

1129



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Métodos Alternos para la Generación de Energía
Eléctrica en la Zona Central

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO
P R E S E N T A N:
ALEJANDRO GALEANA CALDERÓN
JORGE LUIS OLÁN GIL
FERNANDO SALINAS SALINAS

DIRECTOR: DR. JOSÉ LUIS FERNÁNDEZ ZAYAS



MÉXICO, D.F.

2004

GALEANA CALDERON ALEJANDRO 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Pablo Galeana Rodríguez y María Salud Calderón Paniagua por el apoyo que me han dado desde siempre, sin esperar nada a cambio, porque han sido mi mayor fuente de inspiración y sobre todo porque son las dos personas más importantes en mi vida.

A mi tía Chela, por su bondad.

A mi tío Paco, por sus sentimientos hacia mí

A Elisa, por su amor incondicional..

A mi abuelita Paula, por su atención.

A mi tío Bernardo, por su apoyo

A mi tía María Elena, por su perseverancia.

A mi tía Silvia, por saberme escuchar.

A mi tía Nardo, por su ayuda.

A mi primo Fernando, por su compañerismo.

A todos los que durante dieciocho años de mi vida vieron en mí a alguien con firmes intenciones de ser alguien en la vida, mis primos, tía(o)s Vero, Lupe, Juana, Juan, Alejandro Bello, René, Rosario.

Al Dr. José Luis Fernández Zayas y M.I. Norberto Chargoy del Valle, por su colaboración, ejemplo, personalidad, amistad, y porque creyó en nosotros y nuestro trabajo.

A los dos amigos con quienes he pasado buenos momentos en la Universidad, y espero seguir así, con su amistad incondicional.

Pero sobre todo agradezco y dedico este trabajo a mi hermano Velino Galeana Calderón, que espero le aliente a seguir adelante, porque es mi único hermano, creo en él ciegamente, lo admiro, lo amo.

A Dios

Alejandro Galeana Calderón

A Dios por permitirme llegar a la meta

A la familia Olán Gil, mi familia, por su apoyo incondicional y por su confianza, los cuales me sirvieron de aliento en los momentos más difíciles.

A mi padre y a mi madre por estar siempre conmigo y enseñarme que todo es posible en esta vida, solo basta intentarlo y por estar siempre conmigo y por confiar en mí no importa lo que pasara.

A mis hermanas y hermano, por ayudarme en los momentos críticos y aconsejarme con su experiencia para alcanzar mis objetivos, por alentarme y escucharme cuando hacía falta.

A Claudia Anais, por ser una gran motivación para mí y por esforzarme para lograr ser un gran ejemplo para ella.

Al Dr. Fernández Zayas, por confiar en nosotros y enseñarnos el camino grande, por su apoyo y dedicación y sobre todo por ser el capitán de éste proyecto.

A mis compañeros Fernando y Alejandro, con quienes termino esta etapa y espero empezar una nueva, llena de éxitos.

Al Maestro Chargoy por el apoyo ofrecido y por los consejos que fueron de mucha utilidad para nosotros

A la UNAM por todo lo que me dio, desde que entre a ella aprendí muchas cosas y a muchas personas valiosas que han sido muy importantes en mi desarrollo como persona y como ingeniero.

Jorge Luis Olán Gil

A mis padres por el apoyo incondicional recibido durante tantos años y por la comprensión y confianza que depositaron en mí para conseguir este título que representa en gran medida el esfuerzo conjunto de nuestra familia.

A mis hermanos por el cariño, la confianza y el entusiasmo que mostraron para que siguiera estudiando.

A mis amigos Jorge y Alejandro, por colaborar arduamente en la realización de este trabajo.

Al Dr. José Luis Fernández Zayas y al Maestro Norberto Chargoy por la confianza y los consejos recibidos para el buen desarrollo de esta tesis.

A Jacqueline Del Ángel quien representa una de las personas más importantes de mi vida.

Y en general a todos mis amigos y a las personas que de alguna forma colaboraron en la realización de este trabajo, esperando que sea de provecho y de aplicación digna de considerar para el desarrollo adecuado del Sistema Eléctrico en el país.

Fernando Salinas Salinas

ÍNDICE

Introducción	1
Capítulo 1 Descripción del Sistema Eléctrico Nacional	2
1.1 Antecedentes	2
1.2 Infraestructura	3
1.3 Estructura actual	6
1.4 Planificación y Prospectiva del SEN	9
1.4.1 Criterios en los estudios de planeación	13
1.4.2 Modelos para la definición del programa de expansión	14
Capítulo 2 Estudio de la Zona Central	19
2.1 Operación y características	19
2.1.1 Generación	19
2.1.2 Transmisión y transformación	20
2.1.2.1 Transmisión	20
2.1.2.2 Transformación	21
2.1.3 Operación	21
2.2 Problemática	25
2.2.1 Capacidad de generación	25
2.2.2 Calidad del servicio	25
Capítulo 3 Descripción de las tecnologías utilizadas actualmente para implementar sistemas de generación distribuida y cogeneración	27
3.1 Tecnologías para la generación distribuida	27
3.1.1 Máquinas reciprocantes	27
3.1.1.1 Principio de operación	27
3.1.1.2 Eficiencia	28
3.1.2 Microturbinas	28
3.1.2.1 Principio de operación	28
3.1.2.2 Eficiencia	29
3.1.3 Turbinas de combustión industriales	29
3.1.3.1 Principio de operación	29
3.1.3.2 Eficiencia	30
3.1.4 Sistemas fotovoltaicos	30
3.1.4.1 Principio de operación	30
3.1.4.2 Eficiencia	31
3.1.5 Sistemas de turbinas eólicas	31
3.1.5.1 Principio de operación	31
3.1.5.2 Eficiencia	32
3.1.6 Celdas de Combustible	32

3.1.6.1	Principio de operación	32
3.1.6.2	Eficiencia	33
3.2	Tecnologías utilizadas en proyectos de cogeneración	33
3.2.1	Turbinas de vapor	33
3.2.2	Turbinas de gas	33
3.2.3	Ciclo combinado	34
3.2.4	Motor alternativo	34
3.2.5	Microturbinas	34
3.2.6	Eficiencias	35
Capítulo 4	Características de las tecnologías aplicables en la propuesta	36
4.1	Generalidades	36
4.2	Cogeneración y Autoabastecimiento	37
4.2.1	Definición	37
4.2.2	Comparación con la generación convencional	39
4.2.3	Clasificación de los sistemas de cogeneración	40
4.2.4	Ventajas	43
4.2.5	Desventajas	45
4.3	Generación Distribuida	45
4.3.1	Definición	45
4.3.2	Comparación con la generación convencional	46
4.3.3	Clasificación de los sistemas de generación	47
4.3.4	Interconexión	47
4.3.5	Ventajas	47
4.3.6	Desventajas	48
4.3.7	Aplicaciones	49
4.3.8	Recursos técnicos disponibles más utilizados en la generación distribuida	49
4.3.8.1	Transferencias	51
4.3.8.2	Modos de operación de la tecnología soft load	55
4.4	Propuesta No. 1: Utilización de la Generación Distribuida en el Sistema Central de Luz y Fuerza del Centro	57
4.4.1	Planeación	57
4.4.2	Beneficios.	58
4.4.3	Impacto de la generación distribuida en el sistema de distribución	59
4.4.4	Impacto de la generación distribuida en el sistema de transmisión	59
4.4.5	Impacto de la generación distribuida en los niveles de falla	59
4.4.6	Sistema de potencia en estudio	61
4.4.7	Ubicación de la generación distribuida en las subestaciones para las cuales existe factibilidad de espacio	63

4.4.8	Comportamiento del sistema de potencia con la generación distribuida	63
4.5	Propuesta No. 2:Uso de las plantas generadoras de emergencia en horario punta, en las redes de distribución	70
4.5.1	Preeliminar	70
4.5.2	Planta de emergencia	71
4.5.3	Encuadre legal	71
4.5.4	Sistemas de sincronización	71
4.5.5	Impacto en las líneas de distribución	72
4.5.6	Evaluación económica de un caso práctico	72
4.5.7	Generación distribuida mediante plantas generadoras auxiliares	73
Capítulo 5	Conclusiones	74
	Anexos	76
	Bibliografía	79

INTRODUCCIÓN

En este trabajo de tesis, cuyo título es “Métodos Alternos para la Generación de Energía Eléctrica en la Zona Central”, primeramente realizamos un análisis de la Red Eléctrica Nacional, así como de las capacidades de generación de Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de Luz y Fuerza (LyFC) del Centro, derivando en la problemática que involucra a dichas empresas, principalmente en la generación y transmisión de energía eléctrica.

De este análisis se puede concluir que los sistemas eléctricos mexicanos son frágiles, fallan con más frecuencia de la internacionalmente aceptable, e implican importantes y costosos riesgos a la sociedad. Así, se propone explorar otras formas de abasto eléctrico que permitirán fortalecer el suministro de energía eléctrica, aumentando la confiabilidad y la calidad del servicio.

En el capítulo 1 se mencionan las características principales del Sistema Eléctrico Nacional, su estructura actual y la prospectiva que se tiene para los próximos diez años.

En el capítulo 2 se muestran las características de operación de la zona central atendida principalmente por Luz y Fuerza del Centro y se muestra la problemática que tiene actualmente.

En el capítulo 3 se describen las tecnologías más adecuadas para las propuestas del trabajo, características, principio de operación y eficiencias.

En el capítulo 4 se definen las propuestas, ventajas y desventajas que presentan. Se describen los recursos técnicos que se utilizan en la actualidad para los sistemas auxiliares de energía eléctrica. Finalmente se propone la implantación de la Generación Distribuida en lugares específicos del sistema de distribución de LyFC, como alternativa viable para poder desahogar una red tan saturada como lo es la red central del sistema eléctrico nacional. A su vez se propone una alternativa de autoconsumo en horario punta utilizando plantas generadoras de emergencia que además de beneficiar al Sistema Eléctrico Nacional, otorgarán ahorros en la facturación de energía eléctrica; esto último se demuestra con un cálculo económico real en una empresa que opera mediante este régimen.

Por último en el capítulo 5 se muestran las conclusiones derivadas de los cuatro capítulos anteriores haciendo énfasis en las propuestas concretas descritas en el presente trabajo.

CAPÍTULO 1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

1.1 Antecedentes

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

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

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

A continuación se describen brevemente las tres modalidades en las que participa la inversión privada:

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

1.2 Infraestructura.

Los principales centros de consumo se localizan en la parte central del país, destacando las ciudades de México, Monterrey, Guadalajara, Veracruz, Puebla y Tijuana. En la ciudad de México y su zona conurbada se concentra cerca del 25% de la demanda total del país. La demanda de energía es dinámica, cambia continuamente en forma horaria, diaria, semanal y estacionalmente.

Dado que la demanda cambia a cada instante es necesario variar continuamente la energía que producen las unidades generadoras, controlando las características de voltaje y frecuencia, además de conservar los límites de operación de cada uno de los elementos del sistema (generadores, transformadores, líneas, etc.), vigilando que se cumplan los objetivos básicos de la operación.

Para la producción de energía eléctrica se aprovechan las fuentes primarias de energía de que se dispone (hidrocarburos, agua, carbón, nuclear, geotérmica y viento), coordinando su operación para la producción del kWh al más bajo costo. En la figura 1.1 se muestran las principales plantas generadoras en el Sistema Eléctrico Nacional, así como el tipo de fuente de energía.



FIG. 1.1 Principales Plantas Generadoras distribuidas a lo largo del Territorio Nacional, así como su tipo correspondiente de Generación.

Debido a la gran distancia entre los centros de generación y los centros de consumo es necesario contar con una red de transmisión que permita enlazarlos y a la vez dar flexibilidad de asignar la generación más conveniente para satisfacer la demanda.

Como se muestra en el esquema, figura 1.2, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por la red troncal del Sistema Interconectado (SI), que integra a las áreas de control Central (CEL), Oriental (ORI), Occidental (OCC), Norte (NTE), Noreste (NES) y Peninsular (PEN); el Sistema del Área Noroeste (NOR) opera generalmente en forma aislada y solo se interconecta en forma esporádica con el resto del conjunto, y la red de los sistemas aislados Norte y Sur del área de control Baja California (BCA).

$$\begin{aligned} \text{SI} &= \text{CEL} + \text{ORI} + \text{OCC} + \text{NTE} + \text{NES} + \text{PEN} \\ \text{SIN} &= \text{SI} + \text{NOR} \\ \text{SEN} &= \text{SIN} + \text{BCA} \end{aligned}$$

FIG. 1.2 Esquema de clasificación del Sistema Eléctrico Nacional por las distintas zonas de operación y control.

La interconexión de los sistemas ha permitido las siguientes ventajas:

- Aprovechamiento óptimo de los recursos de generación y transmisión.
- Asistencia mutua en caso de emergencia y contingencia.
- Aprovechamiento de la diversidad de las cargas para satisfacer mejor la demanda máxima del sistema.
- Control de Voltaje y de flujos de potencia

El despacho económico es centralizado, logrando así el más bajo costo de producción global.

Red Troncal del Sistema Eléctrico Nacional

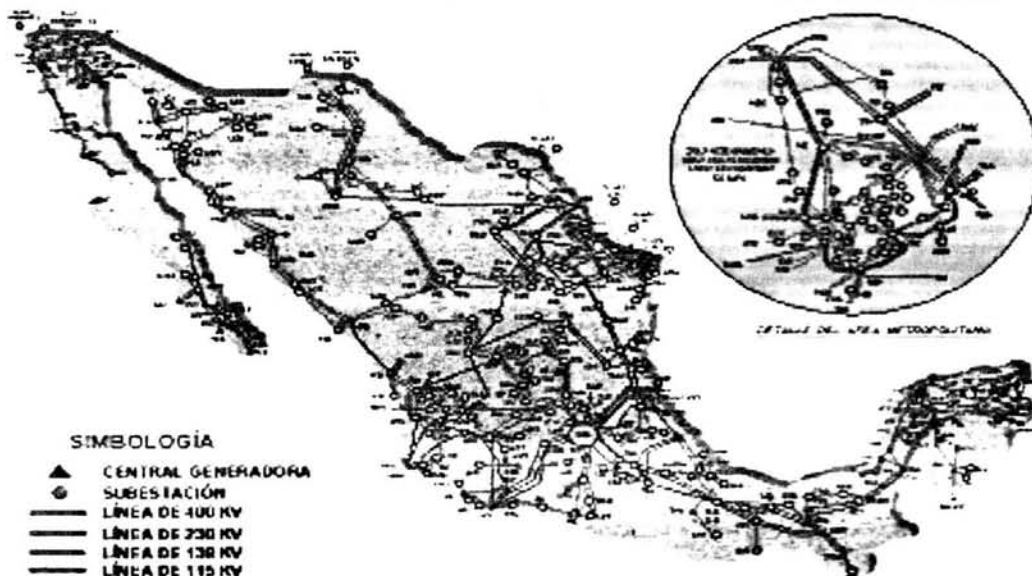


FIG. 1. 3. Red troncal del SEN compuesto por plantas, subestaciones y líneas de transmisión.

Para 1995 el SEN estaba conformado por 101 líneas de transmisión de 400 kV con un total de 11,367 km; 393 líneas de transmisión de 230 kV con un total de 19,529 km y en los voltajes de 161, 150, 138 y 115 kV un total de 716 líneas con una longitud de 22,056 km. Actualmente el SEN está constituido como se muestra en la figura 1.3

La red nacional mantiene enlaces con otras redes de Estados Unidos de Norteamérica y Belice: A Estados Unidos de Norteamérica en forma permanente está interconectada la red de Baja California Norte mediante 2 líneas de 230 kV; en forma aislada el Sistema Interconectado lo hace mediante 3 líneas de 138 kV y 2 de 115 kV en las Áreas Noreste y Norte respectivamente. Con Belice se tienen dos interconexiones a través de dos líneas de 34.5 kV y 115 kV.

El SEN tiene las características típicas de un sistema interconectado y presenta la siguiente problemática:

PROBLEMAS TÍPICOS DE OPERACIÓN

- Demasiada carga en líneas de transmisión
- Control del perfil de voltaje en la red troncal
- Estabilidad Transitoria
- Dinámica de la frecuencia en islas eléctricas
- Colapso de voltaje

Con base en los problemas típicos de operación, ubicación de centros de consumo, centros de generación y topología de la red troncal, se tienen definidos los siguientes criterios de operación.

CRITERIOS DE OPERACIÓN

- Seguridad ante primera contingencia
- Seguridad contra economía
- Acciones de control de emergencia

Datos estadísticos anuales del SEN

La operación de un sistema eléctrico de potencia implica disponer de datos y parámetros que permitan cumplir satisfactoriamente con esta tarea. Una parte importante de estos valores son recuperados, ordenados y procesados para convertirlos en estadísticas de la operación del SEN. Dentro de esta estadística, destaca la producción de energía del SEN al 31 de diciembre de 2003. Un ejemplo de esto se encuentra en la tabla 1.4 donde se encuentran asentados los datos estadísticos más significativos al 31 de diciembre del 2003 para poder llevar a cabo una adecuada operación y control del SEN.

Al 31 de diciembre de 2003

Sistema Eléctrico Nacional		Plantas Generadoras					
		TIPO	PTAS	U's	[MW]	[GWh]	
Ejecución del Despacho Económico	1.0152						
Margen de Reserva, SI [%] 1)	28.0	Vapor	28	94	14,282.5	73,743.0	
Margen de Reserva Operativo, SI [%] 1)	7.0	Turbogas	35	95	2,889.8	6,928.7	
Capacidad Efectiva Instalada (CFE + LyFC) [MW]	37,798.3	Eoloeléctrica	2	8	2.2	5.4	
Capacidad Efectiva Instalada [MW] 2)	44,554.1	Ciclo Combinado	10	40	3,847.9	22,437.1	
Demanda Máxima [MWh/h]	[MW]	Combustión Interna.	8	74	143.4	754.9	
Sistema Interconectado, SI 3)	27,433	27,670	Hydroeléctrica	79	220	9,608.2	19,753.2
Sistema Noroeste	2,491	2,501	Carboeléctrica	2	8	2,600.0	16,681.2
Sistema Baja California	1,744	1,778	Dual	1	6	2,100.0	13,858.7
Sistema Baja California Sur	230	235	Nucleoeléctrica	1	2	1,364.9	10,501.5
Energía Bruta Producida [GWh] 2)	202,589.8	Geotermoeléctrica	7	37	959.5	6,281.7	
Tasa de Crecimiento [%]	1.1	PIE's	14	32	4)6,755.7	5)31,644.5	
Importación de Energía [GWh]	72.7	Total	187	616	44,554.1	202,589.8	
Productores Externos a CFE [GWh] 6)	38,402.3	Consumo Bruto de Energía [GWh]				208,234.2	
Exportación de Energía [GWh]	1,186.1	Tasa de Crecimiento [%]				2.8	

TABLA 1.4. Datos estadísticos al 31 de diciembre de 2003.

Fuente: CENACE. Unidad de Estadística y Transacciones de Energía. Incluye datos de CFE y LFC.

1) Del 19 de mayo de 2003, fecha en que ocurrió la demanda máxima del SI

2) Incluye PIE's.

3) Incluye las 6 áreas (CEL, ORI, OCC, NTE, NES y PEN) interconectadas permanentemente

4) Capacidad neta demostrada

5) Energía entregada en el punto de interconexión. Incluye 23.9 GWh de energía en pruebas de Río Bravo III

6) Incluye PIE's, Autoabastecedores, Cogeneradores. Exportación (porteo).

Las demandas máximas del Sistema Interconectado ocurrieron el 030519. Para el Noroeste ocurrieron el 030902; Baja California, ocurrieron el 030716; Baja California Sur, ocurrieron el 030919 y el 030815 respectivamente.

1.3 Estructura Actual

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 Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de Luz y Fuerza del Centro (LFC), cuando tengan por objeto la prestación del servicio público. CFE tiene a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica en todo el territorio nacional, salvo en el Distrito Federal y parte de los estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla, áreas atendidas por LFC. Actualmente entre ambos organismos públicos atienden a 25 millones de usuarios y satisfacen las necesidades de más de cien millones de mexicanos.

Como se muestra en la tabla 1.5 la capacidad actual de generación de energía eléctrica del sector en su conjunto es de 50,679 MW, de la cual, el 74.0%

corresponde a CFE, 1.7% a LFC, 3.9% a PEMEX, 14.3% a PIE, 4.3% a Autoabastecimiento, y 1.8% a Cogeneración.

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

Nota: con información a mayo 2004

TABLA 1.5 Capacidad Instalada en México 2004.

Hoy en día la expansión y modernización del sector eléctrico nacional depende casi exclusivamente de los ingresos públicos disponibles. A su vez, dichos ingresos públicos tienen una relación estrecha con el Producto Interno Bruto (PIB), ya que la disponibilidad de recursos públicos guarda una dependencia significativa con el desempeño económico del país.

El crecimiento de la demanda por electricidad ha crecido históricamente a un ritmo considerablemente mayor al del PIB y al de los ingresos públicos, por lo tanto la capacidad del sector público para asignar los recursos que demanda el sector eléctrico, así como su capacidad para garantizar deuda, son cada vez menores. Por ello, el esquema financiero bajo el cual se ha instrumentado el crecimiento del sector se está agotando; de no introducir nuevos esquemas y mecanismos que incluyan participación privada e inversiones que no deban ser garantizadas por el Gobierno Federal, no se tendrán los recursos necesarios para cubrir la creciente demanda ni la modernización de la infraestructura. En la figura 1.6 se muestra lo antes descrito con una gráfica que compara el crecimiento de la demanda de energía con respecto al crecimiento del PIB.

Consumo nacional de electricidad, ingresos públicos y PIB 1980 – 2003

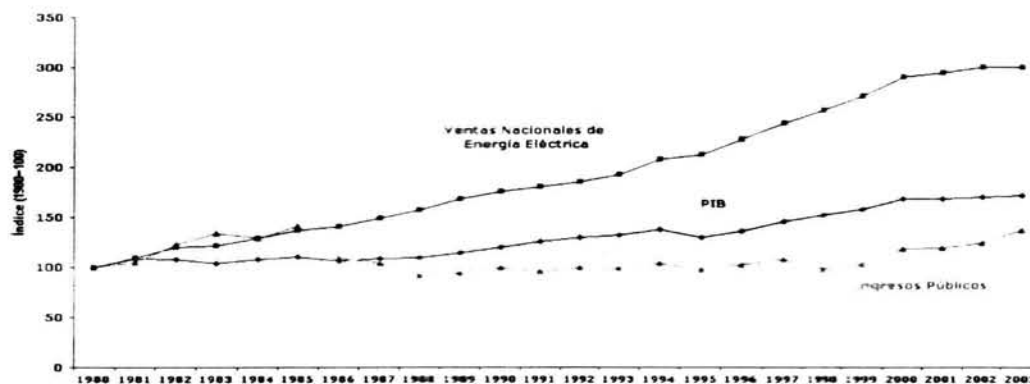


FIG. 1.6 Incremento del Consumo Nacional de Electricidad, Ingreso Público y PIB 1980-2003

En el periodo comprendido entre 2003 y 2012 se plantea agregar capacidad al sector del orden de 28,200 MW, (ver figura 1.8) así como modernizar los sistemas de transmisión y distribución a fin de alcanzar estándares internacionales en calidad y eficiencia del servicio. Estas necesidades implican inversiones del orden de 650 mil millones de pesos. Durante el mismo periodo, sólo se llevarán a cabo retiros por alrededor de 1,700 Megawatts, es decir, sólo se está respondiendo al crecimiento de la demanda dejando de lado la modernización de los activos del sector, cuya situación se encuentra lejos de los parámetros internacionales de calidad. En particular hoy en día el 44% de las unidades de generación cuenta con más de 30 años de vida activa, y para 2010 esa proporción se acercará a 70%.

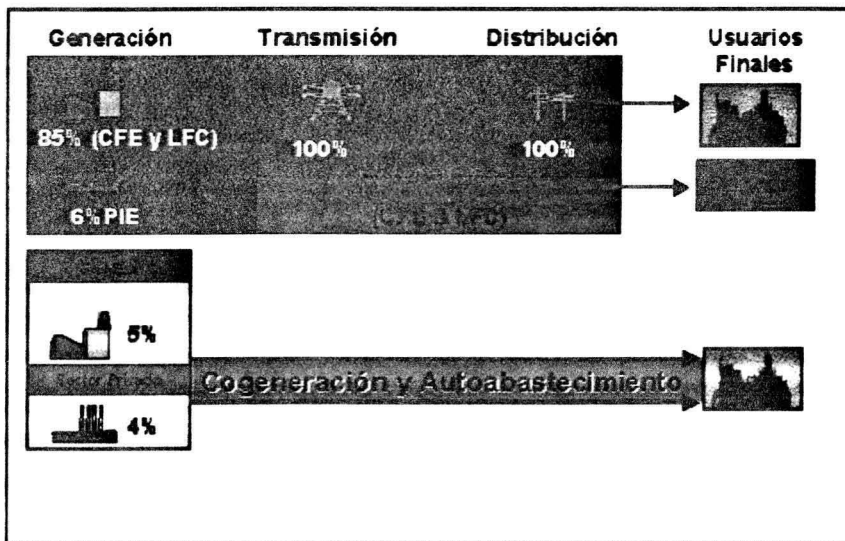


FIG. 1.7 Esquema actual del suministro de energía eléctrica en México.

Las necesidades en materia de electricidad de una economía globalizada como la mexicana exigen una constante expansión y modernización para mantener la competitividad de la industria nacional. Por lo tanto, es urgente una reforma estructural del sector y de su marco normativo para que los capitales de los sectores público, social y privado puedan participar en el desarrollo de la industria sin necesidad de contar con garantías gubernamentales.

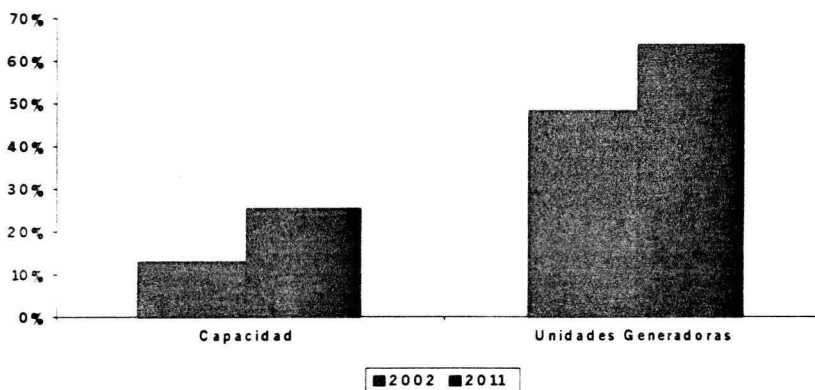


FIG. 1.8. Aumento de la capacidad de generación esperado en 2011.

A continuación (Tabla 1.9) se muestra la generación de energía eléctrica bruta hasta el año 2003.

Generación bruta de energía eléctrica nacional (GWh) National power generation				
Año/Year	Total	CFE	LFC	PIE / IPP
1980	61,868.0	59,197.0	2,671.0	-
1981	67,879.0	65,066.0	2,813.0	-
1982	73,225.0	70,783.0	2,442.0	-
1983	74,831.0	72,273.8	2,557.2	-
1984	79,507.0	77,211.0	2,296.0	-
1985	85,352.0	83,249.4	2,102.6	-
1986	89,383.0	87,117.0	2,266.0	-
1987	96,310.0	94,037.0	2,273.0	-
1988	101,905.0	99,777.0	2,128.0	-
1989	110,101.0	108,575.0	1,526.0	-
1990	114,325.0	112,423.8	1,901.2	-
1991	118,412.0	116,614.0	1,798.0	-
1992	121,697.0	120,131.0	1,566.0	-
1993	126,565.8	125,082.8	1,483.0	-
1994	137,522.2	135,807.2	1,715.0	-
1995	142,344.2	140,820.2	1,524.0	-
1996	151,888.7	149,970.7	1,918.0	-
1997	161,385.1	159,831.1	1,554.0	-
1998	170,982.1	168,981.1	2,001.0	-
1999	180,916.9	179,068.9	1,848.0	-
2000	191,425.5	189,995.5	1,430.0	-
2001	197,105.9	190,881.0	1,635.9	4,589.0
2002	200,362.0	177,047.0	1,463.0	21,852.0
2003	202,452.0	169,178.0	1,629.0	31,645.0

Fuente/Source: SENER

TABLA 1.9 Generación Bruta de Energía Eléctrica hasta el año 2003. Fuente: SENER

1.4 Planificación y prospectiva del SEN.

La planificación de proyectos del Sistema Eléctrico Nacional está a cargo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Para llevar a cabo estos procedimientos es necesario hacer un análisis profundo de las diversas tecnologías a utilizar, tanto para la generación como para la transmisión y distribución. Estos estudios obedecen a la dependencia y condicionamiento que exige un Sistema Interconectado tan robusto como es la Red Eléctrica Nacional, es decir, cada uno de los proyectos que se pretendan incorporar al Sistema Nacional tendrán que operar de una manera restringida, respetando la técnica tradicional de operación y tal vez adicionando problemas a una red que es difícil de mantener en condiciones adecuadas de trabajo. Para efectuar una planeación exhaustiva y adecuada, la CFE sigue la metodología descrita a continuación:

El objetivo primordial expreso por la CFE es *“Elaborar un plan de expansión que permita satisfacer la demanda futura de electricidad a costo mínimo y con un nivel adecuado de confiabilidad y calidad, respetando las disposiciones nacionales en materia energética, social, financiera y ambiental”*.

Tomando como referencia el objetivo marcado anteriormente, se realiza la planificación de la expansión tomando en cuenta una serie de factores que intervendrán en un desarrollo óptimo de las obras, como se muestra en la figura 1.10 mediante un diagrama de bloques.

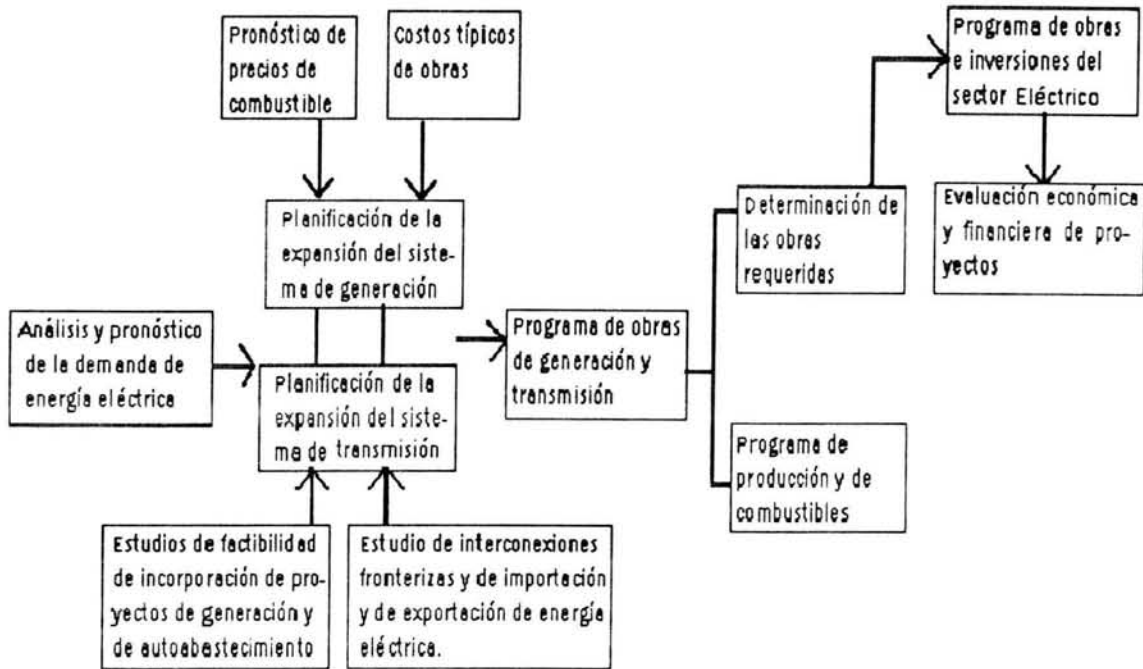


FIG. 1.10 Metodología utilizada por CFE para llevar a cabo la planeación de la expansión del Sistema Eléctrico.

El esquema anterior revela que una simple modificación o expansión en la red eléctrica implica una serie de estudios precisos, en ocasiones largos y costosos debido a la magnitud del sistema.

La etapa de planificación resulta ser muy compleja, pues al involucrar el tiempo se tendrá un pronóstico cuya incertidumbre crecerá en la medida que se planeen proyectos a largo plazo, por lo que, respetando el planteamiento descrito en la figura anterior, es necesario cuestionarse sobre lo siguiente:

- ¿Qué capacidad instalar para asegurar un nivel adecuado de confiabilidad?
- ¿Cómo combinar las diferentes tecnologías disponibles en el presente y en el futuro?
- ¿Dónde localizar el nuevo equipo?
- ¿Cuándo es el momento apropiado para incorporarlo al sistema?

Además de lo anterior dentro de la planeación es necesario hacer una búsqueda del costo mínimo y un análisis de rentabilidad. En la tabla 1.11 se muestran las etapas de análisis realizadas para hacer un estudio de la expansión del SEN.

Etapas	Periodos de Interés	Estudios de generación	Estudios de Redes		
			NACIONAL	REGIONAL	DISTRIBUCIÓN
1	Largo plazo de N+10 a N+30	Lineamientos Estructura del parque de generación	Lineamientos Localización de centrales y corredores de transmisión		
2	Mediano plazo de N+4 a N+10	Programa de Centrales Generadoras	Programa de obras de transmisión	Programa de líneas y Subestaciones	
3	Corto plazo de N+1 a N+4	Ajustes al programa	Modificación de redes	Modificación de redes	Programa de obras de Distribución

TABLA 1.11 Etapas de análisis realizadas por CFE en los estudios de expansión del SEN.

Además de las etapas anteriores es necesario hacer estudios sobre la demanda de energía eléctrica y pronóstico para los años futuros, basados en modelos econométricos sectoriales y en investigaciones de mercado por región. Estos estudios serán avalados por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SCHP) y por la Secretaria de Energía (SENER).

En la siguiente gráfica (figura 1.12) se muestra una proyección del consumo de energía eléctrica total hasta el año 2011. En esta gráfica es posible ver que los proyectos de Autoabastecimiento crecerán en forma importante dadas las características de un sistema tan extenso.

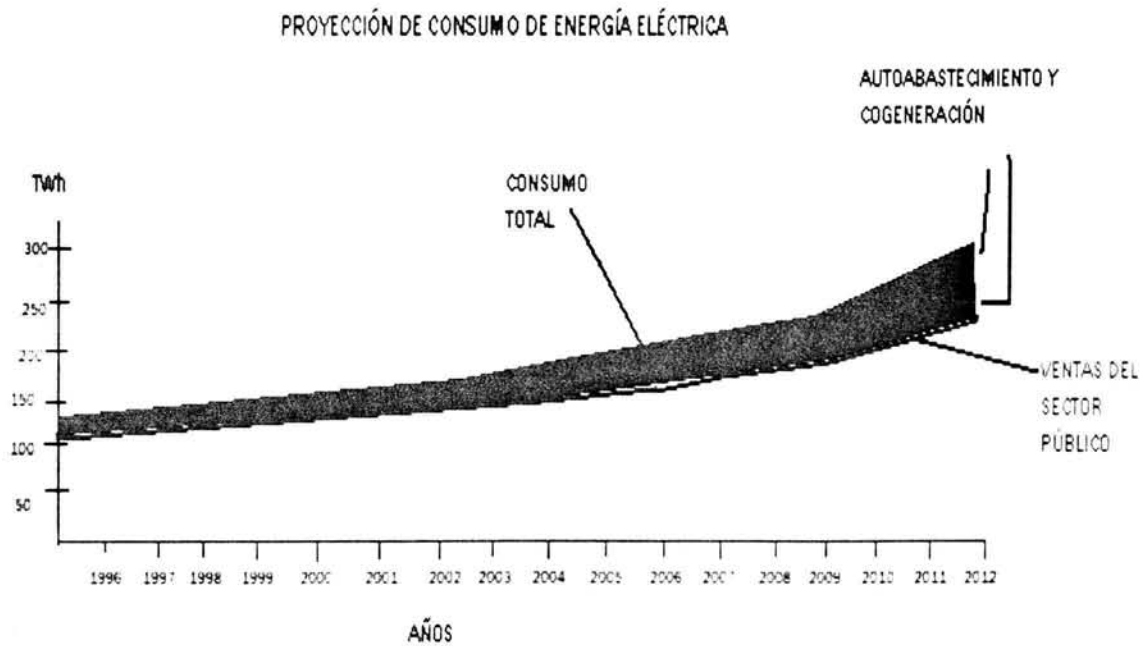


FIG. 1.12. Proyección del consumo de energía eléctrica hasta el año 2011.

El incremento de estos proyectos obedece a la necesidad de desahogar la red troncal debido a la saturación excesiva y a la inestabilidad generada por esta situación.

En la gráfica la parte sombreada representa el incremento esperado del autoabastecimiento para 2012. Este estudio fue realizado por CFE en función de indicadores demográficos y económicos, así como de estudios regionales de mercado:

El procedimiento para realizar estos estudios de mercado es el siguiente (Figura 1.13)



FIG. 1.13 Procedimiento para realizar estudios de mercado llevado a cabo por CFE en cada región del país en función de la demanda de energía

Las opciones para la expansión de la capacidad se fundamentan en la actualización del catálogo de proyectos candidatos, basado en estudios de identificación, evaluación y factibilidad de proyectos y tecnologías. Esto principalmente se realiza en proyectos hidroeléctricos; con otro tipo de tecnología el estudio no es tan profundo.

La expansión del sistema de generación requiere de un análisis de la mezcla óptima de tecnologías de generación bajo diversos escenarios a largo plazo. La selección óptima de los proyectos y programación de los mismos se suele elaborar hacia un horizonte de 10 años.

Otro punto importante dentro de la planeación es la localización de la capacidad de generación. En este punto se definen las centrales en las diversas regiones del sector eléctrico nacional, considerando los costos de inversión y operación en cada región, así como los costos de las interconexiones necesarias (Transmisión).

Uno de los estudios que es necesario realizar es el referente a la expansión de la red de transmisión, el cual debe arrojar un resultado en función de la selección sistemática de los proyectos de transmisión basada en análisis costo-beneficio. Se consideran aspectos de confiabilidad, seguridad, calidad y economía en la operación del sistema eléctrico.

1.4.1 Criterios en los Estudios de Planeación.

Existen una serie de criterios tomados en cuenta por CFE para conseguir una planeación conveniente.

El artículo 36 bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica se traduce en una formulación matemática cuya función objetivo es minimizar la suma de los costos actualizados de inversión, operación y falla. La función matemática contempla tres variables fundamentales en un estudio de este tipo: I: Inversión, O: Operación y F: Falla.

$$\text{MinCostos}(I + O + F)$$

Los criterios contemplados obedecen a un objetivo específico:

- Técnicos: Garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro.
- Económicos: Suministrar la energía eléctrica al menor costo de largo plazo.
- Financieros: Garantizar una rentabilidad adecuada de cada proyecto y cumplir con las reglas establecidas (obras).
- Ambientales: Cumplir con la normatividad en materia de emisiones y respeto al medio ambiente.

1.4.2 Modelos para la definición del Programa de Expansión

Estos modelos son utilizados por CFE como base establecida para sus futuros proyectos de expansión:

- WASP (1 nodo). Definición de la estructura del sistema de generación. Evolución de la capacidad a instalar por tecnología de generación. En este modelo la generación y el consumo se concentran en un solo punto, sin dejar de ser un sistema tan robusto, también es llamado modelo unirradial.
- EXPANDIN V.2 (30 nodos). Análisis de la expansión del sistema de generación por regiones y de la red principal para interconectar regiones. En este modelo es necesario analizar la expansión del Sistema Interconectado Nacional tomando como supuesto 30 nodos principales.
- MÉXICO (100 nodos). Evaluación de refuerzos de la red de transmisión por confiabilidad. En este modelo es necesario efectuar estudios sobre la posibilidad de fallas en la transmisión o generación, principalmente. Tiene como base 100 nodos porque es necesario mantener en funcionamiento a la red eléctrica para poder garantizar la continuidad del servicio y esto incrementa la complejidad del sistema (Reserva).
- MODELOS DE ANÁLISIS DE REDES ELÉCTRICAS (4000 nodos). Estudios de flujos, estabilidad y corto circuito. Definición detallada de obras de transmisión para satisfacer la demanda, asegurando los requerimientos técnicos necesarios.

Como se menciona en uno de los modelos anteriores la confiabilidad del servicio es uno de los parámetros que se deben tomar en cuenta dentro de la planeación. Los criterios empleados en este sentido obedecen al costo económico que implica dejar sin energía a un sector de la población, es decir, el costo por la energía no suministrada. Estos problemas técnicos son provocados por fallas en la transmisión y en la generación principalmente, acarreando efectos negativos principalmente en las industrias que dependen de procesos de automatización muy sofisticados. Aunado a esto también se presenta un problema social por la falta de suministro eléctrico relacionado principalmente con la incomodidad y el vandalismo.

El criterio de confiabilidad en la planificación de adiciones de capacidad también obedece a un planteamiento matemático, cuya función objetivo es minimizar la suma de los costos de inversión, operación y el costo para la economía debido a fallas. En este enfoque, el margen de reserva y la probabilidad de pérdida de carga son variables dependientes. Esto obedece a la necesidad de tener capacidad de generación de emergencia para cubrir la demanda, además de tener líneas alternas en caso de falla en la transmisión. Si no se cuenta con reservas suficientes los costos por energía no suministrada aumentarán. Sin embargo, si se

adquieren reservas excesivas no habrá pérdidas económicas por energía no suministrada, pero habrá una inversión muy elevada e innecesaria, es decir a medida que se adquiera más reserva aumentarán los costos de inversión.

Por lo anterior, se realiza un análisis económico de inversión y de las pérdidas por falla, obteniéndose un costo total del cual se podrá inferir un costo óptimo que corresponde a una reserva óptima; en este punto no habrá gastos excesivos ni pérdidas económicas (ver figura 1.14)

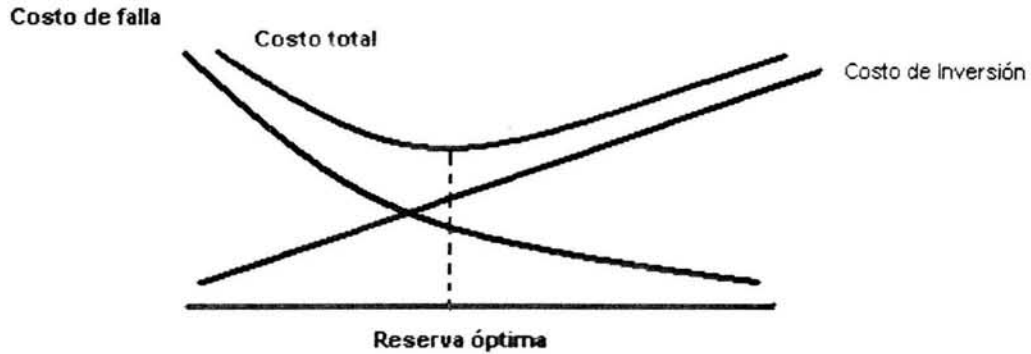


FIG. 1.14 Análisis económico para obtener un costo total tomando en cuenta el costo de inversión y de falla para la adquisición de una reserva óptima.

Para obtener el costo global mínimo se obtiene simultáneamente el margen de reserva y el plan de expansión óptimo del sistema eléctrico. (Ver figura 1.15)

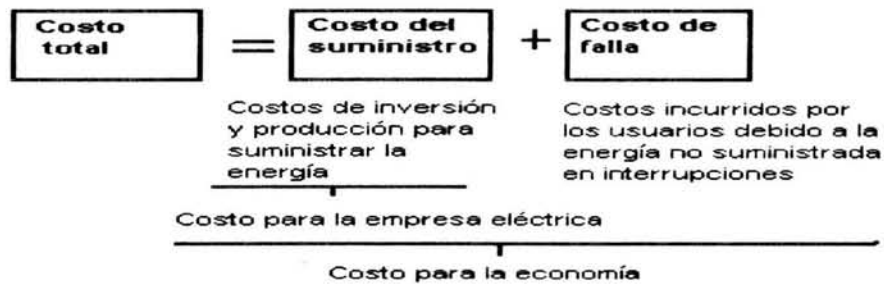


FIG. 1.15 Obtención del costo total en función del costo del suministro y de falla

En función de lo anterior se tiene una reserva total que tiene por objeto suplir la capacidad de las unidades generadoras que salen de operación por mantenimiento o eventos fortuitos.

La Reserva total de capacidad del sistema de generación se define como la diferencia entre capacidad total del sistema y la demanda máxima, con lo que se tiene la siguiente clasificación:

- *Reserva para mantenimiento.*- Es la capacidad que se instala para cubrir las interrupciones en la generación para permitir los mantenimientos programados de las unidades generadoras.
- *Reserva para fallas.*- Es la capacidad para cubrir las salidas forzadas de las unidades generadoras. La capacidad indisponible es una variable aleatoria, sin embargo es posible estimar un valor esperado de la falla en función de la distribución probabilística de las salidas forzadas de las unidades.
- *Margen de Reserva operativo.*- Es la capacidad adicional para cubrir eventos no previsible o ajenos a la operación de las unidades generadoras. Por ejemplo, restricciones en la red de transmisión, errores de pronóstico en la demanda, años hidrológicos críticos, *diferimientos* en la entrada de capacidad, etc.

Definiciones:

Definición de Margen de Reserva:

$$MR = \frac{\text{Capacidad efectiva bruta} - \text{Demanda máxima bruta}}{\text{Demanda máxima bruta}}$$

Definición de Margen de Reserva operativo:

$$MR = \frac{\text{Capacidad efectiva bruta disponible} - \text{Demanda máxima bruta coincidente}}{\text{Demanda máxima bruta coincidente}}$$

En este punto de la planeación, tomando como base los escenarios de crecimiento del consumo de energía eléctrica y del Producto Interno Bruto (PIB), se puede pensar en un proyecto de expansión más concreto.

La necesidad del autoabastecimiento energético crece rápidamente (8-9 %), pues cada vez es más difícil incorporar al Sistema Eléctrico Nacional una planta generadora. La planeación debe ser tan anticipada y tan puntual que puede ser en cierta medida un obstáculo para el desarrollo de nuevos proyectos a corto plazo, producto de las variaciones de crecimiento en el sistema. Por esta razón es justo emplear nuevas formas en la administración y en la distribución de la energía. La CFE, consciente del problema, tiene programada la realización de proyectos de Autoabastecimiento y Cogeneración a mediano y corto plazo, aunque la proyección a largo plazo la atribuya a la generación dentro de un sistema interconectado cuya funcionalidad puede ser cuestionable.

Proyectos de Autoabastecimiento y Cogeneración 2003-2012

- BIOENERGÍA (2003: 7 MW)
- IBERDROLA (2003: 313 MW)
- PEMEX SALAMANCA (2003: 258 MW)
- PEMEX TULA (2003: 250 MW)
- CIA. DE ENERGÍA MEXICANA (2004: 20 MW)
- TRATMEX (2004: 55 MW)
- TERMOELÉCTRICA DEL GOLFO
- PEÑOLES (2003: 230 MW)
- PEMEX MADERO (2010: 250 MW)
- PEMEX MINATITLAN (2009: 250 MW)
- NUEVO PEMEX (2012: 250 MW)
- PARQUES ECOLÓGICOS (2003: 102 MW)
- ENERTEK

Dentro de los proyectos de Autoabastecimiento se contemplan dos tipos:

- *Autoabastecimiento local*.- La unidades generadoras se instalan en el mismo lugar de consumo.
- *Autoabastecimiento remoto*.- El consumo se realiza en lugares distintos del sitio de la generación, lo que implica transporte de la energía.

En la figura 1.16 se muestran los proyectos estimados al 2012, en ambas modalidades.

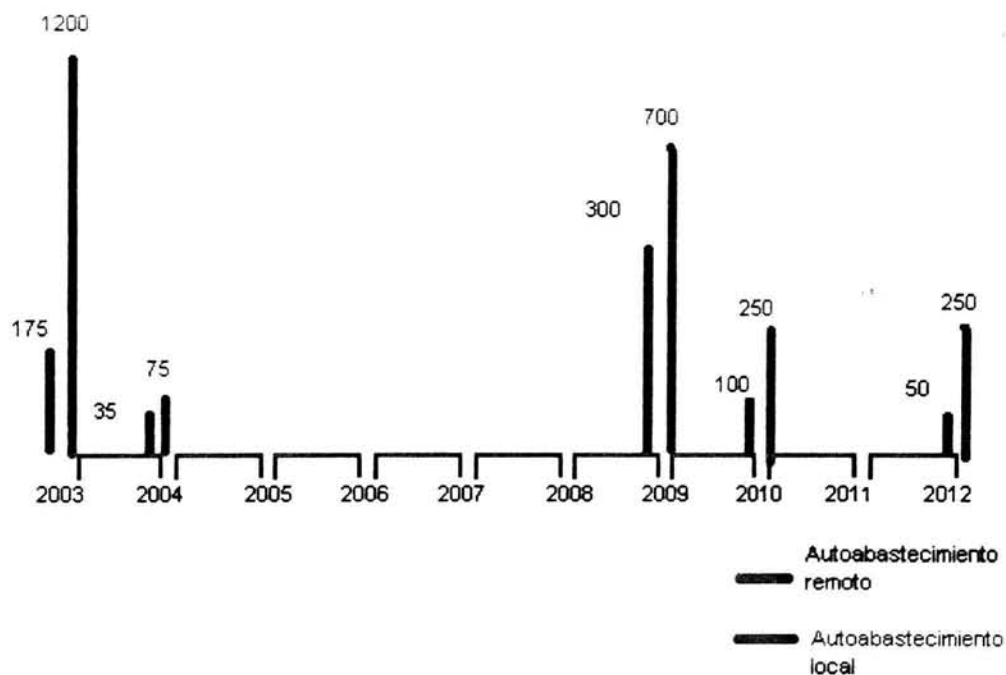


FIG. 1.16 Proyectos de Autoabastecimiento al 2012

También existe un programa de retiros de centrales termoeléctricas: total: 2204.6 MW, por ser capacidad obsoleta que hace que los costos marginales se incrementen en centrales con más de 30 años.

CFE, dentro de la planeación y referente a Autoabastecimiento no ha contemplado a la generación distribuida, ya que básicamente este tipo de generación es correspondiente a particulares. Hasta el momento solo se encuentra en una etapa de análisis y existe la posibilidad que en los próximos años se liciten este tipo de proyectos como una solución al problema de la interconexión ineficiente que resulta de un sistema eléctrico tan robusto y saturado.

CFE contempla un crecimiento para el año 2012 de la siguiente manera (Tabla 1.17)

	2002		2012	
Térmica				
Convencional	14382	34.70%	10936	17.40%
Ciclo Combinado	7343	17.90%	16987	27.10%
Turbina de Gas	2890	7%	3203	5.10%
Combustión Interna	144	0.40%	212	0.70%
Dual	2100	5.10%	2100	3.30%
Carboeléctrica	2600	6.90%	3300	5.70%
Geotérmica	843	2.70%	950	1.70%
Eólica	2		104	
Nuclear	1365	3.33%	1305	2.70%
Hidroeléctrica	9608	23.30%	12194	19.40%
Libre			62730	18.10%
TOTAL	41177		62730	

TABLA 1.17 Crecimiento del parque de generación planeado para el 2012.
Cifras en MW

CAPÍTULO 2. ESTUDIO DE LA ZONA CENTRAL

2.1 Operación y características

Es responsabilidad de la Subdirección de Producción de Luz y Fuerza del Centro coordinar y supervisar los recursos de generación, transmisión y transformación necesarios para abastecer de la energía eléctrica requerida en la zona central del país.

2.1.1 Generación

Al mes de julio del año 2003, Luz y Fuerza del Centro continúa con una capacidad instalada para generar energía eléctrica de 834.33 MW; de los cuales 236.33 MW son de Hidroeléctricas, 224 MW corresponden a una Central Termoeléctrica y 374 MW son del tipo Turbogas; la responsabilidad del mantenimiento y operación corresponde a la Gerencia de Generación. En la figura 2.1 se observan las condiciones bajo las cuales fue suministrada la energía eléctrica para cubrir la demanda máxima en el año 2002, así como los tres tipos de generación de energía eléctrica correspondientes a Luz y Fuerza del Centro.

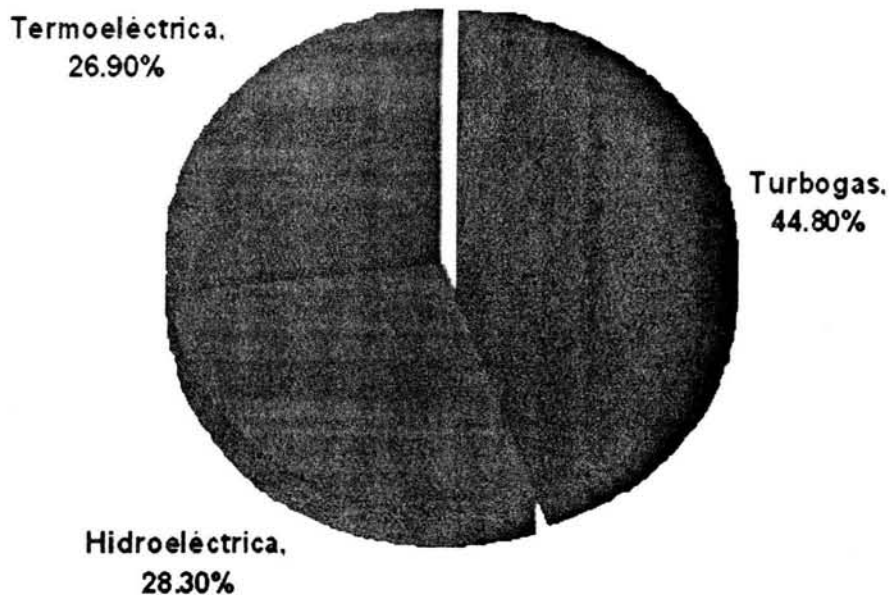


FIG. 2.1 Porcentaje correspondiente al tipo de generación de energía eléctrica en la zona central.

2.1.2 Transmisión y Transformación

Para transportar la energía eléctrica desde las Centrales Generadoras y desde los puntos de recepción de energía con Comisión Federal de Electricidad hasta los centros de consumo, Luz y Fuerza del Centro cuenta con las redes de Transmisión y Transformación en alta, media y baja tensión como sigue:

2.1.2.1 Transmisión:

La red de Transmisión está compuesta por líneas de 400, 230, 115, 85, 60 y 44 kV; al finalizar el mes de julio del año 2003 se alcanzó una longitud de 3,447.99 km., en la tabla 2.2. se muestran los niveles de tensión de estas líneas, así como su longitud correspondiente hasta julio de 2003.

Nivel de Tensión (kV)	2000		2001		2002		Julio 2003	
	No.	Km.	No.	Km.	No.	Km.	No.	Km.
400	12	388.60	14	388.68	14	388.68	14	389.02
230	66	1,036.44	69	1,062.18	71	1,074.09	71	1,074.55
115	5	65.00	4	57.50	4	57.50	4	57.50
85	129	1,771.58	132	1,781.98	132	1,802.92	132	1,802.92
60	1	70.00	1	70.00	1	70.00	1	70.00
44	1	54.00	1	54.00	1	54.00	1	54.00
Total	214	3,385.62	221	3,414.34	223	3,447.19	223	3,447.99

TABLA 2.2 Longitud y nivel de tensión de Líneas de Transmisión hasta julio de 2003.

Puesto que la red eléctrica de Luz y Fuerza del Centro se encuentra en una zona densamente poblada, se cuenta además con una red de cables subterráneos de potencia de 230 y 85 KV como se observa en la tabla 2.3:

Nivel de Tensión (kV)	2000		2001		2002		Julio 2003	
	No.	Km.	No.	Km.	No.	Km.	No.	Km.
230	22	80.31	22	80.31	23	80.49	23	80.49
85	20	69.20	21	71.27	21	71.27	21	73.51
Total	42	149.51	43	151.58	44	151.76	44	154.00

TABLA 2.3 Longitud y nivel de tensión de Líneas de Transmisión subterráneas hasta julio de 2003

2.1.2.2 Transformación:

La transformación permite adecuar las características de voltaje y corriente de la energía eléctrica que se produce en las Centrales Generadoras y que se transmite en altos voltajes por las líneas de transmisión a través de grandes distancias para entregar a los clientes la energía eléctrica requerida para sus procesos. En la tabla 2.4 se indica la capacidad de transformación instalada en las subestaciones de Luz y Fuerza del Centro:

Tipo de Transformación	2000	2001	2002	Julio 2003
En servicio	20,376.554	20,526.554	21,676.554	21,694.919
Reserva	849.450	849.450	989.450	989.450
Servicio Estación	50.881	50.881	51.881	51.656
Bcos. de Tierra	111.250	111.250	111.250	111.250
Reguladores Volt.	110.968	110.968	110.968	110.968
Bcos. de Capacitores	2,574.900	2,693.700	2,775.300	2,881.800
Reactores	85.560	85.560	85.560	85.560
TOTAL	24,159.563	24,428.363	25,800.963	25,925.603
No. de Subestaciones	219	223	225	*214

TABLA 2.4 Capacidad de transformación en subestaciones de Luz y Fuerza del Centro

* Se dieron de baja 14 Subestaciones Rurales al concluirse el cambio de voltaje de 6 a 23 kV.

2.1.3 Operación:

La Gerencia de Operación a través del Área de Control Central tiene la responsabilidad de efectuar el control de la energía eléctrica en la zona central del país. Esta función se realiza las 24 horas de los 365 días del año. La figura 2.5 muestra la demanda máxima semanal censada por el área de control central del 2000 al 2003. La misión a cumplir es la de proporcionar el servicio de energía eléctrica en condiciones de cantidad, calidad, continuidad y seguridad a todos los clientes, para lo cual se tienen los siguientes indicadores que permiten evaluar la gestión operativa:

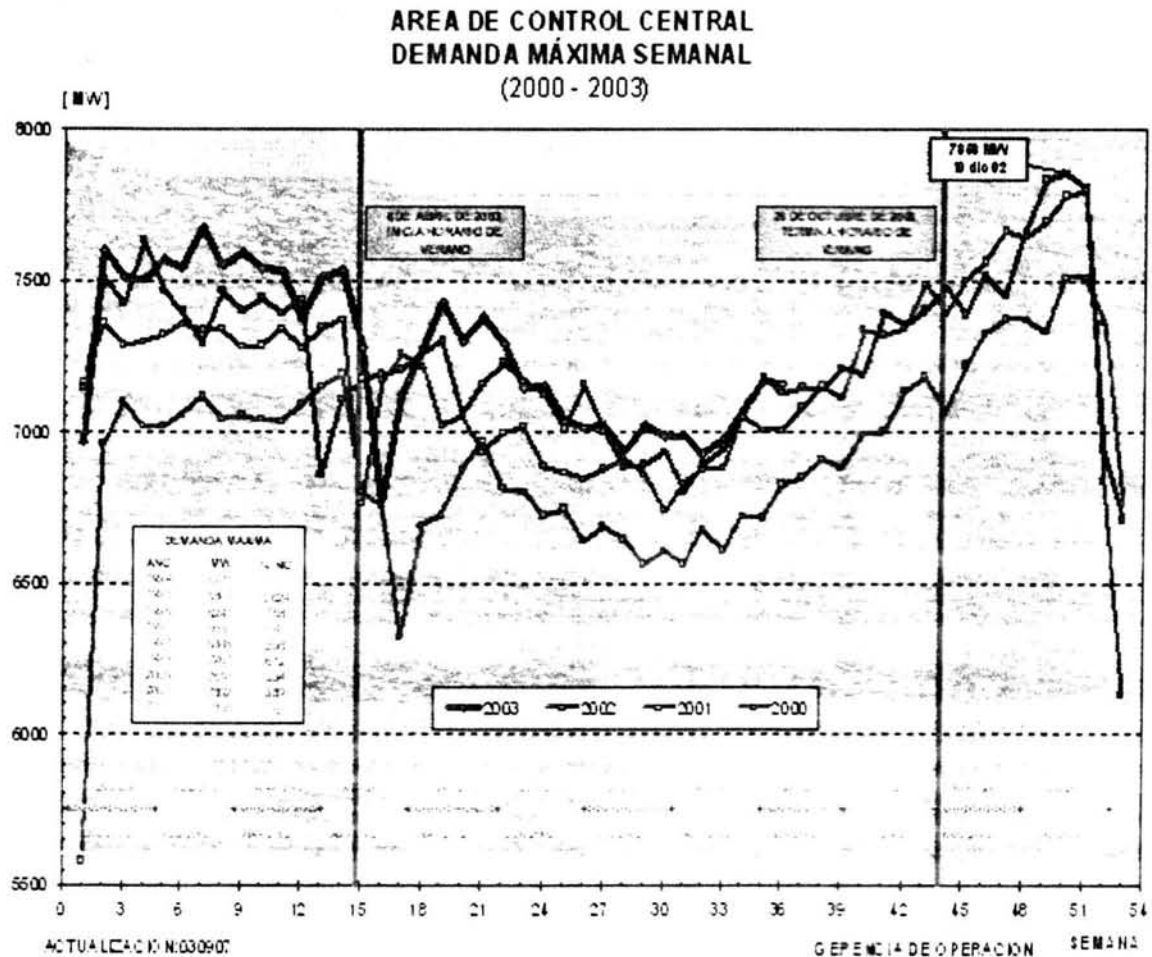


FIG. 2.5 Demanda máxima semanal. Área de Control Central (2000-2003)

a).- Manejo de Energía.

La Demanda Máxima Anual de LFC a diciembre de 2002 fue de 7,149 MW, que representa aproximadamente el 23 % de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional. A Diciembre de 2003 se tuvo pronosticado satisfacer una demanda de 7,450 MW, en tanto que para el Área de Control Central la demanda máxima en Diciembre de 2002 fue de 7,856 MW y la demanda esperada para Diciembre de 2003 fue de 8,200 MW.

De la figura 2.5 se observa lo siguiente:

- El nivel alto de la demanda se sostiene durante los meses Noviembre-Enero y Enero-Abril del siguiente año.
- Durante la Semana Santa la demanda de energía disminuye.
- Con la aplicación del horario de verano, el decremento de demanda de energía permite que se efectúe mantenimiento programado a las Unidades Generadoras en las Centrales Termoeléctricas.

- Una vez concluido el horario de verano, la tendencia en el crecimiento de la demanda continúa hasta alcanzar su valor máximo en el mes de Diciembre del año corriente.

b).- Tiempo de Interrupción por usuario en la red de Potencia (TIUP). Este indicador refleja la calidad en el suministro de la energía eléctrica, y la meta a cumplir en el año 2003 fue de 16.2 minutos. A continuación se reportan los valores obtenidos en años anteriores:

- Diciembre de 1999 27.63 min.
- Diciembre de 2000 20.46 min.
- Diciembre de 2001 17.68 min.
- Diciembre de 2002 14.16 min.
- Enero – Julio de 2003 5.12 min.

c).- Tiempo Promedio de Reestablecimiento de Líneas de Transmisión (TPR). Este indicador refleja la seguridad operativa, ya que el reestablecimiento de la red de transmisión en el menor tiempo posible permite mantener las condiciones de operación en estado estable del Sistema Eléctrico de Potencia. En la tabla 2.6 se indican los valores obtenidos al mes de Julio de 2003.

NTFL	400 kV	230 kV	85 kV
Año 1999	13 fallas, 1.79 min.	19 fallas, 2.66 min.	100 fallas, 3.50 min.
Año 2000	18 fallas, 1.87 min.	21 fallas, 1.23 min.	71 fallas, 2.22 min.
Año 2001	10 fallas, 1.13min.	21 fallas, 2.36 min.	98 fallas, 2.70 min.
Año 2002	14 fallas, 3.5 min.	57 fallas, 2.85 min.	52 fallas, 2.60 min.
Enero-Julio 2003	5 fallas, 4.0 min.	16 fallas, 2.00 min.	18 fallas, 2.94 min.

TABLA 2.6 Estadística de Seguridad operativa en líneas de transmisión a julio de 2003

NTFL = Número de Fallas Transitorias Sencillas de Líneas de Transmisión
 TPR = Tiempo Promedio de Reestablecimiento de Líneas < a 5 minutos.

d).- El indicador Tiempo Promedio de Restablecimiento de la Carga (TPRC) permite medir la respuesta del personal de Operación para mantener la continuidad del servicio ante la ocurrencia de disturbios en la red eléctrica, el valor máximo acumulado al año no debe exceder de 5 minutos. En la tabla se observan los valores del TPRC a julio del 2003.

TPRC < 5min	2000	2001	2002	Enero – Julio 2003
	2.465 minutos	1.613 minutos	2.600 minutos	2.07 minutos

TABLA 2.7 Tiempo promedio de reestablecimiento de la carga a julio de 2003

Para que se puedan obtener los resultados mostrados en los indicadores TIUP, TPR y TPRC se cuenta con el trabajo del personal de la Gerencia de Transmisión y Transformación, la cual al cumplir con los programas de mantenimiento preventivo y correctivo en el equipo de potencia hacen posible obtener resultados favorables en la operación de tiempo real.

e.-) Otro indicador que permite asegurar que el suministro de la energía eléctrica es de calidad, es el Índice de Control de Voltaje (**ICV**), el cual se supervisa permanentemente para proporcionarlo dentro del rango predeterminado, siendo este más estricto que lo que establece la Ley del Servicio Público, favoreciendo al cliente. En la tabla 2.8 se muestra este indicador, así como el tiempo fuera de la banda de voltaje (TFBV) a julio de 2003.

ICV (kV)	Rango de Calidad del Voltaje (kV)	TFBV (hrs) Al mes de Julio 2003	TFBV (hrs) Metas durante 2003
400	400 – 418	0.14	1.50
230	227 – 238	0.86	1.50
85	82 – 89	0.00	1.50

TABLA 2.8 INDICE DE CONTROL DE VOLTAJE EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

TFBV = Tiempo Fuera de la Banda de Voltaje

2.2 Problemática

2.2.1 Capacidad de Generación

El organismo cuenta con una capacidad instalada de 871 MW en plantas generadoras, en donde es de mencionar que éstas en términos generales han agotado su vida útil, la cual no se utiliza al 100% debido a fallas técnicas impredecibles que son más frecuentes a medida que el equipo envejece, y en ocasiones a restricciones ecológicas, entre otras causas; lo que deriva que actualmente se tenga una capacidad disponible de aproximadamente el 60%.

En este sentido, la energía producida no es suficiente para cubrir la demanda, por lo que es necesario adquirir a la CFE aproximadamente el 95% de la energía que se distribuye y comercializa; situación que se considera persistirá hacia el futuro, debido al monto de la inversión que se requeriría para construir nuevas plantas generadoras.

El no contar con capacidad de generación propia incide también en el suministro; ya que su abasto se tiene que realizar con plantas generadoras externas alejadas de los centros de consumo y por consecuencia, al transportar la energía desde puntos remotos se incrementan las pérdidas técnicas por la conducción de la energía a través de líneas de transmisión.

A éstas pérdidas deben adicionarse los consumos realizados por todos aquellos asentamientos irregulares existentes en la zona atendida, los cuales por sus características no son susceptibles de medirse y que provocan severas sobrecargas en la red de distribución al no estar comprometida su demanda.

Las pérdidas totales de energía representan aproximadamente el 15% de la energía disponible, incluida la adquirida a la CFE; problemática que está siendo objeto de diferentes acciones para atenuarla, dentro de éstas, resalta la instalación de equipos de medición en 41 puntos de intercambio de energía, así como en los 63 puntos de reventa con la CFE, además de revisar y optimizar los procedimientos de medición en plantas y subestaciones de potencia del sistema, con el objeto de corregir las irregularidades y carencias que se detecten. Lo cual sigue siendo aún insuficiente para superar la problemática en este aspecto.

2.2.2 Calidad de Servicio

La calidad del servicio que la entidad debió obtener, se ha visto obstaculizada por la falta de un presupuesto suficiente para invertir en nuevos equipos y materiales y por las restricciones del contrato colectivo de trabajo para incorporar de forma inmediata métodos y procesos avanzados.

Ciertamente, en los últimos años en los que la tecnología ha evolucionado notablemente en las funciones productivas y administrativas, la entidad no avanzó al ritmo requerido en su incorporación debido a las limitaciones presupuestales existentes en su momento.

No obstante lo anterior, se puede mencionar que aun cuando la evolución del sistema de potencia, el cual incluye las líneas de transmisión 400, 230 y 85 kV y las subestaciones de transformación de energía a tensiones menores, ha correspondido a los avances presentados a nivel mundial, no ha ocurrido lo mismo con el sistema de distribución que presenta ciertos rezagos en su control automatizado.

En materia comercial, los consumidores han manifestado que la calidad del servicio no es la adecuada, y es más crítico para los usuarios industriales y comerciales que han modernizado su maquinaria y equipos con controles electrónicos de estado sólido, quienes requieren una calidad del suministro más rigurosa. Para dar solución a lo anterior, se han incorporado equipos construidos con elementos electrónicos o esquemas de medición remota al 60% de los servicios industriales más importantes, y se iniciaron así mismo, pruebas de medición remota a 1,600 servicios comerciales proyectados en uno de los conjuntos corporativos más importantes de la ciudad.

En el aspecto administrativo, la sistematización de procedimientos particulares en cada una de las áreas de entidad no se ha hecho con la oportunidad requerida, debido a las limitaciones presupuestales ya mencionadas.

Ante el reto que representa el dar la mejor solución en el corto y mediano plazo a la problemática antes descrita, y con el propósito de dar cumplimiento en forma eficiente a las facultades que le confiere a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, LFC está encauzando sus esfuerzos para implementar los programas orientados a la modernización productiva y administrativa, los cuales incidirá, en la calidad tanto del suministro de la energía como de la atención a los usuarios.

Es por eso que en el presente trabajo se proponen algunas soluciones para el desahogo de la red de distribución de LFC.

CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS UTILIZADAS ACTUALMENTE PARA IMPLEMENTAR SISTEMAS CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y COGENERACIÓN

3.1 Tecnologías para la Generación Distribuida

3.1.1 Máquinas reciprocantes.

Fueron desarrolladas hace más de 100 años. Esta tecnología de Generación Distribuida fue la primera que utilizó combustibles fósiles. Los ciclos de Otto (encendido por chispa o bujía) y Diesel (encendido por compresión) han tenido gran aceptación en casi todos los sectores de la economía, su rango de operación va desde unidades de pequeñas fracciones de caballo de potencia hasta unidades de 60 MW de potencia utilizadas en algunas plantas generadoras. Las máquinas reciprocantes son aquellas en las que los pistones se mueven de atrás hacia delante en cilindros, son un subconjunto de las máquinas de combustión interna, las cuales también incluyen las máquinas rotatorias. Pequeños motores se diseñan para el transporte, pero pueden convertirse en generadores con pequeñas modificaciones. Los motores más grandes se diseñan generalmente para la generación de potencia, transmisión mecánica o propulsión marina. Para aplicaciones de Generación Distribuida, esta tecnología ofrece bajos costos y buena eficiencia, pero los requerimientos de mantenimiento son altos y las unidades diesel producen grandes emisiones contaminantes y ruido.

3.1.1.1 Principio de operación.

Casi todas las máquinas utilizadas para la generación de potencia son de cuatro tiempos (admisión, compresión, combustión y escape). El proceso inicia con la mezcla de combustible y aire. Algunas máquinas son turbocargadas o turboalimentadas para incrementar la salida de potencia de la máquina, lo que significa que el aire es comprimido por un compresor pequeño en el sistema de admisión. La mezcla combustible/aire se introduce en el cilindro de combustión, En unidades diesel, el aire y combustible se introducen separadamente, inyectando el combustible después de que el aire es comprimido por el pistón en la máquina.

Cuando el pistón se acerca a la última parte de su recorrido, se produce una chispa que enciende la mezcla (en la mayoría de las máquinas diesel, la mezcla es encendida solo por la compresión). Las máquinas de combustible duales usan una pequeña cantidad de combustible diesel, además de una chispa para iniciar la combustión del combustible primario (gas natural). La presión de los gases calentados impulsa el pistón hacia abajo. La energía de traslación del pistón es convertida a energía rotacional por medio del cigüeñal. Cuando el pistón alcanza la parte inferior de su recorrido, la válvula de escape se abre y el escape es expulsado desde el cilindro por la elevación del pistón.

3.1.1.2 Eficiencia

El diseño de la cámara de combustión es importante no solo para la eficiente y completa quema de los combustibles sino también para la reducción de emisiones de NOx.

Cómo y cuándo se inyecte el combustible juega un rol importante en cómo se quema el combustible, esto influye en la potencia, eficiencia y emisiones generadas. Generalmente, su eficiencia oscila entre 33-36%. Las máquinas de alta eficiencia operan a niveles más altos de presión que los que requieren los sistemas de encendido de alta energía con componentes adecuados. El encendido con láser tiene el potencial para mejorar la eficiencia del combustible y reducir las emisiones por medio de mejoras en el tiempo de encendido y la colocación del mismo, incrementando la confiabilidad, y reduciendo los requerimientos de mantenimiento.

Las máquinas turbocargadas son las más eficientes, pues pueden alcanzar potencias más altas.

3.1.2 Microturbinas.

La tecnología usada en microturbinas se deriva de sistemas de potencia aérea auxiliar, turbinas a diesel, y algunos diseños automotrices. Algunos fabricantes ofrecen unidades de generación de potencia distribuida a pequeña escala, que van desde 25-500 kW. La mayoría de las microturbinas se utilizan para operar con carga continua.

3.1.2.1 Principios de operación.

Las microturbinas sencillas consisten de un compresor, combustor, turbina y generador. Los compresores y turbinas son típicamente diseños de flujo radial, y son semejantes a las máquinas turboalimentadoras automotrices. La mayoría de los diseños son de eje sencillo y generador de imanes permanentes de alta velocidad (entre 70000 y 120000 rpm) que producen un voltaje (CA) de alta frecuencia variable. Se emplea un inversor para producir potencia de 60 Hz de corriente alterna. La mayoría de las unidades de microturbina se diseñan normalmente para operación con carga continua y son recuperadas para obtener eficiencias eléctricas más altas, además de que pueden entregar potencia confiable y de calidad para cargas críticas.

Una de las ventajas de la tecnología de un solo eje es que su diseño y construcción es más simple que la de dos ejes, y por lo tanto requieren un menor mantenimiento. Sin embargo, las configuraciones de dos ejes incluyen una caja de engranes reducida y un generador de inducción que produce potencia de 60 Hz

directamente, por lo que no se requiere el inversor. También, el diseño de eje dividido es necesario para aplicaciones de transmisión mecánica.

3.1.2.2 Eficiencia.

La eficiencia va de 27-32%, pero el uso de materiales más duraderos y resistentes a la temperatura o sistemas de enfriamiento avanzados, son necesarios para incrementar el radio de operación temperatura/compresión, por lo tanto, las eficiencias de las turbinas. Dichos desarrollos disminuirán los períodos de interrupción y los costos de mantenimiento.

La eficiencia puede ser mejorada hasta alcanzar 80% por medio de recuperadores, para la reutilización de los gases de escape. Aunque la recuperación normalmente no es empleada en turbinas mayores de 1 MW. El uso de radiadores intermedios puede incrementar la eficiencia mediante la reducción de los requerimientos de energía para la compresión del aire, y producir aire a una temperatura más baja para un mejor enfriamiento de las partes de la turbina.

Este tipo de tecnología típicamente utiliza gas natural, aunque podría usar diesel, propano e incluso keroseno.

3.1.3 Turbinas de combustión industriales.

Las turbinas de combustión industrial han sido usadas para la generación de potencia, las unidades de ciclo sencillo van desde el rango de 1 MW hasta superiores a 100 MW. Las unidades de 1-15 MW se denominan generalmente como turbinas industriales, un término que las diferencia de las grandes turbinas y de las más pequeñas (microturbinas). Las turbinas tienen bajos costos de instalación, bajas emisiones, recuperación de calor a través de vapor y no requieren mantenimiento frecuente, pero tienen una baja eficiencia. Con estas características, las turbinas de combustión se usan normalmente en Generación Distribuida mediante cogeneración cuando se requiere una fuente constante de calor o de agua caliente y potencia, como y en configuraciones de ciclo combinado.

3.1.3.1 Principio de operación.

Históricamente, las turbinas industriales han sido desarrolladas a partir de máquinas de propulsión para aviones, han sido diseñadas específicamente para generadores de potencia estacionarios o para aplicaciones de compresión en la industria del gas y aceite. Una turbina de compresión es un dispositivo en el que se comprime aire, y un combustible líquido o gaseoso se enciende y los productos de la combustión se expanden directamente a través de los álabes de la turbina para accionar un generador eléctrico. La turbina y compresor generalmente tienen

varias etapas y paletaje axial. El radiador intermedio es usado generalmente en unidades más grandes que puedan incorporar económicamente este implemento.

3.1.3.2 Eficiencia.

Los materiales más duraderos y resistentes a la temperatura o esquemas avanzados de enfriamiento son necesarios en este tipo de tecnología. Tales desarrollos redundarán en menores periodos de interrupción y costos de mantenimiento más bajos. Los efectos del ambiente en la eficiencia también son importantes.

La eficiencia va de 21-40%, pero puede mejorarse mediante el uso de recuperadores.

3.1.4 Sistemas fotovoltaicos.

En 1839, el físico francés Edmundo Becquerel descubrió que ciertos materiales producían pequeñas corrientes eléctricas cuando se exponían a la luz. Sus primeros experimentos de transformación de luz en electricidad lograron eficiencias del 1 al 2%, lo que impulsó a que se siguiera investigando estos efectos fotovoltaicos. El primer descubrimiento importante ocurrió en la década de los años 40, cuando la ciencia de materiales y el proceso de Czochralski fue desarrollado para producir silicio cristalino muy puro. En 1954, los laboratorios *Bell* usaron este proceso para desarrollar una célula de silicio fotovoltaica, que incrementó la eficiencia hasta 4%. Los sistemas fotovoltaicos, comúnmente conocidos como paneles solares, están disponibles en gran medida, no producen emisiones, son confiables, y requieren mantenimientos menores. Estos sistemas no son muy utilizados porque es una de las tecnologías más caras, además de que solo trabajan mientras se dispone de luz solar.

3.1.4.1 Principio de operación.

Los paneles solares fotovoltaicos están compuestos de células discretas interconectadas que convierten la radiación solar en electricidad. Las células fotovoltaicas producen corriente directa (CD), por lo que para que pueda ser utilizada es necesario un inversor. En algunas circunstancias puede requerirse un equipo de acondicionamiento de potencia si es que el panel solar se encuentra conectado a la red eléctrica.

La *insolación* es un término usado para designar la cantidad de energía solar que puede ser convertida en electricidad. Los factores que afectan la insolación son la intensidad de la luz y la temperatura de operación de las celdas fotovoltaicas. La intensidad de la luz depende de la latitud local y del clima, y generalmente es mayor cuando se encuentra más cercana al ecuador. Otro factor importante es la

posición del panel solar. Para maximizar la intensidad de la luz, el panel debe estar en una posición que le permita aumentar la duración en la que incidan perpendicularmente los rayos de luz sobre él. Cumpliendo estos requerimientos, la eficiencia teórica máxima que puede alcanzarse es de 30%.

3.1.4.2 Eficiencia.

Los sistemas de hoy en día tienen una eficiencia de energía que es menor que la mitad de la que se alcanza en el laboratorio. Incrementando la eficiencia de estos sistemas no solo se reducirán costos sino que se producirá más electricidad por unidad de área, lo cual es muy importante

3.1.5 Sistemas de turbina eólica.

Los molinos de viento han sido utilizados por muchos años con el fin de realizar trabajo mecánico para el bombeo de agua. Ante de la electrificación rural, en la década de los años 20's, en E.U.A. algunos campesinos recibieron estímulos para utilizar los molinos de viento para generar electricidad con generadores eléctricos. En este país, los molinos de viento fueron considerados la opción más viable económicamente para generar energía renovable, debido a las crisis energéticas. Actualmente, las turbinas de viento pueden generar electricidad sin requerimientos adicionales de inversión en infraestructura, excepto para nuevas líneas de transmisión para llevar la energía a localidades remotas. La mayoría de las turbinas de viento son utilizados como pequeñas unidades (menores de 5 kW) diseñadas para el sector residencial unidades más grandes diseñadas instaladas por compañías eléctricas que prefieren vender *energía limpia* a sus clientes.

3.1.5.1 Principio de operación.

Las turbinas de viento incluyen el rotor, generador, los alabes y la transmisión o el dispositivo de acoplamiento. Al soplar el viento a través de los alabes, el aire ejerce fuerzas aerodinámicas que provocan que los alabes hagan girar el motor. La mayoría de los sistemas tiene una caja de engranes y un generador en una unidad sencilla debajo de las *paletas* de la turbina. La salida del generador es procesada por un inversor.

La mayoría de las turbinas actuales tiene una configuración de eje horizontal. Las condiciones del viento limitan la cantidad de energía eléctrica que las turbinas son capaces de generar, y la mínima velocidad requerida por la turbina para generarla determina su rango. Generalmente, la velocidad umbral mínima es alcanzada cuando la turbina está desplazada por encima del terreno, por lo que, es importante considerar el terreno donde se habrá de situar la turbina. Las costas y las colinas son los lugares donde mejor desempeño pueden tener estos dispositivos, pues es aquí donde existe la mayor cantidad de viento aprovechable.

3.1.5.2 Eficiencia

La eficiencia es aproximada en un 25 %, sin embargo se debe considerar que se trata de energía renovable y obviamente el costo por combustible es nulo, aunque la disponibilidad del recurso es limitada. El tamaño de la superficie requerida por estas villas es de 0.01 KW por metro cuadrado y los costos de operación son estimados entre 4 y 12 centavos de dólar por KWH.

3.1.6 Celdas de combustible.

Las celdas de combustible son baterías eléctricas que permiten convertir hidrógeno y oxígeno en electricidad, calor y agua. Estos dispositivos son parecidos a las baterías ya que ambos utilizan un proceso electroquímico para producir corriente directa. Tanto las baterías como las celdas de combustible consisten de dos electrodos separados por un electrolito. Las celdas de combustible se caracterizan por el electrolito utilizado, por ejemplo, alcalina, membranas de intercambio de protones, ácido fosfórico, carbonato fundido y óxido sólido

3.1.6.1 Principio de operación.

Existen varios tipos de celda de combustible, pero todos utilizan el mismo principio para generar potencia. Una celda de combustible consiste en dos electrodos (ánodo y cátodo) separados por un electrolito. El hidrógeno se alimenta por el ánodo, mientras el oxígeno (aire) ingresa a la celda de combustible por cátodo. Con la ayuda de un catalizador, el átomo de hidrógeno se divide en un protón (H^+) y un electrón. El electrón pasa desde el electrolito hacia el cátodo, y los electrones viajan a través de un circuito externo conectado como una carga, creando una corriente directa. Los electrones continúan en el cátodo, donde se combinan con hidrógeno y oxígeno, produciendo calor y agua.

Cada diferente electrolito tiene ventajas y desventajas, basadas en los materiales y los costos de manufactura, temperatura de operación, eficiencia obtenible y otras consideraciones operacionales. La parte que contiene los electrodos y el material electrolítico se denomina "depósito", y es uno de los componentes más costosos del sistema. El reemplazo del depósito es muy costoso pero es necesario cuando la eficiencia disminuye debido a las horas de operación acumuladas.

Las celdas de combustible requieren hidrógeno para su operación. Sin embargo, es impráctico usar hidrógeno directamente como fuente de combustible; en su lugar, se extrae de fuentes ricas de hidrógeno como la gasolina, propano, o gas natural mediante un *reformador*. Costo efectivo, reformadores de combustible eficiente que pueden convertir varios tipos de combustible a hidrógeno son necesarios para permitir el incremento en la flexibilidad y la viabilidad comercial.

3.1.6.2 Eficiencia.

Dependiendo del tipo de electrolito, la celda de combustible opera entre 80 y 1000 grados centígrados, ignorando este calor producido por la celda, la eficiencia alcanza un rango de 35-65%. Utilizando el calor producido, la eficiencia puede alcanzar hasta un 80%.

3.2 Tecnologías utilizadas en proyectos de Cogeneración.

3.2.1 Turbinas de vapor

En esta configuración la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional. En este sistema la eficiencia global es del orden del 85 al 90% y la eléctrica del 20 al 25%. Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación.

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento.

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

3.2.2 Turbinas de gas.

En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, como veremos más adelante para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor.

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2.

3.2.3 Ciclo combinado.

Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones para los procesos de que se trate. El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6.

3.2.4 Motor alternativo

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200 y 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80 a 100 °C.

3.2.5 Microturbinas

Las microturbinas difieren substancialmente de la mayoría de los métodos tradicionales de generación de energía eléctrica usados en la industria, con emisiones sumamente bajas, y que resultan particularmente útiles en muchísimas aplicaciones industriales y comerciales. Una microturbina es esencialmente una planta de poder miniatura, autocontenida, que genera energía eléctrica y calorífica en rangos desde 30kW hasta 1.2MW en paquetes múltiples (multipacks). Tiene una sola parte móvil, sin cajas de engranes, bombas u otros subsistemas, y no utiliza lubricantes, aceites o líquidos enfriantes.

Estos equipos pueden usar varios tipos de combustibles tanto líquidos como gaseosos, incluyendo gas amargo de pozos petroleros con un contenido amargo de hasta 7%, gas metano, gases de bajo poder calorífico (tan bajo como 350 Btu) emanados de digestores de rellenos sanitarios.

Uno de los usos más prácticos y eficientes de la microturbina está en la cogeneración, utilizando ambas formas de energía simultáneamente, energía eléctrica y calor, implica precisamente maximizar el uso del combustible con eficiencias del sistema entre 70-80%. Empresas comerciales, pequeñas industrias,

hoteles, restaurantes, clínicas, centros de salud, y una multitud de otras aplicaciones pueden combinar sus necesidades de electricidad y energía térmica mediante el uso de microturbinas como sistemas de cogeneración que anteriormente era difícil de lograr

3.2.6 Eficiencias.

Existe una tendencia importante por parte de los productores independientes en México para utilizar Ciclos Combinados en al modalidad de Autoabastecimiento, aunque los ciclos convencionales también son utilizados, así como, las turbinas de gas, las eoloelectricas, entre otras, que a continuación son mostradas en el siguiente recuadro, de la misma forma se muestran los energéticos utilizados actualmente.

Tecnología de cogeneración	Eficiencia Eléctrica (%)	Eficiencia Térmica (%)
Turbina de vapor	33	52
Turbina de gas sin post-combustión.	38	47
Turbina de gas con post-combustión.	38	42
Ciclo combinado	57	33
Motor reciprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	30
Motor reciprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	20
Microturbina	30	50

CAPÍTULO 4. CARACTERÍSTICAS DE LAS TECNOLOGÍAS APLICABLES EN LA PROPUESTA.

4.1 Generalidades

En este capítulo describiremos algunas de las tecnologías que se pueden utilizar para tratar de mejorar el Sistema Eléctrico, que resulta ser el objetivo primordial de la propuestas, las cuales serán mencionadas al final de esta sección.

Dadas las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Nacional descritas anteriormente existen tres alternativas propuestas en este trabajo como una solución al deficiente desempeño de una Red Eléctrica tan robusta y comprobadamente inestable; además de los beneficios obtenidos por la descentralización de la generación y el desahogo de un sistema tan complejo, con dichas propuestas se obtendrían reducciones en las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, aunado al substancial ahorro de energía obtenido por las diversas tecnologías aplicadas en este tipo de instalaciones que finalmente se ve reflejado en términos económicos como un ahorro en el costo de la generación eléctrica.

Las tecnologías propuestas son:

- **Cogeneración y Autoabastecimiento.**
- **Generación Distribuida.**

En lo referente a la Cogeneración y el Autoabastecimiento, ambas tecnologías han sido analizadas ampliamente en estudios realizados por CFE con la colaboración de SENER, estos trabajos han delineado un panorama alentador como una solución a la creciente demanda de energía eléctrica en el país, tan es así que los proyectos de cogeneración y autoabastecimiento han sido implementados en diversos puntos del país y se planea que en este tipo de proyectos recaerá la generación eléctrica a futuro gracias a las características anteriormente señaladas.

Por otro lado la Generación Distribuida no se ha contemplado dentro de los planes de expansión de CFE, tal vez porque la inversión en la construcción de este tipo de plantas generadoras implicaría la apertura comercial del Sector Eléctrico, aunque es sabido que prácticamente el 50 % de la generación en el país corresponde al sector privado administrado por CFE. Cabe mencionar que esta modalidad de generación es la que trataremos más a fondo por ser la solución más adecuada para tratar los problemas que se presentan en la operación y control de las redes eléctricas saturadas.

La Generación Distribuida tanto en México como en los países subdesarrollados es una alternativa para tratar de descentralizar el Sistema Eléctrico Nacional, así

como garantizar el suministro de energía a futuros consumidores incrementando la calidad de los parámetros de energía y con ello la calidad de vida de la población.

Dentro de las propuestas del presente trabajo, la principal de ellas es la de dar a conocer en forma más extensa un análisis completo y exhaustivo de los beneficios técnicos, ambientales y energéticos que se tendrían si la conjunción de estos tres tipos de desarrollos se llevaran a cabo poniendo como plataforma a la Generación Distribuida, ya que partiendo de este tipo de desarrollos las otras dos tecnologías resultan complementarias e indispensables para poder tener un Sistema Eléctrico robusto pero con una interconexión independiente, de tal modo que se garantice la confiabilidad y la calidad del servicio a los usuarios.

Todos estos aspectos que se plantean en una forma muy simplista como solución a los problemas que presentan las compañías suministradoras de energía eléctrica en México, se describirán en una forma muy detallada analizando las características generales de la implementación de este tipo de tecnología en el país, primeramente se analizarán estos tres tipos de tecnologías individualmente y por último se planteará la solución conjunta de la propuesta.

4.2 Cogeneración y Autoabastecimiento

4.2.1 Definición.

El concepto de cogeneración se utiliza para definir a los sistemas tecnológicos que a partir de una sola fuente de energía primaria, producen en forma secuencial y en el sitio, al menos dos tipos de energías útiles (energía mecánica, o energía eléctrica, energía térmica en forma de gases calientes, vapor, agua caliente, frío) de calidad a los procesos productivos. Es decir, cogeneración es la producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos productivos o la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos. La definición oficial aparece en México por primera vez en 1992 en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), artículo 36, fracción II, que en 1993 se establece como la definición oficial en el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía.

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria, y es hoy, una alternativa como método de conservación de energía para la industria, acorde con las políticas de globalización económica regional y a la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable.

En la figura 4.1 se muestra un Sistema de cogeneración con el cual se alcanzan niveles de eficiencia muy altos.

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

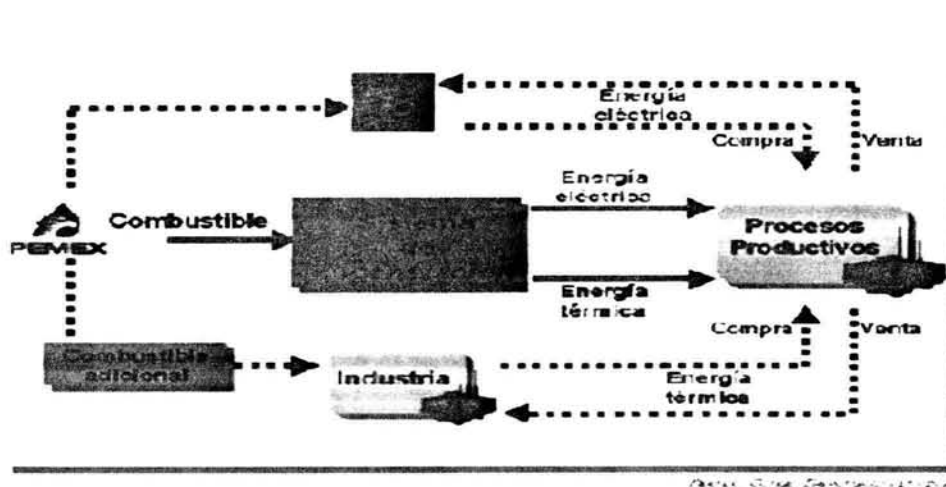


FIG. 4.1 Sistema de Cogeneración

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

En lo referente al Autoabastecimiento, este concepto se utiliza para definir a los Sistemas Tecnológicos que a partir de una sola fuente de energía primaria, producen en el sitio únicamente energía eléctrica, de calidad para fines exclusivos de autoconsumo. La modalidad de autoabastecimiento contempla la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo con la consigna de que dicha energía provenga de plantas generadoras destinadas a la satisfacción de necesidades de los copropietarios o socios.

Por esta razón el autoabastecimiento no es una de las opciones tan recomendadas por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), debido a su baja eficiencia en comparación con la cogeneración, aunque puede ser una opción dentro de la Generación Distribuida para implementar sistemas que puedan trabajar de forma independiente o dependiente de la red central.

La definición anterior aparece en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, artículo 36, fracción I.

4.2.2 Comparación con la Generación Convencional.

En los sistemas de cogeneración el combustible empleado para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor que el utilizado en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, es decir, que del 100% de energía contenida en el combustible, en una termoeléctrica convencional sólo 33% se convierte en energía eléctrica, el resto se pierde a través del condensador, los gases de escape, las pérdidas mecánicas, las pérdidas eléctricas por transmisión y distribución entre otras.

En los sistemas de cogeneración, se aprovecha hasta el 84% de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor a proceso (25-30% eléctrico y 59-54% térmico). Lo anterior se muestra en la figura 4.2.

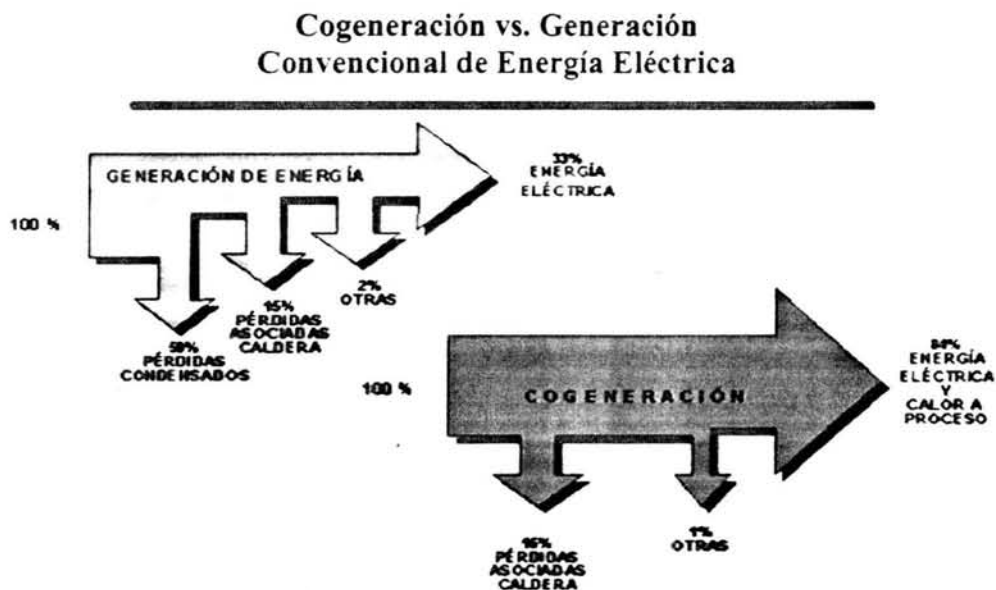


FIG: 4.2 Comparación en función del nivel de eficiencia entra la cogeneración y la generación convencional.

Los niveles de eficiencia del Autoabastecimiento prácticamente son de la misma magnitud que los niveles de la generación convencional, pero son una opción para las empresas privadas, para satisfacer las necesidades propias de consumo de energía eléctrica. Actualmente esta modalidad se encuentra aceptada por la CRE y los permisos son otorgados por esta comisión después de cumplir con una serie de requisitos y siempre y cuando no resulte inconveniente para el país a juicio de la Secretaría de Energía. Bajo este marco regulatorio a la Industria privada también le es conveniente adquirir un permiso e implementar su planta de

autoconsumo con la finalidad de reducir su factura eléctrica, esto se consigue interactuando con la Red Eléctrica, programando su operación a distintos tipos de horarios identificando los horarios base, punta e intermedio, de tal forma que se tenga la opción de operar de forma aislada en el horario con mayor tarifa e incorporarse a la red en los horarios base e intermedio que son los que registran una menor costo en la facturación.

Obviamente la Cogeneración es la opción más adecuada para el ahorro de energía y el aumento de los niveles de eficiencia en los procesos productivos industriales, en comparación con el Autoabastecimiento, pero esta última modalidad no deja de ser una opción muy atractiva para la Generación Distribuida ya que se puede trabajar de manera aislada de la red y en México trabajar fuera de la red implica quedar libre de fluctuaciones y problemas relacionados con un sistema de potencia centralizado. Además de los beneficios económicos que derivan principalmente en los costos evitados por el suministro de energía.

Los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración han resultado benéficos para todos los agentes que participan en el sector eléctrico, en los siguientes aspectos:

- Aprovechamiento de combustibles alternos.
- Mayor control del suministro y calidad de la energía eléctrica.
- Menores cargas en la red eléctrica.

4.2.3 Clasificación de los sistemas de cogeneración.

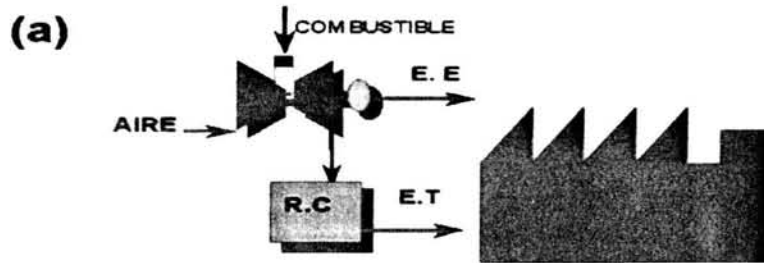
Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en:

- Sistemas superiores (Topping Cycles)
- Sistemas inferiores (Bottoming Cycles)

Los sistemas superiores de cogeneración (ver Fig. 4.3.a y Fig. 4.3.b), que son los más frecuentes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón. A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituyen el segundo escalón.

Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 °C a 600 °C.

Sistema superior con Turbina de gas



Sistema superior con Turbina de vapor

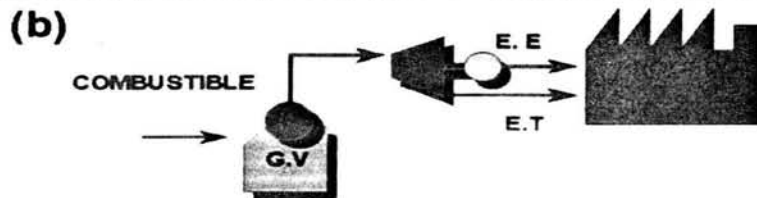


FIG. 4.3.a Sistema Superior con Turbina de Gas.

4.3.b Sistema Superior con Turbina de Vapor.

Los sistemas inferiores (ver Fig. 4.3.c), la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 900 °C que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

Sistema inferior con Turbina de vapor

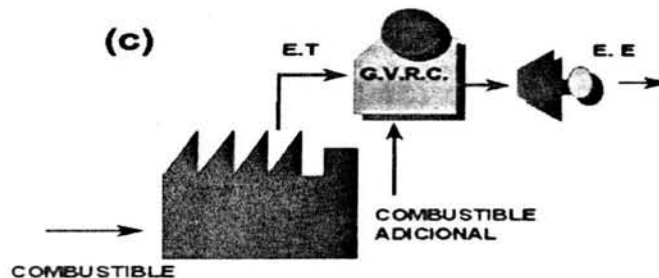


FIG. 4.3.c Sistema Inferior con Turbina de Vapor.

E.E.- Energía eléctrica, E.T.- Energía Térmica, R.C.- Recuperador de calor
G.V.- Generador de vapor, G.V.R.C.- Generador de vapor con recuperación de calor.

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deben ser consideradas en el contexto de los requerimientos específicos del lugar.

En base al primotor

Otra clasificación generalmente empleada, y quizá la más utilizada, para los sistemas de cogeneración, es la que se basa en el motor principal empleado para generar la energía eléctrica.

Así tenemos:

- Cogeneración con turbina de vapor
- Cogeneración con turbina de gas
- Cogeneración con ciclo combinado
- Cogeneración con motor alternativo

Sistemas de Cogeneración

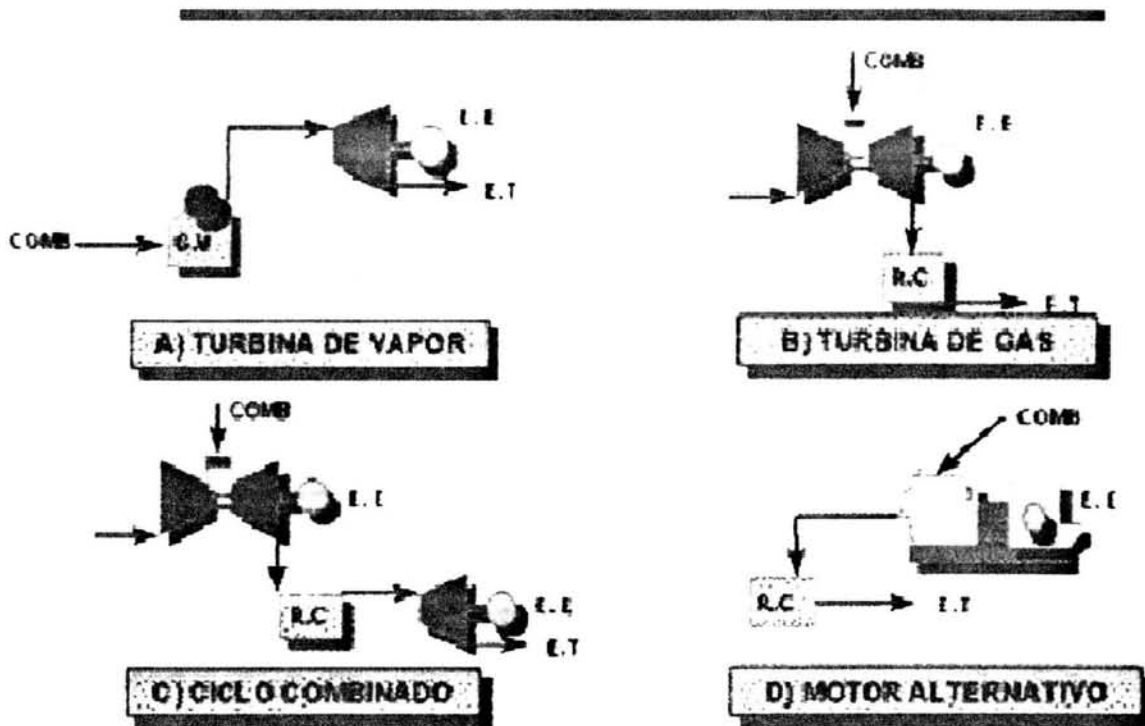


FIG. 4.4 Sistemas de Cogeneración en base al promotor.

En la figura 4.4 se muestran los arreglos de los sistemas de cogeneración antes mencionados.

La aplicación correcta de cada sistema de cogeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica/eléctrica, del tiempo de operación anual de los procesos a los que se aplique y la variación de la demanda eléctrica, entre otras.

Los sistemas de cogeneración se deben diseñar para abastecer la totalidad de la demanda térmica, ya que este esquema es el que arroja la mayor eficiencia energética del sistema, aunque en algunos casos se dimensionan con el objetivo de satisfacer la demanda eléctrica, e inclusive una combinación de las anteriores.

También dichos sistemas se pueden diseñar teóricamente a la media exacta de cada empresa para cubrir los requerimientos de la demanda térmica y eléctrica que puede necesitar una instalación, sin embargo, los equipos disponibles en el mercado, normalmente no corresponden con dichas necesidades y siempre se tiene una generación mayor o menor de uno de estos energéticos, presentándose cuatro alternativas:

- a. Cumplir con la energía eléctrica y requerir postcombustión para alcanzar el requerimiento de energía térmica.
- b. Cumplir con la energía eléctrica y tener que condensar o vender excedentes térmicos.
- c. Cumplir con la energía térmica y tener excedentes de energía eléctrica.
- d. Cumplir con la energía térmica y tener que comprar faltantes de energía eléctrica.

4.2.4 Ventajas.

La cogeneración tiene implícitos beneficios a nivel país como al sector industrial, desde el punto de vista país, se refleja en un ahorro de la energía primaria, petróleo, gas natural, carbón mineral y biomasa al hacer un uso más eficiente de los energéticos. Asimismo, se reducen las emisiones contaminantes al medio ambiente por quemar menos combustible.

Los beneficios en el sector industrial son la reducción de la facturación energética en los costos de producción y como consecuencia aumenta la competitividad de la empresa; así como, la autosuficiencia, continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica, con lo que obtiene confiabilidad en su proceso.

Una central de cogeneración representa, de hecho, disponer de una segunda fuente de energía eléctrica, además de la red, de alta confiabilidad.

Contribuye a la estabilización de la tensión en la red (dado que mejora el equilibrio al reducir la intensidad eléctrica circulante desde las subestaciones de distribución hasta los consumidores) y en consecuencia, reduce las pérdidas de energía en la red.

Las actuales tecnologías de control permiten asegurar una óptima calidad de la energía eléctrica generada, tanto en tensión como en frecuencia, superando en muchos casos a la de la propia red, inevitablemente influenciadas por armónicas y desequilibrios de carga originadas por industrias vecinas.

Normalmente implica una renovación del parque de calderas de la fábrica, que puede eliminar sus equipos más obsoletos y dejar los más nuevos y eficientes para situaciones de emergencia o para complemento de los equipos de la central.

Los equipos térmicos de las centrales de cogeneración son, de hecho, muy convencionales. En muchos casos son equipos que no disponen de un proceso de combustión, lo que prácticamente elimina su mantenimiento y permite que su disponibilidad sea muy elevada.

El resto de equipos (calderas, equipos eléctricos, etc.), no requieren de atenciones especiales, sus costos de operación son bajos. Estas centrales son completamente automáticas y requieren de muy poca atención. El mismo personal que lleva las calderas puede ocuparse de ellas. Es conveniente que exista un técnico encargado de la planta que la conozca completamente, que se ocupe de su supervisión y que pueda comunicarse con los fabricantes de los equipos y los encargados de mantenimiento para eventuales intervenciones.

El gas natural dentro de la gama de combustibles es el más conveniente, el que menos contamina y el que permite disponer de sistemas de generación más modernos y eficientes. Asegura también la viabilidad de su operación al ser un combustible muy limpio.

Las plantas de cogeneración, adecuadamente mantenidas y operadas pueden ser operativas por periodos de entre 20 y 30 años.

En general una planta de cogeneración producirá una energía que será siempre más económica que la obtenida de la red eléctrica. La razón de ello está en que su consumo específico será siempre inferior al de una planta de energía convencional que no pueda sacar provecho de sus efluentes térmicos (es decir, la generada por las grandes centrales termoeléctricas). El mayor o menor ahorro dependerá, en cualquier caso, de políticas de subsidio a las tarifas de la energía eléctrica que pueda tomar el Estado en determinadas circunstancias.

La cogeneración reduce la emisión de contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de combustible que consume para producir la misma cantidad de energía útil, además los sistemas de cogeneración utilizan tecnologías más avanzadas y combustibles más limpios como el gas natural.

La ventaja principal del Autoabastecimiento es la forma de interactuar con el sistema, independientemente de la tecnología utilizada, el ahorro del costo evitado por salirse de la red en los periodos de mayor carga en la tarifa actual es significativo, ya que resulta menos costoso autoabastecerse en estos lapsos de

tiempo que pagar a la compañía suministradora. Aunado a este beneficio se tiene la posibilidad de quedar libre de los problemas relacionados con la red, todo esto es posible en el marco legal actual. Sin duda esto representa una modalidad importantísima a considerar en la Generación Distribuida, porque aunque no se tienen grandes niveles de eficiencia, se tienen grandes beneficios en la operación de este tipo de plantas.

4.2.5 Desventajas

Evidentemente las desventajas que se pudieran tener, tomando como referencia la operatividad y la eficiencia de los sistemas con esta tecnología son nulas, pero existen dos limitantes que son fundamentales en este tipo de proyectos: se requiere una inversión inicial alta y se tiene un mercado energético desfavorable.

4.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

4.3.1 Definición.

La Generación Distribuida (GD) se define como la producción de electricidad en los lugares de consumo, o lo más cercano a ellos, con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico e interactuar con la red eléctrica (comprar o vender), maximizando en algunos casos la eficiencia de los combustibles utilizados.

En cuanto al rango en capacidad instalada de la GD, es bastante subjetivo el criterio para calificar a sus instalaciones como "relativamente más pequeñas a las centrales de generación". En la literatura se manejan diferentes rangos: menores a 500 kilowatts (kW); mayores a 1,000 y menores a 5,000 kW; menores a 20,000 kW; menores a 100,000 kW; e inclusive de tan sólo unos cuantos kW, por ejemplo 3 kW.

No obstante lo anterior y con el afán de establecer una capacidad de acuerdo con las características de generación eléctrica, se puede decir que, en lo que respecta a tecnologías disponibles, la capacidad de los sistemas de GD varía de cientos de kW hasta diez mil kW.

Parte de la problemática actual en los sistemas eléctricos de potencia y en la Red Eléctrica Nacional específicamente radica en la constitución de la estructura del Sistema Eléctrico, que como se ha mencionado anteriormente obedece a un sistema centralizado en el cual las plantas de generación se encuentran distantes de los lugares de consumo y próximos al suministro de combustibles y agua.

En los años recientes, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica.

4.3.2 Comparación con la generación convencional

La mayor parte de la energía eléctrica actualmente se genera en grandes centrales con unidades que generalmente superan los 100 MW de capacidad por lo que la infraestructura requerida por estas instalaciones suele ser bastante compleja, teniendo como consecuencia problemas de abasto de combustible y con los sistemas de distribución y transmisión en cuanto su operación, control y estabilidad.

Una comparación general puede llevarse a cabo considerando dos aspectos:

- La exigencia de construir nuevas instalaciones.
- La necesidad de repotenciar las centrales existentes.

Consideramos lo anterior debido a que en estos dos aspectos se visualiza ampliamente la problemática derivada del constante incremento de la demanda de energía, así como la posibilidad de fortalecer un sistema de distribución tan complejo como el de la zona central del país.

La eficiencia de las plantas generadoras convencionales es aproximadamente de 28-35% dependiendo de la antigüedad de la central. En contraste las celdas de combustible, algunas turbinas de gas y unidades de ciclo combinado que presentan eficiencias entre 40 y 50%; Todas estas tecnologías aplicadas con generación distribuida, sin considerar que actualmente existen esquemas híbridos de turbina de gas/celda de combustible con los que se logran eficiencias hasta del 70% en condiciones normales de operación.

Otro punto de comparación es el de tiempo de instalación y puesta en servicio, ya que en los proyectos de generación distribuida se reduce significativamente.

4.3.3 Clasificación de los Sistemas de Generación.

- *Conectada a Red.*
- *Fuera de Red.*
- *Bajo la Red.*

Conectada a Red.- En esta modalidad la central eléctrica entrega el total de la potencia generada a la red.

Fuera de Red.- En este tipo de configuración la central eléctrica permanece como un sistema independiente de la red.

Bajo la Red.- En esta modalidad la potencia generada puede entregarse a la red o bien mantenerse como un sistema aislado.

4.3.4 Interconexión

En la mayoría de los casos, un aspecto necesario en la Generación Distribuida (GD) es la interconexión con la red eléctrica, para poder cubrir cualquier eventualidad del sistema de compra o venta de energía eléctrica. Algunos de los aspectos técnicos a considerar en la interconexión son:

- Relevadores de protección
- Conexión del transformador
- Sistema de puesta a tierra
- Coordinación de protecciones y regulación de la tensión de la compañía
- Equipos de calidad de servicio
- Conformidad con normas de los convertidores de potencia
- Monitoreo y control remoto del grupo
- Mantenimiento preventivo y correctivo periódico
- Sistema de comunicación entre el operador privado y el controlador de la red de distribución.
- Medidores de frecuencia y de ángulo.

El "Institute of Electrical and Electronics Engineers" (IEEE) está preparando la norma eléctrica "IEEE-Standard-1547 – Standard for Distributed Resources Interconnection with Power Systems", que será de uso exclusivo para normalizar las interconexiones y la operación de los sistemas de GD.

4.3.5 Ventajas.

El auge de los sistemas de GD se debe a los beneficios inherentes a la aplicación de esta tecnología, tanto para el usuario como para la red eléctrica. A continuación se listan algunos de los beneficios:

a) Beneficios para el usuario

- ⊕ Incremento en la confiabilidad
- ⊕ Aumento en la calidad de la energía
- ⊕ Reducción del número de interrupciones
- ⊕ Uso eficiente de la energía
- ⊕ Menor costo de la energía (en ambos casos, es decir, cuando se utilizan los vapores de desecho, o por el costo de la energía eléctrica en horas pico)
- ⊕ Uso de energías renovables
- ⊕ Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio
- ⊕ Disminución de emisiones contaminantes

b) Beneficios para el suministrador

- ⊕ Reducción de pérdidas en transmisión y distribución
- ⊕ Abasto en zonas remotas
- ⊕ Libera capacidad del sistema
- ⊕ Proporciona mayor control de energía reactiva
- ⊕ Mayor regulación de tensión
- ⊕ Disminución de inversión
- ⊕ Menor saturación
- ⊕ Reducción del índice de fallas

4.3.6 Desventajas.

Realmente no existen desventajas desde el punto de vista operativo de este tipo de tecnología comparado con la generación eléctrica convencional. Los problemas que realmente limitan la implementación de estos sistemas, son las barreras para su aplicación que pueden resumirse de la siguiente manera:

- Desconocimiento de su potencial
- Inversión inicial alta
- Percepción de riesgos tecnológicos
- Mercado energético desfavorable
- Marco legislativo inexistente
- Marco institucional limitado

Aunado a esto existe la incertidumbre que genera un cambio de esta magnitud en el sistema, pero que en algún momento se tendrá que llevar a cabo por las condiciones que presenta la red. Esta incertidumbre asociada con los problemas descritos anteriormente forma una serie de barreras que se tienen que vencer para procurar la factibilidad de la implementación de esta tecnología. Estas limitantes aparentes las podemos resumir de la siguiente forma:

- Implica cambios de paradigma
- Requiere cambios de enfoque
- Puede afectar seguridad del sistema
- Puede afectar calidad del servicio
- Puede dificultar operación del sistema
- Requiere mayor monitoreo y control

4.3.7 Aplicaciones de la Generación Distribuida

La aplicación de una u otra tecnología en la GD depende de los requerimientos particulares del usuario. Los arreglos tecnológicos más usuales se citan a continuación:

Carga base. Se utiliza para generar energía eléctrica en forma continua; opera en paralelo con la red de distribución; puede tomar o vender parte de la energía, y usa la red para respaldo y mantenimiento

Proporcionar carga en punta. Se utiliza para suministrar la energía eléctrica en períodos punta, con lo que disminuye la demanda máxima del consumidor, ya que el costo de la energía en este período es el más alto.

Generación aislada o remota. Se usa el arreglo para generar energía eléctrica en el modo de autoabastecimiento, debido a que no es viable a partir de la red eléctrica (sistema aislado o falta de capacidad del suministrador).

Soporte a la red de distribución. A veces en forma eventual o bien periódicamente, la empresa eléctrica requiere reforzar su red eléctrica instalando pequeñas plantas, incluida la subestación de potencia, debido a altas demandas en diversas épocas del año, o por fallas en la red.

Almacenamiento de energía. Se puede tomar en consideración esta alternativa cuando es viable el costo de la tecnología a emplear, las interrupciones son frecuentes o se cuenta con fuentes de energía renovables.

4.3.8 Recursos Técnicos disponibles más utilizados en la Generación Distribuida.

Es necesario conocer además de las tecnologías existentes, los recursos técnicos con los que se cuenta, para poder llevar a cabo los esquemas de operación descritos anteriormente.

Considerando las tecnologías disponibles, las modalidades existentes y los arreglos tecnológicos más usuales, encontramos algunos sistemas que son utilizados actualmente, por ejemplo:

En el esquema de la figura 4.5 se observa un sistema en el que el UPS (Uninterruptible Power System), toma energía de un volante de inercia, el cual gira en un compartimiento al vacío, por lo tanto sus pérdidas son bajísimas, esto se consigue haciendo girar el elemento rotatorio sustentado por medios electromagnéticos, evitando la fricción, la verticalidad del elemento rotatorio se consigue con mecanismo el cual proporciona la estabilidad del dispositivo, reduciendo las pérdidas hasta un valor de 2 %, mientras que para UPS's que toman la energía de bancos de baterías las pérdidas son de 10%.

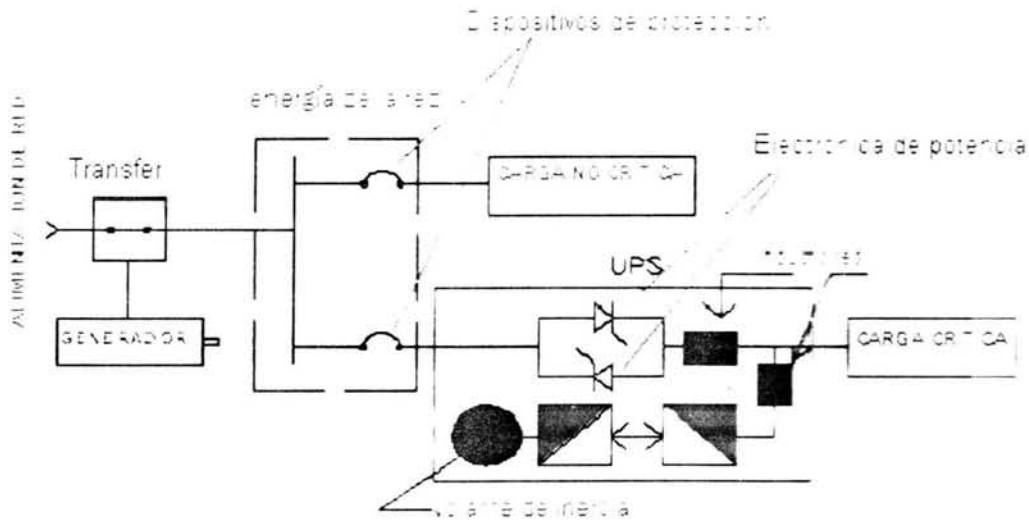


FIG. 4.5 Arreglo de un sistema de emergencia con un UPS dinámico.

Cuando se suspende el suministro toda la carga crítica la toma el UPS y después de cierto tiempo la planta de emergencia arranca, el tiempo se fija en función de la experiencia que se tenga. Una vez que arranca la planta, el UPS ordena la entrada de la planta mediante el mecanismo de control, de tal manera que se sincroniza la energía de la planta y la del UPS, después de esto el UPS programa su salida de tal forma que la planta suministra la potencia a la carga crítica, quedando ahora el UPS respaldando a la planta de energía, esto representa un ciclo cerrado altamente confiable.

En este sistema se representa la posibilidad de salir del sistema toda vez que se suspenda el suministro eléctrico de la compañía, sin embargo la planta de generación puede ser utilizada bajo esta misma configuración para autoabastecer de energía eléctrica a la carga crítica, específicamente en los periodos de demanda punta, programando la transferencia utilizada a periodos fijos, reduciendo con esto los costos de facturación máxima, es decir se tendrá la posibilidad de permanecer conectado a la red eléctrica en periodos de demanda base e intermedia, mientras que en los periodos de demanda punta el consumidor podrá desconectarse de la red y autoabastecerse de energía por medio de su planta, conectándose nuevamente al inicio del siguiente periodo.

4.3.8.1 Transferencias

Para poder realizar estas entradas y salidas de la red, se necesitan transferencias automáticas que puedan llevar a cabo la sincronización de los sistemas para conseguir un desempeño adecuado de la planta interactuando con la red eléctrica.

Actualmente la aplicación típica de un generador de emergencia es la de tener un respaldo de energía, aunque en la tecnología de generación distribuida es posible operar fuera y dentro de la red. El momento en el que sucede el intercambio de suministro de potencia es crucial en toda carga, cabe mencionar que no cualquier tipo de transferencia es adecuada para la autogeneración, por esta razón existen diferentes tipos de transferencias:

Transferencia abierta.

En una transferencia abierta, al hacer una transferencia de potencia de red comercial (condición normal) a generador de emergencia, aunque la operación de la transferencia sea muy rápida, siempre existirá un flujo de potencia intermitente registrado por la carga, es decir, que la carga crítica quedará sin alimentación un instante. Esto puede repercutir negativamente en las cargas críticas. En la figura 4.6 se muestra el funcionamiento convencional de una transferencia abierta.

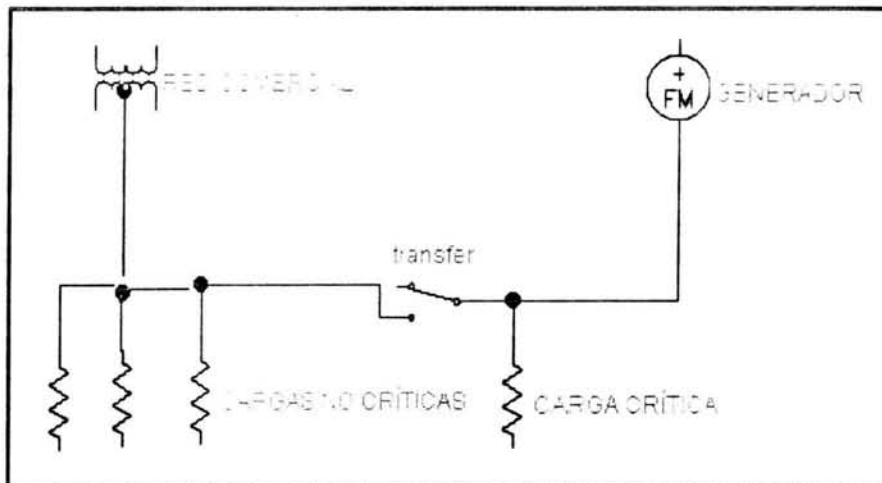


FIG. 4.6 Funcionamiento convencional de una transferencia abierta.

Existen arreglos para tratar de contrarrestar estos efectos, como los siguientes:

Un solo generador y cargas múltiples, utilizando múltiples transferencias.- Varios bloques de carga. Al hacer la transferencia de red a generador de emergencia y posteriormente realizar la siguiente transferencia, la planta generadora no recibirá toda la carga simultánea suavizando la exigencia de energía demandada por la carga, sin embargo siempre se aplicará el bloque completo de cargas sobre el generador. Por lo que, si la capacidad de la planta está cercana a la potencia que está demandando la carga, se generará un transitorio en la planta de emergencia,

reduciendo la vida útil del generador. Además que la carga registrará falta de voltaje en un cierto instante. Este arreglo se muestra en la figura 4.7.

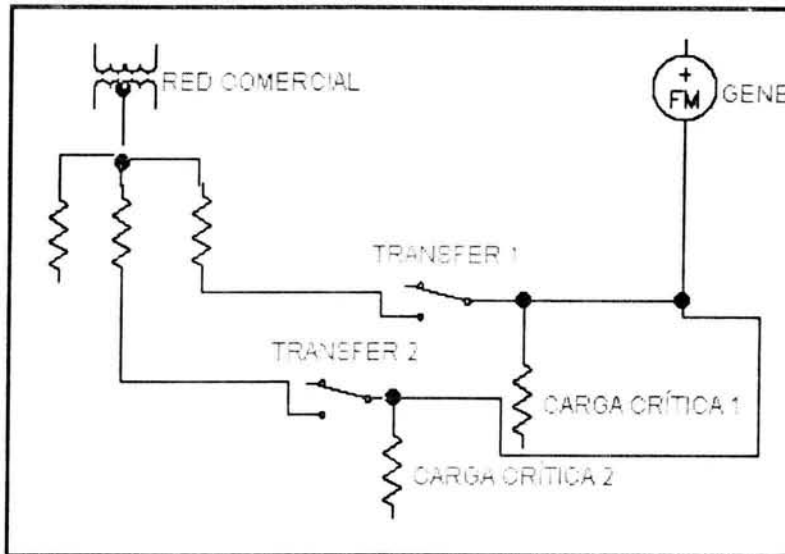


FIG. 4.7 Transferencias en un arreglo de un solo generador con múltiples cargas

Otro arreglo utilizado, se realiza acoplando dos o más generadores en paralelo, cargas y transferencias múltiples, de tal forma que los generadores quedan condensados en un bus central y existe un tablero de emparalelamiento, como se muestra en la figura 4.8. Esta configuración reduce los efectos de los transitorios al estar cargando y descargando las plantas a través de los bloques de carga, pero no reducen el problema de la pérdida momentánea de voltaje en la carga.

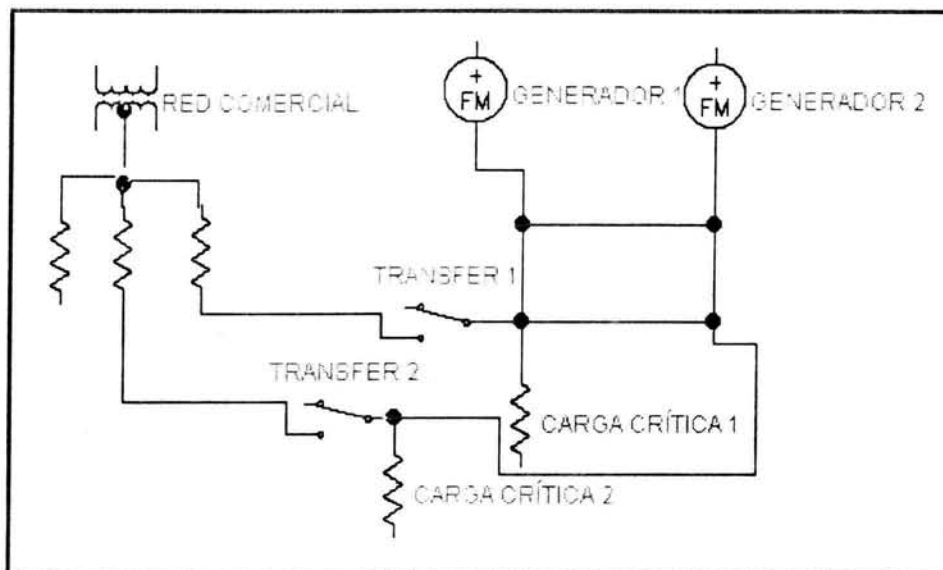


FIG. 4.8 Múltiples transferencias con dos generadores en paralelo y múltiples cargas

Existe otro tipo de transferencia denominada transferencia cerrada, las cuales permiten en un instante sincronizar las dos fuentes de manera que en el momento

que se realiza la transición, la carga no registra una pérdida de voltaje, sin embargo el problema de transferir el bloque completo de cargas persiste, por esta razón se creó la transferencia suave.

Esta tecnología llamada SOFT LOAD, elimina los transitorios al aplicar el bloque de cargas sobre el generador, permite optimizar la capacidad del generador y las cargas no experimentan ningún disturbio. El nombre obedece a que esta transferencia no se desconecta súbitamente de la red, sino que lo hace suavemente, por ejemplo:

Si tenemos una red comercial que suministra 1000 KW, y un generador de 1200 KW, con una transferencia cerrada del tipo soft load, de tal manera que la operación de la transferencia se programó para que se efectúe en horario punta en modo de generador de emergencia.

1. El proceso inicia vía reloj y calendario, de tal manera que se fija en los controladores una demanda preestablecida a través de una señal remota para activar el cierre de contactos.
2. Una vez cumplido el periodo programado, se envía la señal de arranque a la planta, se regula el voltaje, la frecuencia y el ángulo de fase hasta alcanzar la sincronía con la red.
3. En ese momento la transferencia cierra, sincronizando el generador con la red comercial. (Ver figura 4.9)
4. El controlador carga al generador y descarga la red hasta un valor prefijado, por ejemplo el 90%, con lo que la planta entrega potencia a la red.
5. Es entonces cuando el controlador, abre los contactos del lado de la red comercial y el generador se queda alimentando la carga. (Ver figura 4.9), quedando aislado de la red.

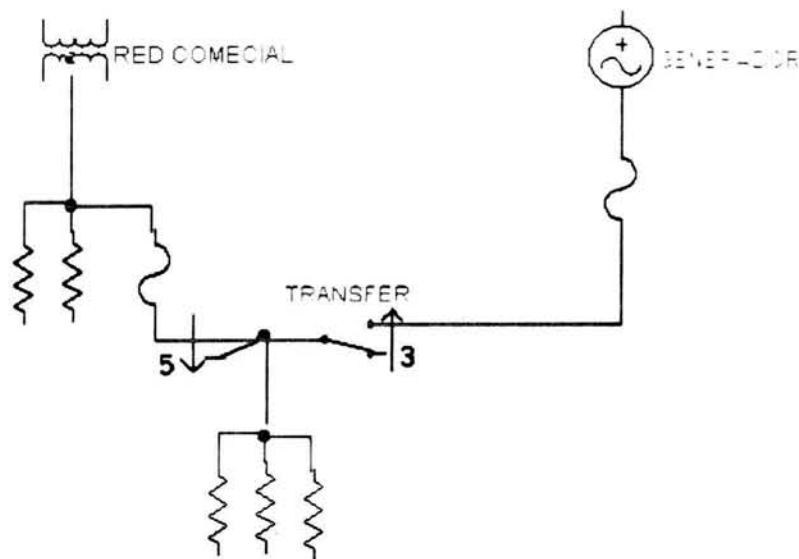


FIG. 4.9 Funcionamiento esquemático de una transferencia suave.

En las figuras 4.9.a, 4.9.b y 4.9.c se observa la señal del voltaje en cada uno de los arreglos del lado de la carga. Se observa que en la transición suave no existe ningún efecto en la señal de voltaje.

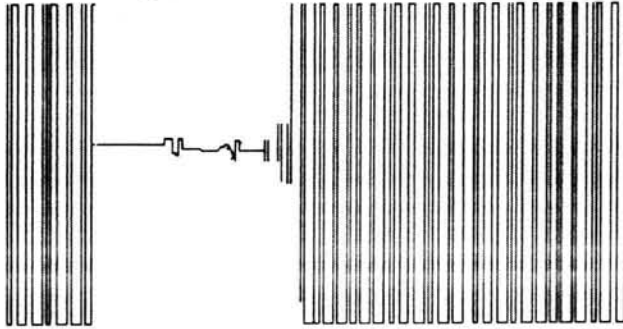


FIG. 4.9.a. Transición abierta.- Al aplicar la carga completa, existe una pérdida completa de voltaje.

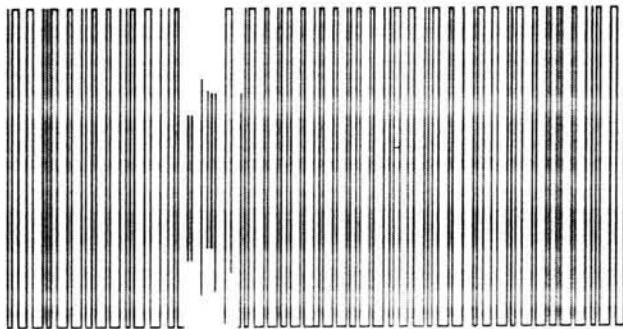


FIG. 4.9.b Transición cerrada.-Al aplicar la carga completa, existe un transitorio en la señal.

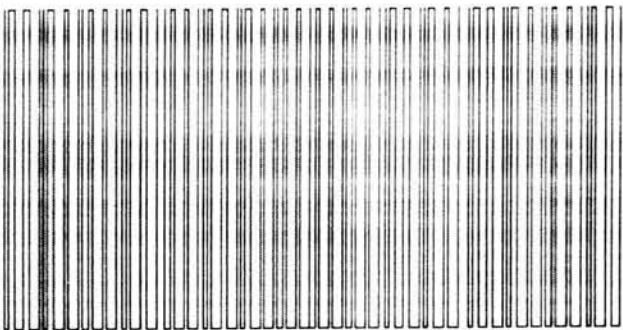


FIG. 4.9.c Transición suave.- Al aplicar la carga completa, no existe ningún transitorio, ni pérdida de voltaje en la señal.

Las componentes principales con las que cuenta un tablero con la tecnología SOFT LOAD se muestran en la figura 4.10

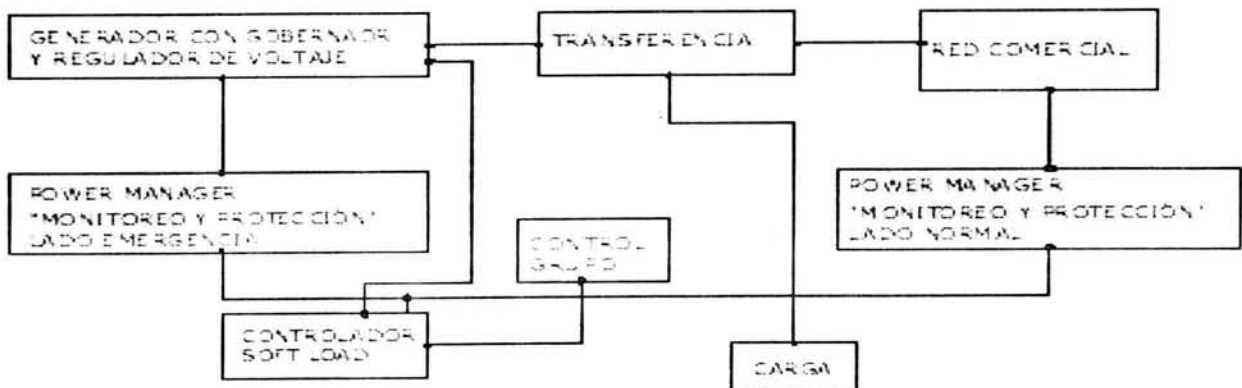


FIG. 4.10 Componentes principales de un tablero con tecnología SOFT LOAD

4.3.8.2 Modos de operación de la tecnología SOFT LOAD.

Modo Aislado.

El controlador del SOFT LOAD descarga a la red comercial hasta el punto deseado y entonces la desconecta. El controlador lleva a la planta a la sincronía que está en paralelo con la red, de tal forma que la planta suministra potencia a la red y al mismo tiempo a la carga, cuando esto sucede el controlador ordena abrir el grupo de contactos del lado de la red, dejando aislado el sistema de la red. Como se observa en la figura 4.11.

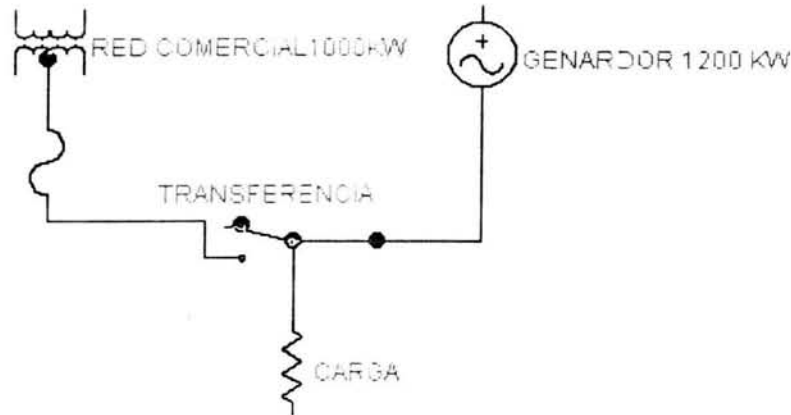


FIG. 4.11 Operación Aislada de una transferencia con tecnología SOFT LOAD.

Modo de Potencia Base.

En este modo el controlador del SOFT LOAD, fija la potencia que debe entregar el generador a un valor predeterminado y va a permanecer operando en paralelo con la red. Los contactos del lado normal y emergencia permanecen cerrados. Independientemente lo que demande la carga, si hay una demanda que supere a la capacidad de la planta, la potencia será tomada de la red. En el diagrama de la figura 4.12 se fija la potencia del generador, para que entregue 1500 kW, si la carga demandará mayor potencia, esta será tomada de la red.

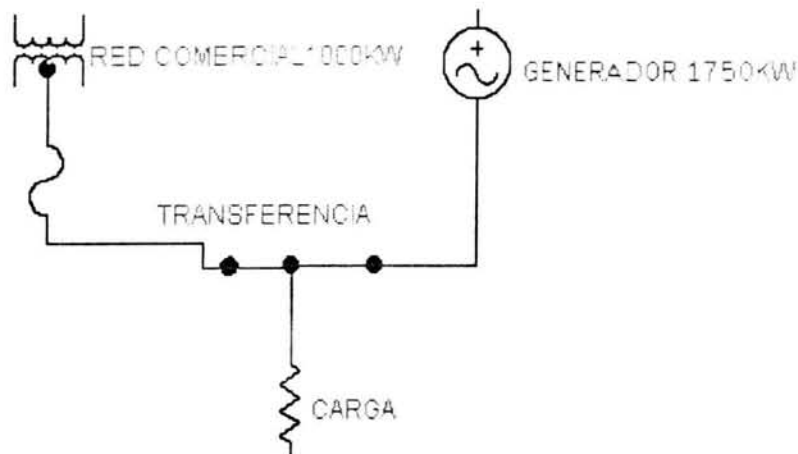


FIG. 4.12 Modo de operación de potencia base de una transferencia con tecnología SOFT LOAD

Modo de Importar/Exportar Potencia.

En este modo de operación, la planta tiene la capacidad de suministrar toda la potencia requerida por su carga y además puede suministrar el sobrante a la red. Para esto se fija la potencia que va a exportar la planta, es decir, si la generación de la planta de emergencia es de 1500 KW, se fija la potencia a exportar a 500 KW, de tal manera que independientemente de lo que consuma la carga, la planta siempre exportará el valor fijado a la red. Esta configuración también sirve para importar potencia de la red, el control es quien regula la acción a tomar previa programación. Esta operación se muestra en la figura 4.13.

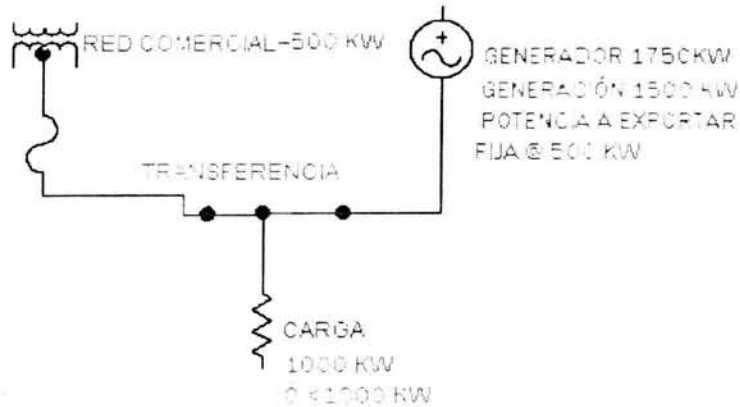


FIG. 4.13 Configuración operando en modo de exportar potencia, en la cual la planta de emergencia suministra 500 KW a la red comercial.

Para poder llevar a cabo estos arreglos es necesario contar con las protecciones apropiadas. La configuración más utilizada para proteger estos sistemas y la que cuenta con aprobación del NEC, es la siguiente configuración, aunque varía dependiendo del fabricante del equipo y de la compañía suministradora, en términos generales los requerimientos mínimos para contar con un sistema de protección se muestran en la figura 4.14:

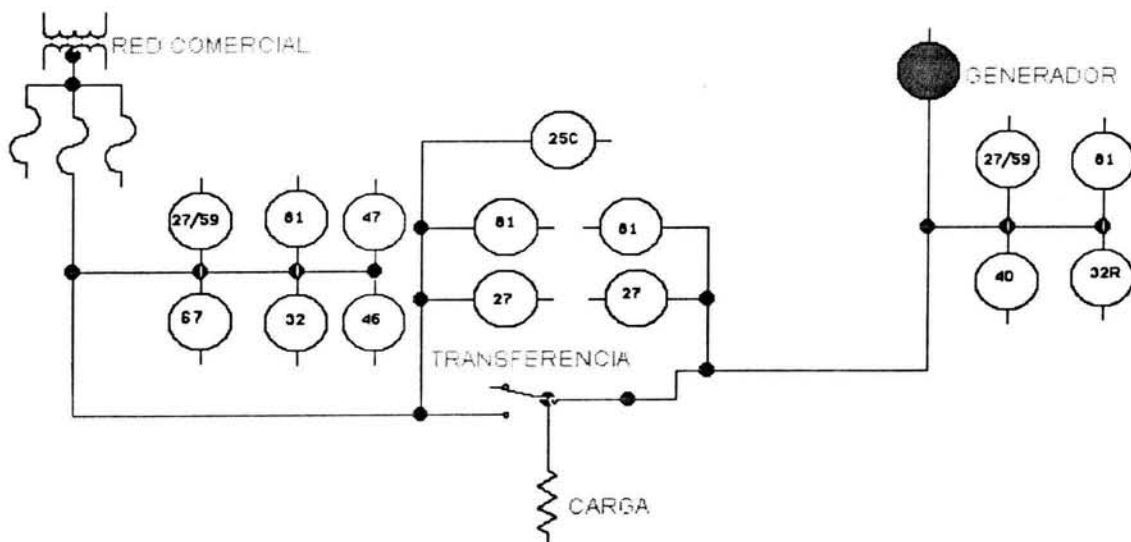


FIG. 4.14 Esquema de protección común en una transferencia suave.

Device legend:

- 25C.- *Verificación de sincronía..*
- 27 .- *Bajo voltaje trifásico.*
- 32 .- *Direccional.*
- 40 .- *Excitación.*
- 46 .- *Sobrecorriente de secuencia negativa.*
- 47 .- *Voltaje de secuencia negativa.*
- 59 .- *Sobrevoltaje trifásico.*
- 67 .- *Sobrecorriente direccional.*
- 81 .- *frecuencia.*

El objetivo principal de este trabajo es proponer alternativas de generación eléctrica para poder optimizar el funcionamiento de la Red Eléctrica Nacional, específicamente en la zona central tomando en cuenta las tecnologías y los medios técnicos anteriormente descritos, por esta razón llevamos a cabo un análisis de la zona central, tomando en cuenta la operación de la red, la problemática que presenta y las posibles soluciones. A continuación presentamos la propuesta principal de esta tesis, anexando un cálculo económico que corresponde a una forma de operación de las plantas auxiliares bastante conocida, pero no lo suficientemente difundida, que debiera ser mayormente utilizada como alternativa primordial de operación de los sistemas eléctricos de distribución, ya que ofrece grandes beneficios tanto económicos como técnicos.

4.4 PROPUESTA No.1: UTILIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA CENTRAL DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

La presente propuesta plantea un esquema de abastecimiento eléctrico relacionado con la pequeña generación eléctrica para el Sistema Central de Luz y Fuerza del Centro (LFC) mediante Generación Distribuida, (considerando la tecnología de Turbinas de gas pequeñas) aprovechando espacios disponibles en subestaciones eléctricas de distribución, para interconectarse a las barras de distribución(23KV), la factibilidad en el suministro de combustible y su rápida incorporación en los sistemas eléctricos de potencia.

Como anteriormente se describió la Generación Distribuida se ubica en la cercanía de la carga sin tener que hacer uso de la red de transmisión, disminuyendo pérdidas eléctricas y mejorando los perfiles de voltaje. Con la generación distribuida, los puntos de generación y de consumo se acercan nuevamente. Se presenta el impacto de la generación distribuida en el sistema de potencia de Luz y Fuerza, mediante las herramientas de flujos de carga y análisis de fallas.

4.4.1 Planeación

Como anteriormente describimos la planeación es muy importante, por lo que se tiene que tomar en cuenta lo siguiente:

- Pronósticos de carga.
- Sistemas con déficit de Generación.
- Salidas de Generación en un sistema (por falla o por mantenimiento).
- Incertidumbre en las fechas de puesta en operación de nuevas unidades generadoras, de subestaciones y de líneas de transmisión.
- Índices de fallas elevados en algunas líneas de transmisión asociadas con el sistema de generación.

La primera fase de la planeación de la generación es determinar un escenario de un cierto número de años, la capacidad adicional que se tiene que incorporar al sistema en función de la demanda estimada. Para determinar esta capacidad adicional se deben tomar en consideración entre otros los siguientes factores:

- Cercanía del centro de carga.
- Suministro de agua.
- Disponibilidad del combustible.
- Disponibilidad de terreno e infraestructura.

Y dentro de la concepción del esquema moderno de la industria eléctrica, el crecimiento de la demanda se puede satisfacer:

1. Instalando generación central convencional y ampliando las redes de transporte.
2. E instalando Generación Distribuida.

4.4.2 Beneficios.

En este caso específico los beneficios que se presentan en el Sistema Eléctrico son:

- Facilidad de encontrar sitios disponibles para su ubicación en S.E's de LFC.
- Requisitos de energía nacionales.
- Incrementando la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.
- Reducción de pérdidas en las redes de transmisión.
- Mejora de la flexibilidad en la operación de la infraestructura eléctrica y su mantenimiento sin interrupciones (Recuperación de capacidad firme).
- Reducción de tiempos de instalación y puesta en operación.
- Proporciona control de energía reactiva y regulación de tensión en la red de distribución.
- Es menor el costo de energía generada por turbinas de gas de 0.77 \$/kWh en comparación con el costo de compra de energía a CFE estimada en 1.04 \$/kWh en 23 kV.
- La Generación Distribuida, apoyará para impulsar el desarrollo con base en el fortalecimiento del mercado interno, cubriendo en el área de influencia de LFC, la demanda de energía eléctrica de los desarrolladores de vivienda.

La Generación Distribuida puede ser incorporada al sistema eléctrico mucho más rápido que las soluciones convencionales, y presenta la ventaja de su capacidad de ser implantadas por escalones de forma que puede ajustarse estrictamente en la planificación de un sistema eléctrico de potencia de acuerdo al crecimiento de la demanda.

4.4.3 Impacto de la Generación Distribuida en el Sistema de Distribución

En el sistema de distribución de la zona central del país, LFC tiene la obligación de suministrar a los consumidores un voltaje dentro de los límites especificados. Esto determina el diseño y el costo de los circuitos de distribución. Actualmente la planeación se ha desarrollado para aprovechar al máximo los circuitos de distribución para suministrar al consumidor la tensión dentro de los límites requeridos. Por esta razón no existe un impacto negativo en la red si es implementada la generación distribuida, por el contrario gracias a que el principio de operación de un alimentador radial es el mismo. Si un generador distribuido es conectado en el circuito de distribución entonces el flujo en el circuito cambiará y por tanto el perfil de voltaje, mejorando la tensión tanto en la red de distribución como en el resto de la red.

4.4.4 Impacto de la Generación Distribuida en el Sistema de Transmisión

La generación distribuida altera los flujos en el sistema de transmisión. Las pérdidas en la transmisión serán alteradas, generalmente reducidas, ya que no se utilizan necesariamente las líneas de transmisión para llevar la potencia generada de las unidades de generación distribuida al consumo, ayuda además a no sobrecargar las líneas de transmisión y la transformación en los sistemas de potencia existentes.

4.4.5 Impacto de la Generación Distribuida en los niveles de falla

Las plantas de generación distribuida, contribuyen a un incremento en los niveles de falla de la red. Generadores síncronos y de inducción incrementan el nivel de falla de los sistemas.

En áreas donde los niveles de falla existentes ya son pronunciados, el incremento en el nivel de falla puede ser seriamente un impedimento para el desarrollo de unidades de generación distribuida. La contribución al nivel de falla de un generador distribuido puede ser reducido por la introducción de una impedancia entre el generador de la red por un transformador o un reactor. En algunos países los tipos de limitadores de corriente de falla son usados para limitar las contribuciones de las plantas de generación distribuida.

En cualquier red de distribución con generación distribuida conectada, se pueden presentar tres escenarios de falla:

Escenario 1. Únicamente con la contribución del sistema eléctrico. Escenario que es igual al Caso Base, ya que no cuenta con la incorporación de la generación distribuida. Ver figura 4.15.

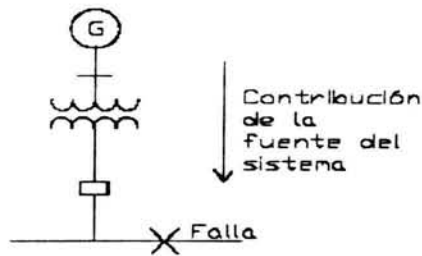


FIG. 4.15 Escenario 1. Únicamente con la contribución del sistema eléctrico.

Escenario 2. Al conectarse la generación dispersa al sistema. Escenario que es igual al Caso Final, ya que cuenta con la incorporación de la generación distribuida. Ver figura 4.16.

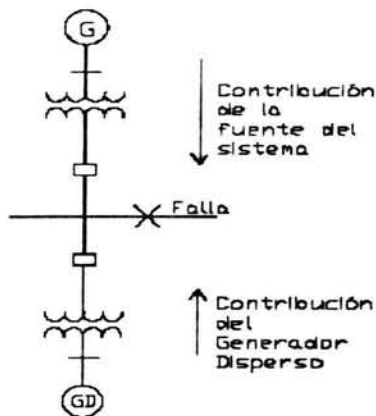


FIG. 4.16 Escenario 2. Al conectarse la generación dispersa al sistema.

Escenario 3. Cuando solamente operan los generadores dispersos de manera aislada del sistema. Ver figura 4.17.

4.4.7 Ubicación de la Generación Distribuida en las Subestaciones para las cuales existe factibilidad de espacio.

Para identificar en que subestaciones se instalará finalmente la generación distribuida se analizó el cumplimiento de los siguientes requisitos:

Subestaciones eléctricas en las cuales existe factibilidad física y factibilidad de suministro de combustible y subestaciones que han rebasado su capacidad firme.

Las Subestaciones Eléctricas (S.E's) que cumplen estos requerimientos son: las siguientes

- S.E. Xochimilco
- S.E. Coapa
- S.E. Contreras
- S.E. Pantitlán
- S.E. Magdalena
- S.E. Santa Cruz
- S.E. Iztapalapa
- S.E. Aurora
- S.E. Cuautitlán
- S.E. Remedios
- S.E. Coyotepec
- S.E. Atizapán
- S.E. Aragón
- S.E. Villa de las Flores
- S.E. Ecatepec
- S.E. Kilometro-42 y la
- S.E. Victoria

con un total de 627 MW como Generación Distribuida para el Sistema Central de Luz y Fuerza del Centro, con Turbinas de gas de 32 MW aprox. de generación en sitio.

4.4.8 Comportamiento del Sistema de Potencia con la Generación Distribuida.

Se presenta el impacto en la red de transmisión, voltajes y niveles de falla, ante la incorporación de generación distribuida en el Sistema Central de Luz y Fuerza del Centro. En las figuras 4.21.a y 4.21.b se muestra el comportamiento de la red eléctrica en la zona central sin GD y el comportamiento de la misma con la implementación de la GD.

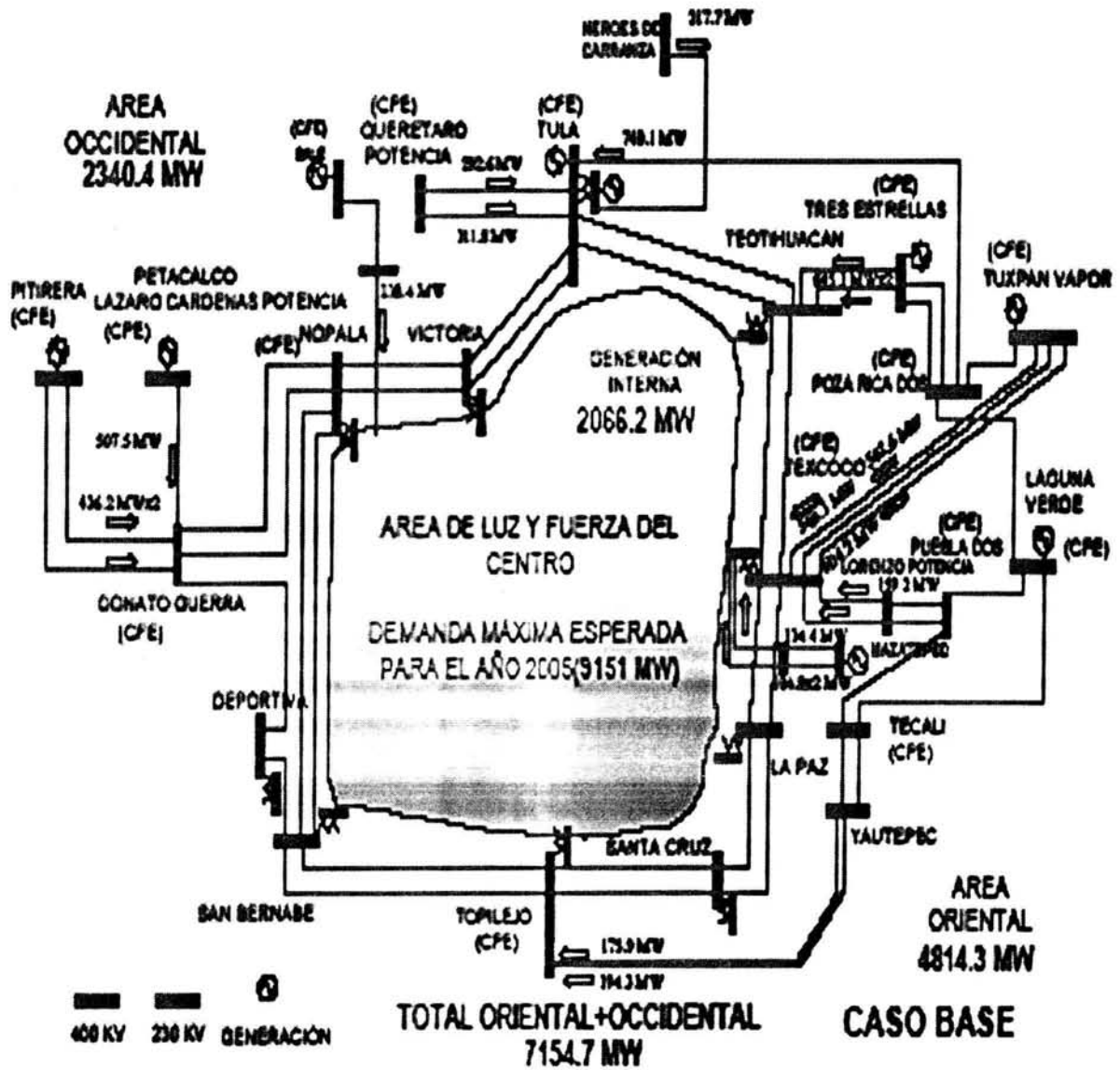


FIG. 4.21.a Comportamiento del sistema de transmisión al Sistema Central, sin la GD.

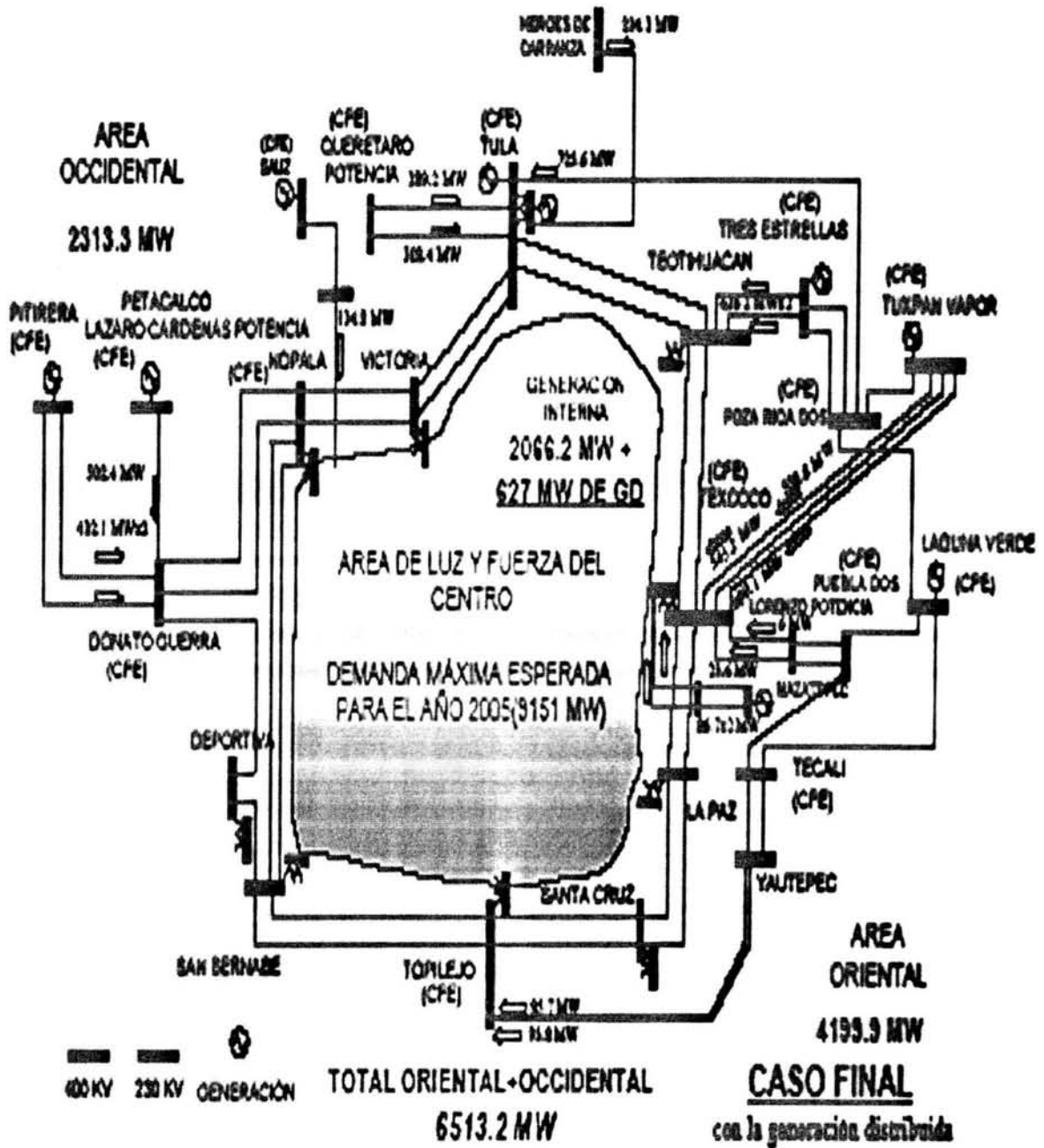


FIG. 4.21.b Comportamiento del sistema de transmisión al sistema central, con la incorporación de generación distribuida.

A continuación se muestran las fallas trifásica y monofásica en las subestaciones para las cuales si existe factibilidad de ubicación de la generación distribuida, en los niveles de tensión de 23 KV, 85 KV y 230 KV como Caso Base ó Escenario 1(sin la Generación Distribuida) y Caso Final ó Escenario 2 (con la Generación Distribuida). Ver Tabla 4.22.a, 4.22.b, 4.22.c.

BUS	KV	ESCENARIO 1.SIN GD		ESCENARIO 2.CON GD	
		3 Ø	1 Ø	3 Ø	1 Ø
		KA	KA	KA	KA
ATI	23	8.15	8.11	12.14	13.65
AUR	23	8.58	8.47	12.58	14.05
CRU	23	8.26	8.23	12.26	13.78
COA	23	8.37	8.27	12.37	13.85
CRS	23	8.09	7.22	12.08	13.15
IZT	23	8.38	8.19	12.37	13.80
REM	23	8.51	8.35	12.49	13.95
XOC	23	9.12	8.75	13.12	14.46
CYO	23	4.86	4.43	8.86	10.09
ARA	23	4.64	4.24	8.62	9.85
VDF	23	3.76	3.93	7.74	9.18
ECA	23	8.35	6.64	12.33	13.04
KCD	23	2.53	3.08	6.48	8.08
CTT	23	5.00	4.45	8.99	10.18
MAG	23	5.52	4.92	9.54	10.70
PNT	23	4.01	3.86	8.02	9.32
VIC	23	9.00	9.89	12.43	13.93

FIG. 4.22.a Fallas trifásica y monofásica en las subestaciones para las cuales si existe factibilidad de ubicación de la generación, en los niveles de tensión de 23 KV, Caso Base ó Escenario 1 (sin la Generación Distribuida) y Caso Final ó Escenario 2 (con la Generación Distribuida).

BUS	KV	ESCENARIO 1.SIN GD		ESCENARIO 2.CON GD	
		3 Ø	1 Ø	3 Ø	1 Ø
		KA	KA	KA	KA
CYO	85	9.11	4.38	9.93	4.50
ARA	85	9.07	4.58	9.71	4.69
VDF	85	8.12	4.79	8.70	4.91
KCD	85	1.26	0.88	1.84	0.76
CTT	85	18.85	9.03	18.16	9.26
MAG	85	11.37	14.58	12.86	15.99
PNT	85	4.48	3.10	5.20	3.31

FIG. 4.22.b Fallas trifásica y monofásica en las subestaciones para las cuales si existe factibilidad de ubicación de la generación, en los niveles de tensión de 85 KV, Caso Base ó Escenario 1(sin la Generación Distribuida) y Caso Final ó Escenario 2 (con la generación Distribuida).

BUS	KV	ESCENARIO 1 SIN GD		ESCENARIO 2 CON GD	
		3 Ø	1 Ø	3 Ø	1 Ø
		KA	KA	KA	KA
ATI	230	19.57	18.16	20.19	16.46
AUR	230	31.75	31.12	33.12	32.01
CRU	230	31.76	35.83	33.60	37.19
COA	230	18.84	18.30	19.68	16.74
CRS	230	16.55	14.13	17.05	14.43
IZT	230	21.81	19.42	22.78	19.95
REM	230	35.87	39.14	37.19	40.19
XOC	230	20.45	18.17	21.44	16.72
ECA	230	26.92	22.93	27.78	23.53
V/C	230	37.62	40.74	39.37	42.02

FIG. 4.22.c Fallas trifásica y monofásica en las subestaciones para las cuales si existe factibilidad de ubicación de la generación, en los niveles de tensión de 230 KV, Caso Base ó Escenario 1(sin la Generación Distribuida) y Caso Final ó Escenario 2 (con la Generación Distribuida).

También se presentan algunos de los buses de subestaciones eléctricas en 230 KV y 400 KV, cercanas a las subestaciones en las cuales se incorporaron unidades generadoras. Ver figura 4.23

BUS	KV	ESCENARIO 1 SIN GD		ESCENARIO 2 CON GD	
		3 Ø	1 Ø	3 Ø	1 Ø
		KA	KA	KA	KA
AYO	230	16.43	15.12	16.73	15.29
MAG	230	26.16	25.91	27.54	26.51
TCP	230	27.33	28.49	28.32	29.21
PAZ	230	26.39	28.23	27.19	26.84
V/C	400	26.09	24.34	26.81	24.75
CRU	400	25.26	24.75	26.21	25.35
TOP	400	24.61	24.30	25.43	24.84

FIG. 4.23 Niveles de falla trifásica y monofásica en buses de subestaciones eléctricas en 230 KV y 400 KV, cercanas a las subestaciones en las cuales se incorporaron unidades generadoras.

Observando que no se presentan valores de falla trifásica y monofásica por arriba de los valores de capacidad interruptiva de interruptores en las subestaciones cercanas cuando se ha incorporado generación distribuida.

De los resultados de fallas trifásica y monofásica del Escenario 1 (Caso Base) y Escenario 2 (Caso Final), se puede recalcar que:

En el Escenario 1 (Caso Base) en el nivel de tensión de 23 KV, 85 KV y 230 KV ninguna subestación esta por arriba del valor permitido de la capacidad de sus interruptores.

En el Escenario 2 (Caso Final) en el nivel de tensión de 23 KV las subestación eléctrica Remedios alcanza valores por arriba del valor de la capacidad de sus interruptores, pero en general no impacta de manera significativa la incorporación de la generación distribuida.

En la figura 4.24.a, 4.24.b, 4.24.c y 4.24.d se muestra el comportamiento del voltaje para todos los nodos de la red en sus niveles de tensión de 400 KV, 230 KV, 85 KV y 23 KV respectivamente para el Caso Base (sin generación distribuida) contra el Caso Final (con la generación distribuida).

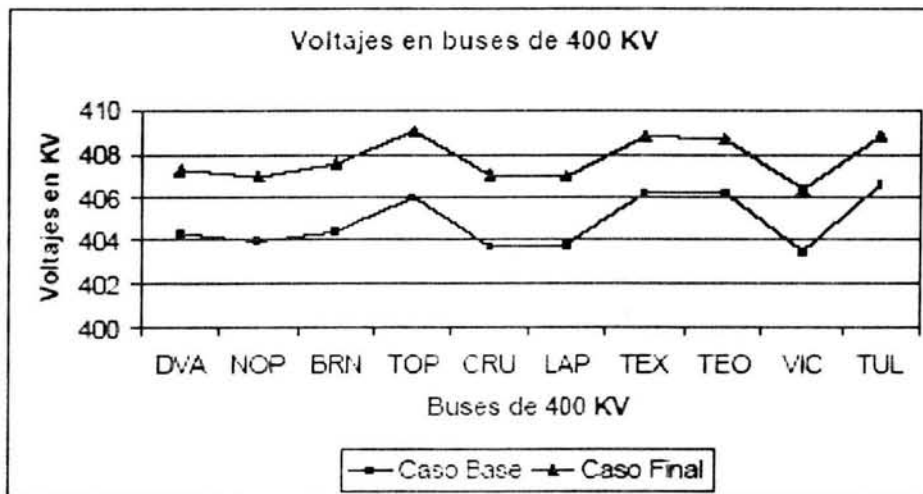


FIG. 4.24.a Niveles de tensión de 400 KV para el Caso Base (sin generación distribuida) contra el Caso Final (con la generación distribuida).

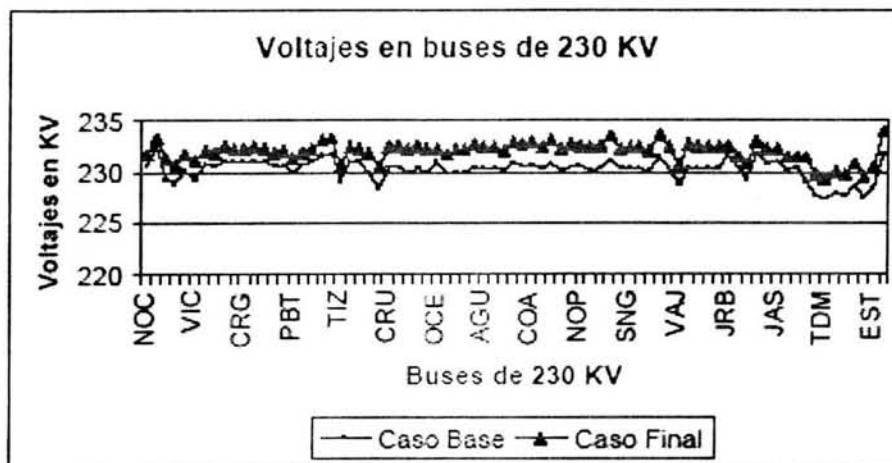


FIG. 4.24.b Niveles de tensión de 230 KV para el Caso Base (sin generación distribuida) contra el Caso Final (con la generación distribuida).

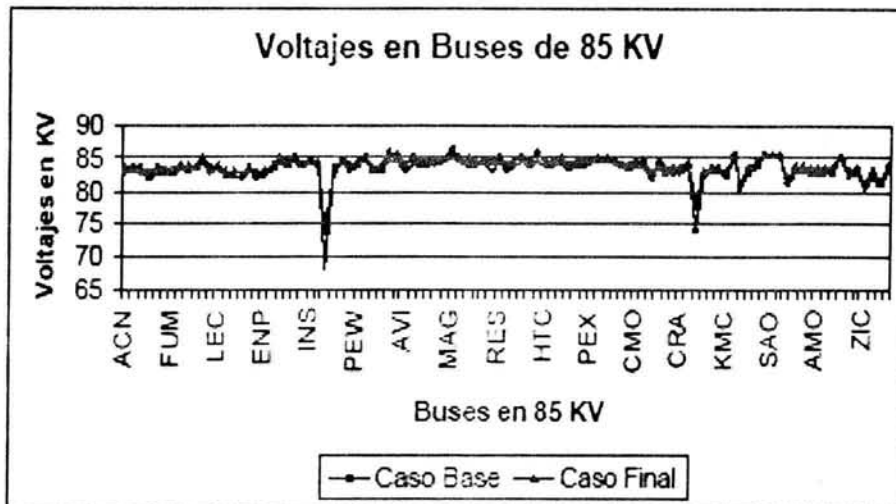


FIG. 4.24.c Niveles de tensión de 85 KV para el Caso Base (sin generación distribuida) contra el Caso Final (con la generación distribuida).

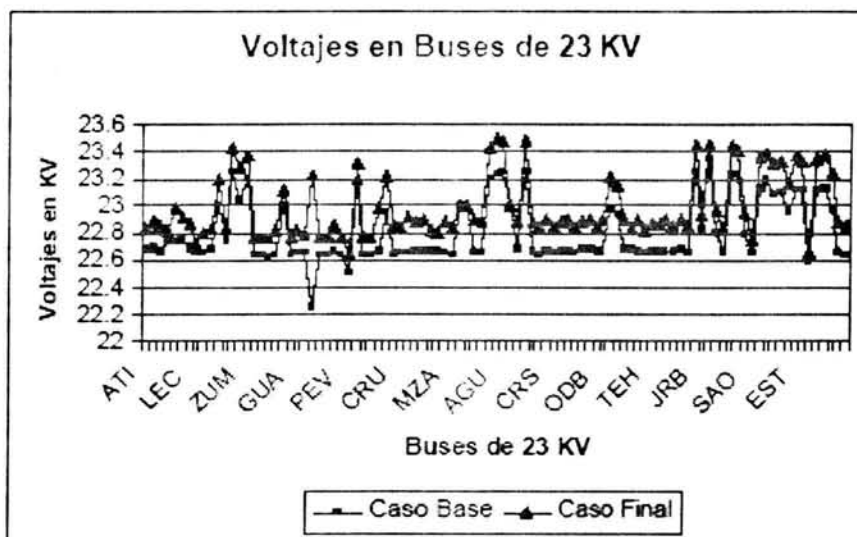


FIG. 4.24.d Niveles de tensión de 23 KV para el Caso Base (sin generación distribuida) contra el Caso Final (con la generación distribuida).

Con la generación distribuida en el área central, la aportación del Compensador Estático de Vars (CEV) de Cerro Gordo se reduce de 168 MVAR's a 110 MVAR's, el CEV de Topilejo se reduce de 153 MVAR's a 94 MVAR's y el CEV de Texcoco se reduce de 149 MVAR's a 99 MVAR's.

4.5 PROPUESTA No.2: USO DE PLANTAS GENERADORAS DE EMERGENCIA EN HORARIO PUNTA, EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Anteriormente mencionamos que la necesidad de energía ha tenido un crecimiento anual del 5% en los últimos años, la densidad de carga va en aumento. Los alimentadores de las zonas de alta densidad de las ciudades están saturados, la falta de espacio impide instalar nuevos alimentadores. Debido a esto la generación distribuida es una de las soluciones que se están aplicando en las grandes ciudades en los países del primer mundo, en la ciudad de México es una opción para resolver la necesidad de aumento de carga en las zonas de alta densidad.

En el presente trabajo y como segunda propuesta analizamos la opción de utilizar las plantas de emergencia durante el horario punta con el objeto de disminuir la facturación de energía eléctrica y por otro lado mejorar la regulación de tensión eléctrica.

Con el objeto de hacer más clara la propuesta presentada, evaluamos la aplicación de dos generadores de 500 kW generando en horario punta, comparado contra el costo de generación en esta modalidad. Finalmente concluimos que es una opción rentable, poco utilizada actualmente y que su aplicación se podrá generalizar en un futuro, ya que resulta ser un esquema de operación muy atractivo principalmente para la industria que desea tener ahorros en la facturación eléctrica.

4.5.1 Preliminar

La verdadera crisis de suministro de energía eléctrica esta en las líneas de distribución, en especial en las altas concentraciones de usuarios.

El precio por kWh cada día es más alto, lo que provoca que los usuarios busquen alternativas no solo para disminuir los costos sino para obtener una mejor regulación de tensión eléctrica. Los cambios fiscales permiten en este momento recuperar el IEPS, aplicado al diesel, y deducirlo contra el ISR.

Actualmente sobre el costo total del diesel el 35% es por concepto del IEPS. Esta situación hace atractivo el realizar operaciones manuales e inclusive instalar algunos equipos inteligentes que operen a la planta de emergencia durante las horas pico, y quizás buscando aplanar la curva de la demanda. En la presente propuesta hacemos una presentación técnica de la operación de las plantas de emergencia, los principios de sincronización con la red, el impacto que se puede producir en la red si esta alternativa se generaliza, y finalmente la evaluación de una aplicación realizada con dos equipos de 800 kW.

4.5.2 Planta de Emergencia

Una planta de emergencia es un equipo necesario en nuestro país dado los índices de interrupción por usuario, acrecentado por el crecimiento desmedido de la demanda de energía eléctrica y la imposibilidad de suministrar suficiente energía.

En la ciudad de México es especialmente vulnerable las líneas de distribución aérea dada la gran cantidad de árboles localizados en las banquetas, la alta cantidad de accidentes, los vientos etc., todas estas razones justifican el invertir en una planta de emergencia. El tamaño de la planta de emergencia varía en función de la carga vital que se clasifica, puede ir desde alumbrado de emergencia hasta el poder continuar un cierto proceso. No existen reglas para determinar la capacidad, ni el tipo, ni el combustible, de una planta de emergencia; se ha acostumbrado utilizar (por costo) generadores síncronos acoplados a un motor de combustión interna, con control de velocidad y de la corriente de campo. Existe una gran variedad de sistemas de control desde los electromecánicos para máquinas pequeñas hasta computarizados para equipos de mayor tamaño, por arriba de 300 kW.

El interruptor de transferencia tiene como función única el asegurar que al momento de que la planta de emergencia se encuentre funcionando, este desengarzada la fuente del suministrador de energía.

4.5.3 Encuadre Legal

La generación para autoabastecimiento es factible de acuerdo al reglamento publicado en 1992, por lo que será necesario comunicar a la CRE (Comisión Reguladora de Energía) la intención de generar durante horas pico y quizás en las horas de mayor demanda.

4.5.4 Sistemas de Sincronización

Normalmente las plantas de emergencia no se sincronizan con la red ya que estas operan en forma independiente. Las plantas de emergencia por especificación son de mayor tamaño que la carga asignada para situación de emergencia.

Es posible operar la planta de emergencia en horas pico suministrando energía a la carga del circuito de emergencia para lo cual la planta de emergencia estaría alimentando a su carga en forma aislada esto es en forma independiente, pero en caso de que se quiera mantener la confiabilidad del suministro de la red y no depender de la planta de emergencia durante este periodo será necesario sincronizar la planta con la red, para lo cual se requiere un sincronizador electrónico.

Procedimiento de sincronización; la secuencia de fase deberá corresponder a la secuencia positiva en ambas fuentes, el nivel de tensión eléctrica deberá ser la misma y la frecuencia de la planta de emergencia deberá ser ligeramente mayor (2%) para buscar el momento de sincronización, una vez engarzada la planta con el sistema, iniciará en proceso de toma de carga, hasta llegar a un 70% de la carga nominal, esto garantiza que la planta no se sobre esfuerce.

4.5.5 Impacto en las Líneas de Distribución

En los casos en que las plantas de emergencia alimenten a su carga preseleccionada el impacto será positivo ya que disminuirá la demanda y del consumo en horas pico, por lo que permitirá tener una regulación de tensión eléctrica mejor. Pero en caso de que las plantas se sincronicen al sistema, esto provocará que el sistema quede alterado en dos de sus componentes; el nivel de corto circuito y contribución adicional que será necesario analizar y en caso que dentro de un mismo alimentador se presenten varias plantas funcionando impactarán en una alteración en el estado transitorio que en este momento dado puede provocar transitorios indeseados tema que será motivo de estudios formales posteriores.

Para el caso de incremento del nivel de corto circuito, supongamos que en un alimentador de 12 MVA tenemos 2 generadores de 800 kW de un consumidor y otros 6 generadores de 500 kW de otros consumidores. El nivel de corto circuito bajo un estudio superficial se estaría incrementando en un 25% que supera cualquier previsión en cuanto a especificación de corto circuito de los interruptores, situación que deberá resolver la compañía suministradora, ya que es la responsable de suministrar la información referente a los niveles de corto circuito trifásico y monofásico en los diferentes puntos del alimentador en la acometida de cada usuario.

4.5.6 Evaluación Económica de un caso práctico.

Una planta química tiene dos plantas de emergencia de 500 kW c/u se desea hacerlas funcionar en horas pico, los equipos son marca CUMMINS, de 500 kW modelo DFED.

La demanda en hora punta es de 1,300 kW y su consumo promedio en horas punta es de 100,000 kWh, trabaja 24 horas al día 30 días al mes por lo que el consumo diario durante las horas punta es de 833 kWh por hora. Si hacemos funcionar las plantas de emergencia al 70% tendremos una generación promedio de 700 kW, por lo que requeriremos de la red 600 kW.

El precio por kWh punta para el mes de febrero fue de \$1.7157. Lo que significa una erogación de \$171,570. Fijemos el precio de febrero y pongamos a funcionar las plantas de emergencia durante las horas punta, habremos generado en el mes

84,000 kWh y de la red se habrán consumido 16,000 kWh. El costo por generar con diesel es de: el consumo de combustible considerando un 75% de carga es de 92 litros por hora, hacen un total de 11,040 litros de diesel, el costo del diesel es de \$4,50, lo que hace un consumo de \$49,680 por dos máquinas \$99,360. Esto significa un ahorro de \$72,210, si consideramos la posibilidad de transferir el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) obtendríamos un ahorro adicional de \$34,776, haciendo un total de \$106,986. El costo de un sincronizador comercial es de alrededor de \$30,000 dólares mas algún arreglo en los interruptores de transferencia. La inversión estimada será de \$50,000 dólares lo que significaría que la inversión se recupera en 5.4 meses.

4.5.7 Generación Distribuida mediante Plantas Generadoras Auxiliares.

Las plantas de emergencia son equipos subutilizados, operando 4 horas diarias en un año habrá operado 1460 horas que son nada considerando su vida útil. Siendo esta posibilidad rentable cada vez será adoptada por muchos de los usuarios, lo que provocará que las empresas suministradoras tengan que tomar medidas y estudios con mayor profundidad. Uno de los temas que no se toca en esta propuesta es la implicación desde el punto de vista estabilidad del sistema en estados transitorios, lo que si se debe de tomar en cuenta es el posible incremento del nivel de corto circuito.

En el momento que se genera diariamente será factible el poder introducir el concepto de cogeneración y poder utilizar el calor residual de la unidad, este será tema de otro estudio posterior.

CAPÍTULO 5.- CONCLUSIONES

- Al incorporar generación de energía eléctrica en un punto más cercano al centro de consumo, en este caso el D.F., se reduce la potencia que llega del área Occidental y Oriental a través de las líneas de transmisión de 400 KV y 230 KV, evitando que se incrementen las pérdidas debido a que la energía no tiene que viajar a través de las líneas de transmisión para llegar al usuario.
- Es conveniente la incorporación de la Generación Distribuida en el Sistema Central de Luz y Fuerza del Centro debido a que esta compañía presenta un déficit de generación de energía y un margen de reserva de generación muy limitado. Por lo que un aumento en la demanda de energía, como se ha venido dando en los últimos años, implicaría la instalación de nuevas plantas generadoras en los alrededores de la zona central, dificultándose esta operación por el tendido de nuevas líneas de transmisión con los problemas técnicos y sociales que esto involucra.
- Con la generación distribuida en el área central, se presenta una mejora en el perfil de voltaje de los nodos de 400 KV, 230 KV, 85KV y 23 KV, y se reduce la aportación de potencia reactiva de parte de los CEV's de Texcoco, Topilejo y Cerro Gordo.
- Mediante la Generación Distribuida, se reducen los niveles de falla trifásica y monofásica, si tomamos en cuenta el Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto.
- El incremento del nivel de corto circuito no rebasa la capacidad interruptiva de los interruptores, por lo que no se requiere inversión para estos equipos.
- Con la instalación de 627 MW de Generación Distribuida en las barras de 23 kV, se recupera la capacidad firme en S.E's y se permitirá poner en licencia uno o dos transformadores para mantenimiento, sin afectar el suministro de energía a los usuarios. Además se evitará efectuar tiros de carga por bajo voltaje.
- El costo de la energía generada en los niveles de tensión de 23 kV con la generación distribuida es de 0.77 \$/kWh más bajo, comparado con el costo de compra a CFE estimado que es de 1.04 \$/kWh.
- La inyección de generación directamente en las barras de distribución en S.E's existentes del Área de Luz y Fuerza, evita que los colapsos que ocurren en transmisión afecten el suministro de energía a los usuarios, por lo que es menos dependiente de la problemática de transmisión.
- En cuanto al modo de operación de las plantas generadoras auxiliares, lo que hace atractiva la utilización de la planta de emergencia durante las

horas punta es la posibilidad de transferir el IEPS. El costo de operar la planta con diesel es un 60% más barato que pagar el costo de energía punta.

- La planta de emergencia es un equipo subutilizado, ponerla a funcionar 4 horas diarias en 10 años, que es su vida estimada, habrá operado 14,600 horas que está por debajo de las 20,000 que sugiere el fabricante como el momento de realizar una reparación mayor.
- En la actualidad es una exigencia el buscar la máxima eficiencia de todos los sistemas que se propongan, que sean amigables a la ecología, y que cumplan con la reglamentación vigente.
- Con las condiciones anteriores se puede asegurar que la generación distribuida, mediante generadores pequeños, cercanos al punto de consumo, es más rentable y ecológicamente aceptable que hacer crecer la red actual. Una estrategia para avanzar en la dirección adecuada puede ser la operación de las plantas de emergencia durante las horas punta. Otra, sin duda, la generalización de plantas pequeñas con energías renovables, o con celdas de hidrógeno.

ANEXOS

Tabla A.1
Permisos administrados de generación eléctrica a Diciembre del 2003

Permisos	Modalidad	Permisos		Capacidad MW		Generación GWh	
		vigentes	operando	autorizada	operando	potencial	producida
Total		314	270	21,100	14,270	134,301	82,400
Anteriores	Usos Propios						
a 1992	Continuos	59*	58	594	554	1,992	1,536
Posteriores	Producción						
a 1992	Independiente	19	14	10,366	7,571	71,823	31,171
	Autoabastecimiento	172	148	5,773	3,136	32,437	10,617
	Exportación	6	4	2,196	1,330	15,581	2,509
	Cogeneración	33	29	2,114	1,424	12,667	6,664
	Importación	25	26	162**	152**	460***	438***

* Numero de permisos con registro de operación actual

** Demanda máxima de importación

*** Energía importada

Fuente: CRE

Tabla A.2
Permisos administrados de autoabastecimiento y cogeneración, 2003

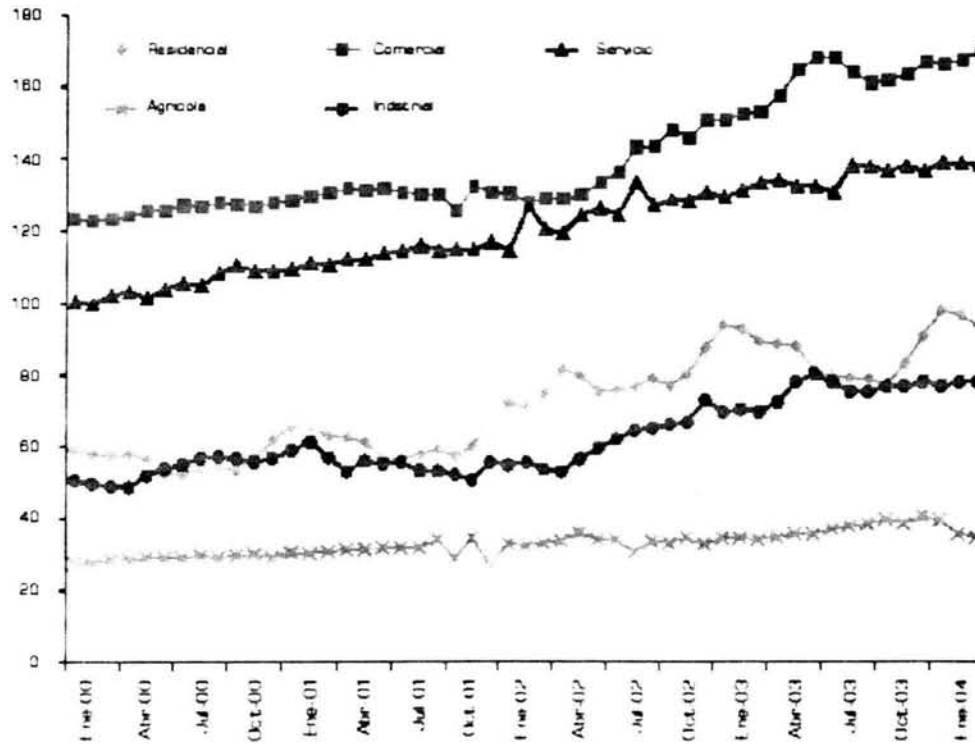
Modalidad	Nº. de Permisos	Capacidad Autorizada (MW)	Energía (GWh)	Inversión (millones de dólares)
Total	208	7,887	45,104	8,587
Industria	124	5,173	32,833	3,552
Permex	41	2,001	9,459	1,368
Otros*	40	714	3,812	669
Autoabastecimiento	172	5,773	32,437	4,301
Industria	98	3,771	23,435	2,847
Permex	37	1,486	6,690	1,012
Otros*	37	517	2,312	532
Cogeneración	33	2,114	12,667	1,187
Industria	26	1,402	9,398	706
Permex	4	515	1,770	356
Otros*	3	197	1,500	136

Nota: las cifras podrían no coincidir debido al redondeo

*/ Incluye los sectores de agricultura y ganadería, municipal, servicios y turismo

Fuente: CRE

Gráfica A.3
Precios reales de las tarifas eléctricas por tipo de usuario
(centavos M. N. Constantes de 2002/kWh)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Dibujo A.4
Productores Externos de Energía actualmente en operación comercial

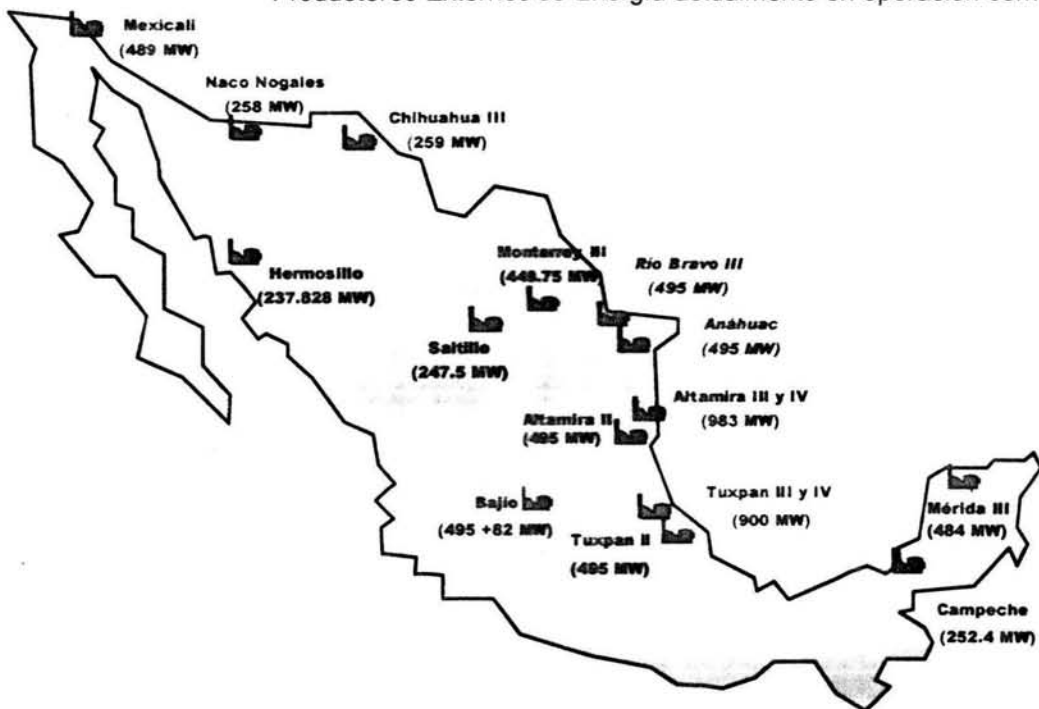
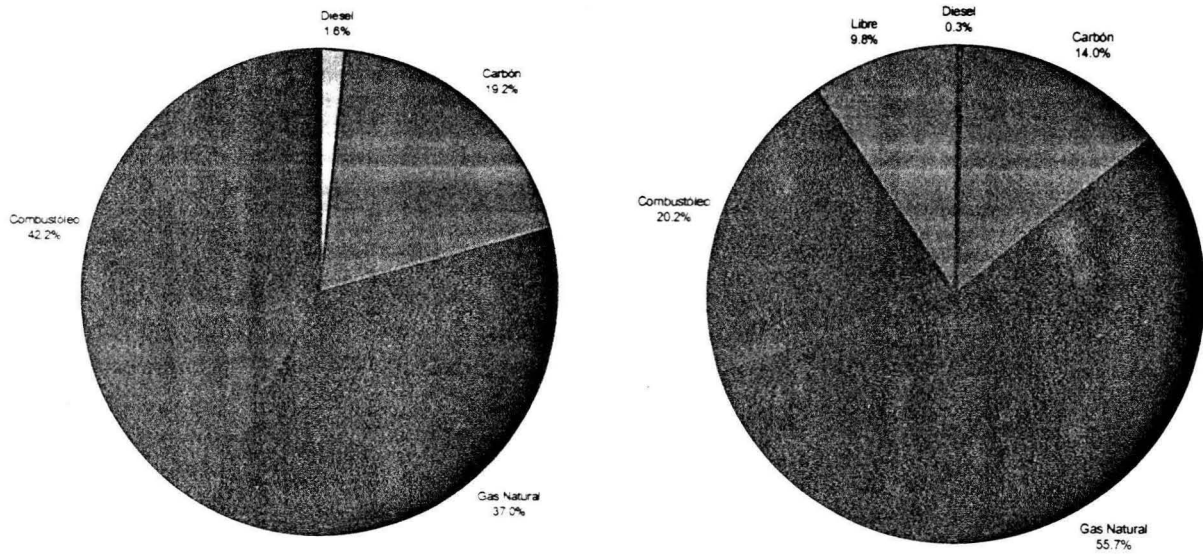


Gráfico A.5
Evolución esperada del consumo de combustibles fósiles para la
generación de energía eléctrica



BIBLIOGRAFÍA.

Luz y Fuerza del Centro, Gerencia de Programación, Departamento de Planeación, "Programa de Proyectos de Obras 2004-2013".

Aboytes García Florencio, Comisión Federal de Electricidad, "Criterios para la expansión del Sistema de Generación", noviembre 2002.

Velázquez Moreno, Carlos, Gómez Velázquez, Humberto, "Autoabastecimiento de energía eléctrica en el horario punta en la comisión México-Americana para la erradicación del gusano barrenador del ganado", Una oportunidad real de disminuir costos de facturación", RVP'02, presentada en la Reunión de Verano, Acapulco, Gro., pp. 11-16, julio 2004.

Seminario de Generación Distribuida mediante Autoabastecimiento y Cogeneración 15 julio 2004 Hotel Fiesta Inn, Puebla, Pue.

- "Generación distribuida con motores recíprocos a Gas Natural", Ing. Carlos Peña Robles, Gerente Comercial MADISACATERPILLAR
- "Tecnología de Transferencia Suave de Carga como opción de Autogeneración", Ing. Leonel Chang Bolaños, Especialista Técnico. Asco Power Technologies Latinoamérica
- "Oportunidades de Autoabastecimiento y Cogeneración en México", Ing. Federico Hungler Salceda, Director de Cogeneración CONAE
- "Inversión privada en la generación de electricidad", Ing. Francisco Granados Rojas, Director de Permisos Eléctricos, CRE
- "Importancia de la calidad de la energía eléctrica", Dr. Manuel Madrigal Martínez, Profesor-Investigador Instituto Tecnológico de Morelia

IEEE, Orange Book, "Standby and Emergency for Power Systems of Industrial and Commercial Applications", USA, 1995.

Comisión Federal de Electricidad, www.cfe.gob.mx,

Luz y Fuerza del Centro, www.lfc.gob.mx,

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, www.conae.gob.mx

Comisión Reguladora de Energía, www.cre.gob.mx

Secretaría de Energía, *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013*

"Distributed Generation from Baseload to Backyard", Chapter 20, *International Electric Power Encyclopedia*, PennWell, 1999.

Leeper, J. D., and Barich, J. T., "Technology for Distributed Generation in a Global Market, Marcel Dekker, 1988.

Willis, H. L., and Scott, W. G., *Distributed Power Generation*, Marcel Dekker, 2000.