09/2004 08:42		ATC	CG	PLANTA	DESPACHO	CON 1036 MW NETOS
03/09/2004 11:50		ATC	CG	PLANTA	DESCONOCIDA	DISPARO DE US 2 Y 5 DE ATC REPORTAN VARIACION EN EL SISTEMA
03/09/2004 12:53		ATC	CG	PLANTA	---	DECLARA 760 MW CORREGIDOS
03/09/2004 12:58		ATC	UN	5	DESPACHO	REGRESA DE DISPARO
03/09/2004 17:25		ATC	UN	2	PRUEBAS	SINCRONIZA AL SISTEMA
//	03/09/2004 18:32	ATC	CG	PLANTA	MANTENIMIENTO	SUBE A 1036 MW NETOS

Tabla 6.9. Bitácora de eventos para el día 3 de septiembre de 2004.

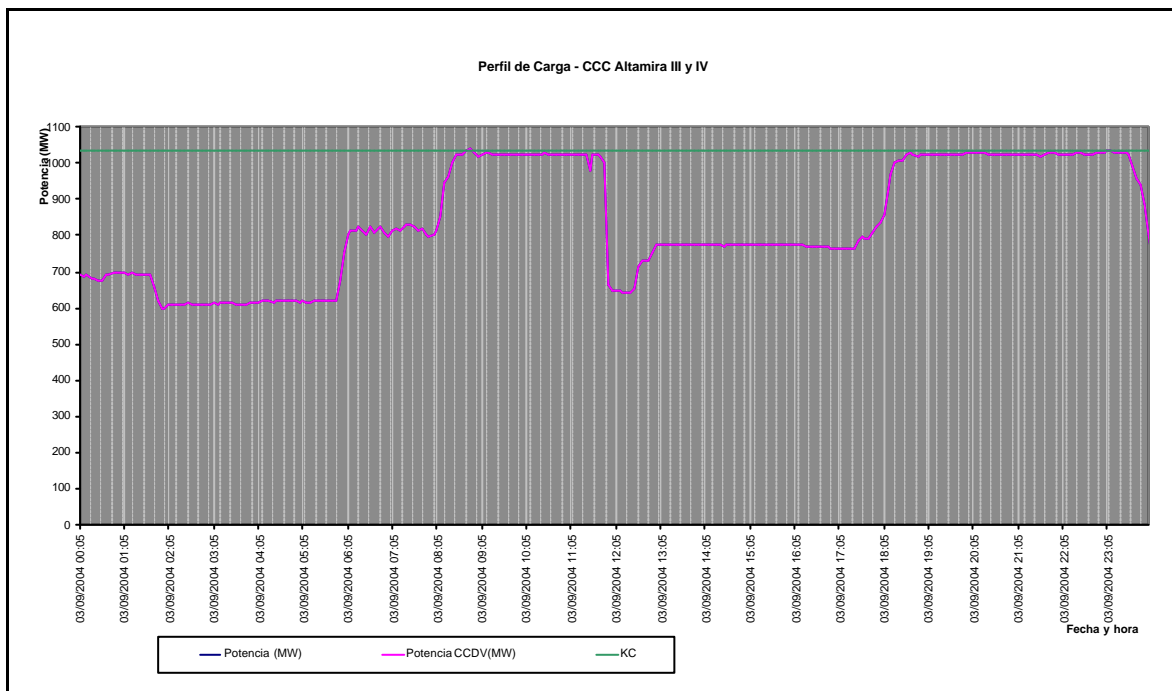


Tabla 6.10. Perfil de carga para el día 3 de septiembre de 2004.

Capítulo 6. Facturación por concepto de compraventa de energía eléctrica asociada

HORA	HORA	NODO	TIPO			OBSERVACIONES
INICIO	FIN	INI	EQ.	EQUIPO	CAUSAS	
11/09/2004 00:57		ATC	CG	PLANTA	DESPACHO	BAJA A 820 MW
11/09/2004 19:20		ATC	UN	1	FALLA EQUIPO AUXILIAR	DISPARA UNIDAD CON 132 MW, POR FALLA EN DETECTOR DE FLAMA
11/09/2004 19:20		ATC	CG	PLANTA	AJENA A CFE	DECLARAN PLANTA CARGA MAXIMA DECLARADA EN PLANTA DE 770 MW
11/09/2004 19:20		ATC	CG	PLANTA	MANTENIMIENTO	POR INDISPONIBILIDAD A CARGA MAXIMA POR DISPARO DE U1 /
11/09/2004 20:55		ATC	CG	PLANTA	DESPACHO	QUEDA CON 770 MW NETOS

Tabla 6.11. Bitácora de eventos para el día 11 de septiembre de 2004.

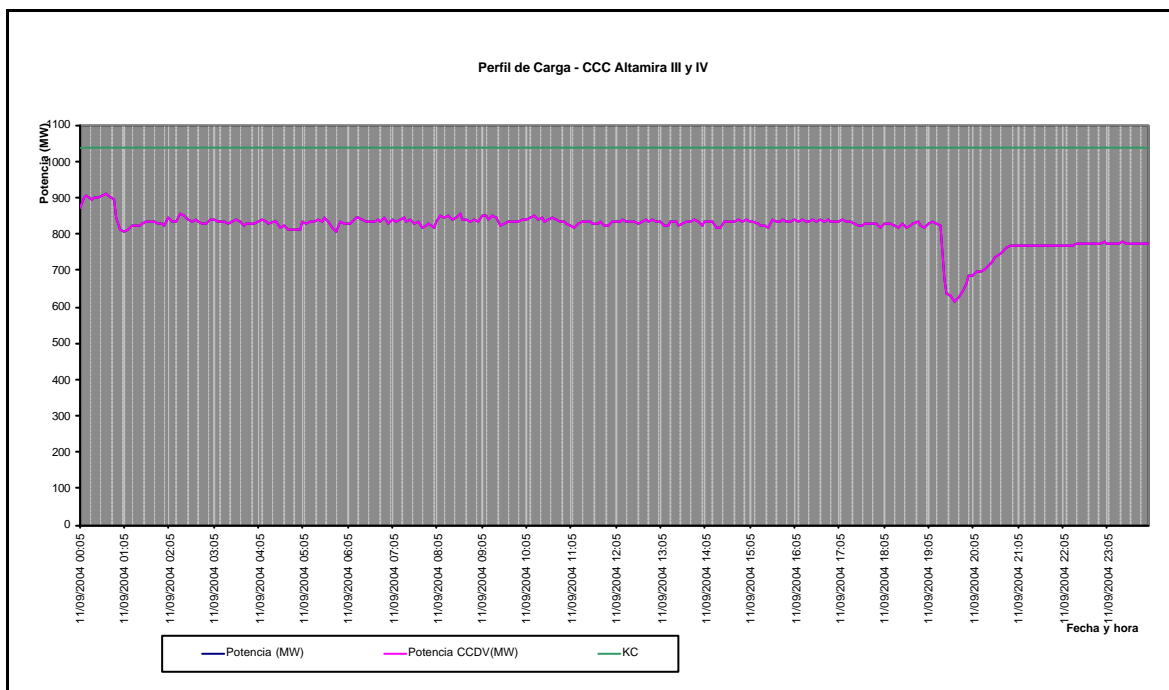


Tabla 6.12. Perfil de Carga para el día 11 de septiembre de 2004.

Capítulo 6. Facturación por concepto de compraventa de energía eléctrica asociada

HORA	HORA	NODO	TIPO			OBSERVACIONES
INICIO	FIN	INI	EQ.	EQUIPO	CAUSAS	
21/09/2004 06:05:00		ATC	CG	PLANTA	DESPACHO	SUBE A 900 MW NETOS POR INDISPONIBILIDAD A CARGA MAXIMA POR PROBLEMAS EN VALVULAS DE CONTROL DE TURBINA DE VAPOR . / 17: 59HR BAJA A 921MW NETOS / 22: 19HR SUBE A 1036MW NETOS
21/09/2004 17:59:00	21/09/2004 22:19:00	ATC	CG	PLANTA	MANTENIMIENTO	
21/09/2004 18:36:00	21/09/2004 21:49:00	ATC	UN	6	FALLA EQUIPO AUXILIAR	SALE DE EMERGENCIA POR PROBLEMAS EN VALVULAS DE CONTROL DE TURBINA DE VAPOR POR FUGA DE VAPOR EN ENTRADA PARA BOROSCOPIO. (ABREN INTS.) CONTINUA LIC. // SINCRONIZA AL SISTEMA
21/09/2004 18:37:00		ATC	CG	PLANTA	---	REPORTAN COMO CAPACIDAD MAXIMA 821 MW NETOS.
21/09/2004 22:03:00		ATC	CG	PLANTA	---	SUBE A 995 MW NETOS, REPORTANDO QUE CONTINUAN CON INCREMENTO A CARGA MAXIMA.
21/09/2004 22:19:00		ATC	CG	PLANTA	---	SUBE A 1036MW NETOS
21/09/2004 22:43:00		ATC	CG	PLANTA	DESPACHO	BAJA A 900MW NETOS.

Tabla 6.13. Bitácora de eventos para el día 21 de septiembre de 2004.

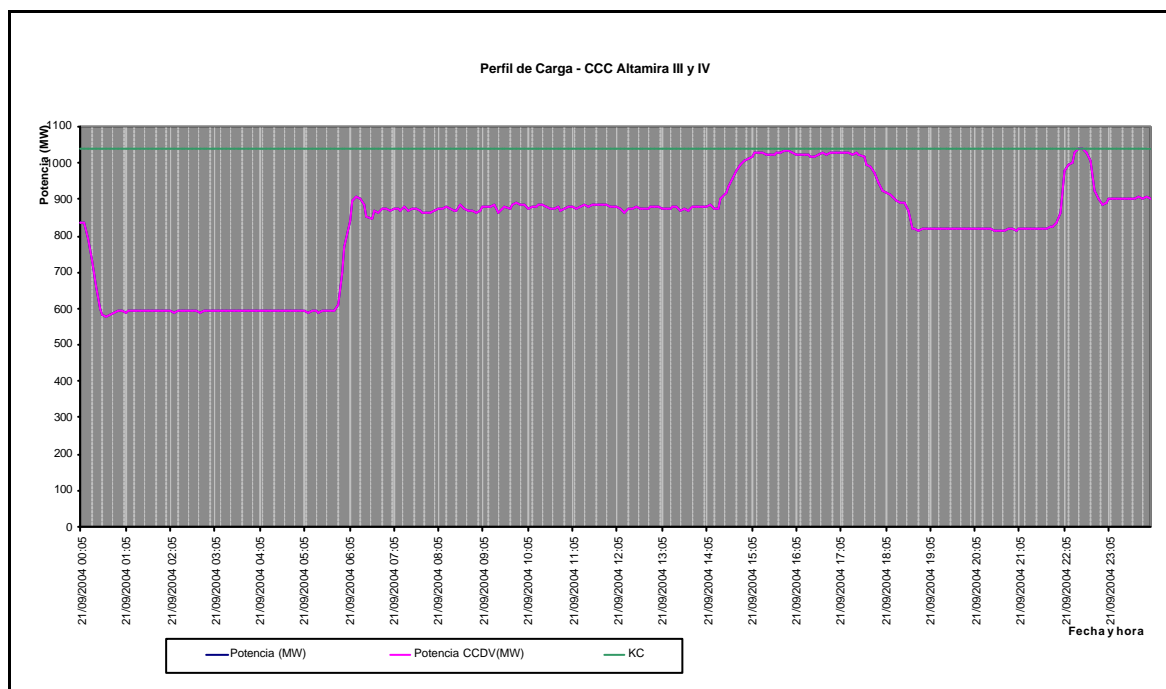


Tabla 6.14. Perfil de carga para el día 21 de septiembre de 2004.

Capítulo 7. Conclusiones

La apertura al sector eléctrico se ha realizado tanto en países desarrollados como en los emergentes. Dichos procesos en cada país se han desarrollado con sus particularidades y han alcanzado diferentes grados de resultado, pero en todos ellos se denotan dos grandes lineamientos en común para su implementación: por un lado, tenemos la desregulación del mercado, que mediante el establecimiento de marcos regulatorios flexibles e instituciones supeditados a los intereses empresariales, crearon condiciones para reducir o eliminar toda barrera legal que entorpezca la libre iniciativa privada para las transacciones de energía eléctrica; y por otro lado, la apertura del sector eléctrico a agentes privados, a través de la privatización de las empresas estatales y de la creación de nuevos espacios para la participación privada en el mercado (vía contratos de compra de energía), que en forma gradual disminuyen el control del Estado en las actividades del sector.

Las reformas, en general, coinciden con la estrategia de reducir la participación del Estado en las actividades comerciales, incluyendo:

- ✍ Reducción del papel del Estado en actividades comerciales y canalización de recursos financieros hacia programas y proyectos que esencialmente corresponden a la responsabilidad Estado y que, generalmente, no tienen atractivo para el sector privado.
- ✍ Modificación del esquema de operación de las empresas eléctricas para que existan intereses comerciales que proporcionen incentivos para mejorar el rendimiento operativo y ganancias y se promueva el establecimiento de tarifas con base en criterios económicos.
- ✍ Mejoramiento de la credibilidad de los países asegurando su solidez financiera.
- ✍ Atractivos para obtener nuevos recursos financieros tomando en cuenta las limitaciones de fondos disponibles en organismos multilaterales y la imposición de condiciones más estrictas para los préstamos comerciales.
- ✍ Fijación de precios y tarifas con base en señales del mercado.

El tiempo transcurrido es todavía muy corto en relación con los tiempos históricos de desarrollo y maduración de la industria eléctricas. El primer ciclo, el de

las empresas extranjeras abarcó de 80 a 95 años. El segundo ciclo el de las empresas estatales verticalmente integradas se prolongó durante 50 años (en Costa Rica continúa), produciéndose un período de traslape entre ambos ciclos. El tercer ciclo se inició en la década de los noventa, (con excepción de Chile), generándose una nueva transición con el retiro de las empresas estatales según la dinámica propia de cada país.

Para comparar los resultados deben distinguirse dos grupos de países: los que liberalizaron su industria eléctrica y llevaron a cabo procesos de privatización (Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, El Salvador, Guatemala, Panamá y Uruguay) y los que únicamente han abierto (parcial o totalmente) el segmento de la generación y continúan operando bajo un régimen de comprador único liderado por una empresa estatal verticalmente integrada (Costa Rica). También se deben tomar en cuenta los efectos particulares determinados por las condiciones iniciales de las respectivas industrias y las condiciones económicas, sociales y políticas de cada país.

En algunos países, como en Argentina, los ajustes de precios han afectado negativamente a los grupos sociales de menores ingresos, ya que se han aplicado estructuras tarifarias que pasaron de ser crecientes a decrecientes por bloques de consumo. Es decir, que los estratos pobres pagan más por unidad consumida que los estratos de altos ingresos. En este país, la crisis de abastecimiento hacia imperiosa la inversión en el sector eléctrico, y el Estado argentino decidió no participar en el financiamiento ya que se consideraba a sí mismo menos eficiente que el sector privado. Muchas de las inversiones que realizó el sector privado, de hecho, no significaban grandes desembolsos pues se trataba de inversiones en mantenimiento para el aprovechamiento de la capacidad instalada ya existente. En este caso, el argumento de que la privatización se realizó para inducir la inyección de recursos del sector privado no fue la causa fundamental de la privatización.

La reducción en el ritmo de la electrificación rural afecta las poblaciones de tipo rurales, ya que los nuevos objetivos son suministro confiable a bajos costos económicos, mientras que el objetivo anterior a las reformas frecuentemente incluía objetivos sociales, de infraestructura y otras metas de desarrollo. Es solamente en Guatemala donde se tienen buenos niveles de electrificación rural.

En Chile, los cortes de energía eléctrica en el año 2001 molestaron a los sectores empresariales, especialmente los del comercio y la gran minería, por las

cuantiosas pérdidas económicas provocadas por la falta de energía. La preocupación del sector de la minería se refería a que cada corte implicaba dejar de producir cientos de miles de toneladas de cobre.

En Brasil, la situación del actual sector eléctrico también es crítica. Las razones se remontan a la década de 1980, cuando un sistema de subsidios cruzados constituyó un fuerte desincentivo a las mejoras de eficiencia, y problemas en el presupuesto demoraron las inversiones. A pesar de la introducción de una nueva legislación en 1995 dirigida a permitir y atraer el capital privado en y hacia el sector eléctrico, las nuevas inversiones en generación y transmisión que se esperaban, hasta hoy en día no se han materializado en las cantidades necesarias. La privatización se adoptó fundamentalmente para incentivar la inversión privada, pero se decidió empezar por la venta de las empresas de distribución y aún no se ha podido concretar las reglas de un nuevo mercado de generación al mayoreo; de hecho, para muchos observadores la crisis actual de abastecimiento en Brasil (que ya incluye apagones programados) es, paradójicamente, atribuible a la ausencia de reglas claras de participación privada. Éste es un caso atroz en donde la incapacidad para consensar reglas de desregulación y privatización ha provocado la falta de inversión, pues todos los posibles participantes han detenido sus inversiones en espera de la emisión de las reglas del mercado.

Las pérdidas de electricidad sólo han sido mantenidas en niveles aceptables por Costa Rica. Panamá reportó leves progresos, Guatemala muestra estancamiento, El Salvador tuvo un significativo retroceso. Definitivamente, este problema es una asignatura pendiente de los procesos de reforma.

En cuanto a la evolución de los precios promedio de la electricidad en los mercados regulados, con excepción de Panamá y Costa Rica los países han experimentado incrementos moderados o altos. El Salvador es el país que ha reportado los mayores incrementos anuales, seguido por Guatemala. Costa Rica presenta incrementos por debajo de la inflación al igual que Panamá.

Dentro de los aspectos negativos podrían mencionarse el decremento de la oferta de electricidad y de los márgenes de reserva, que ha elevado las situaciones de desabasto y la débil expansión de la electrificación rural, así como las elevadas tarifas cobradas a los consumidores de estratos más pobres. Dadas las condiciones socioeconómicas de la mayoría de los países, el aumento de las tarifas residenciales ha requerido en ocasiones de una intervención gubernamental a través de subsidios

directos, cruzados o por intermedio de las empresas estatales a fin de no aumentar el peso de la factura eléctrica en el gasto de los hogares.

Los ganadores de las reformas son principalmente los clientes de los mercados desregulados, esto es, los grandes consumidores que compran directamente la energía a los productores o bien por intermedio de los comercializadores. En el otro extremo, los clientes residenciales (salvo en Costa Rica y Panamá) no han recibido el beneficio de la supuesta competencia en los mercados mayoristas en la forma de tarifas más económicas. La pequeña y mediana industria, así como el comercio, se encuentran en situación intermedia, ya que en algunos países aparecen como claros perdedores.

Con lo expuesto en los capítulos referentes a América Latina se demuestra que la privatización de la industria eléctrica en otros países no ha generado riqueza para las naciones, no así para las empresas privadas partícipes; no ha producido más empleos, sino aumentado el desempleo y la desaparición de industrias regionales; no ha reducido las tarifas para el consumidor, sino por el contrario, las ha elevado.

Tocante al sector eléctrico mexicano, éste constituye un tema de importancia central en el que están presentes implicaciones políticas, sociales y económicas, un componente externo vinculado a cuestiones de soberanía e independencia y la sostenibilidad y sustentabilidad relacionados con la producción, la transformación y el consumo del indispensable fluido eléctrico cuyo suministro confiable es un elemento fundamental para el desarrollo de nuestro país.

México tiene un sistema de electricidad moderno, razonablemente cercano a los estándares de funcionamiento de Europa occidental y de los Estados Unidos.

Entre algunas de sus características más importantes en este renglón se pueden mencionar las siguientes:

- ?? El suministro de energía eléctrica cumple globalmente los requisitos de continuidad, calidad y mínimo costo.
- ?? México no conoce los racionamientos que fueron comunes en América Latina e incluso en algunos países industrializados.

-
- ?? La capacidad de generación es adecuada para atender la demanda; el tiempo de interrupción por usuario ha venido disminuyendo continuamente; las variaciones de voltaje y frecuencia se mantienen dentro de rangos aceptables.
 - ?? Los costos de suministro están por debajo del promedio mundial.

Sin embargo, ante la necesidad de dar respuesta oportuna al incremento de la demanda eléctrica a través de un aumento en la capacidad de generación, transmisión y distribución, y de la necesaria modernización tecnológica y mantenimiento continuo de las instalaciones existentes, y en virtud de las limitaciones en materia presupuestal, comenzó a darse un retraso en los proyectos de expansión del sector, que motivó a que el gobierno federal, ante las presiones internacionales, decidiera iniciar la apertura del sector a la inversión privada a fin de obtener nuevas fuentes de financiamiento.

Para ello se promovió una reforma que involucró cambios institucionales y del marco regulatorio, estableciéndose cinco modalidades en que el sector privado puede participar en la industria eléctrica, más otros esquemas de financiamiento, para la construcción de infraestructura de generación, transmisión y transformación eléctrica. De ellas, destacan tres por su participación: el autoabastecimiento, la cogeneración y los productores independientes. De ellos, el último es el que ha tenido un crecimiento más dinámico con la participación de las inversiones extranjeras, preferentemente españolas, norteamericanas, francesas, canadienses y japonesas, en tanto que los dos primeros han crecido a un ritmo más lento, en virtud de que se considera que el marco jurídico vigente, al impedir la venta de excedentes al mercado de consumo, constituye una limitante importante a dicho crecimiento.

Con el Productor Independiente de Energía se inician los procesos de privatización de la infraestructura eléctrica mundial, a favor de las grandes transnacionales. Las agencias de crédito para la exportación promueven su implantación mediante financiamiento de la inversión para los negociantes de sus países de origen, impulsando la venta de sus productos y servicios. La producción independiente en general representa inversiones con altas tasas de retorno y sin riesgo para las empresas extranjeras.

Hasta el momento, de los 16 contratos con los Productores Externos de Energía se tienen en promedio 6 cargos que se aplican, que son:
Cargos por Capacidad: Cargo Fijo de Capacidad, Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento, Cargo Fijo por Reserva de Capacidad por Suministro de Combustible. Y

Cargos por Energía: Cargo Variable de Operación y Mantenimiento, Cargo por Combustible, Cargo por Arranques.

El Cargo Fijo de Capacidad, es un pago que realiza la CFE al Productor por tener capacidad de generación eléctrica disponible para la Comisión, independientemente del número de horas de operación y del nivel de carga al cual la Central sea despachada, en el caso de la Central estudiada, éste se realiza cada 6 meses y es un monto que se hace en dólares. Con este pago se amortiza la inversión inicial realizada por el Productor en un período de 14 a 15 años en promedio, además de que con el mismo se obtienen semestre a semestre utilidades provechosas para el inversionista.

El Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento es un pago mensual que se realiza en pesos por el cual la CFE remunera al Productor por los costos de materiales, refacciones, mano de obra, etc., que el Productor ha estimado va a consumir durante la operación de la Central.

Otro de los cargos vistos que resulta muy importante, es el Cargo por Combustible, en este cargo se paga el Gas que la Central en estudio compra a PEMEX, se realiza mensualmente y en pesos.

La distribución geográfica de las inversiones correspondientes a la modalidad señalada, muestra que las nuevas plantas se han establecido preferente en las zonas urbano-industriales de crecimiento económico más dinámico, que son fundamentalmente la franja fronteriza norte y el noreste del país, aunque también refuerzan la capacidad de generación para el abastecimiento de las áreas urbano-industriales tradicionalmente importantes del centro, centro occidente y oriente del país, así como la zona turística e industrial de la Riviera Maya y de Yucatán.

La reforma no ha sido radical, pero no por ello ha sido menos exitosa en atraer capital privado, el cual no sólo ha comenzado a fluir hacia la industria, sino que se ha constituido en pilar fundamental del financiamiento de los programas de expansión del SEN, en los segmentos de generación y transmisión.

Ante la presencia del capital privado, el gobierno federal cada vez brinda menos apoyo presupuestal a las empresas paraestatales del sector eléctrico; la CFE, a pesar de ser considerada la sexta empresa mundial por su capacidad de generación

eléctrica, y de ser la cuarta empresa nacional por sus ingresos por ventas de electricidad, este año fue la más castigada por el Estado en cuanto a asignación presupuestal para operar. Por su parte, LFC también recibió la mitad del presupuesto solicitado para realizar adecuadamente sus labores de distribución y mantenimiento del sistema que controla. La consecuencia de todo ello es que no sólo se está recurriendo a la inversión privada, principalmente transnacional, a costa de un crecimiento exponencial del endeudamiento, para construir y rehabilitar la infraestructura de generación, transformación y distribución, sino también se está acudiendo a ella para labores de mantenimiento del sistema que antiguamente se hacían con recursos propios del sector. Así mismo, las proyecciones de la demanda eléctrica han sido un tanto exageradas por los funcionarios públicos y, por ende, los montos propuestos de inversión están sobreestimados.

El gobierno federal ha declarado en múltiples ocasiones que no pretende privatizar las empresas paraestatales del sector eléctrico, sin embargo lo que sí está haciendo es marginarlas paulatinamente a fin de crear las condiciones para que la reforma eléctrica pueda concretarse a la brevedad posible, a costa de la pérdida del control estatal de un sector estratégico para la nación, que ha sido puntal para su desarrollo.

Con la privatización de este sector en México no se dispondrá de mayores recursos para aplicarlos a rubros de política social, sino que contrariamente ésta representa, en cierta medida, la cancelación misma del compromiso político y social que el Estado tiene para regular la vida económica de la nación.

Un punto esencial del sector eléctrico nacional fue llevar este servicio a todos los mexicanos sin fines de lucro, buscando el menor costo mediante una planeación integral. Ahora se quiere revertir esta orientación en aras de una eficiencia privada que no se comprueba en ninguno de los casos latinoamericanos de privatización estudiados realizados en la década pasada.

Con lo anteriormente expuesto lo que se propone, es realizar una integración del sector eléctrico en lugar de su fragmentación; también, y sobre todo, permitir la autonomía presupuestal y de gestión en lugar de su venta o de la concesión. La autonomía presupuestal y de gestión es un deseo aún no realizado, que brindaría la posibilidad de manejar a la Comisión como a cualquier industria de procesos

productivos, esto es permitir a la CFE que tome sus propias decisiones en materia de operación e inversión.

La CFE en la actualidad tiene razones de liquidez financiera y capacidad de endeudamiento aceptables, por lo que podría en lo inmediato cubrir sus programas de inversiones de transmisión y distribución con recursos propios. En cuanto a la capacidad de generación, ésta se desarrolla plenamente con inversión privada, lo que alivia temporalmente la presión financiera sobre la CFE. En los próximos años, una vez que las plantas generadoras construidas con inversión privada entren en operación, la Comisión tendrá que empezar a pagarlas. En poco tiempo, los ingresos que la CFE obtiene por la venta de energía serán insuficientes.

La aparente falta de recursos para el desarrollo del sector eléctrico no proviene de la ineficiencia del sector mismo, sino de las restricciones presupuestales impuestas por el jefe del Ejecutivo, a través de la Secretaría de Hacienda. El gobierno federal no tiene que aportar otros recursos: debe dejar que los que el sector genere se apliquen al desarrollo del sector mismo.

Bibliografía

Libros

Bazúa, Luis Felipe, et al. *"Reestructuración del sector eléctrico en México. Una propuesta Institucional"*. Ed. Porrúa, México, 2001.

Reséndiz, Daniel. *"El sector eléctrico en México, Comisión Federal de Electricidad"*. Fondo de Cultura Económica, México, 1994.

Luca, Carlos. *"Plantas eléctricas. Teoría y Proyecto"*. México, D.F., 1972.

Enríquez Harper, Gilberto. *"Elementos de Centrales Eléctricas I"*. Ed. LIMUSA-Noriega Editores, México, 1982.

Molina, Miguel. *"La reforma de los mercados eléctricos. Una aportación para el debate en México"*. Ed. Porrúa. México, 2002.

Artículos

Dussan M., "Electric Power Sector Reform in Latin America and the Caribbean", World Bank Working Papers, 1996.

Ulpiano Ayala Jaime Millán, *"La sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico en América Latina"*. Informe de Trabajo, Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C. mayo de 2002

Sánchez Albavera, Fernando y Altomonte, Hugo. *"Las reformas energéticas en América Latina"*, (LC/L.1020), abril de 1997. www.eclac.cl.

Sitios WEB

<http://www.cammesa.com.ar>

CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), Argentina.

<http://www.edesur.com.ar>

EDESUR (Empresa Distribuidora Sur S.A.), Argentina.

<http://www.eby.org.ar>

E.B.Y. - Entidad Binacional Yacyretá

<http://www.aneel.gov.br>

ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil)

<http://www.mme.gov.br>

Mercado Mayorista de electricidad de Brasil.

<http://www.ice.gov.cr>

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

<http://www.mem.com.co>

Mercado Mayorista de electricidad de Colombia.

<http://www.creg.gov.co>

Comisión Reguladora de Energía de Colombia.

<http://www.cel.gob.sv>

Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), El Salvador.

<http://www.inde.gob.gt/inde.htm>

Instituto Nacional de Electrificación (INDE), Guatemala.

<http://www.irhe.com.pa>

Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), Panamá.

<http://www.ande.gov.py/>

Administración Nacional de Electricidad (ANDE), Paraguay.

<http://www.ute.gov.ur>

Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), Uruguay.

<http://www.cre.gob.mx>

Comisión Reguladora de Energía, México.

<http://www.sener.gob.mx>

Secretaría de Energía. México.

<http://www.aes.com>

AES (Applied Energy Services)

<http://www.edf.com.fr>

<http://www.iberdrola.com.es>

<http://www.intergen.com>

<http://www.mitsubishi.com>

<http://www.transalta.com>

<http://www.fenosa.com>

Documentos Oficiales

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. México, 1993.

Notas de Prensa

Cardoso, Víctor, *"Sólo 10 trasnacionales se benefician de la privatización eléctrica mundial"*, Periódico La Jornada, 24 de mayo de 2004. México.