



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES

ARAGÓN

GRUPOS ELECTROGENOS DE EMERGENCIA
COMO UNA ALTERNATIVA EN SISTEMAS DE
AHORRO DE ENERGIA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
AREA: ELECTRICA - ELECTRONICA
P R E S E N T A:
SALAZAR ACEVEDO JUAN ANTONIO

ASESOR: ING. ADRIAN PEREDES ROMERO

MEXICO 2005

m. 345503



Universidad Nacional
Autónoma de México

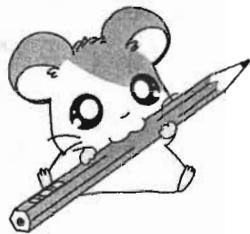


UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

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.



DEDICATORIA

A mis padres:

*Alba Acevedo Tello
Gonzalo Salazar Rodríguez*

A mis hermanos:

*Gabriela
Gonzalo*

A mis tíos

A mis primos

A toda mi familia...

*...porque siempre existe y existirá
un apoyo incondicional de
ustedes hacia mi persona.*



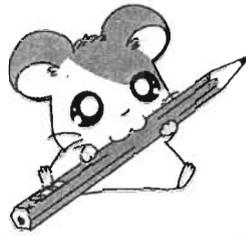
DEDICATORIA

A todos mis amigos...

*Por todas las vivencias que nos hicieron reír y llorar;
las mismas que hoy nos mantienen unidos...*

*Por todos aquellos momentos que forman nuestra vida
y que jamás se olvidarán...*

*Porque crecimos juntos...
y porque alguna vez soñamos juntos.*



DEDICATORIA

A mi asesor:

Ing. Adrián Paredes Romero

A mis sinodales:

Ing. Pablo Luna Escorza

Ing. Juan Antonio Villanueva Ortega

Ing. Juan Gastaldi Pérez

Ing. José Luis García Espinosa

*Porque alguna vez compartimos las aulas...
y hoy compartimos un triunfo en mi vida...*

*A mis profesores y compañeros,
Al Campus Aragón,
A la UNAM...*



DEDICATORIA



y a ti, que siempre confiaste en mi...

Gracias

INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
COMPONENTES BÁSICOS DE UN GRUPO ELECTROGENO DE EMERGENCIA	
1. MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA DIESEL	
1.1 Definición	7
1.2 Generalidades	7
1.3 Clasificación general de los motores diesel	7
1.4 Principio de funcionamiento para un motor diesel	8
1.5 Motor Otto vs. Motor Diesel	11
1.6 Sistemas que integran al motor diesel	11
1.6.1 Sistema de lubricación del MCI	11
1.6.1.1 Generalidades	11
1.6.1.2 Componentes básicos del sistema de lubricación	12
1.6.2 Sistema de enfriamiento del MCI	14
1.6.2.1 Generalidades	14
1.6.2.2 Componentes básicos del sistema de enfriamiento	15
1.6.3 Sistema eléctrico del MCI	17
1.6.3.1 Generalidades	17
1.6.3.2 Secciones del sistema eléctrico del MCI	17
1.6.4 Sistema de escape del MCI	21
1.6.4.1 Generalidades	21
1.6.4.2 Componentes básicos del sistema de escape	21
1.6.5 Sistema de admisión de aire del MCI	22
1.6.5.1 Generalidades	22
1.6.5.2 Componentes básicos del sistema de admisión de aire	22
1.6.6 Sistema de combustible	23
1.6.6.1 Generalidades	23
1.6.6.2 Componentes básicos del sistema de combustible	24
2. GENERADOR SÍNCRONO DE CORRIENTE ALTERNA	
2.1 Definición de generador eléctrico	25
2.2 Generalidades	25
2.3 Funcionamiento básico del Generador Síncrono de C.A.	25
2.4 Secciones y componentes de un Generador Síncrono de C.A.	29
2.5 Conexiones de un generador de C.A.	34
2.6 Operación en paralelo	46
3. CONTROL MAESTRO	
3.1 Definición	47
3.2 Generalidades	47
3.3 Panel frontal	48
3.4 Tiempos que gobiernan el control maestro	49

3.5	Instrumentación	49
3.6	Funciones que incorpora un módulo de control maestro	51
3.6.1	Protecciones	51
3.6.1.1	Protecciones internas	51
3.6.1.2	Protecciones externas	51
3.6.1.3	Pre-alarmas (Advertencia)	52
3.6.1.4	Alarmas críticas (Paro total)	52
3.6.2	Reloj programador semanal	53
3.6.3	Funciones especiales incluidas	53
3.6.4	Programación local	53
3.6.5	Programación remota	54
4.	UNIDAD DE TRANSFERENCIA	
4.1	Definición	55
4.1.1	Transferencia	55
4.1.2	Retransferencia	55
4.2	Generalidades	55
4.3	Tipos de transferencias	56
4.4	Funcionamiento básico	57
CAPITULO II		
MODOS DE OPERACIÓN DE UN GRUPO ELECTRÓGENO DE EMERGENCIA		
1.	INTRODUCCION	59
2.	CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO	60
3.	SECUENCIA DE OPERACIÓN DE UN GRUPO ELECTRÓGENO	60
3.1	Condiciones iniciales	61
3.2	Falla presente en la red comercial	62
3.3	Reestablecimiento del suministro por parte de la compañía comercial	66
4.	GRUPOS ELECTRÓGENOS EN MODOS MANUAL Y AUTOMÁTICO	69
5.	SELECCIÓN ADECUADA DEL MODO DE OPERACIÓN	69
CAPITULO III		
MANTENIMIENTO DE GRUPOS ELECTRÓGENOS		
1.	GENERALIDADES	71
1.1	Conservación, preservación y mantenimiento	71
1.2	Objetivos generales del mantenimiento	71
1.3	Clasificación de los servicios de mantenimiento	72
1.4	Ventajas de un programa de mantenimiento planeado correctamente	72
2.	ELEMENTOS NOCIVOS PARA LOS EQUIPOS DE BAJA TENSIÓN	72
3.	CLASIFICACION DE SERVICIOS A PLANTAS DE EMERGENCIA	73
3.1	Servicios de instalación y puesta en operación	74
3.2	Servicios de mantenimiento	74
3.2.1	Mantenimiento preventivo	74
3.2.2	Mantenimiento correctivo	74

3.2.3	Mantenimiento predictivo	74
3.3	Actividades que se realizan en cada servicio de mantenimiento	74
3.3.1	Servicio preventivo menor	74
3.3.2	Servicio preventivo mayor 1	75
3.3.3	Servicio preventivo mayor 2	75
3.3.3.1	Afinación de motor	75
3.3.3.2	Servicio al radiador	76
3.3.3.3	Servicio al generador	76
3.3.3.4	Servicio al tablero de transferencia	76
3.3.4	Servicios opcionales	77
3.3.4.1	Bandas	77
3.3.4.2	Alternador	77
3.3.4.3	Motor de arranque o marcha para 12 y 24 VCD	77
3.3.5	Servicios correctivos menor y mayor	77
3.3.5.1	Servicio correctivo menor	77
3.3.5.2	Servicio correctivo mayor	78
3.3.5.2.1	Motor	78
3.3.5.2.2	Generador	78
3.3.5.2.3	Otros	78

CAPITULO IV

SISTEMAS DE SINCRONIZACIÓN

1.	INTRODUCCIÓN	79
2.	DEFINICIÓN	82
3.	MÉTODOS DE SINCRONIZACIÓN	82
3.1	Transición abierta	83
3.2	Transición cerrada	84
3.2.1	Falla en la red normal de alimentación	84
3.2.2	Pruebas de funcionamiento con carga	86
3.3	Sistema de sincronización entre grupos electrógenos	88
3.3.1	Sistema básico	88
3.4	Sistemas de autoabastecimiento	89
3.4.1	Objetivo de un sistema de autoabastecimiento	89
3.4.2	Definición de autoabastecimiento	89
3.4.3	Tipos de Autoabastecimiento	89
3.4.3.1	Sincronizado con Exportación	89
3.4.3.2	Por Transferencia	89
3.4.4	Modalidades de los sistemas de autoabastecimiento	90
3.4.4.1	Sincronización de plantas generadoras	90
3.4.4.2	Paralelismo de plantas generadoras	90
3.4.5	Secuencias de aplicación	90
3.4.5.1	Demanda Máxima	90
3.4.5.2	Demanda en Horario Punta	91
3.4.6	Justificación económica	91
3.4.6.1	Cargos por consumo a línea comercial	93

3.4.6.2	Cargos y ahorro por autoabastecimiento	93
3.4.7	Proyectos actuales en sistemas de autoabastecimiento	94
3.5	Generación distribuida	99
3.5.1	Introducción	99
3.5.2	Definición	100
3.5.3	Rango de capacidad instalada	100
3.5.4	La generación distribuida en otros países	101
3.5.5	Interconexión	101
3.5.6	Aplicaciones	102
3.5.7	Beneficios	102
3.5.8	Calidad de la energía	103
3.5.9	Aspectos legales	103

CAPITULO V

SISTEMAS DE COGENERACION

1.	INTRODUCCION	105
1.1	Generación convencional	105
1.2	Cogeneración	106
1.3	Generación convencional contra cogeneración	106
2.	RESUMEN HISTÓRICO DE LA COGENERACIÓN	107
2.1	La Smokejack	107
2.2	Aprovechando el vapor	108
2.3	Cogeneración para la industria	110
3.	BENEFICIOS DE LA COGENERACIÓN	111
4.	DEFINICIÓN DE COGENERACIÓN	112
5.	GENERALIDADES	113
5.1	Elementos comunes de todo sistema de cogeneración	114
5.2	Ventajas de los sistemas de cogeneración	114
5.2.1	Ventajas de la cogeneración para un país	114
5.2.2	Ventajas de la cogeneración para el industrial individualizado	115
5.3	Clasificación de los sistemas de cogeneración	116
5.3.1	Sistemas de cabeza o Topping cycles	116
5.3.2	Sistemas de cola o Bottoming cycles	117
5.4	Principales sistemas de cogeneración	117
5.5	Eficiencia y economía	119
5.6	Otras aplicaciones de la cogeneración	120
5.7	Procedimientos de recuperación de la energía calorífica en los sistemas de cogeneración que utilicen como elementos motores alternativos	121
5.7.1	Sistemas de recuperación a partir de agua caliente hasta 99°C	122
5.7.2	Sistemas de recuperación a partir de agua sobrecalentada hasta 115°C	123
5.7.3	Sistemas de recuperación a partir del agua	

sobrecalentada y caldera de vaporización rápida	123
5.7.4 Sistemas de ebullición	124
5.8 Energía calorífica recuperable de cada uno de los sistemas de refrigeración en los motores alternativos	124
5.8.1 Del agua de refrigeración	124
5.8.2 Del aceite de lubricación	124
5.8.3 De los gases de escape	125
5.8.4 Del refrigerador del aire de combustión en los motores turboalimentados	125
5.8.5 De la radiación del motor	125
CAPITULO VI	
CRITERIOS DE SELECCIÓN Y DISEÑO	
1. INTRODUCCION	126
1.1 Análisis de consumos	127
1.2 Evaluación del costo de la energía antes del diseño del proyecto de cogeneración	128
1.3 Planteamiento de diferentes alternativas en función de las necesidades de potencia	128
1.4 Determinación de los costos de energía en cada una de las alternativas planteadas	130
1.5 Estimación de las inversiones a realizar	132
1.6 Estudio de rentabilidad	132
1.7 Parámetros de diseño y comportamiento	133
1.7.1 Relación Q/E	134
1.7.2 Índice de calor neto (ICN)	137
CONCLUSIONES	138
APENDICE A	141
APENDICE B	143
BIBLIOGRAFIA	144

El último cuarto del siglo diecinueve vio nacer a la industria de suministro de electricidad como una nueva actividad industrial, llena de promesas y crecimiento acelerado. Desde ese tiempo, las redes de potencia eléctrica han sufrido transformaciones radicales. Producto de la percepción humana de la energía eléctrica como una forma de energía segura y limpia, rápidamente se estableció como el medio normal de proporcionar luz artificial, calefacción y fuerza motriz. Hoy día está estrechamente ligada a actividades primarias tales como producción industrial, transporte, comunicaciones y agricultura.

A lo largo del tiempo, el crecimiento acelerado de la población, las innovaciones tecnológicas y la necesidad de crecimiento económico son algunos de los factores que han mantenido el desarrollo de la industria de generación eléctrica. Es claro que no ha sido fácil para la industria eléctrica el alcanzar su estado actual. A través de su historia, una gama amplia de problemas técnicos y económicos han tenido que ser remontados para asegurar la viabilidad de la industria, permitiéndole ser capaz de satisfacer la demanda, de energía eléctrica siempre creciente a precios razonables. El generador, la lámpara incandescente y el motor industrial formaron la base del éxito de los primeros esquemas; poco tiempo después, el transformador surgió como el mecanismo clave que permitió mejorar sustancialmente la eficiencia de la distribución de energía eléctrica, de tal suerte que la generación y transporte de corriente alterna sobre distancias considerables, se constituyó como una fuente de energía irremplazable tanto en la industria como en aplicaciones domésticas.

En la última década, alrededor del mundo, la industria de suministro eléctrico ha sufrido una transformación profunda. Consumidores de energía eléctrica, cada día más exigentes, están ocasionando que la industria eléctrica enfrente sus más grandes retos, pero también sus más grandes oportunidades, al demandar ser alimentados con energía eléctrica de alta calidad y confiabilidad de suministro y, adicionalmente, que sea energía eléctrica generada con mínimo daño al medio ambiente. Todo esto se lleva a cabo en un marco de mercados eléctricos cada vez más liberalizados y abiertos. La descentralización de la industria de suministro eléctrico, proceso bien establecido en el Reino Unido, Escandinava y muchas regiones de América Latina y los Estados Unidos de Norte América, continúa su marcha alrededor del mundo. Aunado a ello, existe también la presión creciente que los gobiernos ejercen sobre la industria para reducir el impacto ambiental en la generación de energía eléctrica, impulsando el uso de medios de producción más eficientes, tales como la cogeneración, así como el uso de fuentes energéticas primarias renovables: el viento, el sol y las mareas.

Generación distribuida

En los últimos cincuenta años los sistemas eléctricos se han desarrollado con las características estructurales siguientes: grandes centrales generadoras situadas a gran distancia de los centros de consumo, con sistemas de transmisión capaces de transportar grandes bloques de energía a los centros de carga con alta eficiencia.

Esto se ilustra esquemáticamente en la figura 1.

Esta estructura topológica fue dictada principalmente por la gran diferencia en eficiencias entre las grandes centrales generadoras y las pequeñas. No obstante los pequeños márgenes de reserva requeridos por centrales generadoras en comparación con el requerido en generación distribuida también fue un factor determinante. Sin embargo esta tendencia comenzó a cambiar

a principios de los 1990's, con diseños revolucionarios de las turbinas de gas de ciclo combinado con capacidades en el rango de 50 a 100 MW, los cuales se comparan favorablemente con los diseños de plantas térmicas convencionales más avanzados disponibles a finales de los 1980's.

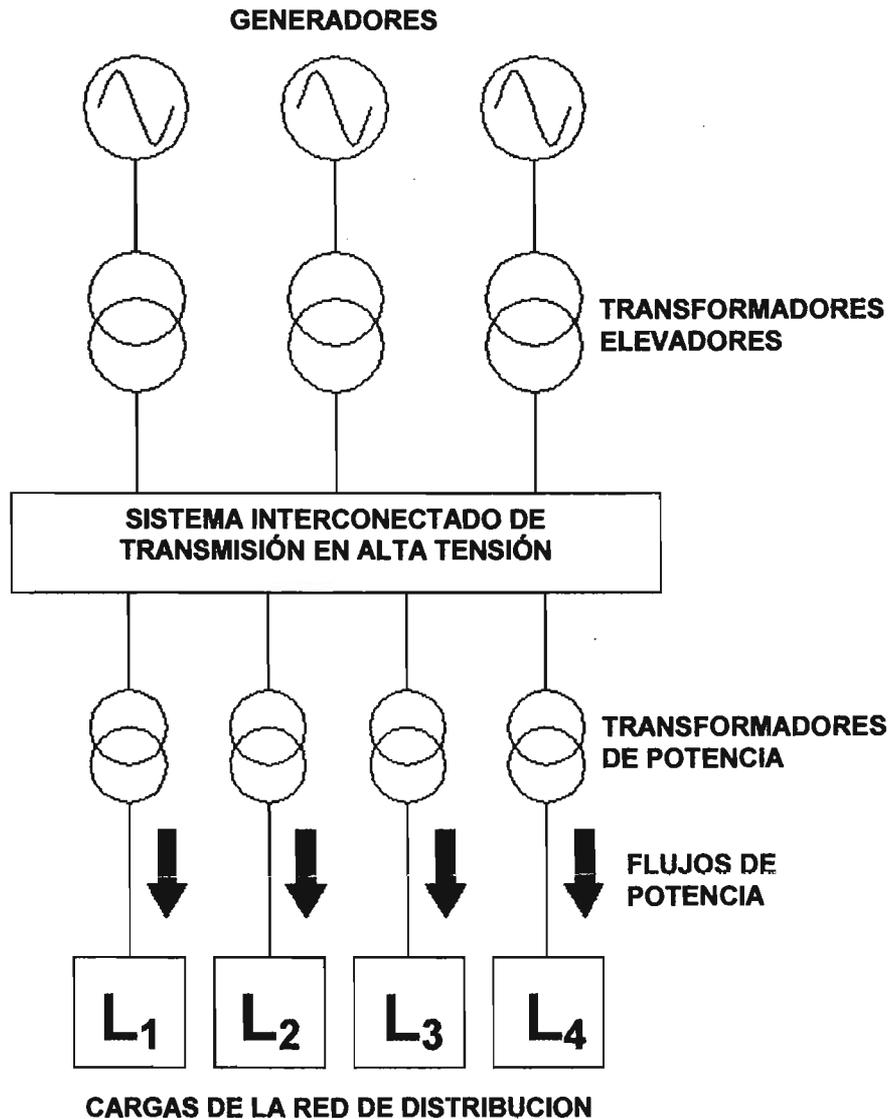


Figura 1- Diagrama de un Sistema Eléctrico de Potencia convencional

Más aún, los gobiernos y los planificadores energéticos en varias partes del mundo han venido desarrollando activamente alternativas para la generación de energía eléctrica limpia en respuesta a las presiones para reducir las emisiones de gases. Estas han sido preferentemente a partir de fuentes renovables, productos de desecho y plantas de cogeneración local.

Paradójicamente, los precios y localización de las fuentes de combustible y/o energía, han influido para que estas nuevas fuentes se conecten principalmente a la red de distribución, en lugar del nivel de transmisión. Esta nueva modalidad con unidades generadoras de pequeña capacidad, y su conexión en el lado de baja tensión del sistema eléctrico de potencia es denominada generación distribuida, generación dispersa o generación in-situ, dependiendo del país en que se localice.

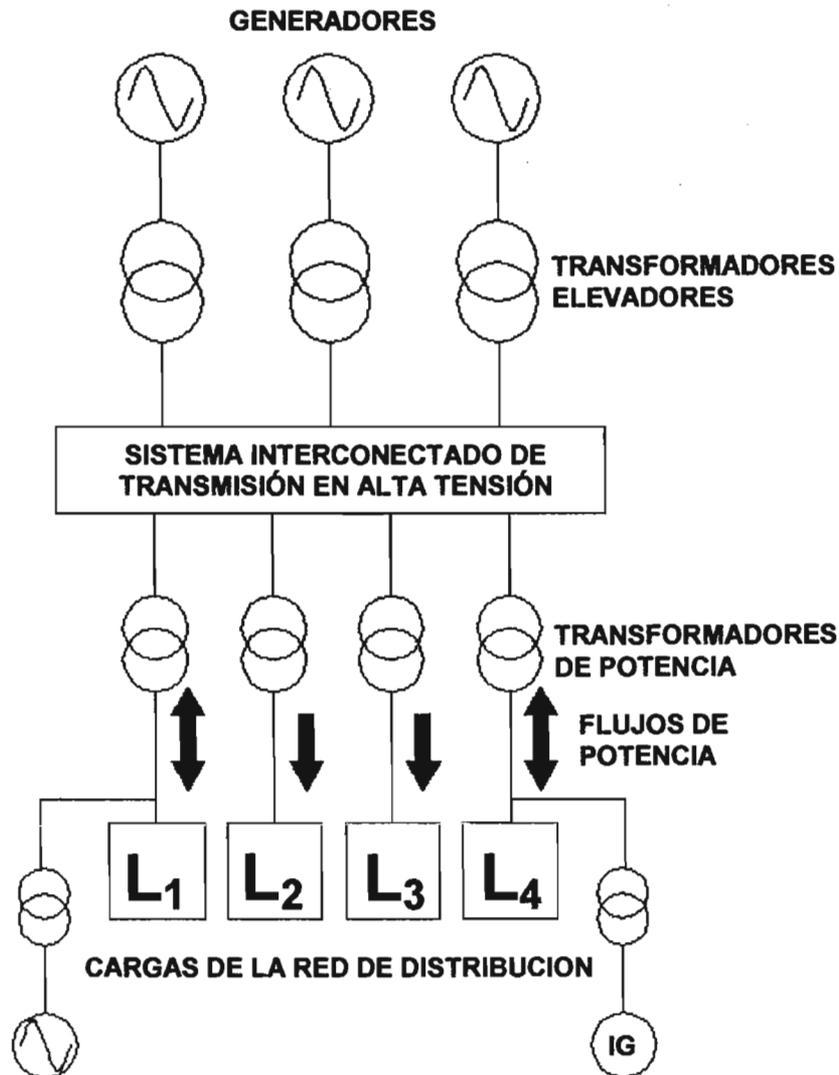


Figura 2 - Diagrama de un Sistema Eléctrico de Potencia con generación distribuida

Sin embargo, la nueva estructura, mostrada en la Figura 2, ha conducido a la revisión de los conceptos y requerimientos debidos a los nuevos planteamientos operativos, los cuales no estaban presentes en los diseños tradicionales, tales como el concepto de "flujos de potencia

inversos". Estos flujos se presentan si, por ejemplo, el generador que suministra directamente la carga L1 genera potencia superior a L1, el mismo razonamiento aplica para el alimentador 4.

Los flujos de potencia inversos tienen impacto en los sistemas de protección, pérdidas de potencia, perfiles de voltaje y niveles de corto circuito.

Cogeneración

De acuerdo con una encuesta de la Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas CIGRE publicada en 2004, los procesos que involucran la producción de vapor y potencia eléctrica (CHP) o cogeneración, son una forma importante de generación distribuida, con un 40% de capacidad instalada; de acuerdo con las respuestas de la encuesta. Estos procesos proporcionan las mayores eficiencias energéticas posibles con su respectivo atractivo económico. En algunos países, la generación distribuida se encuentra bajo un control y despacho central, pero aún donde la generación distribuida no es despachada, las grandes centrales de generación distribuida (principalmente plantas de cogeneración) son obligadas a informar a la compañía eléctrica su programa de generación con una semana de anticipación.

El nivel de participación de la generación distribuida en sistemas eléctricos modernos es muy amplio. En una encuesta llevada a cabo por la Conferencia Internacional en redes de Distribución Eléctricas CIRED, se reportó que en 1999, en 14 países de Europa, la capacidad total instalada era de casi 49 GW. Aunque esto representaba solo una fracción de la demanda máxima del sistema, el cual reportaba una cantidad superior a 287 GW, el nivel de penetración de la generación distribuida en los periodos de carga mínima era más significativo. Algunas compañías de distribución reportaron que se convertían en exportadoras netas de potencia durante periodos de baja carga debido a su gran cantidad de generación distribuida.

Por todo lo indicado, se puede asegurar que la cogeneración tiene ante sí un importante futuro, basado en su capacidad competitiva con otras tecnologías, si esta competencia se establece en un marco justo y equitativo (es decir, no se impide). Es el sistema más eficiente de que se dispone para producir electricidad a partir de un combustible, superando a los ciclos combinados que muy probablemente serán empleados por las Cías. Eléctricas. Esta máxima eficiencia es el punto fuerte de la cogeneración y bajo ningún concepto deberán realizarse plantas que la sacrifiquen, pues comprometerla a largo plazo el factor que asegurará la invulnerabilidad de la planta. Habrá que desechar plantas que circunstancialmente han ofrecido unos parámetros de rentabilidad más elevados, sacrificando eficiencia al aumentar de tamaño.

Estas plantas han estado basadas en precios elevados de la electricidad y los bajos precios de los combustibles de los últimos años. Estos precios están sujetos a leyes de mercado o a la legislación gubernamental y son cambiables en el tiempo, en tanto que las leyes termodinámicas que definen la eficiencia de una planta son inmutables. En un futuro no muy lejano son razonables épocas de escasez energética (de combustible) que obligará a importantes incrementos del precio del combustible y de la electricidad y por ello los sistemas de cogeneración mantendrán plenamente su vigencia. Aún cuando sea paradójico, el fuerte impulso que muchos gobiernos dan a las energías renovables, fijándoles precios mucho más altos, son un importante seguro a los sistemas que como la cogeneración pueden competir desde ahora a precios de mercado.

El presente trabajo pretende reunir la información necesaria para buscar en los grupos electrógenos de emergencia convencionales, un sistema opcional para ahorrar energía mediante dos caminos: la cogeneración, mediante la recuperación de calor para utilidades varias; y la sincronización, para que exista un ahorro de energía eléctrica al evitar el consumo de la misma en horario punta por parte de una compañía comercial. Es importante señalar que cada industria, cada empresa, cada negocio, cada inmueble, etc., tiene sus propias necesidades y por lo anterior, es obvio que no se puede realizar el mismo proyecto para todos.

La descripción que se hace de: 1) los grupos electrógenos de emergencia, 2) los principales sistemas de cogeneración y sus técnicas de recuperación de calor en motores diesel o gas, 3) los sistemas de sincronización para una generación distribuida, y 4) las principales consideraciones para montaje de proyectos de esta naturaleza; servirán como una base para estudios más complejos y más completos; en un futuro no muy lejano quizá estos sean los sistemas más utilizados porque es evidente la necesidad de tener la máxima eficiencia en cualquier proceso, así como la búsqueda de nuevas tecnologías y modos de producción de energía que ya no sean una fuente de contaminación ambiental.

COMPONENTES BÁSICOS DE UN GRUPO ELECTROGENO DE EMERGENCIA

Resulta conveniente describir cada componente de una planta eléctrica para comprender mejor su funcionamiento y reconocer de manera integral el papel que cada uno de ellos juega para el correcto funcionamiento de todo el equipo (Figura 1.1).

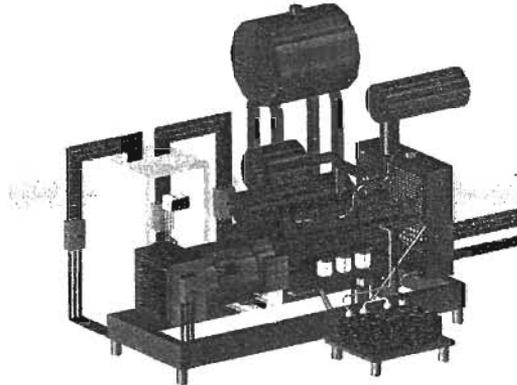


Figura 1.1 - Configuración convencional de una planta eléctrica de emergencia

Todas las plantas eléctricas integran 4 elementos básicos para su funcionamiento:

- 1. Motor de combustión interna Diesel**
- 2. Generador síncrono de corriente alterna**
- 3. Control maestro**
- 4. Unidad de transferencia**

Es muy difícil y extenso analizar a detalle cada componente, por ésta razón, nos limitaremos a mencionar brevemente el principio de operación y las partes más importantes de cada uno de ellos.

1. MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA DIESEL

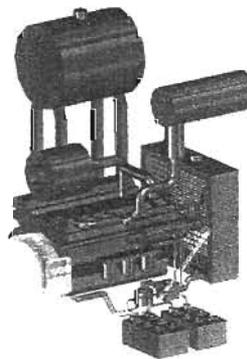


Figura 1.2 - Motor diesel

1.1 Definición

Un motor de combustión interna (MCI) es aquel tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía térmica desprendida por un combustible que arde dentro de una cámara de combustión. Por lo anterior podemos decir que un motor de combustión interna diesel es una máquina que aprovecha la energía térmica que contiene el diesel al presentarse la combustión para producir un movimiento mecánico y circular que se transmite por una flecha (Figura 1.2).

1.2 Generalidades

Hoy en día se utilizan motores de combustión interna de cuatro tipos: el motor cíclico Otto, el motor diesel, el motor rotatorio y la turbina de combustión; éste último es un motor de propulsión a chorro que se utiliza en aeronáutica espacial.

El motor cíclico Otto, cuyo nombre recibe gracias al técnico alemán que lo inventó, Nikolaus August Otto, es el motor convencional de gasolina que se emplea en automoción y aeronáutica; el motor Diesel, llamado así en honor al ingeniero alemán Rudolf Diesel, funciona con un principio diferente y suele consumir gasóleo. Se emplea en instalaciones generadoras de electricidad, en sistemas de propulsión naval, en camiones, autobuses y algunos automóviles. Rudolf Diesel desarrolló la idea del motor diesel y obtuvo la patente alemana en 1892. Su logro fue la creación de un motor con alta eficiencia. Los motores a gasolina fueron inventados en 1876 y, especialmente en esa época, no eran muy eficientes. Los motores Otto y Diesel tienen los mismos elementos principales: la cámara de combustión es un cilindro, por lo general fijo, cerrado en un extremo y dentro del cual se desliza un pistón muy ajustado al interior. La posición hacia dentro y hacia fuera del pistón modifica el volumen que existe entre la cara interior del pistón y las paredes de la cámara. La cara exterior del pistón está unida por un eje al cigüeñal, que convierte el movimiento lineal del pistón en movimiento rotatorio.

1.3 Clasificación general de los motores diesel

Estas son algunas características que se deben tomar en cuenta al momento de trabajar con un motor diesel:

- a) **Número y disposición de los cilindros:** dependiendo de la potencia a desarrollar por un motor, puede tener de 1 a 28 cilindros; la posición será lineal o en "V"
- b) **Principio de funcionamiento:** ciclo diesel de 2 o de 4 tiempos.
- c) **Elemento de enfriamiento:** agua y aire.
- d) **Aplicaciones:** sectores marino y agrícola, automotrices e industriales.
- e) **Tipo de arranque:** eléctrico, neumático, hidráulico o crank.

Generalmente los motores diesel que se utilizan en las plantas generadoras de emergencia son de 4 tiempos, con enfriamiento por agua y de tipo industrial con arranque eléctrico.

1.4 Principio de funcionamiento para un motor diesel

Antes de describir el funcionamiento básico de un motor diesel, es necesario señalar algunos términos que ayudan a comprender mejor dicha operación:

1. **Carrera:** un pistón realiza una carrera ascendente cuando pasa del punto muerto inferior al punto muerto superior; realiza una carrera descendente cuando pasa del punto muerto superior al punto muerto inferior.
2. **PMS:** punto muerto superior, es la parte más alta que alcanza un pistón durante un ascenso.
3. **PMI:** punto muerto inferior, es la parte más baja que alcanza un pistón durante un descenso

La figura 1.3 nos ayuda a visualizar mejor los conceptos anteriores:

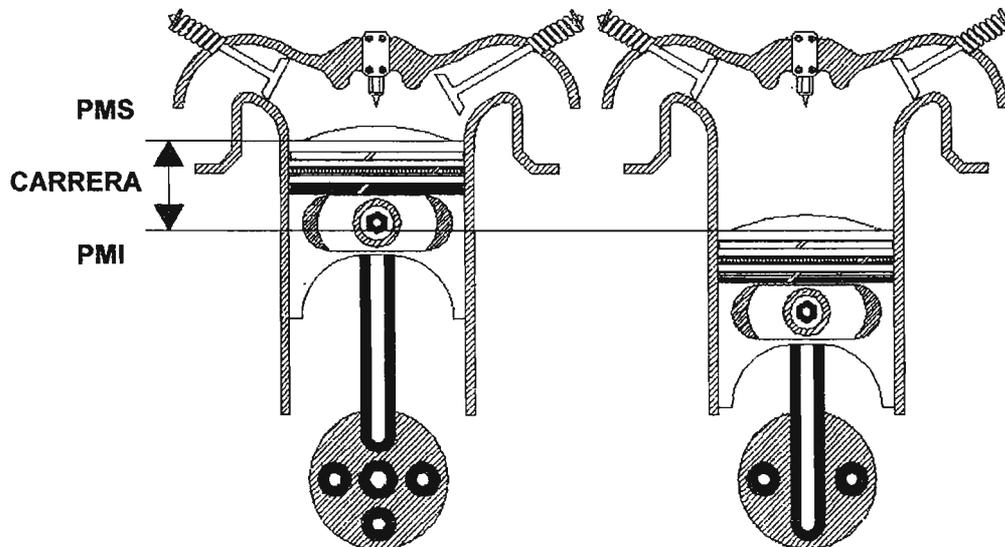


Figura 1.3 - señalización de PMS, PMI y Carrera dentro de una cámara de combustión

Un motor diesel genera movimiento cuando completa 4 etapas: admisión, compresión, potencia y escape.

Existen dos variantes de funcionamiento para los motores diesel: 4 y 2 tiempos. Un motor de 2 tiempos realiza las cuatro etapas anteriores en una vuelta completa del cigüeñal o en dos carreras mientras que uno de 4 tiempos realiza las cuatro acciones en 2 vueltas completas o en 4 carreras. Es decir, si un motor diesel 2 tiempos trabaja a 1800 r.p.m., realiza 1800 etapas de potencia por minuto; por otra parte, un motor diesel 4 tiempos que trabaje a la misma velocidad, realizara 900 etapas de potencia.

La modalidad que más se utiliza es la de 4 tiempos; a continuación vamos a describir cada etapa:

- a) **Admisión:** la válvula de admisión se abre cuando el pistón esta cerca de su punto muerto superior. El pistón desciende y, actuando como una bomba aspiradora, succiona aire a través de la válvula de admisión. La válvula de escape permanece cerrada (Figura 1.4).

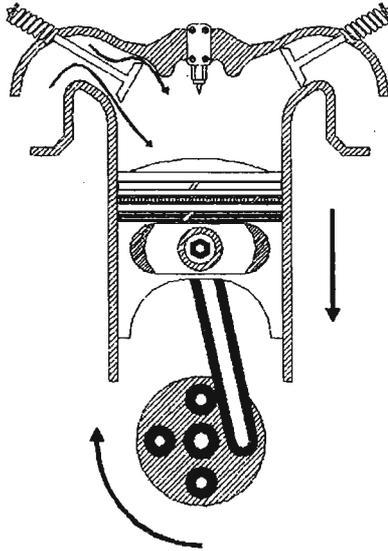


Figura 1.4 - Etapa de admisión

- b) **Compresión:** después de que el pistón pasa por el punto muerto inferior, la válvula de admisión se cierra, cuando el pistón comienza su ascenso, el aire se comprime y calienta. Ambas válvulas permanecen cerradas (Figura 1.5).

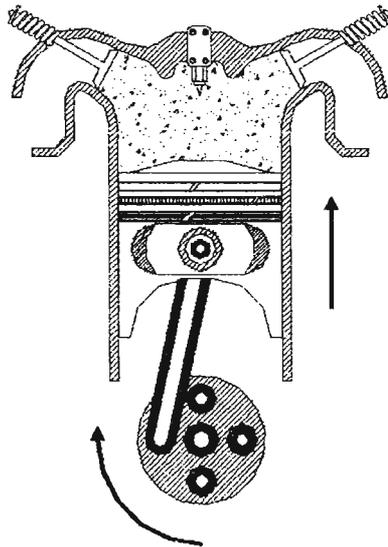


Figura 1.5 - Etapa de compresión

- c) **Potencia:** el cilindro ya tiene aire comprimido y caliente. Cuando el pistón se acerca al punto muerto superior, se inyecta el combustible diesel; esto provoca la combustión que impulsa al pistón hacia abajo. Ambas válvulas permanecen cerradas (Figura 1.6).

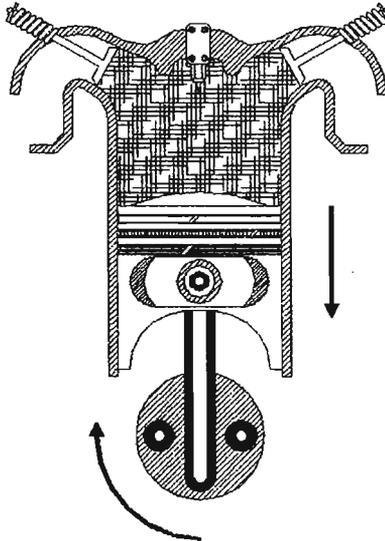


Figura 1.6 - Etapa de potencia

- d) **Escape:** cerca del fin de la carrera de potencia, se abre la válvula de escape. A medida que el pistón sube, vuelve a actuar como una bomba, pero ahora expulsa del cilindro a los gases producidos por la combustión. Cuando el pistón pasa el punto muerto superior, la válvula de escape se cierra y vuelve a comenzar el ciclo (Figura 1.7).

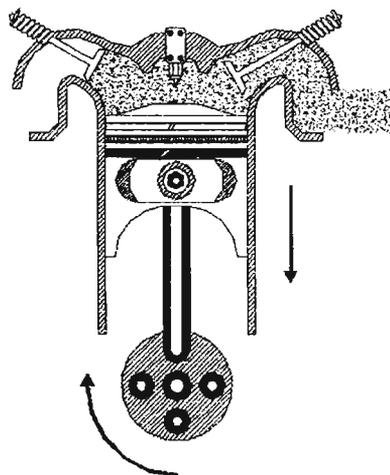


Figura 1.7 - Etapa de escape

Cuando se ha completado todo un ciclo (cuatro carreras), el cigüeñal ha realizado dos revoluciones completas.

1.5 Motor Otto vs. Motor Diesel

Las diferencias principales entre el motor a gasolina y el motor diesel son las siguientes:

- a) Un motor a gasolina succiona una mezcla de gas y aire, los comprime y enciende la mezcla con una chispa; un motor diesel sólo succiona aire, lo comprime y le inyecta combustible al aire comprimido. El calor del aire comprimido enciende al combustible espontáneamente.
- b) Un motor diesel utiliza mucha más compresión que un motor a gasolina. Un motor a gasolina comprime a un porcentaje de entre 8:1 y 12:1; un motor diesel comprime a un porcentaje de 14:1 hasta 25:1. La alta compresión se traduce en mejor eficiencia.
- c) Los motores diesel utilizan inyección de combustible directa, en la cual el combustible es inyectado directamente al cilindro. Los motores a gasolina generalmente utilizan carburación en la que el aire y el combustible son mezclados un tiempo antes de que entre al cilindro.
- d) Un motor diesel es más eficiente que un motor a gasolina, el diesel al evitar la mezcla con aire, se desperdicia menos al momento de la combustión, por lo que la relación entre eficiencia térmica y potencia es mayor.
- e) Los humos que se desprenden de la combustión, son menos tóxicos para el caso del motor diesel; pues en el motor a gasolina se tiene un desprendimiento excesivo de monóxido de carbono.

1.6 Sistemas que integran al motor diesel

Son 6 los sistemas que gobiernan el correcto funcionamiento de un motor diesel; vamos a describirlos para ver como interactúan entre ellos y lograr así una perfecta sincronía en la adicional del motor, pues no olvidemos que sin este elemento, no podríamos mover nuestro grupo generador. Los sistemas son: lubricación, enfriamiento, eléctrico, escape, admisión de aire y combustible. En algunos casos, y dependiendo del modelo, tipo y marca del motor, se integran otros elementos para hacer más eficiente la operación de algún sistema en especial. Lo importante es señalar que la base es la misma para todos.

1.6.1 Sistema de lubricación del MCI

1.6.1.1 Generalidades

La función de este sistema es la de formar una película resistente y lubricante para evitar el desgaste y calentamiento excesivos entre las partes fijas y móviles.

Por lo general es un sistema automático y en gran medida de él depende la continuidad en el servicio, la vida útil y la economía del motor diesel; por ello resulta fundamental un correcto seguimiento a este sistema.

Los motores diesel se lubrican a presión, ésta es suministrada por una bomba de lubricante de tipo engranes que se localiza dentro del depósito de aceite o a un lado del motor. La bomba se equipa con un regulador que controla la presión del aceite lubricante. La figura 1.8 ilustra el diagrama general de un sistema básico de lubricación.

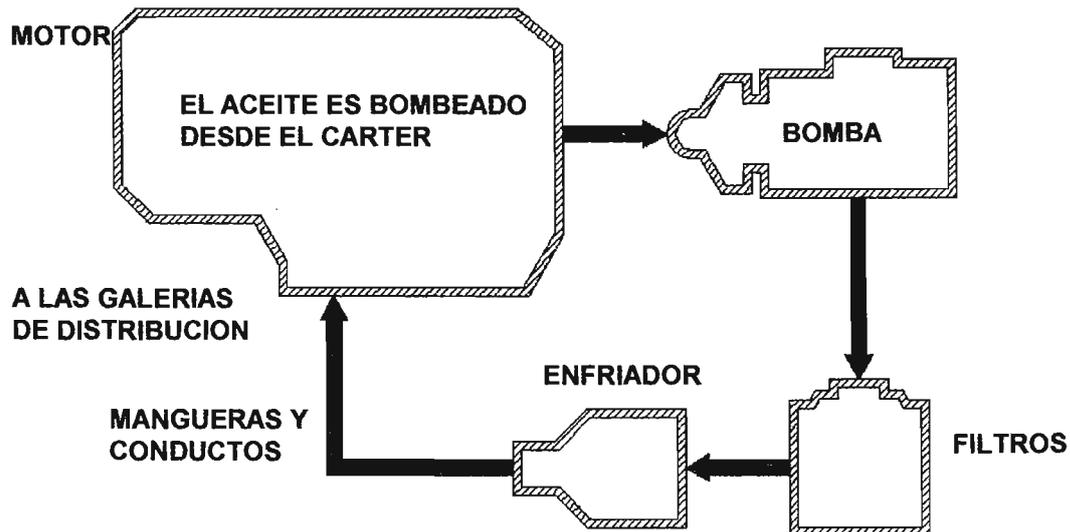


Figura 1.8 - Sistema de lubricación de un MCI diesel

1.6.1.2 Componentes básicos del sistema de lubricación

A continuación describimos los componentes que deben estar presentes en cualquier sistema básico de lubricación

- a) **Cárter:** es un depósito que sirve para contener el aceite necesario para la lubricación de las partes móviles del motor; además funciona como la tapa inferior del bloque de cilindros. El depósito-tapa se construye en la mayoría de los casos de lámina.
- b) **Bomba:** es el dispositivo que ayuda al aceite a circular por todo el sistema. Se coloca por lo regular junto al cárter.
- c) **Filtros:** el sistema de lubricación utiliza filtros y mallas para retirar cuerpos extraños de la circulación del aceite para evitar daños a los cojinetes y demás partes.

Para asegurar una máxima limpieza en el aceite, se utilizan 2 tipos de filtros:

1. **Filtro de flujo pleno:** este tipo de filtro se diseña específicamente de acuerdo al caudal, temperatura y presión que se tenga en cada modelo de motor. Lo anterior asegura la capacidad de filtración necesaria. Se instalan de fábrica en el motor porque tienen la mínima resistencia al flujo, su propia filtración para partículas

contaminantes, la mínima posibilidad de fugas, control de paso de aceite y mantiene la integridad del sistema contra la tierra y el polvo.

2. Filtro en derivación: este tipo de filtro retiene un gran porcentaje de partículas contaminantes que no son retenidas por los filtros de flujo pleno. Por lo anterior, es recomendable instalar el filtro en derivación para ampliar el margen de protección al motor por medio del incremento del porcentaje de limpieza del aceite y de los elementos de los filtros de flujo pleno.

d) Enfriadores: dispositivos que sirven para regular de manera más precisa la temperatura del aceite y evitar que éste se salga de los rangos adecuados de operación.

e) Mangueras y conductos: son los caminos por los cuales circula el aceite; ayudan a conectar y enlazar a los distintos componentes con las zonas de lubricación.

Si se desea que un motor opere de manera satisfactoria su sistema de lubricación, debemos cuidar dos factores:

1. Se debe evitar aceite contaminado pues puede ocasionar daños que involucren el reemplazo de piezas mayores a un costo elevado.
2. Cuidar la cantidad de aceite. Para verificar el nivel del mismo utilizamos la varilla de medición, la cual tiene marcas de nivel alto y bajo para indicar el nivel actual de aceite; si se detecta una falta significativa del mismo, lo más recomendable será reponer el faltante. Por lo anterior, es importante la revisión periódica del vital componente, de lo contrario se presentarían problemas con posibles y costosos daños.

¿Cuál es la función del aceite?

En síntesis, el aceite cumple con las siguientes funciones:

- a) Lubricar partes móviles y estacionarias para evitar al máximo el contacto y desgaste entre ellas.
- b) Enfriar y disipar calor entre partes en contacto.
- c) Sirve como aditivo detergente y dispersante para mantener lo más limpio posible al motor.
- d) Inhibe la corrosión, al cubrir y aislar las partes metálicas de la humedad.

Cómo circula el aceite

La bomba de lubricantes es la encargada de llevar el aceite a todos los rincones del motor y a los sistemas que requieran lubricación. El aceite es absorbido a la bomba por medio de un tubo que esta conectado al deposito de aceite lubricante, el aceite pasa por un filtro de flujo pleno y

retorna al bloque. Desde la misma bomba, se hace circular el aceite a los filtros y a la unidad enfriadora de aceite.

Posteriormente se hace circular a todo el bloque de cilindros por medio de una galería distribuidora de aceite (conductos que se taladran a todo el largo del bloque de cilindros) para que finalmente llegue a las partes móviles del motor. Mediante tubos de aceite, se lleva lubricante desde el árbol de levas hasta las tapas de los balancines pasando por el cigüeñal, las bielas y los balancines. Si el sistema lo requiere, los pistones también se enfriarán con ayuda del aceite lubricante. De modo similar, se hace circular al aceite por medio de una bomba hasta una galería distribuidora hecha para este fin.

Recomendaciones para el sistema de lubricación

- a) Solo se debe emplear aceite lubricante para motores diesel.
- b) No mezclar aceites de distintas calidades y/o marcas.
- c) Para una temperatura mayor a los 30° se recomienda usar aceite SAE 40.
- d) Para temperaturas inferiores a 30°, lo más recomendable será usar el aceite SAE 30.
- e) La presión de aceite que manejan los motores diesel en general, debe estar comprendida entre los 3 y 7 Kg/cm²; aunque éste dato depende de la marca y modelo del motor.

1.6.2 Sistema de enfriamiento del MCI

1.6.2.1 Generalidades

La función de este sistema es la de disipar al ambiente toda la energía térmica que no se transformo en potencia, ya sea por la expulsión de los gases calientes de la combustión, o por medio de agua a través del radiador.

El motor siempre debe trabajar dentro de los límites de temperatura especificados aún cuando se encuentre en las condiciones más desfavorables de ambiente y operación; por esto es muy importante que el sistema de enfriamiento disipe todo el calor por medio de sus elementos y componentes.

Toda la energía térmica que se libera de la combustión por el diesel se distribuye aproximadamente de la siguiente forma:

30% se disipa a través del agua.

30% se transforma en potencia útil.

30% se disipa a través de los gases de escape.

10% se disipa por radiación de las superficies del motor.

El vital líquido

El elemento principal para el enfriamiento de todas las partes de un motor es el agua (el enfriamiento se lleva a cabo mediante el intercambio de calor metal-agua); ésta sigue una trayectoria cerrada como la que se muestra en la figura 1.9.

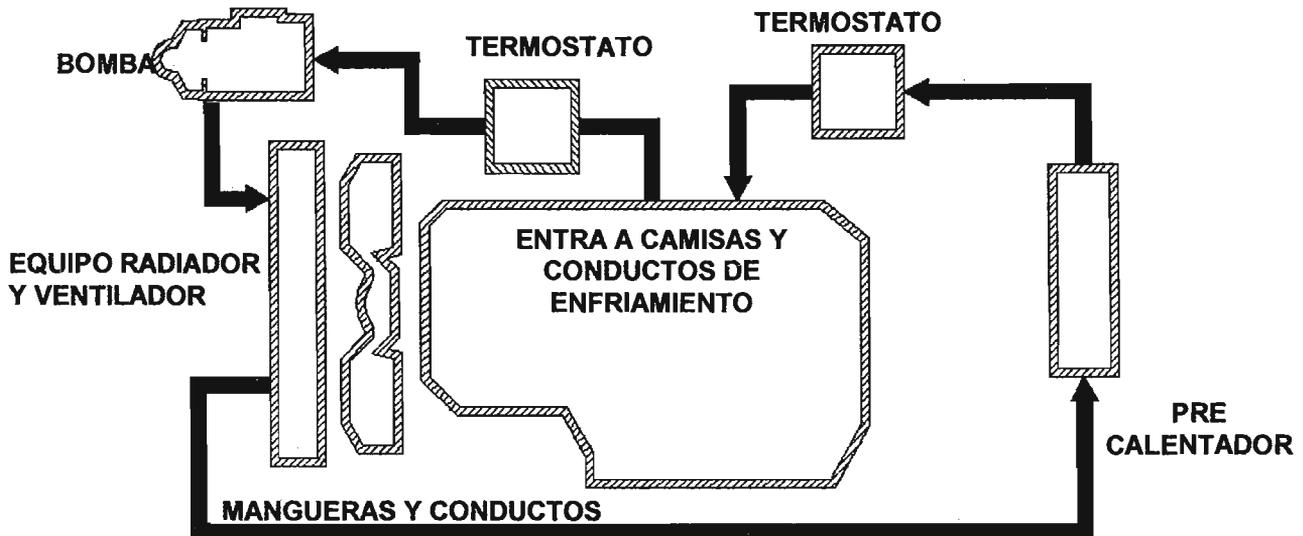


Figura 1.9 - Sistema de enfriamiento de un MCI diesel

1.6.2.2 Componentes básicos del sistema de enfriamiento

A continuación describimos los componentes que deben estar presentes en cualquier sistema básico de enfriamiento:

- a) **Bomba centrífuga:** ayuda a que el agua circule por toda la trayectoria a cubrir sin ningún problema. Esta colocada en la parte delantera del motor y es impulsada mediante correas o bandas desde el cigüeñal.
- b) **Camisas húmedas:** son cavidades que se hacen desde la fundición del bloque, rodean a cada uno de los cilindros y se interconectan entre sí por medio de una serie de conductos distribuidores para permitir que se enfríen los cilindros a través del agua circulante.
- c) **Equipo radiador:** es el encargado de enfriar principalmente al agua que ha circulado al interior del motor mediante una corriente de aire. Esta formado por el radiador montado al chasis de la máquina y un ventilador soplador impulsado por el motor. El aire fresco entra por el extremo del generador de CA (en el extremo opuesto, inmediatamente después del motor, se coloca el radiador), pasa a través del motor y llega al radiador. Durante esta trayectoria, el aire ha tomado el exceso de calor del motor y del agua y lo transfiere al ambiente. Para facilitar el proceso de expulsión, se instala un conducto de salida de aire para guiarlo adecuadamente.

- d) **Pre calentador de agua:** los motores que se emplean en las plantas de emergencia se equipan con un pre calentador de agua; éste dispositivo cumple con la función de mantener al motor con una temperatura cercana a la que tendría en operación con la finalidad de que cuando se presente una señal de arranque, el motor empiece a trabajar sin los problemas que una temperatura baja le ocasiona. Todos los pre calentadores están termostáticamente controlados para prevenir daños por un sobrecalentamiento.

El pre calentador se instala en la parte baja de la maquina para permitir que el agua caliente suba y se eleve la temperatura del bloque de cilindros; como mínimo, el pre calentador se colocará 2 pulgadas por debajo del punto por donde entra el agua caliente al motor.

- e) **Termostatos:** son válvulas térmicas que permiten el paso del agua al radiador cuando ésta se va calentando. Cuando el agua esta fría, el termostato cierra el paso del agua hacia el radiador (no hay circulación de agua); cuando el motor alcanza una temperatura entre 70 y 80 grados centígrados el termostato se abre y permite el paso de agua hacia el radiador para mantener la temperatura del motor entre los 80 y 90 grados.
- f) **Mangueras y conductos:** son los caminos por los cuales circula el agua; ayudan a conectar y enlazar a los distintos componentes con las zonas que deben ser enfriadas. En la instalación del dispositivo, debemos procurar utilizar conductos cortos y rectos, pues proporcionan un mejor calentamiento; además, la distancia entre el motor y la salida de agua caliente del pre calentador debe ser lo más corta posible para garantizar una temperatura adecuada para que el motor arranque sin problemas (la temperatura ideal, se tiene en aproximadamente 60 °C).

Cómo circula el agua

La bomba colocada junto al equipo radiador bombea el agua que sale del motor. Una vez que se retira el exceso de calor mediante el flujo de aire, el agua entra al equipo pre calentador para que tome la temperatura adecuada.

El pre calentador acerca la temperatura del agua con la de trabajo del motor para evitar posibles fallas de arranque por motor frío; posteriormente se hace circular el agua por todo el motor por medio de una galería distribuidora de agua (conductos que se taladran a todo el largo del bloque de cilindros), al final, el agua sale del motor con la ayuda de la bomba.

Recomendaciones para el sistema de enfriamiento

- a) Verificar el nivel de agua en radiador periódicamente.
- b) Mantener el sistema con una mezcla de relación 50% agua y 50% anticongelante.
- c) Mantener todo el sistema en las mejores condiciones posibles.

1.6.3 Sistema eléctrico del MCI

1.6.3.1 Generalidades

El sistema eléctrico del motor de combustión interna diesel se interconecta con el control maestro de la planta de emergencia mandando y recibiendo señales eléctricas a través de tablillas de terminales.

En conjunto, sirven para arrancar, parar y proteger al motor (Figura 1.10).

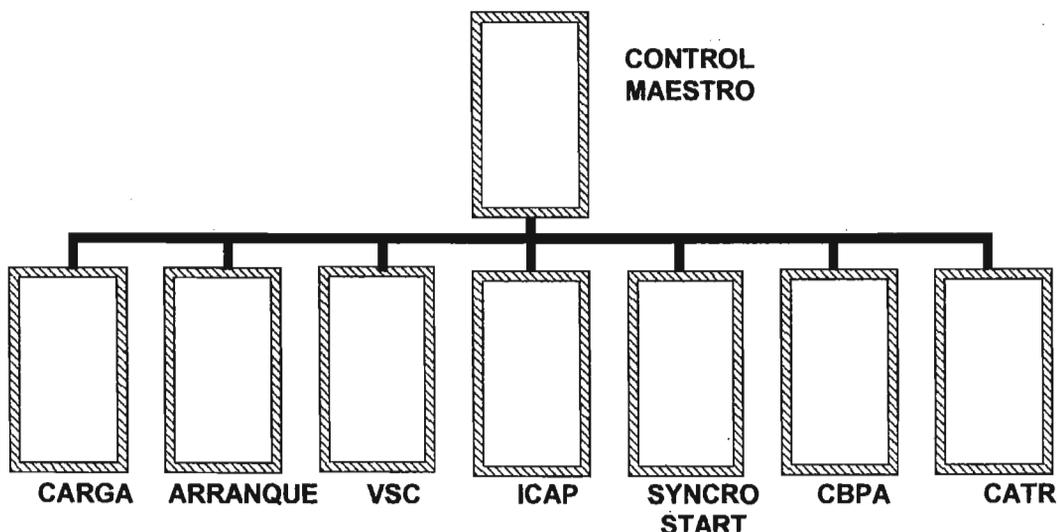


Figura 1.10 – Sistema eléctrico de un MCI diesel

1.6.3.2 Secciones del sistema eléctrico del MCI

Todo el sistema eléctrico del MCI se divide como sigue: sistema de carga, sistema de arranque, válvula solenoide de combustible (VSC), interruptor centrífugo de arranque y paro (ICAP), syncro-start, control de baja presión de aceite (CBPA) y control de alta temperatura del refrigerante (CATR).

Vamos a describir brevemente cada sección:

- a) **Sistema de carga:** desde el instante en el cual se acciona el interruptor para arrancar un motor de combustión interna, hay necesidad de una fuente de energía eléctrica que nos permita alimentar varios circuitos.

El sistema de carga se compone de tres elementos básicos:

1. **Acumulador:** es un dispositivo recargable que almacena energía eléctrica mediante reacciones químicas. El tipo de acumulador más común por sus ventajas

y bajo costo es el de plomo-ácido. Generalmente, los acumuladores se construyen en tensiones de 6 o 12 Volts; si se conectan en serie, se pueden obtener muchos otros valores de tensión. En el interior de un acumulador hay un conjunto de placas de plomo sumergido en una solución llamada electrolito, que es una solución que esta formada por ácido sulfúrico y agua.

Debido a que el agua suele ser un buen conductor de electricidad, la solución se compone de 66 partes de agua por 34 de ácido. La placa positiva de un acumulador esta hecha de peróxido de plomo y es de color rojizo; la placa negativa se hace de plomo esponjoso y es de color gris.

Un grupo de 3 placas positivas y 4 placas negativas forman una celda. Por lo general, los acumuladores de 6 Volts tienen 3 celdas; las de 12 Volts llevan 6 celdas. Entre cada placa se coloca un separador de material aislante y anticorrosivo para evitar cualquier corto circuito debido al contacto entre placas de distinta polaridad. Los separadores están perforados para permitir el paso de la solución.

El recipiente en el cual se colocan las placas, celdas y el electrolito se construye de caucho duro anticorrosivo que se secciona de acuerdo al número de celdas. Pese a que es un recipiente cerrado, cada depósito de celdas cuenta con un orificio que comunica al exterior. El orificio sirve para el llenado de las celdas; se cubre con una tapa con respiradero para expulsar cualquier gas que se produzca en el interior. La capacidad de un acumulador es el término que denota la cantidad de energía que puede tomarse de un acumulador cargado al 100% durante un periodo de tiempo. Se mide en amperes por hora y es la misma característica la que determina su tamaño. Hoy existen en las siguientes capacidades: 70, 100, 130 y 200 Amp/Hr.

- 2. Alternador:** siendo el acumulador un dispositivo "recargable", necesitamos de la ayuda de otro dispositivo que nos ayude con esta tarea; de lo contrario, la carga se agotaría rápidamente. El alternador es el encargado de suministrarle energía al acumulador cuando se encuentra alimentando alguna carga. Se instala a un costado del motor y recibe movimiento del motor a través de una serie de bandas. El alternador produce o entrega tensión alterna, pero como no es posible alimentar con tensión alterna al acumulador, obtenemos la tensión continua con la ayuda de un rectificador puente de diodos trifásico de onda completa.

Por tener 3 fases, el arreglo para el alternador tiene 6 diodos. Para obtener una tensión continua constante, agregamos a la salida del puente rectificador a un capacitor: dispositivo que almacena carga eléctrica durante un determinado periodo de tiempo. Los alternadores se fabrican en varias capacidades. Los más comunes son aquellos que trabajan a 34 y 55 Amp a tensiones de 12 y 24 Volts.

- 3. Regulador de tensión:** debido a que una tensión elevada puede dañar al acumulador; o a que una tensión muy baja puede no cargarlo debidamente, se requiere de un dispositivo que nos ayude a prevenir cualquiera de estos eventos. El regulador de voltaje es un dispositivo que se encarga de mantener la tensión de salida del alternador en un valor constante y nominal. Una variación del campo magnético en el interior del alternador, produce una variación directamente proporcional en el voltaje de salida. Para que el campo magnético tenga un valor

adecuado, se requiere limitar la corriente de la alimentación; ésta es la función del regulador de voltaje.

Un regulador de voltaje es un dispositivo de interrupción: es sensible al voltaje que aparece en la terminal auxiliar del alternador y abastece con la corriente necesaria a los campos para mantener el voltaje del sistema en la terminal de salida. El rendimiento de la corriente es determinado por la carga. Los reguladores pueden ser magnéticos o electrónicos. Los más modernos (electrónicos a base de diodos Zener) se integran en el interior del alternador.

- b) **Sistema de arranque del MCI:** la función de este sistema es la de vencer el estado de reposo del MCI para que este empiece a girar. El medio más común para lograr el objetivo anterior, es el motor de arranque (MA) o marcha, que es un motor eléctrico de 6, 12 o 24 Volts en CD. El tamaño del motor es reducido, gira a 1800 RPM y, como se mencionó anteriormente, es capaz de vencer el estado de reposo del MCI para que empiece a girar; posteriormente, el MCI continuará girando gracias a los sistemas de ignición y de aire combustible.

Un motor de arranque necesita:

1. Imprimir la fuerza necesaria para que el MCI alcance una velocidad entre 100 y 150 r.p.m.
2. Vencer la compresión de los cilindros, la resistencia debida a la fricción y la inercia de los componentes metálicos del motor.

Cuando un MCI ha sido impulsado, puede girar en régimen normal a una velocidad de 4000 o 5000 r.p.m. En los motores que se emplean en las plantas de emergencia, la velocidad debe ser de 1800 r.p.m. La relación de velocidad entre el engrane del motor de arranque y la cremallera del cigüeñal es de 12:1 (cuando el engrane del motor de arranque ha dado 12 vueltas, la cremallera del cigüeñal ha dado una). Por lo anterior, el engrane llega a una velocidad de 48000 o 60000 RPM en MCI comunes; y 21600 RPM en MCI instalados en plantas de emergencia.

- c) **Válvula solenoide de combustible (VSC):** la válvula de combustible es la encargada de permitir o cortar el paso de combustible al motor. Se acciona eléctricamente por medio de una señal que proviene del tablero de control. Algunas válvulas de combustible tienen la opción de operarse manualmente en caso de que el tablero de control no mande señal o de que la bobina eléctrica de la válvula se dañe.

- d) **Interruptor centrífugo de arranque y paro:** es un dispositivo que se utiliza únicamente en la modalidad de automático y manda señales para:

1. Desconectar automáticamente el motor de arranque.
2. Parar al motor cuando se presente una sobrevelocidad.
3. Preparar la falla de baja presión de aceite.

El sistema trabaja de la siguiente manera:

1. Por medio de un chicote que gira en el eje de un tacómetro del motor, abre unos contrapesos que pivotean en el extremo inferior, accionando unos micro-switch.
 2. Cuando el MCI llega a las 300 RPM, se acciona un micro-switch que tiene dos contactos: uno normalmente abierto (NA, NO) y otro normalmente cerrado (NC). Si se alcanza una velocidad superior a las 1800 RPM (velocidad nominal de la maquina), actúan los contrapesos y otro micro-switch con un contacto NA y otro NC.
 3. A las 300 RPM, se desconecta el motor de arranque; a más de 1800 RPM, se detiene el motor por la sobrevelocidad.
- e) **Syncro-start:** en algunas plantas de emergencia, este sistema se utiliza en sustitución del sistema de interruptor centrífugo de arranque y paro. Consiste en un pequeño generador de CA que gira en el eje del tacómetro de la bomba de combustible. Genera una tensión que se registra en un sistema electrónico que es parte del control interno del Syncro-Start. Evidentemente, a una mayor velocidad, el generador producirá más tensión; a las 300 RPM, la tensión generada manda una señal para desconectar al motor de arranque y preparar la falla por baja presión de aceite. Cuando el motor sobrepasa las 1800 RPM, el sistema Syncro-Start generará una tensión tal que mandará una señal de paro del motor. Ambos valores de velocidad pueden ser ajustados gracias a unas perillas de graduación.
- f) **Control de baja presión de aceite (CBPA):** las plantas eléctricas están equipadas con este control para mandar parar al motor en el instante en que se presente una baja presión de aceite, sea cual sea la causa. El control es simple: un contacto normalmente cerrado, el cual se acciona por un mecanismo que registra las variaciones en la presión de aceite. Las terminales del contacto son una aguja indicadora, y un tope ajustable del lado izquierdo. Cuando el motor esta parado, el contacto esta cerrado, pues no hay presión de aceite; cuando el motor arranca, el contacto se abre y es posible observar en el medidor el valor de la presión en Kg/cm² o PSI.
- g) **Control de alta temperatura de agua-refrigerante (CATA, CATR):** un sistema más con el que cuentan los MCI en las plantas de emergencia, es el control de alta temperatura de agua o refrigerante (CATA, CATR). Este sistema manda parar al motor cuando la temperatura del agua o refrigerante alcanza un valor mucho muy alto. El control del sistema es un contacto normalmente abierto que se cierra cuando el agua o refrigerante alcanzan un valor alto.

El control se usa a la par de un indicador de la temperatura del agua o refrigerante. Las terminales del contacto son la aguja indicadora y un tope ajustable al lado. Cuando la temperatura del agua o refrigerante sube, la aguja llegará a tocar al tope, esto cierra eléctricamente al circuito de paro del motor por alta temperatura del agua o refrigerante. La señal de la temperatura se recibe a través de una extensión del detector o bulbo, el cual se introduce en un lugar especialmente diseñado para él (donde el agua o refrigerante suelen estar más calientes).

1.6.4 Sistema de escape del MCI

1.6.4.1 Generalidades

La función de este sistema es la eficiente y oportuna expulsión de los gases que se producen en la cámara de combustión del MCI-Diesel (Figura 1.11).

El diseño de un sistema de escape debe ser tal que se obtenga la emisión de gases lo más baja posible (pero sin exceder los límites especificados según la legislación de cada país, región o lugar); además, debe reducir al máximo el ruido y las vibraciones.

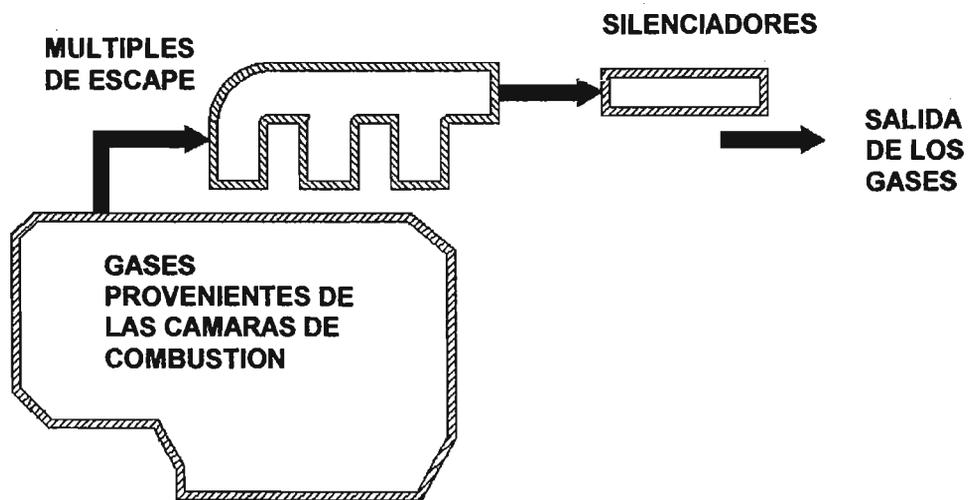


Figura 1.11 – Sistema de escape de un MCI diesel

1.6.4.2 Componentes básicos del sistema de escape

- a) **Múltiples de escape:** son los ductos por los cuales salen los gases de la combustión que se han producido en el interior del motor. Se deben dimensionar de acuerdo a la capacidad de la planta eléctrica para evitar una mala circulación de los gases.
- b) **Silenciadores:** La existencia de ruido es normal para un MCI: los gases producidos por la combustión son liberados de manera intermitente a una presión elevada; la presión genera el ruido y las vibraciones cuando los gases "pegan" en el tubo de escape. Cuando se adapta al sistema de escape un silenciador adecuado, se reduce y atenúa considerablemente el ruido y las vibraciones que se generan cuando el motor trabaja.

Es importante señalar que la correcta proyección del sistema de escape ayuda a la expulsión pronta y oportuna de los gases, además de que se reduce considerablemente la contaminación por ruido a los alrededores.

1.6.5 Sistema de admisión de aire del MCI

1.6.5.1 Generalidades

La tarea de un sistema de admisión de aire, es suministrar aire limpio, seco y fresco al motor; con la resistencia mínima a su flujo (Figura 1.12).

El sistema será todavía más confiable si es capaz de soportar las condiciones más desfavorables de trabajo; proporcionando un sello seguro y durable con el mínimo de mantenimiento.

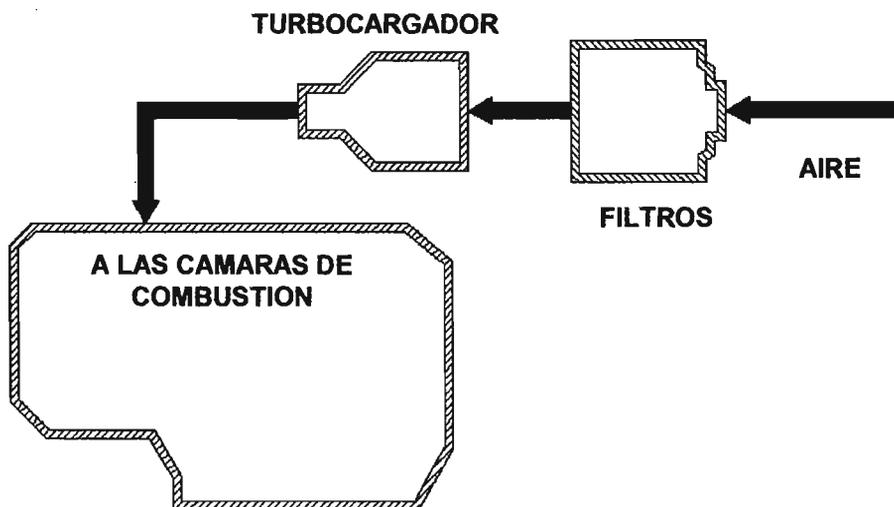


Figura 1.12 - Sistema de admisión de aire de un MCI diesel

1.6.5.2 Componentes básicos del sistema de admisión de aire

Aunque a veces no se le da la debida importancia a este sistema, es necesario describir sus componentes más importantes puesto que una correcta inducción de aire influye directamente en la potencia a desarrollar por un motor, en el combustible consumido, en la emisión de gases expulsados, y en vida del motor:

- a) **Filtros:** estos dispositivos deben ser capaces de retener a las partículas que lleva el aire con la más alta eficiencia y durabilidad. El sistema de admisión puede utilizar dos tipos de filtros:
 1. **Filtros secos:** son filtros manufacturados a base de papel micropore. Retienen partículas mayores a 10 micras con una eficiencia del 98% y son desechables una vez que se han saturado de impurezas.

2. **Filtros húmedos:** comúnmente denominado filtro tipo baño de aceite; este filtro retiene las impurezas gracias a pequeñas gotas de aceite que son succionadas por una corriente de aire ascendente.

b) **Turbocargador:** un sistema de admisión de aire puede trabajar de dos maneras distintas: aspiración natural, en donde el aire entra a las cámaras de combustión sin ningún tipo de succión o fuerza; o aspiración forzada o turbocargada, donde se aumenta el flujo del aire hacia las cámaras de combustión con un compresor (el turbocargador) impulsado por el escape. Lo anterior permite un aumento considerable en la potencia del motor pues el dispositivo ayuda a que se quemé el combustible de manera más eficiente.

Gracias al turbocargador, se compensa la pérdida de potencia del motor debida a la altitud.

1.6.6 Sistema de combustible

1.6.6.1 Generalidades

La tarea que debe cumplir este sistema es suministrar a las cámaras de combustión la cantidad precisa de diesel en el momento adecuado con la presión adecuada.

Si el combustible no es suministrado de manera adecuada, se va degradando la maquina por los esfuerzos que realiza. El deterioro será evidente cuando empiecen a presentarse fallos en los sistemas o por una señalización del control maestro.

La figura 1.13 muestra un sistema básico de combustible.

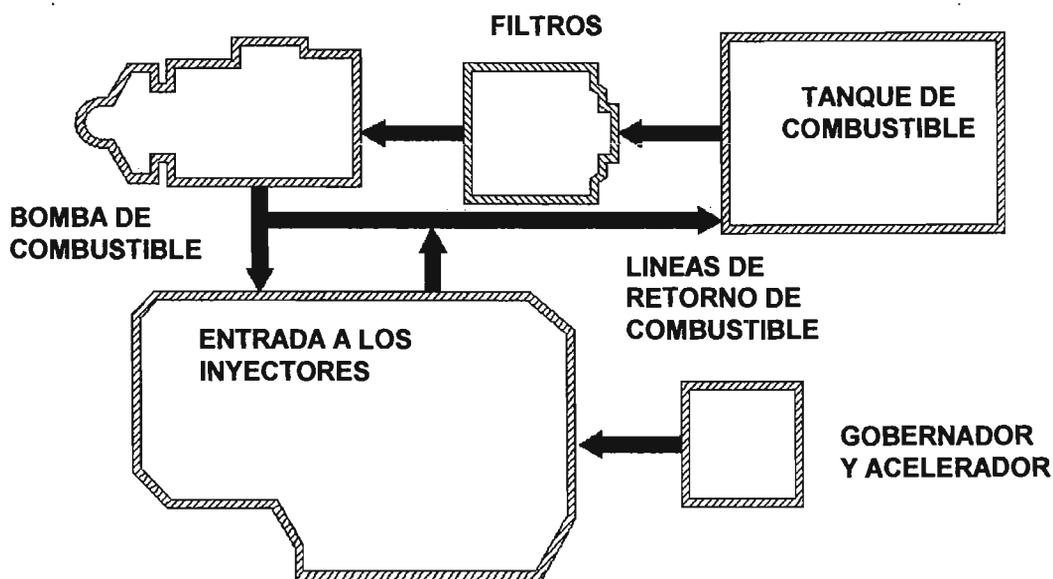


Figura 1.13 - Sistema de combustible de un MCI diesel



1.6.6.2 Componentes básicos del sistema de combustible

Para que cualquier sistema de combustible que se instala en plantas eléctricas con motor diesel cumpla con esta sencilla tarea, es necesario de los siguientes componentes:

- a) **Bomba de combustible:** esta bomba es la encargada de absorber el combustible del tanque y hacerlo llegar a los inyectores individuales de cada cilindro, se acopla al tren de engranes y gira a la misma velocidad que el cigüeñal. La bomba se equipa con un amortiguador de pulsaciones para suavizar la circulación de combustible en todo el sistema.
- b) **Acelerador:** este dispositivo ayuda a controlar la velocidad del motor según las condiciones de velocidad y carga presentes. En la bomba de combustible, el diesel circula a través del gobernador hacia el eje del acelerador. En marcha mínima, circula a través del orificio de marcha mínima en el barril del gobernador, mas allá del eje del acelerador. Para trabajar mas allá de la marcha mínima, el combustible circula a través del orificio del barril principal del gobernador hasta el agujero de aceleración en el eje.
- c) **Gobernador:** este dispositivo tiene como tareas principales el mantener suficiente combustible para la marcha mínima cuando el acelerador esta en posición de marcha mínima y cortar el paso de combustible a los inyectores cuando se excede de las revoluciones máximas gobernadas. Durante el funcionamiento entre marcha mínima y la velocidad gobernada, el combustible circula a través del gobernador hacia los inyectores de acuerdo con las necesidades del motor y es controlado por el acelerador y limitado por el tamaño de la cavidad del pistón de resorte de marcha mínima. Cuando el motor llega a su velocidad gobernada, los contrapesos del gobernador mueven al pistón buzo y se cierran los conductos para combustible a un grado determinado; al mismo tiempo, se abre otro conducto y el combustible descarga en el cuerpo de la bomba principal. De esta forma, la velocidad del motor es limitada y controlada por el gobernador, cualquiera que sea la posición del acelerador.
- d) **Conductos de combustible:** deben ser del tamaño y tipo apropiados, a fin de que el combustible sea repartido a todos los inyectores con una presión uniforme, sean cuales sean las condiciones imperantes de velocidad y carga.
- e) **Filtros:** son los encargados de atrapar la mugre e impurezas que acompañan al diesel; de lo contrario, dichas impurezas pueden dañar la bomba de combustible y otros componentes del sistema por la acción abrasiva. Hay filtros de tipo atornillable y botable; llevan un tapón al fondo de los mismos para drenado y limpieza.
- f) **Inyectores:** dispositivos necesarios para recibir el combustible a baja presión que llega de la bomba y descargarlo en la cámara de combustión en el momento adecuado, en cantidades uniformes y debidamente atomizado para que se inflame.
- g) **Tanque de combustible:** es necesario un lugar para almacenar al diesel; el tanque de combustible se construye para este fin. Se le equipa con medidores de nivel y válvulas de paso para tener un adecuado control en el flujo del combustible. Se construyen en varias capacidades que dependen en gran medida del tamaño y capacidad de la planta de emergencia.

2. GENERADOR SÍNCRONO DE CORRIENTE ALTERNA

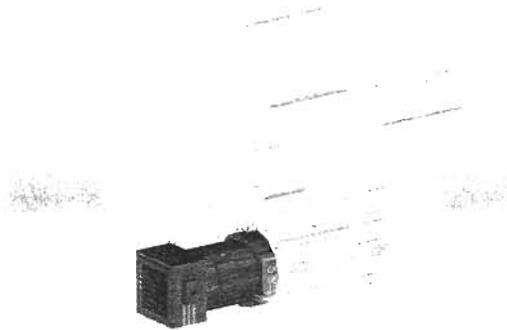


Figura 1.14 – Generador síncrono de C.A.

2.1 Definición de generador eléctrico

Maquina eléctrica que transforma la energía mecánica en energía eléctrica mediante el principio de tensión inducida (Ley de inducción de Faraday).

2.2 Generalidades

Este es el dispositivo encargado de producir la energía eléctrica necesaria para mantener a equipos y maquinas en correcto funcionamiento cuando se ha presentado alguna falla en la red normal de alimentación. En las plantas de emergencia con MCI, los generadores están diseñados para acoplarse de manera directa al motor para que puedan recibir el impulso necesario y se produzca la energía eléctrica requerida. El tamaño de un generador depende en gran medida de la capacidad requerida por la planta de emergencia. Todos los generadores se diseñan y construyen con la más alta tecnología para asegurar un correcto y eficaz funcionamiento, un fácil mantenimiento y una larga vida de servicio. Llevan como equipo adicional, un sistema de ventilación autocontenido que hace circular al aire en el interior de todo el generador. El sistema evitara cualquier elevación excesiva de la temperatura al momento de trabajar. La figura 1.14 muestra al generador de C.A. en una planta eléctrica de emergencia.

2.3 Funcionamiento básico del Generador Síncrono de C.A.

Es una maquina que transforma energía mecánica en energía eléctrica, mediante el principio que enuncia la Ley de Inducción de Faraday:

“Cuando un conductor se introduce en un campo magnético y existe un movimiento relativo entre el conductor y el campo, se induce una tensión en el conductor; dicha tensión es proporcional a la intensidad del campo magnético, a la velocidad relativa entre campo y conductor, y a la longitud del mismo.”

Hay una formula que expresa lo anterior de forma algebraica; y es la siguiente:

$$\xi = vBI$$

donde:

ξ	= Tensión inducida
v	= Velocidad del conductor
B	= Densidad del campo magnético
l	= Longitud del conductor

Para comprender mejor el funcionamiento del generador, es necesario analizar las siguientes consideraciones sobre los principios básicos del electromagnetismo:

1. Cuando circula una corriente eléctrica a través de un conductor, se forma un campo magnético alrededor del mismo (Figura 1.15):

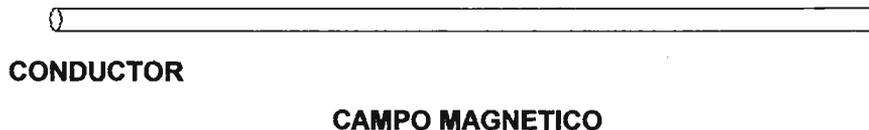


Figura 1.15 – Campo magnético generado por un conductor

2. Cuando se hace pasar una corriente eléctrica a través de una bobina, también se crea un campo magnético alrededor de ella, pero de mucho mayor intensidad que en un conductor (Figura 1.16):

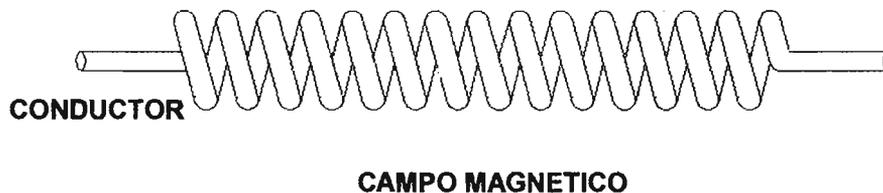


Figura 1.16 – Campo magnético generado por una bobina

3. Si a la bobina se le introduce un trozo de hierro, aumenta considerablemente el campo magnético alrededor de la misma (Figura 1.17):



Figura 1.17 - Campo magnético generado por una bobina con un núcleo

Así, una bobina con un núcleo de hierro (núcleo magnético), por la cual circula una corriente eléctrica constituye un electroimán. El rotor del alternador tiene un embobinado alrededor de un material ferromagnético que forma parte de la flecha. El embobinado está cubierto de unas piezas ferromagnéticas conocidas como piezas polares, se les llama así debido a que se identifican con un polo magnético definido: norte o sur. El rotor se alimenta con una fuente de corriente continua a través de las escobillas y los anillos rozantes; aquí se forma el campo magnético con polaridad definida alrededor del rotor. Si hacemos girar al rotor por algún medio, los "dientes" de las piezas polares se intercalan en el espacio de tal forma que la polaridad en el estator cambia tantas veces como número de "dientes" tengan las piezas polares. La polaridad de las piezas no cambia, pues en ningún momento se ha invertido la polaridad en la alimentación de corriente continua del rotor. La corriente alterna en el estator se produce gracias al efecto de la inducción: si se mueve un imán dentro o alrededor de una bobina y las terminales de esta se conectan a un voltímetro, notamos que la aguja sufre una deflexión, esto es: existe una tensión (Figura 1.18).

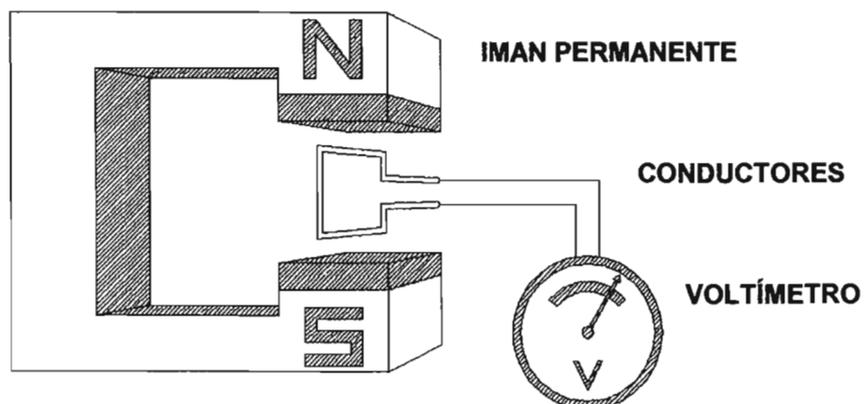


Figura 1.18 – Tensión inducida por un imán permanente

Al mover de manera alternada al imán, notaremos que la aguja del medidor también se mueve en sentidos opuestos; por lo que se obtiene una tensión alterna. El mismo efecto se logra si utilizamos un electroimán: una bobina conectada a una fuente de corriente continua, produce un campo magnético alrededor de la misma. Al mover la bobina dentro de otra bobina que este conectada al voltímetro, la aguja del instrumento detectara la presencia de un voltaje alterno.

Las maquinas eléctricas comúnmente utilizan como fuente de campo magnético al arrollamiento o devanado, únicamente algunas aplicaciones especiales recurren al imán permanente. Aunque el principio de generación resulte en cierto modo sencillo, en las maquinas eléctricas se puede complicar debido a que las espiras o arrollamientos forman bobinas interconectadas entre sí; además, se varía el número de polos para lograr una distribución lo más uniforme posible.

En un generador, cuando gira el rotor (que es en realidad un electroimán), induce o provoca una tensión alterna en el estator (bobina inducida). En la construcción real del inducido (estator) del generador, se utilizan tres embobinados conectados en estrella o en delta, por lo cual se obtiene una tensión alterna trifásica a la salida de la maquina eléctrica.

La figura 1.19 ilustra una parte del devanado en un generador de C.A.

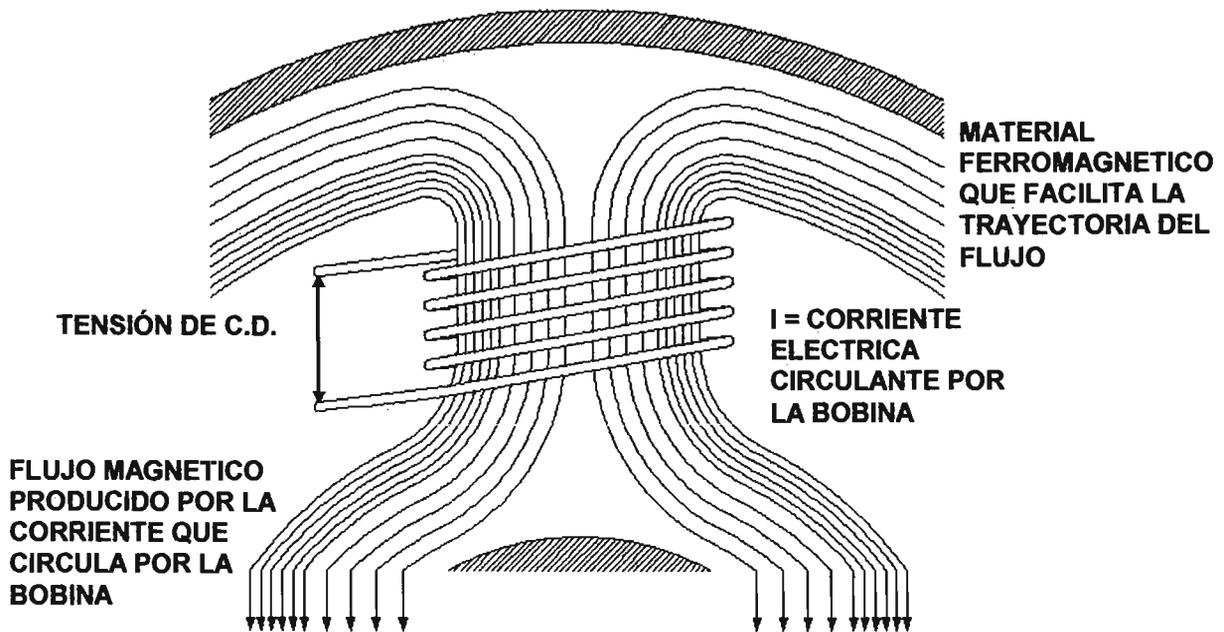


Figura 1.19 - sección de un devanado en un generador de C.A.

2.4 Secciones y componentes de un Generador Síncrono de C.A.

Los generadores síncronos de las plantas eléctricas se dividen en tres secciones, las cuales describiremos brevemente en base a las figuras 1.20 (Vista interna) y 1.21 (Vista externa).

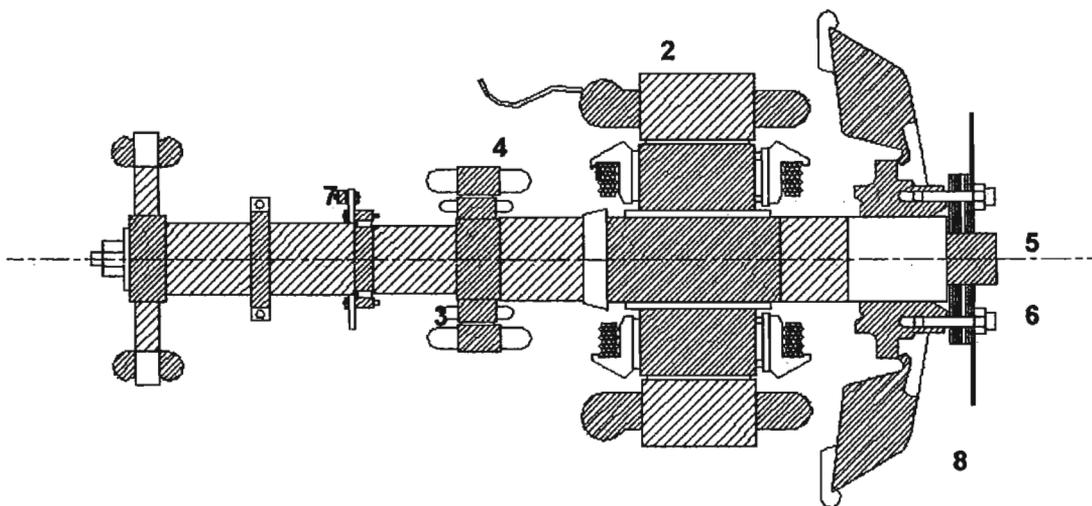


Figura 1.20 – Vista interna de un generador síncrono de C.A.

Componentes internos de un generador

1	Estator generador	5	Flecha
2	Rotor generador	6	Discos de acoplamiento
3	Estator excitador	7	Arreglo de diodos rectificadores
4	Rotor excitador	8	Ventilador

a) **Sección generadora:** la parte encargada de la generación de energía eléctrica la conforman el estator generador (inducido), y el rotor generador (inductor).

1. **Estator generador o inducido:** el núcleo del estator generador se construye de lamina troquelada de acero al silicio (un material ferromagnético que tiene excelentes características ferromagnéticas y evita las pérdidas por corrientes parásitas y la histéresis). La figura 1.20 parte 1 muestra al estator generador.

El embobinado del estator generador se hace de alambre de cobre magneto (barnizado) con doble capa de aislamiento clase F ó 155 °C. El barniz es de tipo sintético termofraguante y posteriormente todo el conjunto es horneado para asegurar al máximo una excelente resistencia a la humedad, una buena resistencia dieléctrica, y una buena unión.

Todo el conjunto anterior esta contenido en una estructura cilindrica y rígida llamada carcasa; la cual se construye a prueba de goteo para proteger al interior del generador. Los generadores que se emplean en plantas de emergencia son por lo general del tipo trifásico, cuentan con 10 o 12 terminales de salida para hacer versátil su conexión y obtener varias tensiones. Más adelante se verán a detalle las distintas conexiones.

- 2. Rotor generador o inductor:** el núcleo del rotor se fabrica de lamina de acero al silicio con las mismas características mencionadas para el estator. Las piezas polares forman una sola pieza con el yugo para evitar perdidas por dispersión de flujo debido a falsos contactos mecánicos. La figura 1.20 parte 2 muestra al rotor generador.

Los rotores generadores se construyen con sus respectivos ductos de ventilación y barrenos en la zapata polar para alojar el devanado jaula de ardilla. El rotor generador se fabrica en forma estándar con 4 polos. Se utiliza el devanado de tipo jaula de ardilla porque se reducen considerablemente los armónicos en la forma de onda de la tensión de salida además de que evitan los movimientos pendulares cuando se acoplan generadores en paralelo. Los polos de campo del generador están montados sobre una flecha de gran diámetro mientras que la jaula de ardilla está entre dichos polos.

Las conexiones se completan con soldadura a base de latón para obtener una excelente unión eléctrica.

Todo el conjunto rotor se balancea estática y dinámicamente para asegurar una operación libre de vibraciones y darle una larga vida. El rotor gira a una velocidad síncrona de 1800 r.p.m. (60 Hz).

- b) Sección excitadora:** esta sección no es otra cosa sino un generador trifásico auxiliar en alta frecuencia que nos ayuda a alimentar con tensión de C.D. al rotor inductor del generador principal. En un generador auxiliar, el rotor es el inducido mientras que el estator es el inductor. La tensión de salida en el generador auxiliar es rectificada con la ayuda de diodos de silicio.
- 3. Inductor o estator excitatriz:** es de 8 polos para generadores principales entre 3 y 175 KW y de 14 polos para generadores principales entre 175 y 1000 KW, en cualquier caso son de alta frecuencia. El núcleo del estator se construye con lámina troquelada de acero al bajo carbono, cuya característica principal es la de retener cierto magnetismo remanente (3 a 5 Volts); esto es ideal para este tipo de aplicaciones. La corriente de excitación del campo proviene del regulador de tensión (Figura 1.20 parte 3).
- 4. Rotor excitador o inducido:** se construye con lámina troquelada de acero al silicio con alta permeabilidad magnética. Los embobinados del rotor y estator se construyen de alambre magneto con doble capa de aislamiento clase F 155 °C; al igual que el generador principal, se somete a un horneado y barnizado riguroso

para garantizar su correcta operación. La figura 1.20 parte 4 muestra al rotor excitador.

El rotor del generador auxiliar, el rotor del generador principal y el circuito rectificador se montan sobre la misma flecha.

- c) **Sección de control (regulador de tensión):** sin duda alguna, el regulador de tensión es el cerebro del generador de C.A. por ser un sistema muy completo de control y alimentación de energía al campo del excitador, esta diseñado para mantener la tensión de salida del generador en un valor estable (2% de variación máxima); desde que empieza a trabajar sin carga, hasta que ha tomado toda su potencia máxima de régimen. Un regulador de tensión obtiene la energía necesaria para trabajar (tensión y corriente) de la propia salida del generador. La operación de éste dispositivo no esta sujeta a partes móviles; en cierta medida soporta la presencia de humedad, las variaciones en la temperatura y las vibraciones. Incluso debe ser capaz de suministrar una corriente de mas del 200% de su capacidad al momento en que se presenten las corrientes de arranque en motores. El regulador es el dispositivo encargado de controlar y regular la tensión y la corriente que se suministra al campo excitador del generador. La corriente que llega a la unidad de excitación "sale" del generador y luego pasa por el regulador de tensión. El dispositivo compara de manera continua la tensión que recibe con otro de referencia que siempre es estable. Una diferencia entre las dos tensiones constituye una señal de error. Dicha señal se utiliza para controlar la intensidad de corriente continua que sale del propio regulador y que posteriormente llegara a las bobinas de campo de la excitatriz.

d) **Componentes mecánicos de un Generador Síncrono**

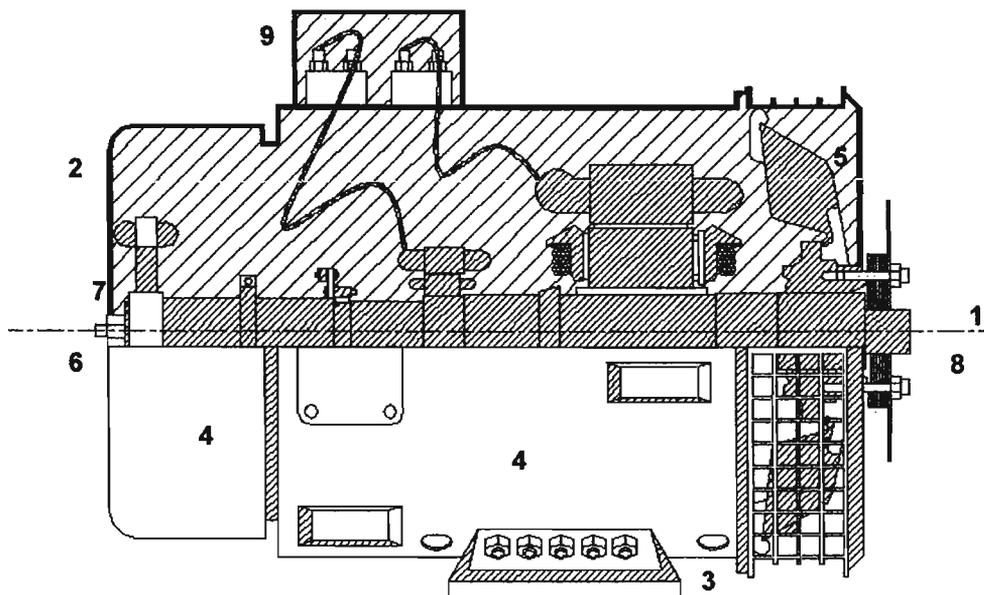


Figura 1.21 – Corte de la vista externa de un generador síncrono de C.A.

Componentes internos y externos de un generador

1 Flecha	6 Baleros
2 Armazón o carcasa	7 Coples
3 Base	8 Discos de acoplamiento
4 Tapas del armazón	9 Tablilla de terminales
5 Ventilador	

1. **Flecha:** fabricada de acero rolado en caliente; es cuidadosamente diseñada y maquilada para que se evite a toda costa cualquier falla originada por esfuerzos mecánicos. La figura 1.21 parte 1 muestra la flecha.
 2. **Armazón o carcasa:** se construye con barras de acero rígidas soldadas a los anillos de guía de placa lateral. Una base de acero sólida se une con soldadura al armazón a fin de facilitar la instalación del generador y la correcta alineación con respecto al motor (sobre todo en generadores de gran capacidad). Se incluye un par de "orejas" para poder levantar al generador. La figura 1.21 partes 2 y 3 muestran la carcasa y la base.
 3. **Tapas del armazón:** es una envoltura fabricada en acero que sirve para Protección mecánica del armazón. Es robusta y se emplea en gran medida en generadores de gran capacidad (Figura 1.21 parte 4).
 4. **Ventilador:** todos los generadores que se emplean para trabajar en plantas de emergencia están provistos con un sistema de ventilación de alto rendimiento fabricado en aluminio para generadores de capacidades pequeñas, y de lamina para generadores con capacidades mayores (Figura 1.21 parte 5).
 5. **Baleros:** en generadores con capacidades de 75 KVA y menores, llevan baleros de bolas con doble sello; este tipo de balero se engrasa de fabrica y por lo general, no requieren de lubricación sino hasta después de varios años. Cuando los generadores son de más de 75 KVA, los baleros serán del tipo bolas reengrasables o del tipo baleros reengrasables de rodillos. En ambos casos, se cuenta con válvulas de llenado y vaciado de aceite (Figura 1.21 parte 6).
 6. **Cople y discos de acoplamiento:** ambos dispositivos nos ayudan a acoplar al generador con el motor. Se construyen de lámina de acero (Figura 1.21 partes 7 y 8).
 7. **Tablilla de terminales:** es un espacio por el cual podemos realizar las distintas conexiones posibles en el generador para obtener el arreglo y la tensión de salida adecuadas a nuestro sistema (Figura 1.21 parte 9). Más adelante se detallan las diferentes conexiones internas posibles.
- e) **Excitatriz rotatoria sin carbones con unidad rectificadora rotatoria:** este dispositivo se utiliza para suministrar corriente de excitación al campo rotatorio de un generador síncrono. Esta unidad de excitación es una especie de "refinamiento" de la excitatriz

convencional conectada directamente que utiliza para su funcionamiento un grupo de carbones y un conmutador. El diseño es sin duda alguna, una mejoría a la unidad generadora sin carbones, simplifica el mantenimiento del equipo, eliminando las partes sujetas a desgaste normal; esto asegura una operación de la unidad generadora más eficaz y sin alto riesgo de que se presente una falla.

El sistema completo de la excitatriz rotatoria con unidad rectificadora esta compuesto por:

1. Un generador de corriente alterna con armadura trifásica rotatoria o generador con movimiento primario (PMG), que es un dispositivo opcional para el generador principal. El generador con movimiento primario proporciona la velocidad y torque necesarios para que las máquinas puedan operar en funcionamiento sincronizado.
2. Un puente rectificador de 6 diodos tipo trifásico de onda completa que esta montado en dos bastidores de aluminio.

La armadura de la excitatriz y el puente de diodos se montan sobre la flecha del motor en el generador síncrono; están interconectados eléctricamente entre si para los devanados del campo del generador. El estator de una excitatriz sin carbones esta compuesta por unas bobinas devanadas sobre una cabeza que esta adosada al generador síncrono. La unidad de excitación completa esta protegida por una cubierta removible o esta dentro de la caja de control del generador.

Durante la operación del generador síncrono, la potencia trifásica generada en la armadura rotatoria de la excitatriz se aplica directamente al conjunto rectificador rotatorio. Hay tres diodos por bastidor; están conectados de tal modo que rectifican la corriente alterna que se suministra por la armadura de la excitatriz. A la salida del rectificador se tiene entonces corriente continua que se aplica al campo rotatorio del generador síncrono por medio de conductores canalizados a través de un canal en la flecha del rotor. De esta forma, los tres sistemas (armadura de la excitatriz, rectificador rotatorio y campo del generador síncrono principal), forman una sola unidad rotatoria; esto permite efectuar conexiones eléctricas sin carbones, anillos colectores o conmutadores.

Los diagramas siguientes nos muestran los arreglos típicos de generadores sin PMG (Figura 1.22) y con PMG (Figura 1.23)

Componentes

1	Estator excitador	7	Regulador de tensión
2	Rotor excitador	8	Sensores de fase
3	Puente rectificador	9	Salida de línea
4	Rotor generador	10	Rotor PMG
5	Estator generador	11	Estator PMG
6	Sensores del PMG		

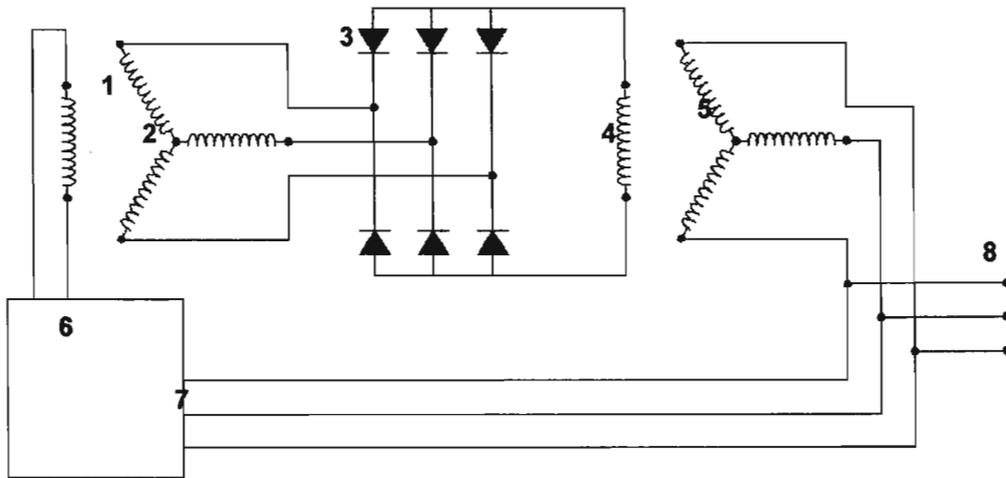


Figura 1.22 - Diagrama del sistema típico del generador sin PMG

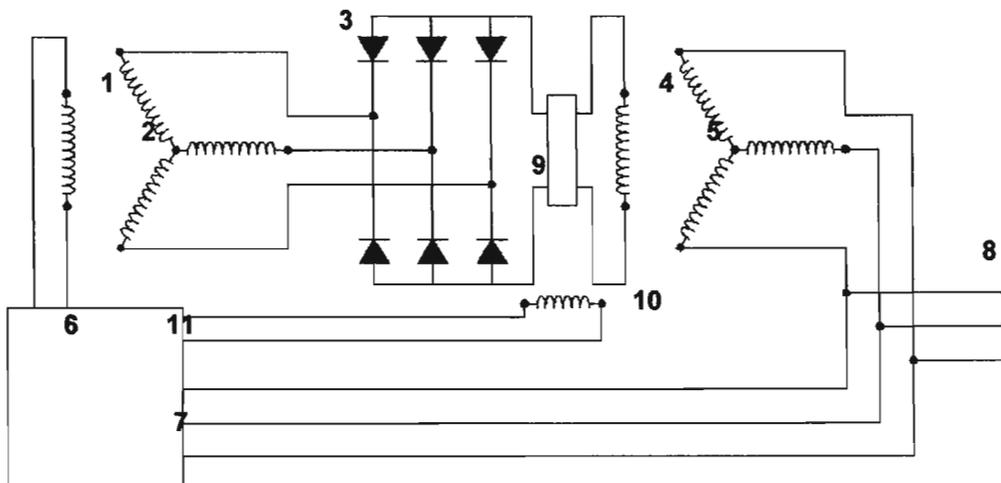


Figura 1.23 - Diagrama del sistema típico del generador con PMG

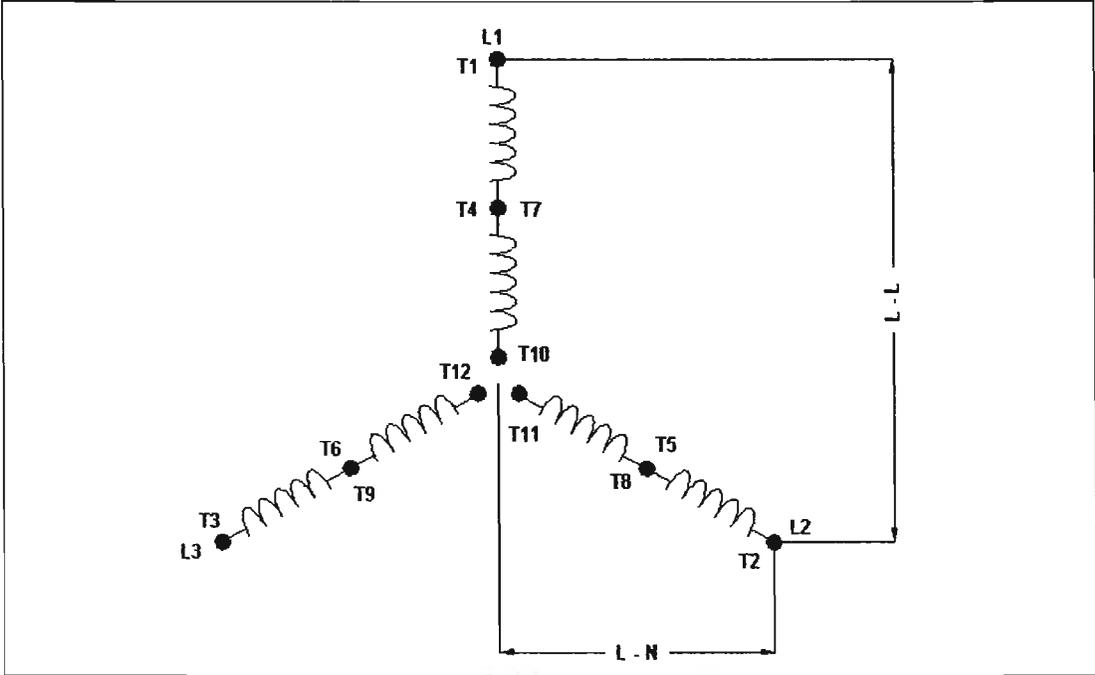
2.5 Conexiones de un generador de C.A.

Las conexiones eléctricas internas de un generador dependen del número de cables que lo conformen y de la tensión de salida requerida. Por lo anterior, es conveniente identificar y marcar todos los cables internos de un generador para construir el arreglo correcto de acuerdo al diagrama indicado. El valor final obtenido dependerá del arreglo hecho y del ajuste que se haga en el regulador de tensión.

A continuación, vamos a describir los arreglos típicos de las conexiones internas de un generador.

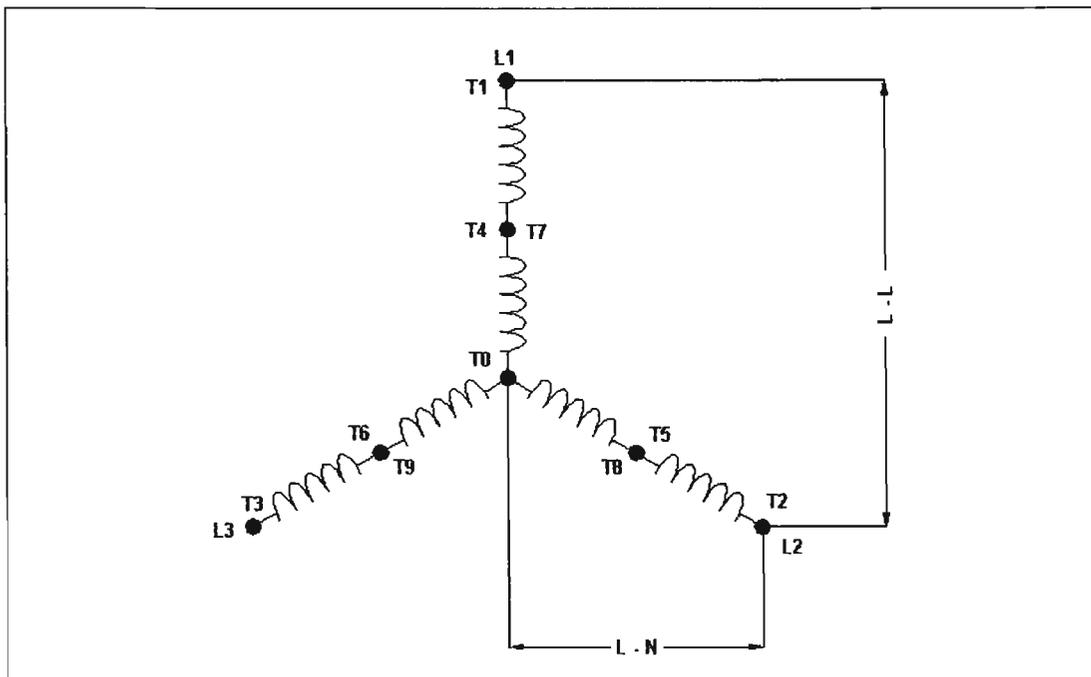
ARREGLO:		ESTRELLA ALTA	TOTAL DE CONDUCTORES:		12			
Tensión			Conectar las terminales:		L1	L2	L3	N
F (Hz)	L - L	L - N	T10-T11-T12		T1	T2	T3	T10-T11-T12
60	380	219	T4-T7					
	416	240	T5-T8					
	440	254	T6-T9					
	460	266						
	480	277						
50	380	219						
	400	231						
	416	240						

Los generadores de doce cables son unidades de tensión dual con seis bobinas que no tienen la conexión de las tres bobinas interiores. Hay 12 ó 24 hilos que salen del generador.



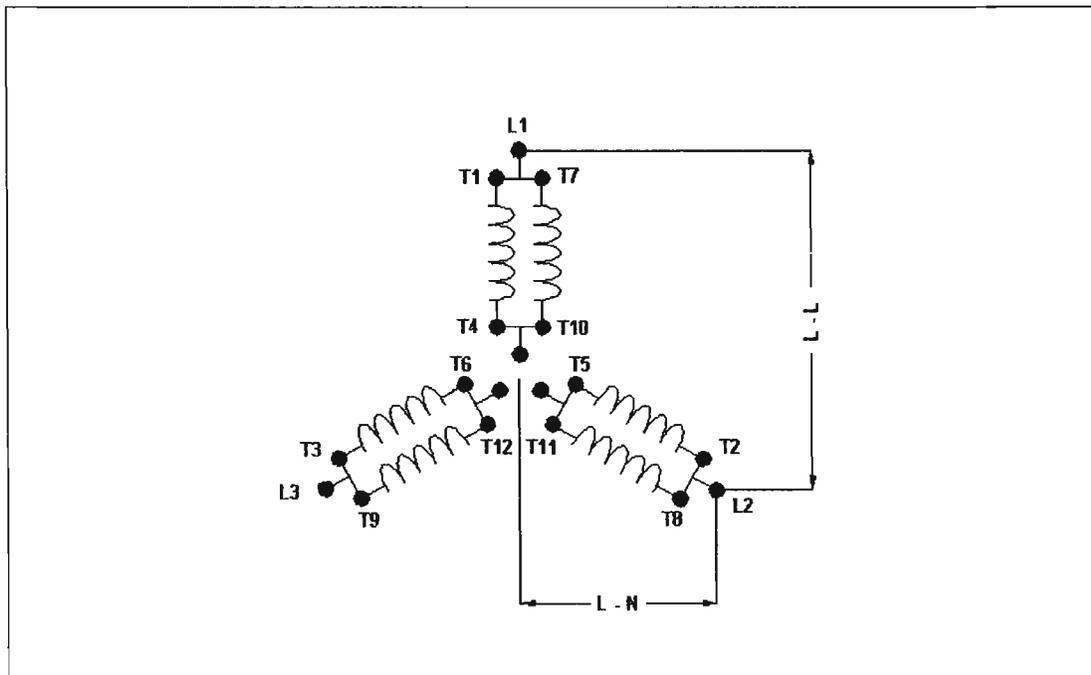
ARREGLO: ESTRELLA ALTA			TOTAL DE CONDUCTORES: 10			
Tensión			Conectar las terminales:			
F (Hz)	L - L	L - N	L1	L2	L3	N
60	380	219	T1	T2	T3	T0
	416	240				
	440	254				
	460	266				
	480	277				
50	380	219	T1	T2	T3	T0
	400	231				
	416	240				

Los generadores de diez cables son unidades de tensión dual con seis bobinas. Un extremo de las tres bobinas internas esta conectado junto. Hay 10 ó 20 cables que salen del generador.



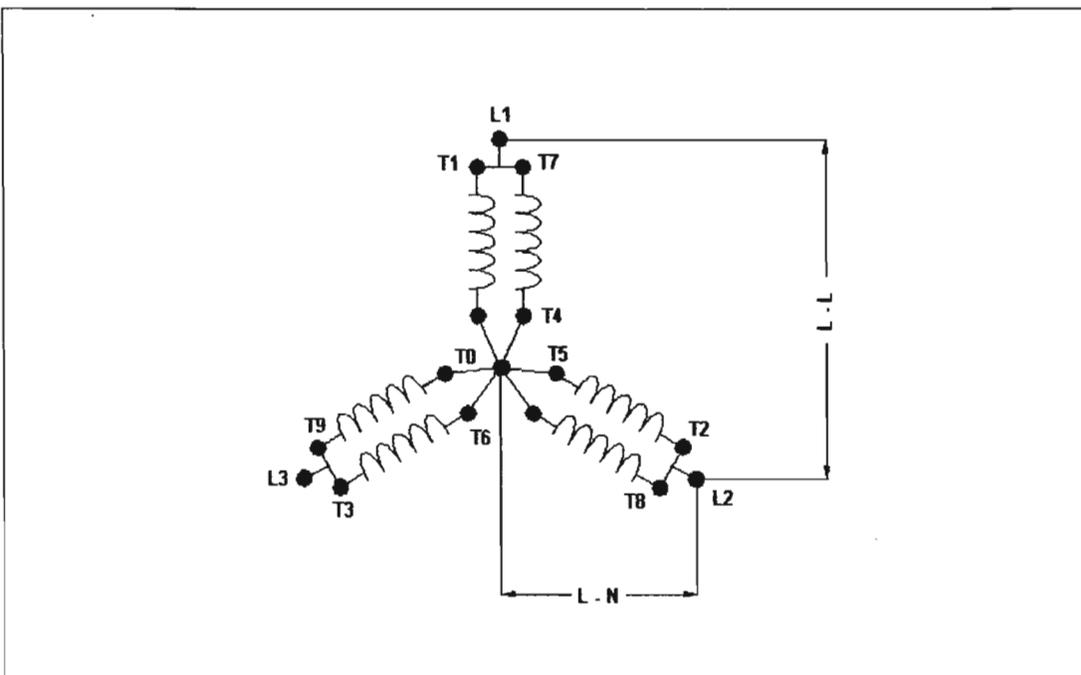
ARREGLO: ESTRELLA BAJA			TOTAL DE CONDUCTORES: 12			
Tensión			Conectar las terminales:			
F (Hz)	L - L	L - N	L1	L2	L3	N
60	190	110	T1	T2	T3	T10-T11-T12-T4-T5-T6
	208	120				
	220	127				
	230	133				
	240	139				
50	190	110				
	200	115				
	208	120				

Los generadores de doce cables son unidades de tensión dual con seis bobinas que no tienen la conexión de las tres bobinas interiores. Hay 12 ó 24 cables que salen del generador.



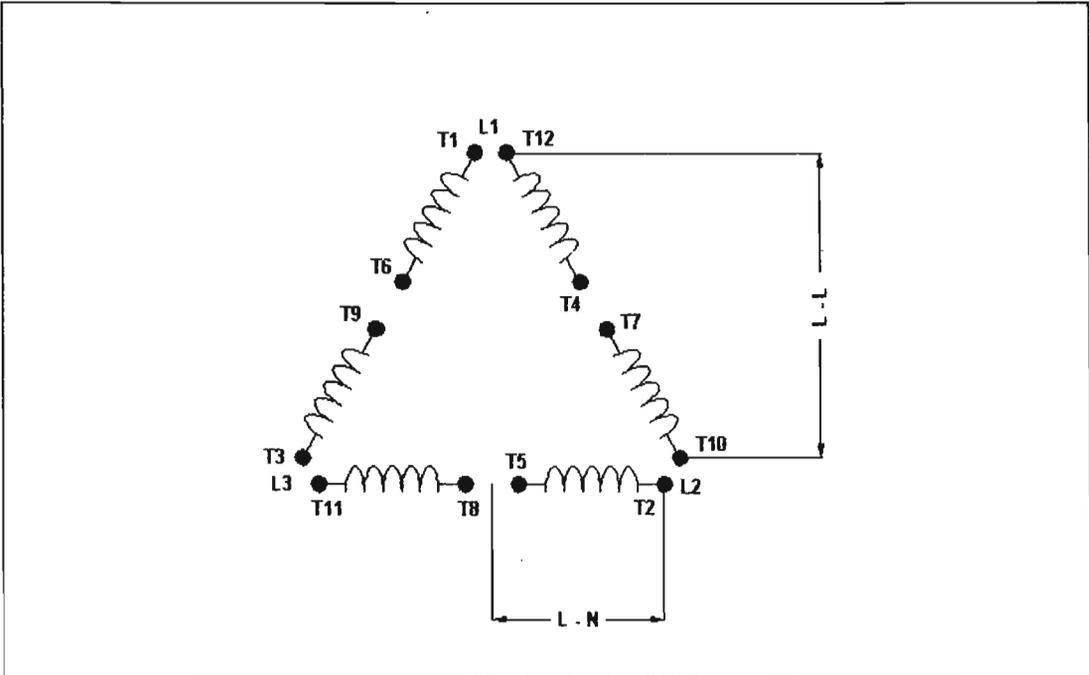
ARREGLO: ESTRELLA BAJA			TOTAL DE CONDUCTORES: 10				
Tensión			Conectar las terminales:	L1	L2	L3	N
F (Hz)	L - L	L - N					
60	190	110	T1-T7	T1	T2	T3	T4-T5-T6-T0
	208	120	T2-T8				
	220	127	T3-T9				
	230	133	T4-T5-T6-T0				
	240	139					
50	190	110					
	200	115					
	208	120					

Los generadores de diez cables son unidades de tensión dual con seis bobinas. Un extremo de las tres bobinas internas esta conectado junto. Hay 10 ó 20 cables que salen del generador.



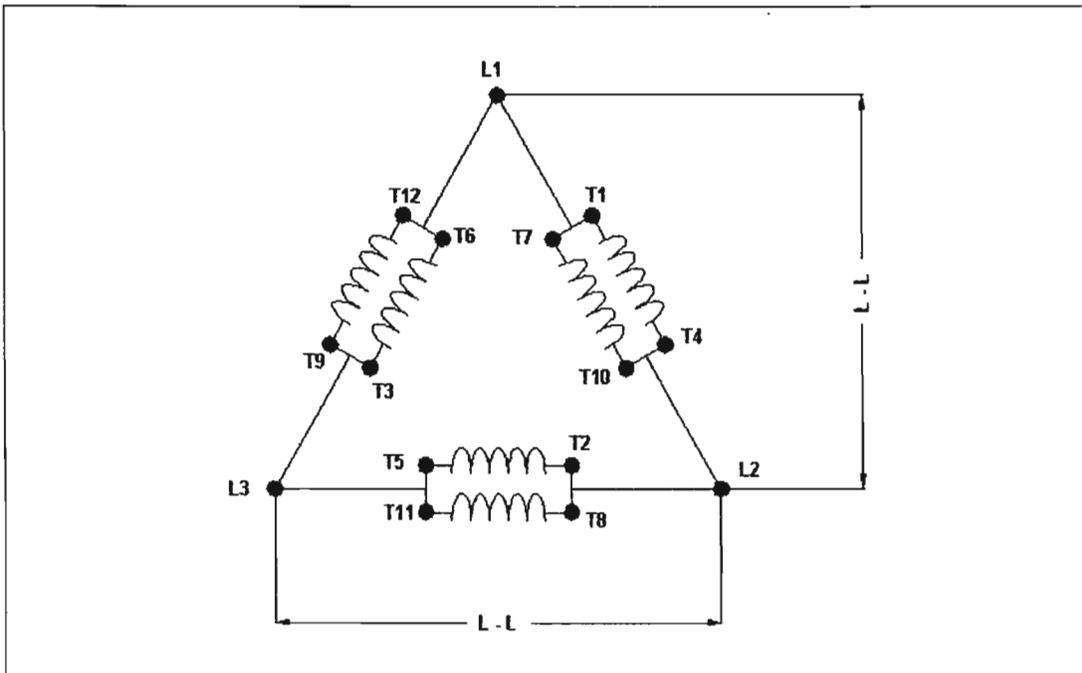
ARREGLO: DELTA ALTA			TOTAL DE CONDUCTORES: 12				
Tensión			Conectar las terminales:	L1	L2	L3	N
F (Hz)	L - L	L - N					
60	240	120	T4-T7	T1	T2	T3	-
	277	139	T5-T8				
			T6-T9				
50	200	100	T1-T12				
	220	110	T2-T10				
	240	120	T3-T11				

Únicamente se realiza la conexión en delta alta con generadores que cuentan con 12 cables.



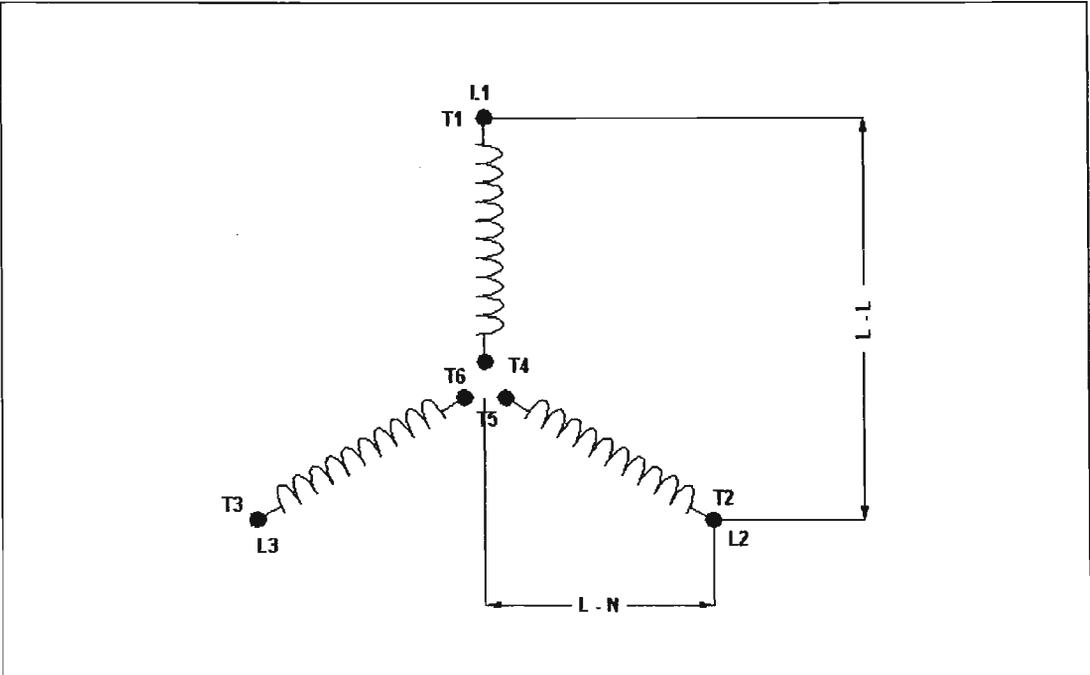
ARREGLO: DELTA BAJA			TOTAL DE CONDUCTORES: 12			
Tensión			Conectar las terminales:			
F (Hz)	L - L	L - N	L1	L2	L3	N
60	120	-	T1-T7-T6-T12			
	139		T2-T8-T4-T10			
			T3-T9-T5-T11			
50	100	-	T1	T2	T3	-
	120					

Únicamente se realiza la conexión en delta baja con generadores que cuentan con 12 cables.



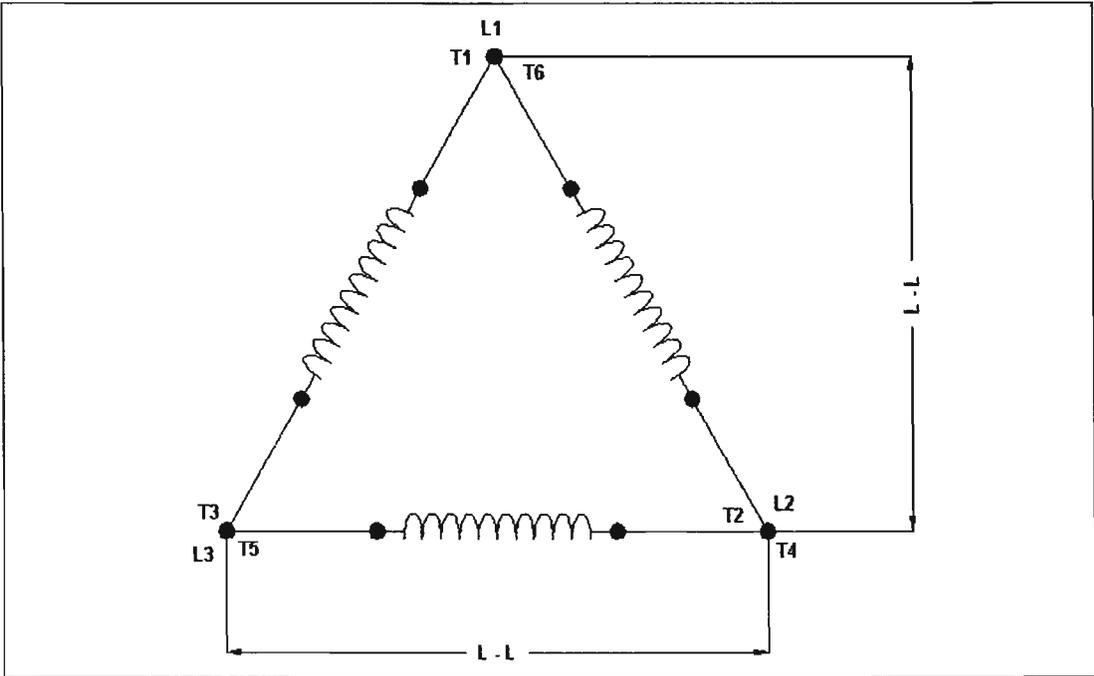
ARREGLO: ESTRELLA			TOTAL DE CONDUCTORES: 6				
Tensión			Conectar las terminales:	L1	L2	L3	N
F (Hz)	L - L	L - N					
60	190	110	T4-T5-T6	T1	T2	T3	T4-T5-T6
	203	117					
	220	127					
	230	133					
	240	139					
	3300	1905					
50	190	110					
	200	115					
	208	120					
	3300	1905					

Los generadores de seis cables cuentan con tres grupos de bobinas con 6 ó 12 cables o barras colectoras que salen del generador .



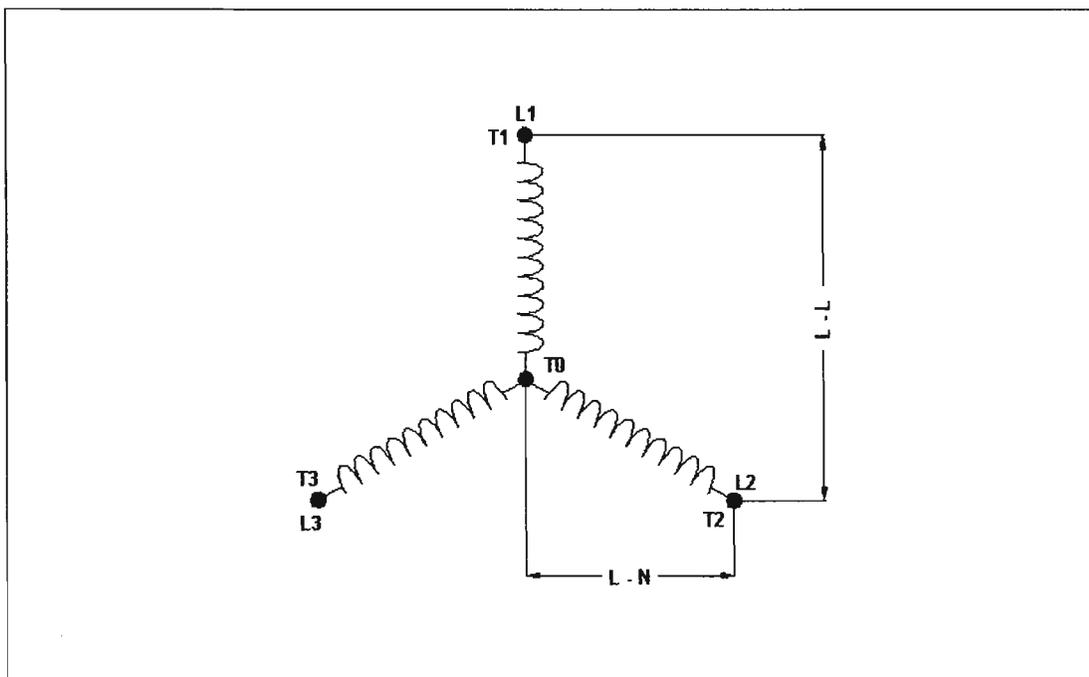
ARREGLO: DELTA			TOTAL DE CONDUCTORES: 6			
Tensión			Conectar las terminales:			
F (Hz)	L - L	L - N	L1	L2	L3	N
60	2400	-	T1-T6	T1	T2	T3
			T2-T4			
			T3-T5			
50	1905	-				

Los generadores con seis cables tienen 3 grupos de bobinas con 6 ó 12 cables que salen del generador.



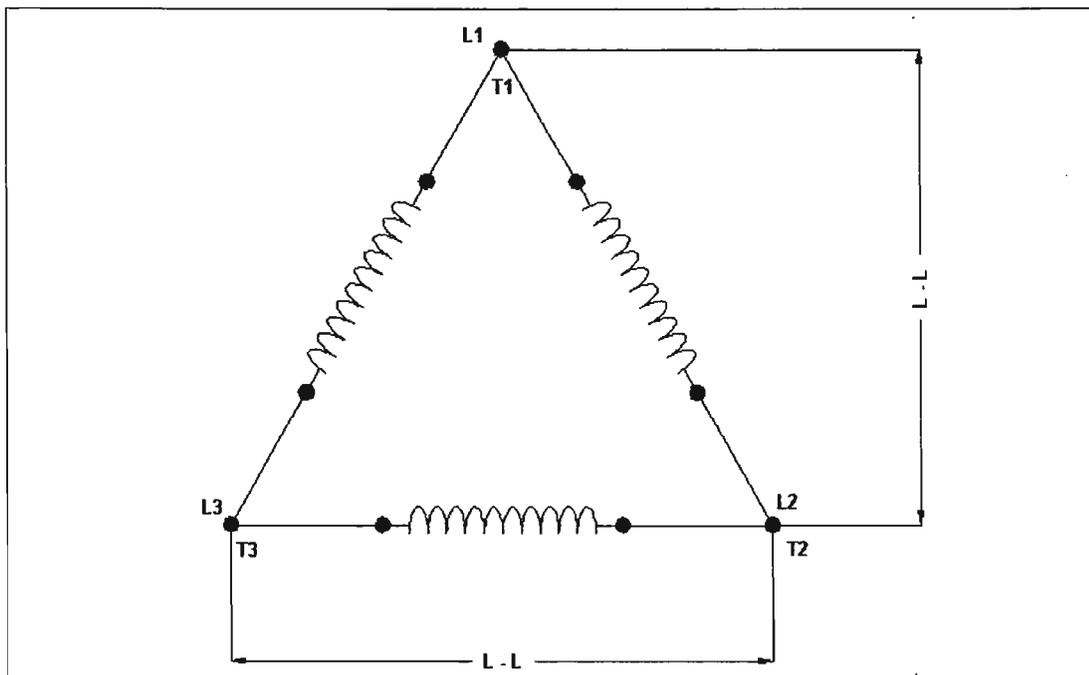
ARREGLO: ESTRELLA			TOTAL DE CONDUCTORES: 4				
Tensión			Conectar las terminales:	L1	L2	L3	N
F (Hz)	L - L	L - N					
60	380	219	T10-T11-T12	T1	T2	T3	T0
	416	240	T4-T7				
	440	254	T5-T8				
	460	266	T6-T9				
	480	277					
50	380	219					
	400	231					
	416	240					
	480	277					

Los generadores de cuatro cables tienen tres grupos de bobinas con un extremo de cada grupo conectado conjuntamente en un punto. Hay 4, 8 ó 16 cables ó cuatro barras colectoras que salen del generador.



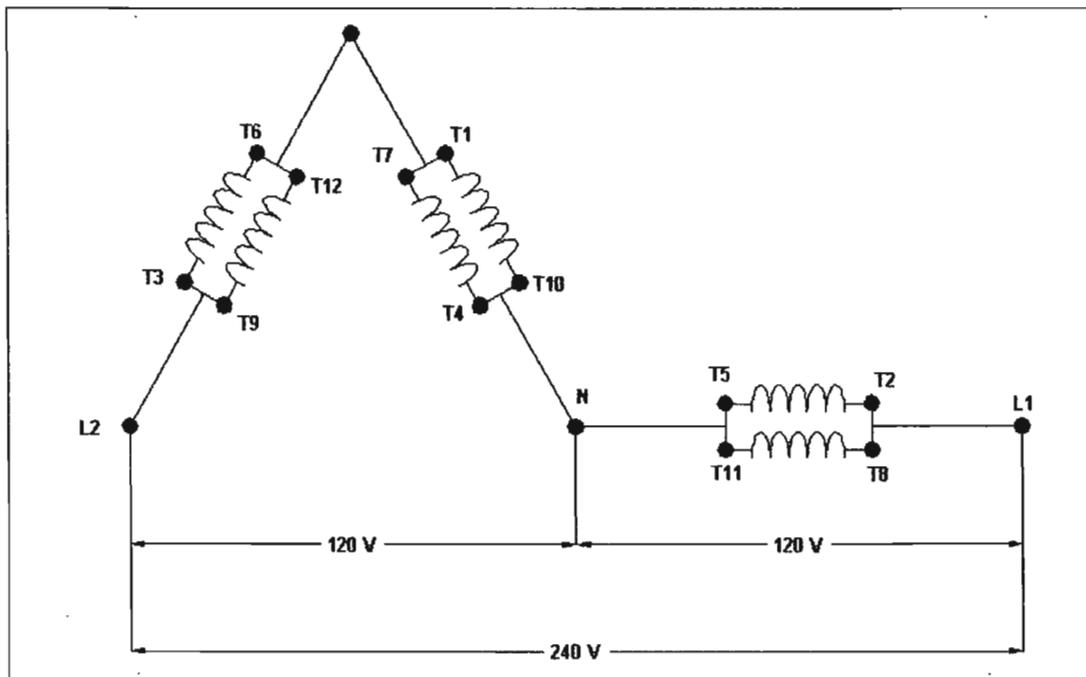
ARREGLO: DELTA			TOTAL DE CONDUCTORES: 3			
Tensión			Conectar las terminales:			
F (Hz)	L - L	L - N	L1	L2	L3	N
60	480	-	T10-T11-T12			
			T4-T7			
			T5-T8			
			T6-T9			
50	-	-	T1	T2	T3	-

Los generadores de tres cables tienen tres grupos de bobinas con un extremo de cada grupo conectado internamente en una delta. Hay 3, 6 ó 12 cables ó tres barras colectoras que salen del generador.



ARREGLO: ZIG - ZAG			TOTAL DE CONDUCTORES: 12			
Tensión			Conectar las terminales:			
F (Hz)	L - L	L - N	L1	L2	L3	N
60	120 240	-	T3-T9			
			T2-T8			
			T1-T6-T7-T12			
			T4-T10-T5-T11			
50	-	-	T2	T3	-	T4

Conexión zig-zag solamente es posible con generadores de 12 cables.



2.6 Operación en paralelo

Los generadores actuales se construyen con embobinados de tipo amortizable como una parte integral del rotor. Este tipo de construcción del rotor hace a todos los generadores convenientes e ideales para operación en paralelo cuando el equipo de mando y control apropiado se agrega al grupo electrógeno. El trabajo conjunto de un generador con otros sistemas generadores y/o con el sistema eléctrico ofrece varias ventajas: las instalaciones de las unidades múltiples aumentan capacidad de potencia, los generadores pueden agregarse o pueden quitarse de la línea dependiendo de los requisitos de carga que se tengan en el sistema eléctrico; de este modo pueden mantenerse en servicio por tiempos más prolongados y pueden repararse de manera unitaria (lo que no ocurre cuando existe un solo generador: la avería en la fuente significa la pérdida total en el suministro de energía a una carga o grupo de cargas), y los generadores en operación paralelo proporcionan a menudo funcionamiento más fiable, eficaz, y barato.

El equipo adicional que se requiera para una operación de este tipo es necesario para garantizar seguridad y un funcionamiento exitoso.

3. CONTROL MAESTRO

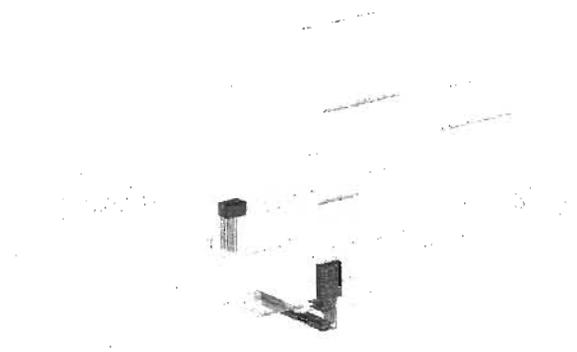


Figura 1.24 – Control maestro

3.1 Definición

La unidad de control maestro que se incorpora en un equipo de generación de energía eléctrica es un dispositivo eléctrico o electrónico que proporciona las señales de arranque, transferencia, retransferencia y paro de todo el equipo. Además de lo anterior, y conforme van avanzando las tecnologías de aplicación de estos sistemas, un control maestro proporciona señales para la activación y desactivación de protecciones, los tiempos de operación, tareas especiales, leyendas y señalizaciones del estado del equipo, entre otras (Figura 1.24).

3.2 Generalidades

Hoy en día, los módulos de control maestro incorporan en su interior un microprocesador de 16 bits, el cual realizará de manera rápida y secuencial todas aquellas tareas que se programen para la planta eléctrica. El control maestro se diseña para montaje frontal según las normas DIN y cuenta con conectores tipo rápido para una fácil y sencilla desconexión. Lo anterior es muy importante porque de esta forma se evitan errores durante la conexión del dispositivo. En el diseño del módulo de control se consideran los requerimientos técnicos y las necesidades de operación de las diferentes tareas que realiza una planta eléctrica.

El control se encarga de proporcionar las señales de arranque, paro, control y protección de una planta generadora de energía eléctrica de aplicaciones como operación en emergencia, pruebas automáticas de funcionamiento y tareas especiales como la sincronización.

El control maestro realiza el monitoreo del voltaje de la red normal y del generador, incorporando sensores de voltaje totalmente configurables para alto y bajo voltaje, alta y baja frecuencia para ambas fuentes, controlando automáticamente las funciones de la unidad de transferencia. Incluye todas las funciones necesarias para operación normal, con protecciones internas y externas, para aumentar la confiabilidad y seguridad del equipo y protección de la carga.

3.3 Panel frontal

El modulo de control maestro integra en la mayoría de las marcas y modelos actuales, un display de cristal liquido (LCD) que proporciona la información del estado de operación del equipo y los valores de instrumentación en tiempo real. El display cuenta con botones para navegar entre las diferentes paginas que muestran los valores de instrumentación y el estado de operación.

El control maestro incluye botones de dialogo Hombre-Máquina montados en el frente del modulo con indicadores luminosos (Leds) para seleccionar una función específica de operación del sistema:

- a) **Paro y desbloqueo:** para desbloqueo o reestablecimiento del equipo cuando se haya bloqueado debido a una alarma. El mismo comando sirve para detener el funcionamiento de la planta eléctrica cuando la función se encuentre activada. Un indicador luminoso encenderá y aparecerá una leyenda en el display cuando el equipo se encuentre en paro.
- b) **Operación manual:** La planta eléctrica se pone en funcionamiento en modo manual de la manera siguiente: se acciona el control o botón de accionamiento manual y posteriormente se acciona el control o botón de arranque. La planta empezara a trabajar hasta que se accione el control de paro. En modo manual, la planta eléctrica no se detiene sola salvo algún evento o alarma.
- c) **Arranque:** Para puesta en marcha de la planta en operación manual. El control o el botón se accionan hasta que la secuencia de arranque comience.
- d) **Modo de prueba:** La planta eléctrica simula una interrupción en el suministro de energía eléctrica por parte de la red comercial; realiza una transferencia y retransferencia con duración previamente establecida para finalmente detenerse.
- e) **Operación automática:** La planta eléctrica se encontrara en reposo hasta que alguna perturbación en la red de alimentación comercial o una señal de arranque remota la accione. La planta realizara la secuencia de arranque, transferencia, retransferencia y paro de acuerdo a los tiempos establecidos.
- f) **Páginas o registros de historial, instrumentación y configuración:** en la mayoría de modelos actuales, existe una memoria que registra eventos y fallas que se han presentado en un periodo determinado. Este registro permite al personal a cargo estudiar las posibles causas de falla y corregirlas en su oportunidad. La página de instrumentación permite conocer algunos parámetros de operación en red comercial (tensión, frecuencia, intensidad de corriente) y planta eléctrica (tensión de salida en generador, frecuencia, velocidad y algunos parámetros del motor).

La configuración completa de un módulo de control maestro se logra mediante un software propiedad de la compañía que vende o da servicio al equipo. Con la pagina de configuración es posible modificar un determinado número de parámetros.

3.4 Tiempos que gobiernan el control maestro

El sistema cuenta con tiempos totalmente configurables para permitir una secuencia adecuada de las funciones de control, protecciones y transferencia, como son:

- a) **Retardo de arranque:** tiempo que tardara en arrancar el motor de combustión interna para poner en funcionamiento al grupo electrógeno.
- b) **Número de intentos de arranque:** son varias causas las que pueden originar una falla en el arranque del grupo electrógeno: baja tensión en baterías, falta de combustible, una falla en el sistema de control o de combustible, etc. El modulo del control maestro puede ser programado para realizar un determinado numero de intentos de arranque. Por lo general, se programan de fabrica 3 intentos de arranque con intervalos de tiempo entre un intento y otro de 10 segundos. El numero de intentos de arranque puede variarse entre 1 y 10 pero se recomienda que no pasen de 5 intentos para no forzar innecesariamente la maquina.
- c) **Retardo de transferencia:** cuando existe un corte de energía en la compañía suministradora, lo primero que se pone en funcionamiento es el grupo motor-generator. La transferencia no se realiza de inmediato pues el control maestro espera a que los parámetros de operación del grupo electrógeno estén dentro de los rangos permitidos (velocidad, tensión de salida del generador, frecuencia, etc.). Una vez que el control detecta que todo el grupo electrógeno opera bien, realiza el cambio de línea normal al de emergencia.
- d) **Retardo de retransferencia:** una planta eléctrica sensa de manera permanente la línea comercial. Cuando se reestablece el suministro de energía eléctrica por parte de la compañía a cargo, la planta eléctrica no hace la retransferencia de inmediato, sino que espera un determinado periodo de tiempo para permitir la estabilización de la línea y evitar fluctuaciones o cortes repentinos y repetitivos.
- e) **Tiempo de paro:** cuando se realiza la retransferencia una vez que se ha estabilizado la línea comercial, la planta eléctrica no se detiene de inmediato, se queda trabajando en vacío un momento determinado para disipar el calor y tomar una temperatura adecuada al momento de pararse.

3.5 Instrumentación

La instrumentación estándar que integra el control comprende las mediciones digitales en display de cristal liquido de los siguientes parámetros:

- a) **Tensión de la red normal (línea - neutro y línea - línea):** para sensar de manera permanente la tensión de suministro de la línea comercial. La planta eléctrica empezara a trabajar (realizando transferencia) si detecta que la tensión esta fuera de los rangos programados en el control maestro. La programación de este parámetro viene calibrada con estándar por norma (10% arriba, 10% abajo de la tensión nominal); pero pueden variarse según los requerimientos propios.

- b) **Frecuencia de la red normal:** de modo similar a lo que ocurre con la tensión de suministro comercial, la planta eléctrica empezara a funcionar si detecta que la frecuencia esta fuera de los parámetros establecidos. La programación estándar de un control maestro contempla como rango permitido 5% arriba, 5% abajo de la frecuencia nominal.
- c) **Tensión del generador (línea - neutro y línea - línea):** Cuando la planta eléctrica trabaja, debe hacerlo cumpliendo con parámetros establecidos. De modo similar a lo que ocurre con la tensión comercial, el generador debe entregar una tensión de salida que se encuentre dentro de los parámetros marcados. De lo contrario, la planta eléctrica no realiza la transferencia y la planta eléctrica se detiene por una alarma.
- d) **Frecuencia del generador:** si el generador no entrega una tensión de salida con una frecuencia dentro de los rangos permitidos, no realizara la transferencia. Una frecuencia puede salirse de los rangos por una sobrevelocidad, o por una baja velocidad en el motor diesel.
- e) **Intensidad de corriente de línea del generador:** la planta eléctrica entrega una intensidad de corriente de acuerdo a su capacidad. Cuando alimenta una carga que esta muy cerca de su máxima capacidad, manda una señal de pre-alarma; si la carga instalada se excede de su capacidad, la planta eléctrica realiza una retransferencia y se detiene debida a una alarma por sobrecarga.
- f) **Presión de aceite:** Para un motor diesel, la presión de aceite adecuada esta comprendida entre 3 y 7 Kg/cm². Una baja presión hace que el motor diesel no se este lubricando de manera adecuada. Para evitar daños severos, la planta eléctrica se detiene si la presión de aceite no esta dentro de un rango permitido.
- g) **Temperatura de agua:** la planta eléctrica trabaja de manera adecuada entre los 70 y los 90 °C. Una temperatura por debajo del rango hará que la planta arranque con problemas. Una temperatura mayor causa que la planta se sobrecaliente y se detenga por una sobretemperatura.
- h) **Tensión de batería:** el valor de tensión que entregue una batería no debe salirse de un rango de 10% arriba, 10% abajo del valor nominal establecido. El control maestro sensa de manera continua éste parámetro.
- i) **Velocidad del motor (r.p.m.):** el registro de la velocidad que tenga el motor ayudará a prevenir algún problema derivado por una falla en algún sistema integrante del motor.
- j) **Horas de operación:** el control maestro guarda en memoria el tiempo total que ha trabajado el equipo electrógeno. Los datos que se tengan servirán para llevar un control estadístico de eventos y preparar con anticipación cualquier servicio a los componentes del equipo.
- k) **Fecha y hora:** el ajuste de fecha y hora actuales es importante para que el registro de eventos guarde información real.

- l) Nivel de combustible en porcentaje:** con un sensor de nivel adecuado es posible mantener un registro de combustible consumido en un determinado número de eventos y así prevenir cualquier eventualidad causada por falta de combustible.

Para cumplir con especificaciones en donde se requiere medición e instrumentación avanzada, el módulo de control maestro cuenta como estándar con medición de Potencia aparente en KVA del generador (L1, L2, L3, total); potencia activa en KW del generador (L1, L2, L3, total) y Factor de potencia ($\cos\phi$; en L1, L2 y L3), cuyas lecturas ayudan a determinar mejor las condiciones reales a las cuales trabaja el equipo eléctrico.

3.6 Funciones que incorpora un módulo de control maestro

3.6.1 Protecciones

Son acciones preestablecidas y configuradas que sirven para evitar daños a las personas, a un área en particular, o a las instalaciones eléctricas que se interconectan al equipo cuando este no está operando en condiciones normales.

3.6.1.1 Protecciones internas

Son aquellas que se detectan y procesan internamente en el módulo.

- a) Falta del alternador de carga de baterías**
- b) Baja frecuencia del generador**
- c) Alta frecuencia del generador**
- d) Bajo voltaje de batería**
- e) Alto voltaje de batería**
- f) Falta de arranque (tres intentos)**
- g) Baja velocidad**
- h) Sobre velocidad**
- i) Falta de generación**
- j) Alto voltaje del generador**
- k) Bajo voltaje del generador**
- l) Sobre corriente**
- m) Falta a tierra del generador**

3.6.1.2 Protecciones externas

Son aquellas señales que se activan por contactos o sensores externos (señales digitales o analógicas) y tienen parámetros totalmente configurables por el usuario.

- a) Bajo nivel de agua del radiador**
- b) Paro de emergencia**
- c) Baja presión de aceite**
- d) Alta temperatura de agua**
- e) Bajo nivel de combustible**

Las protecciones o condiciones de alarma se muestran por medio de iconos luminosos del tipo oculto hasta que se enciende en la parte frontal del modulo. El dispositivo monitorea por medio de sensores analógicos, los valores de presión de aceite, temperatura de la maquina y nivel de combustible, para mostrar las lecturas adecuadas de los valores correspondientes en tiempo real en el display de cristal liquido. En la parte frontal del modulo de control, se muestra el estado de operación de la unidad de transferencia, adicionalmente se indica si algún parámetro de la red normal o del generador esta fuera de limites.

Las protecciones en un grupo electrógeno se manifiestan de dos formas: pre-alarmas o alarmas no criticas; y alarmas criticas o fallas.

3.6.1.3 Pre-alarmas (Advertencia)

También conocidas como eventos, son aquellas condiciones anormales presentes en el grupo electrógeno que no afectan la operación del equipo y que proporcionan información al operador para prevenir alguna alarma critica. La prealarma es una advertencia oportuna de que un parámetro se esta alejando del valor establecido y que si no se procede a tiempo, el equipo se detendrá debido a una alarma critica.

El modulo de control maestro indica la presencia de una prealarma por medio de un indicador luminoso y por la leyenda de pre-alarma correspondiente.

3.6.1.4 Alarmas criticas (Paro total)

También conocidas como fallas sostenidas, son aquellas que provocan el paro inmediato del equipo pues pueden dañar al mismo si éste continua trabajando.

Una falla sostenida no desaparece hasta que el equipo es reestablecido o desbloqueado y se han analizado las causas de la falla. El modulo de control maestro indica la presencia de una alarma critica por medio de un indicador luminoso y por la leyenda de alarma correspondiente.

El siguiente cuadro nos indica qué eventualidades activan protección por alarma y/o pre-alarma:

Eventualidad detectada	Alarma critica	Pre-alarma
Falla del alternador de carga de baterías		◆
Baja frecuencia del generador	◆	◆
Alta frecuencia del generador	◆	◆
Bajo voltaje de batería		◆
Alto voltaje de batería		◆
Falla de arranque (tres intentos)	◆	
Baja velocidad	◆	◆
Sobre velocidad	◆	◆
Falla de generación	◆	
Alto voltaje del generador	◆	
Bajo voltaje del generador	◆	

Sobre corriente	◆	
Bajo nivel de agua del radiador	◆	◆
Paro de emergencia	◆	
Baja presión de aceite	◆	◆
Alta temperatura de agua	◆	◆
Bajo nivel de combustible		◆
Secuencia de fases incorrecta	◆	◆
Potencia inversa	◆	
Falla a tierra del generador	◆	

3.6.2 Reloj programador semanal

El control integra como estándar un reloj programador semanal configurable por medio de una PC empleando el software 52xx para ejercitar el equipo periódicamente en forma automática con carga o sin carga.

3.6.3 Funciones especiales incluidas

Las funciones especiales no vienen habilitadas como estándar. Con ayuda del software apropiado, pueden configurarse los siguientes parámetros:

- a) Arranque remoto (con carga o sin carga)
- b) Red normal fuera de límites
- c) Registro de los últimos 15 eventos de alarma (indica hora y fecha de ocurrido)
- d) Monitoreo y control remoto total del sistema (telemetría)
- e) Software 52xx en ambiente Windows
- f) Interfase de comunicación P-810 (opcional)
- g) Capacidad de expansión por medio de una tarjeta para suministrar 8 señales de contactos secos totalmente configurables
- h) Puerto RS-232 para comunicación remota por medio de módems telefónicos PSTN o teléfonos celulares con el sistema GSM.
- i) Puerto RS-485 para integración a un sistema inteligente de monitoreo (opcional)
- j) Función de envío de mensajes a celular (SMS)
- k) Protocolo de comunicación modbus

3.6.4 Programación local

La programación y configuración local, se efectúa por medio de una PC con el empleo del software 52xx, el cual opera en el ambiente Windows que permite al usuario monitorear el estado de operación de la planta, facilidad de realizar diagnósticos, instrumentación en tiempo real, arranque y paro, registro de eventos, estado de operación, protecciones y alarmas; asimismo configuración de todos los parámetros de operación.

Adicionalmente la configuración de algunos parámetros de alarma y tiempos de operación pueden ser modificados accediendo directamente los botones frontales del módulo sin el empleo de una PC.

3.6.5 Programación remota

Para el control, monitoreo y diagnóstico de la planta, a distancia, se tiene como estándar el puerto de comunicación RS-232 para la conexión a través de módems y líneas telefónicas del tipo normal o celular (GSM), con el empleo del software de comunicación link-500. En el evento de una falla, el módulo de control iniciará el marcaje a la PC que se haya programado, informando al operador del problema presente, proporcionando la identificación del módulo con la etiqueta de fecha y hora de ocurrida la falla.

Como opción se tiene la comunicación remota por medio del puerto de comunicación RS-485 el cual opera con el protocolo de comunicación modbus y puede ser totalmente integrado a un sistema inteligente de monitoreo centralizado, se requiere que la interfase de integración y las tablas de mapeo sean desarrolladas por una tercera instancia (principalmente la empresa suministradora del sistema inteligente). Como función especial, integra la facilidad de envío de mensajes (SMS) short messaging system a un teléfono celular con el empleo de un módem adecuado tipo GSM.

Todas las tareas seleccionadas que realizará el equipo, además de la calibración de valores de trabajo se pueden programar de dos modos: Desde el frente de la unidad de control maestro accediendo a las funciones por medio de los controles. Se introducen con ayuda de un software especial por medio de una interfaz o puerto que se encuentra en la parte posterior de la unidad de control maestro. Figura 1.25.

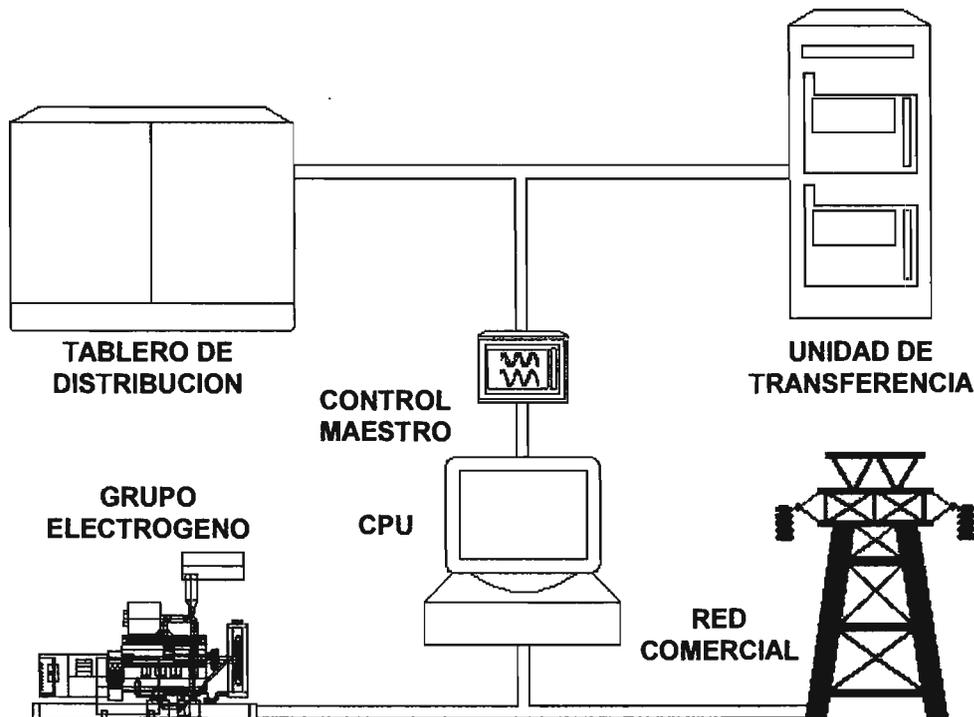


Figura 1.25 – Una unidad de control maestro actual es compatible con una red de computadoras para trabajos de telemetría y control a distancia

4. UNIDAD DE TRANSFERENCIA

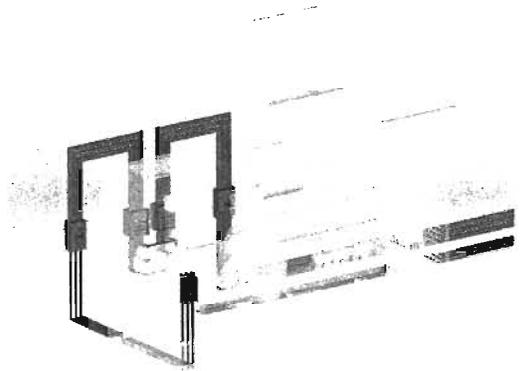


Figura 1.26 – Control maestro

4.1 Definición

Un desconectador o unidad de transferencia es aquel dispositivo automático o no automático para transferir una o más conexiones de los conductores de carga de una fuente de alimentación a otra. (Figura 1.26)

4.1.1 Transferencia

Es la desconexión controlada y secuencial entre la fuente de alimentación preferente y la carga para posteriormente realizar la conexión entre la fuente emergente y la carga para no dejar a ésta sin suministro de energía eléctrica. (Transferir carga de una fuente preferente a una fuente emergente).

4.1.2 Retransferencia

Es el paso controlado y secuencial de la fuente de alimentación emergente a la preferente para reestablecer el suministro de energía eléctrica normal. (Regresar o retransferir la carga desde la fuente emergente hacia la fuente preferente).

4.2 Generalidades

Los sistemas de distribución modernos frecuentemente usan dos o más fuentes de alimentación por razones de seguridad o económicas y se aplica en las instalaciones donde es esencial la continuidad del servicio eléctrico, por ejemplo:

- a) Hospitales en las áreas de cirugía, recuperación, cuidado intensivo, salas de tratamiento etc.

- b) Servicios de importancia crítica como bombas contra incendio y elevadores.
- c) Alumbrado en locales a los que acude gran número de personas (estadios, deportivos, comercios, etc.).
- d) Procesos industriales continuos.
- e) Instalaciones para computadoras, bancos de datos, equipos de procesamiento de datos, radar, etc.

El equipo de transferencia, incluidos los desconectores de transferencia, debe funcionar de manera que todos los conductores de fase de una fuente de alimentación se desconecten antes de que se conecte cualquier conductor de fase de la segunda fuente. El sistema comprende dos dispositivos (interruptores o desconectores) que son interbloqueados mecánicamente para los sistemas de transferencia manual y eléctricamente para sistemas de transferencia automática. Los bloqueos previenen la conexión de ambas fuentes al mismo tiempo y durante un determinado momento. El equipo de transferencia debe ser sencillo y funcional para que pueda ser útil durante mucho tiempo.

Una unidad de transferencia se utiliza principalmente en dos casos:

1. **Sistemas de dos fuentes permanentes:** también conocidos como fuente normal y fuente alterna; o alimentación preferente y alimentación emergente. Cada interruptor conecta a una fuente de suministro. Cuando la fuente normal llega a fallar, el sistema se transfiere a la fuente alterna.
2. **Sistemas alimentados de la red pública y de una planta de generación eléctrica:** un interruptor se conecta la fuente de suministro y el otro interruptor se conecta al generador. Cuando la energía de la compañía se pierde, la planta de emergencia comienza a trabajar para que el generador suministre la energía necesaria.

4.3 Tipos de transferencias

Existen 3 tipos básicos de transferencias; y el tipo a utilizar depende en gran medida de la capacidad de corriente que se va a manejar con la planta eléctrica.

Interruptores de transferencia a base de:

1. **Contactores (para cargas desde 70 hasta 630 Amperes)**
2. **Interruptores termomagnéticos (para cargas desde 800 hasta 1000 Amperes)**
3. **Interruptores electromagnéticos (para cargas desde 1250 hasta 4000 Amperes)**

Las plantas con unidades de transferencia de doble tiro o contactores, cuentan con interruptor termomagnético de protección montado en el generador como equipo estándar. Las plantas con unidades de transferencia con interruptores termomagnéticos o electromagnéticos, cuentan con la unidad de protección montada en el interruptor de emergencia de la unidad de transferencia. Para capacidades mayores a 700 Amps, el interruptor de protección en el generador es opcional.

4.4 Funcionamiento básico

El principio de operación de una unidad básica de transferencia es sencillo; a continuación vamos a describirla por pasos:

- a) La unidad de transferencia se compone internamente de dos interruptores o desconectadores que tienen del lado de entrada, una conexión a cada una de las fuentes; por la salida ambos desconectadores se unan a una barra común que alimenta a las cargas finales. Figura 1.27.

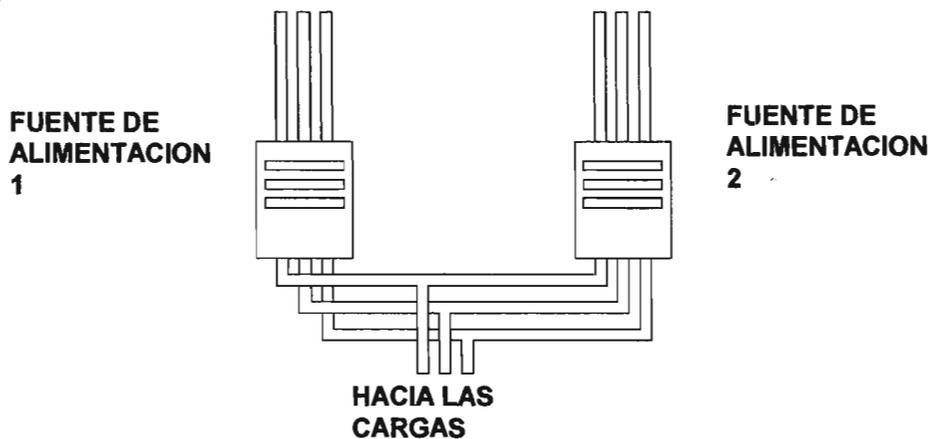


Figura 1.27 – Esquema de una unidad básica de transferencia

- b) Para evitar cualquier falla entre las distintas fuentes, sólo una de ellas alimenta a la carga en un determinado momento. Figura 1.28.

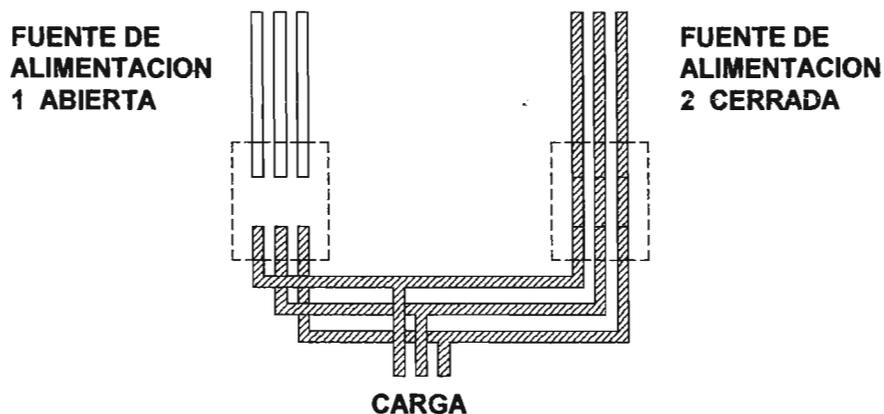


Figura 1.28 – Las fuentes nunca están conectadas al mismo tiempo

- c) El paso de una fuente de alimentación a otra es controlada por dispositivos mecánicos y eléctricos que continuamente monitorean la tensión; además, dichos dispositivos evitan cualquier conexión involuntaria entre fuentes gracias a un interlock o candado.

Varias causas originan que se realice una transferencia o retransferencia: alto o bajo voltaje, la presencia de picos o transitorios a través de la línea, variación de la frecuencia, etc. Cuando no existe una tensión con parámetros estables en una fuente, la unidad de transferencia pasa la carga a la fuente de alimentación alterna. Figura 1.29.

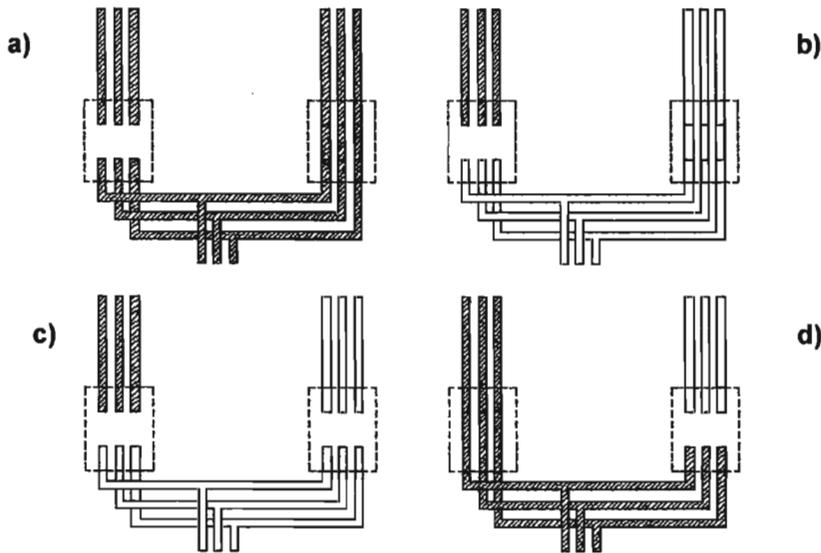


Figura 1.29 a) - La carga esta conectada a la fuente de alimentación 2; la fuente 1 permanece desconectada.

Figura 1.29 b) - Falla en el suministro en la fuente de alimentación 2.

Figura 1.29 c) - La unidad de transferencia desconecta la fuente 2.

Figura 1.29 d) - La unidad de transferencia conecta la carga ala fuente de alimentación 1; la fuente 2 permanece fuera del circuito.

- d) Suponiendo que la fuente de alimentación 2 sea la preferente, en cuanto la falla sea removida la transferencia volverá a conectar a las cargas a dicha fuente.

En un arreglo típico de red comercial - planta eléctrica ocurre exactamente lo mismo pues la preferencia la tiene la red comercial; si ocurre una falla en dicha red, la transferencia pasará la carga a la planta eléctrica pero sólo hasta que se reestablezca la alimentación por red comercial y se realice el cambio de alimentación.

MODOS DE OPERACIÓN DE UN GRUPO ELECTRÓGENO DE EMERGENCIA

1. INTRODUCCION

A lo largo de la historia de la utilización de las plantas eléctricas, se han ido presentando situaciones que solo con el tiempo y con el continuo avance de la tecnología se han podido superar. Aunque estos equipos generalmente están bajo la supervisión de alguna persona, llegó el momento en el cual era necesario que la planta eléctrica ejerciera su trabajo de manera autónoma y totalmente controlada; esto dio origen a los modos de operación manual y automático. El avance en las técnicas de control, monitoreo y operación en los grupos electrógenos de emergencia es hoy posible gracias a los avances que se han presentado en electricidad, electrónica y control pues en años anteriores, dichos métodos no siempre proporcionaban los resultados que se deseaban. Actualmente una planta eléctrica es capaz de arrancar, tomar carga, retransferir carga y detenerse de una manera automática, confiable y oportuna.

Una planta eléctrica puede iniciar su operación fundamentalmente de dos formas: manual y automática; y el modo puede elegirse con la ayuda del modulo de control maestro (Figura 2.1). La manera en que se ponga a trabajar un equipo depende del lugar donde se encuentre instalada; y puede ser desde un pequeño aserradero a las afueras de la zona urbana (donde puede ser controlada mediante operación manual), hasta un moderno centro medico (donde el tiempo es fundamental para sus actividades, por ello el funcionamiento de un equipo electrógeno debe ser oportuno, controlado automáticamente). No importa si un grupo electrógeno realiza su deber en modo manual o automático, siempre debe seguir la misma secuencia de operación.

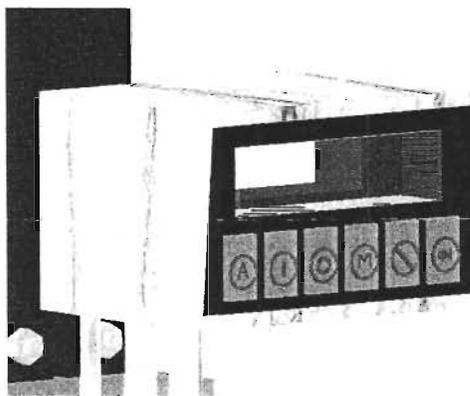


Figura 2.1 – Vista del control maestro, con el cual podemos hacer que un grupo electrógeno trabaje en modo manual o automático

Más adelante veremos que aunque el grupo electrógeno hace las mismas tareas, en la misma secuencia ya sea en modo manual o automático; es muy importante elegir el modo adecuado a nuestras necesidades.

2. CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO

La planta eléctrica responde a cualquiera de las siguientes condiciones que se presenten:

- a) **Corte total en el suministro de energía eléctrica:** sabemos bien que ante una contingencia o falla en las instalaciones de la compañía suministradora, el alimentador principal abre el circuito e interrumpe el servicio de suministro de energía eléctrica. La planta eléctrica detecta a través de la unidad de control maestro dicha ausencia de tensión y manda la señal de arranque del grupo.
- b) **Tensión de suministro fuera de los valores normalizados, transitorios:** una tensión por encima de los valores tolerables puede dañar los equipos eléctricos y una tensión pobre se traduce en fallas en los equipos al no operar adecuadamente; la planta eléctrica, por medio del control maestro, sensa constantemente el valor de tensión para asegurar un valor óptimo; si se sale de los rangos, la planta arranca, realiza transferencia y trabaja hasta que las condiciones en la línea comercial sean las adecuadas. Para el caso de los transitorios, la planta eléctrica entrara en operación si dichos transitorios son muy repetitivos (es decir, existen muchos altos y bajos, mucha variación).
- c) **Frecuencia fuera de rango:** la tolerancia que maneja el control maestro depende del valor introducido al inicio. Se recomienda como máximo un 5% arriba y abajo del valor nominal para asegurar un valor que no repercuta en la operación de las cargas alimentadas.
- d) **Ausencia de una o dos fases:** es común observar que por parte de la compañía comercial no siempre hay interrupción del servicio en las tres fases; a veces se pierden dos o únicamente una. La planta eléctrica se pondrá en marcha y transferirá la carga al presentarse cualquier de las condiciones señaladas.

Para describir la secuencia de operación del grupo electrógeno, nos limitaremos a llamar "falla" a cualquiera de las condiciones arriba mencionadas.

3. SECUENCIA DE OPERACIÓN DE UN GRUPO ELECTRÓGENO

En el capítulo 1 analizamos cada componente del grupo electrógeno; ahora vamos a analizar de que manera interactúan entre ellos para cumplir con el objetivo del equipo: suministrar energía eléctrica a una carga, en la cual la interrupción por parte de la línea comercial puede ser crítica o provocar pérdidas cuantiosas.

La secuencia de operación aplica tanto para la operación manual como para la operación automática; mas adelante detallaremos las diferencias fundamentales entre los dos modos de operación.

3.1 Condiciones iniciales

La figura 2.2 muestra un arreglo sencillo de subestación, transformador, planta eléctrica y tablero en baja tensión; los parámetros eléctricos se encuentran dentro de los rangos establecidos.

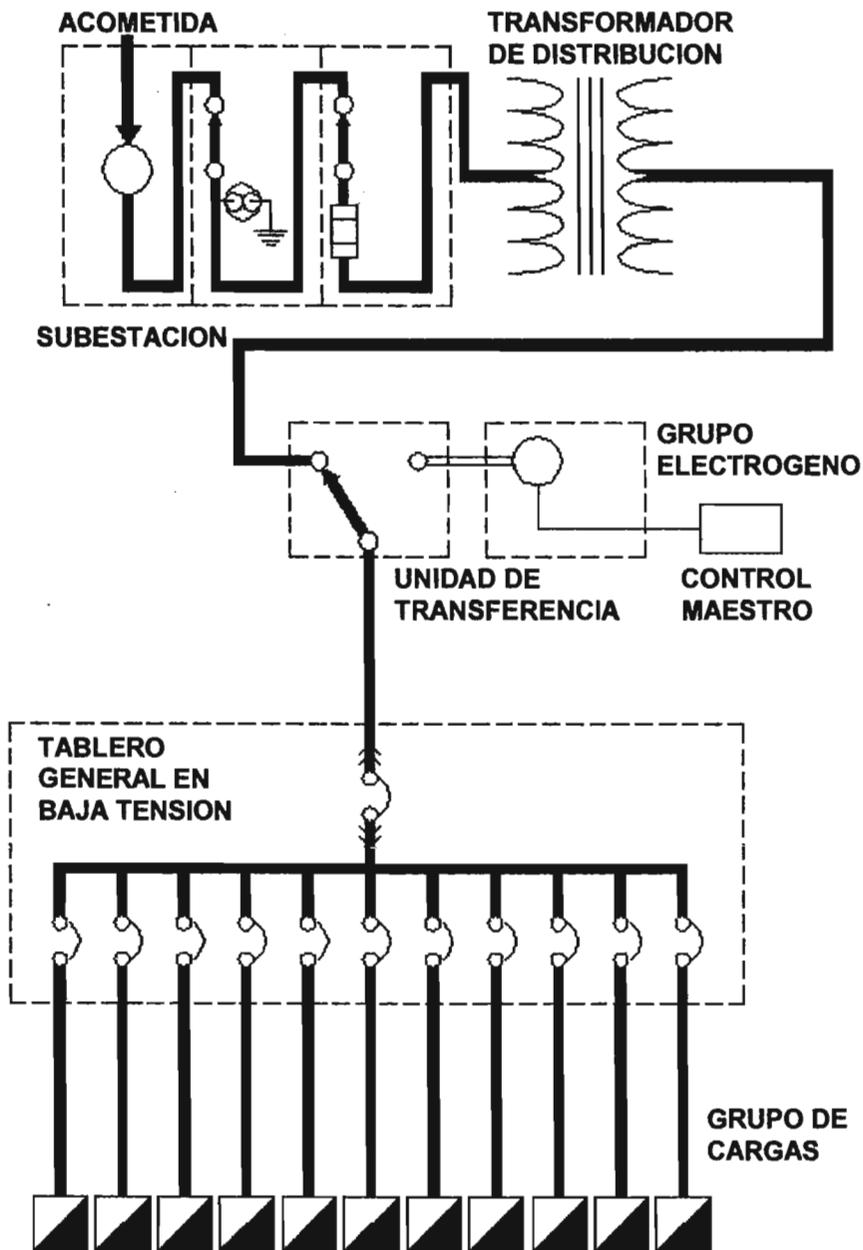


Figura 2.2 – Ejemplo básico de un sistema eléctrico

3.2 Falla presente en la red comercial

La figura 2.3 muestra a la instalación al momento de ocurrir una falla en el suministro comercial; en donde todas las cargas quedan sin energía eléctrica.

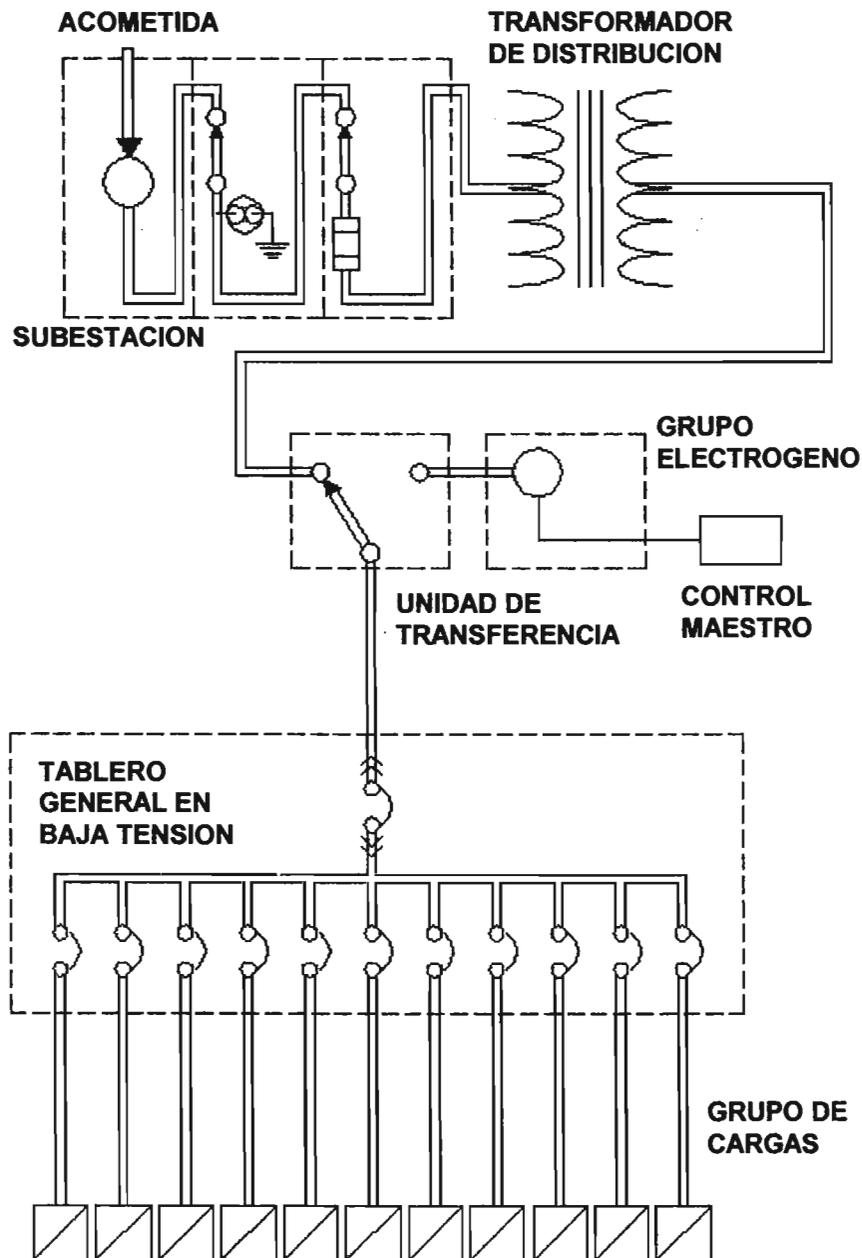


Figura 2.3 – Falla en el suministro de energía eléctrica

Ahora vamos a analizar como responde el grupo electrógeno ante esta situación:

- a) El control maestro detecta la falla en el suministro e inicia el tiempo o retardo de arranque (0-5 seg.). Pasado este tiempo el control maestro manda la señal de arranque al motor a través del solenoide auxiliar de arranque y se energiza la válvula solenoide de combustible; el motor arranca. Figura 2.4

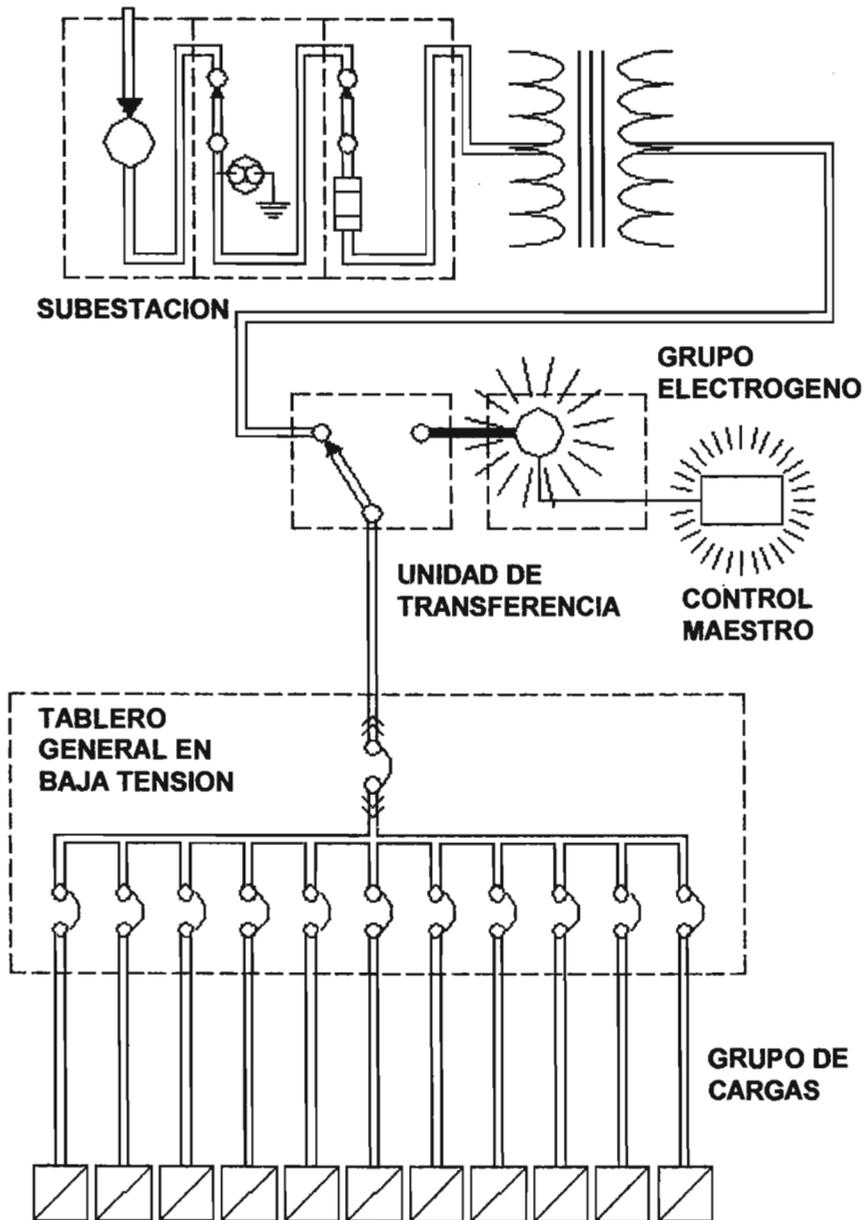


Figura 2.4 - El control maestro ordena el arranque del grupo motor - generador

- b) Se inicia el tiempo o retardo de transferencia (0-12 seg.). Una vez que el motor arranca se generan las condiciones de energía eléctrica establecidas, el control maestro detecta lo anterior y manda la señal a la unidad de transferencia para que realice la transferencia, abriendo el interruptor normal y cerrando el interruptor de emergencia. Figura 2.5.

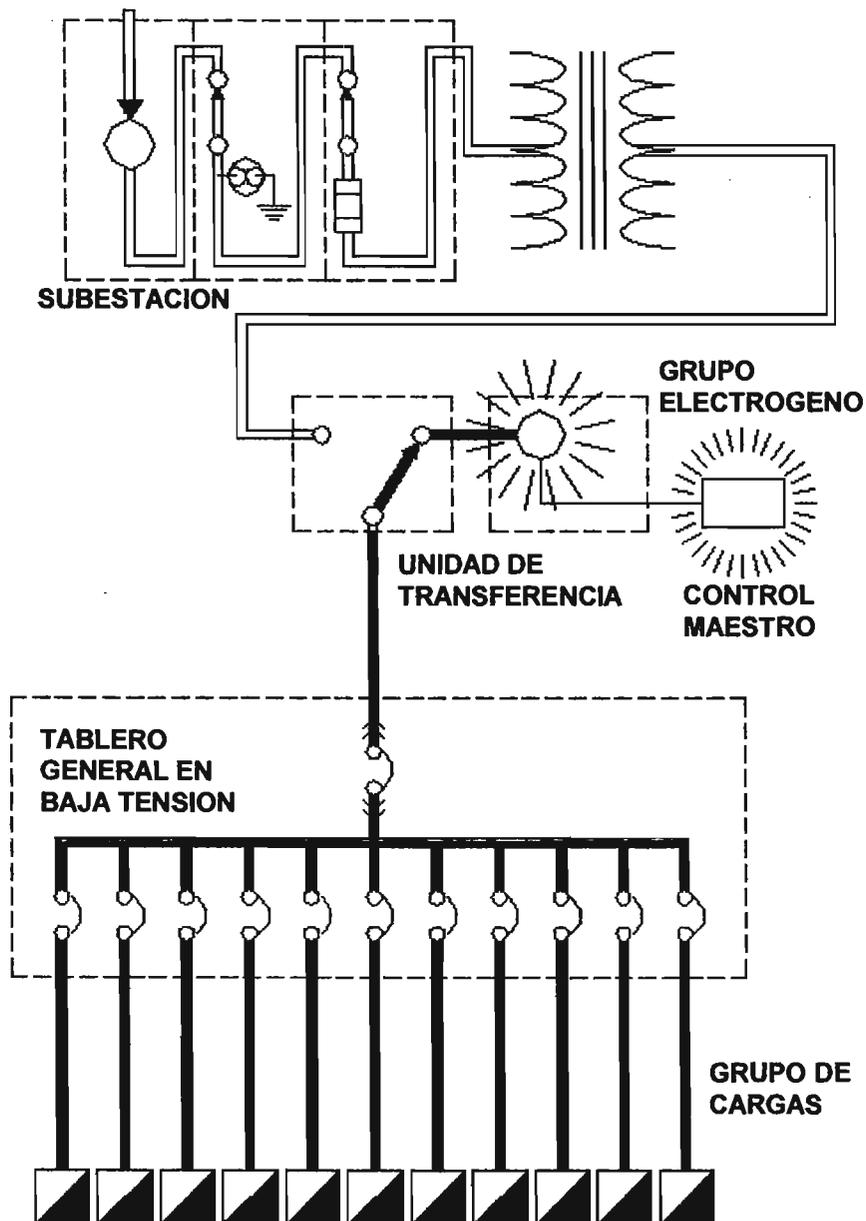


Figura 2.5 - Se realiza la transferencia

c) La carga es alimentada por el generador de la planta de emergencia. Figura 2.6.

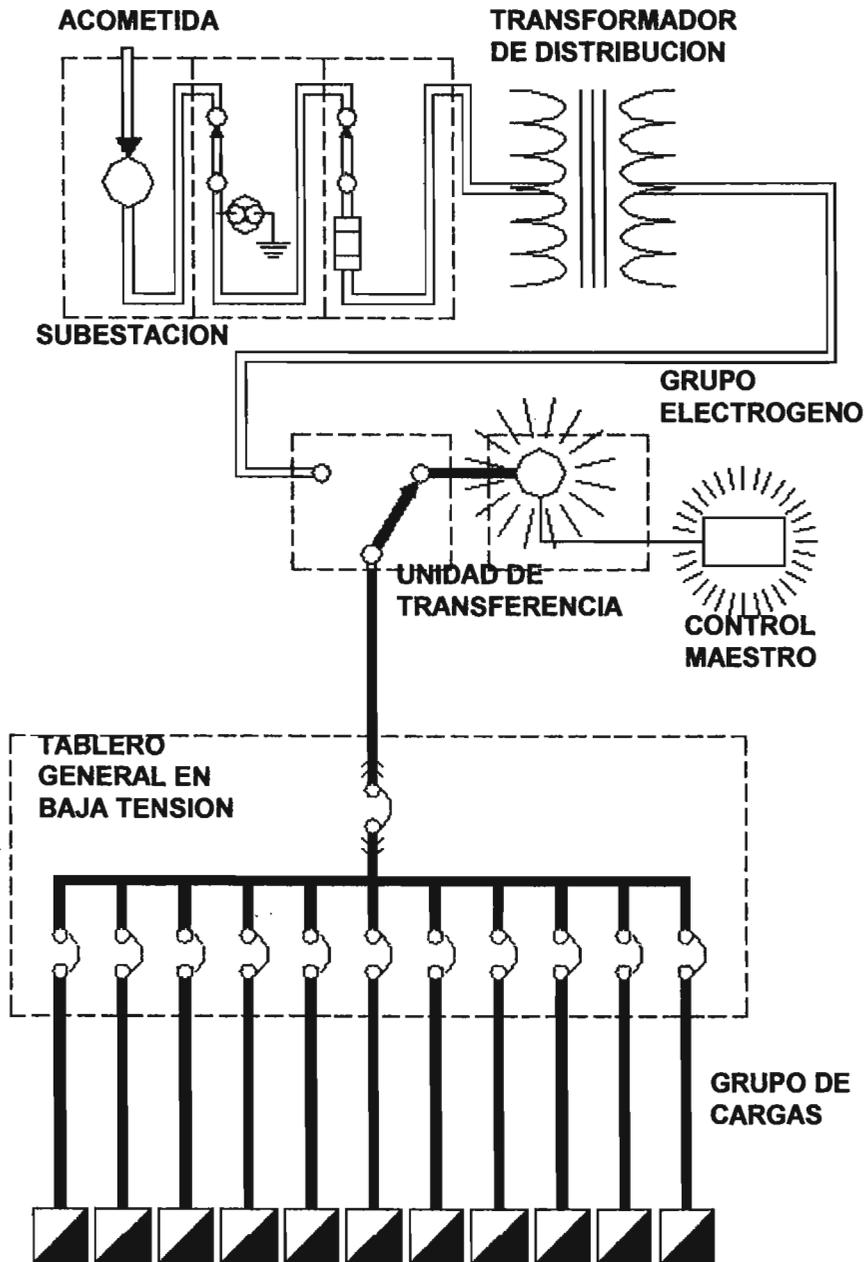


Figura 2.6 - Las cargas son alimentadas por la planta eléctrica

3.3 Reestablecimiento del suministro por parte de la compañía comercial

La figura 2.7 muestra las condiciones existentes al momento de reestablecerse el servicio por parte de la compañía comercial:

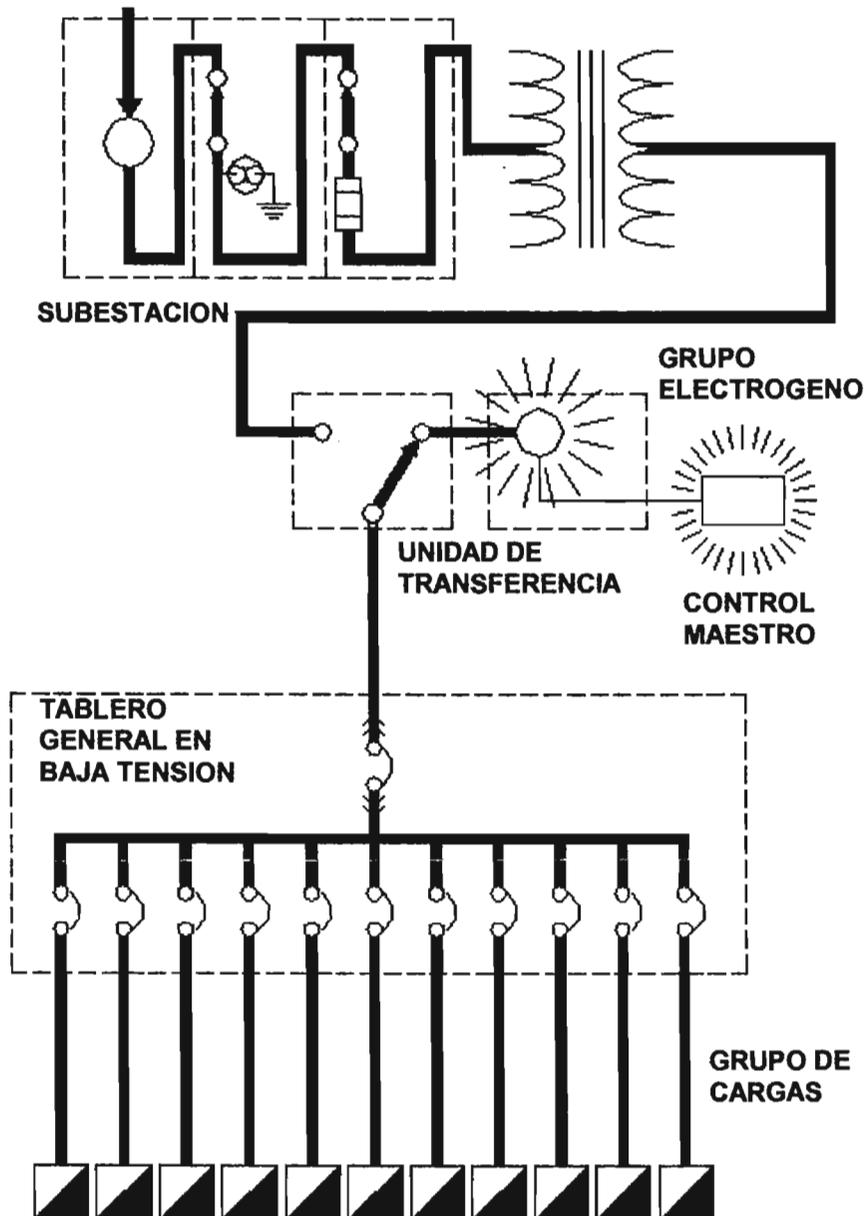


Figura 2.7 – Se ha reestablecido el suministro de energía eléctrica por parte de la compañía comercial

- a) El control maestro detecta las condiciones de energía establecidas por parte de la compañía suministradora, comienza el tiempo o retardo de retransferencia (0-3 min). Cumpliéndose este tiempo y con las condiciones de energía adecuadas el control maestro manda una señal a la unidad de transferencia y se realiza la retransferencia abriendo el interruptor de emergencia y cerrando el interruptor normal, la carga es alimentada por la compañía suministradora. Figura 2.8.

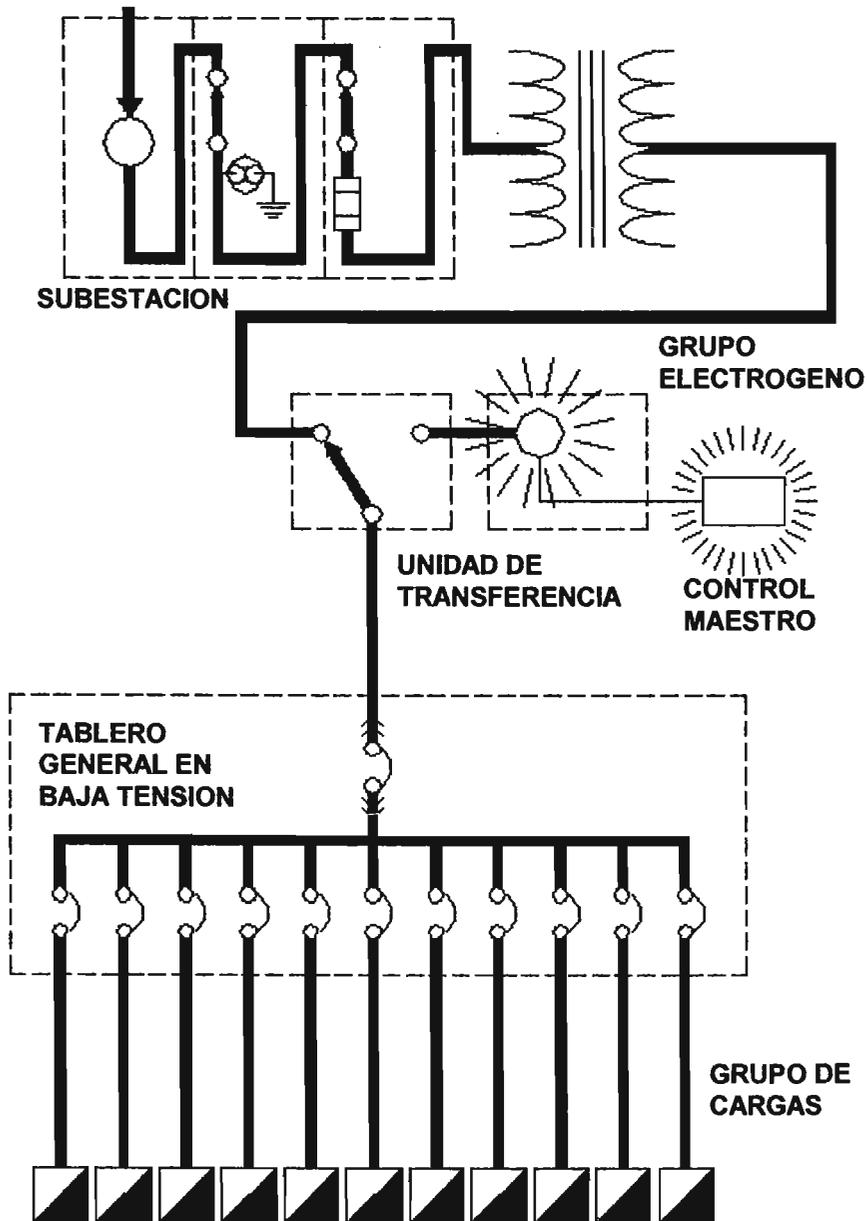


Figura 2.8 – Se realiza la retransferencia

- b) Una vez realizada la retransferencia se inicia el tiempo de paro o desfogue (0-5 min.); con la finalidad de enfriar el motor, se desenergiza la válvula solenoide de combustible y este para; la planta queda lista para operar ante fallas en el suministro de energía eléctrica. Figura 2.9.

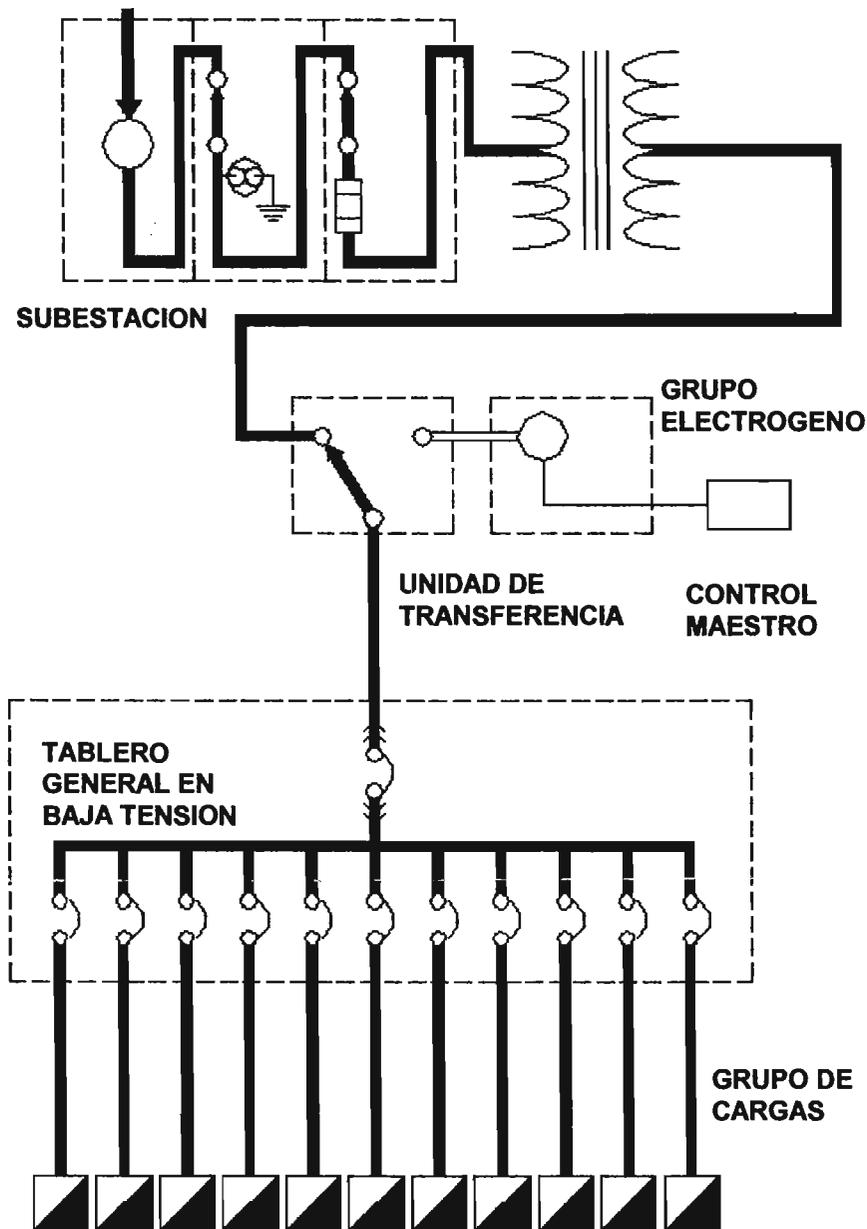


Figura 2.9 – la planta se detiene y queda preparada para responder ante cualquier otra eventualidad

4. GRUPOS ELECTRÓGENOS EN MODOS MANUAL Y AUTOMÁTICO

Una vez que hemos analizado la secuencia de operación del grupo electrógeno; vamos a analizar brevemente algunas características de los modos de operación manual y operación automática.

Evento	Operación manual	Operación automática
<p>Falla en el suministro de energía por parte de la compañía comercial a causa de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausencia de potencial • Alto o bajo voltaje • Alta o baja frecuencia • Falta 1 o 2 fases 	<p>Aunque el control maestro detecta la ausencia de potencial, la planta eléctrica debe ponerse en funcionamiento a través del control de "ON" o "encendido".</p> <p>Una vez que la planta está funcionando, realiza la transferencia y trabajará en estas condiciones hasta que se reestablezca el suministro de energía eléctrica comercial.</p>	<p>Una vez que el control maestro detecta ausencia de potencial, manda una señal de arranque a la planta, espera a que se establezcan sus parámetros propios y realiza la transferencia de carga; la planta eléctrica trabajará en estas condiciones hasta que se reestablezca el suministro de energía eléctrica comercial.</p>
<p>Reestablecimiento del suministro comercial de energía eléctrica</p>	<p>La planta eléctrica verifica que los parámetros en la línea comercial son los adecuados y realiza la retransferencia. La planta sigue funcionando en vacío para enfriarse y no se detiene sola aunque el control maestro detecte potencial adecuado en la red comercial; un operador debe acudir y apagarla.</p>	<p>La planta eléctrica verifica que los parámetros en la línea comercial son los adecuados y realiza la retransferencia. La planta sigue funcionando en vacío para enfriarse y pasado un tiempo, el control maestro corta el suministro de diesel para detener al equipo y dejarla lista y en condiciones adecuadas de responder ante otra eventualidad.</p>

En síntesis, el modo de automático es el más adecuado porque no requiere de la presencia de personal para ponerse en funcionamiento; aun así, es recomendable que el personal a cargo sepa operar el equipo de ambas formas.

5. SELECCIÓN ADECUADA DEL MODO DE OPERACIÓN

Para realizar la selección adecuada, hay que recordar y tener en cuenta que:

- **En modo automático los selectores del control maestro deben estar ubicados en la posición de automático:** en caso de fallar la energía normal suministrada por la compañía de servicios eléctricos, la planta arrancará con un retardo aproximado de 3 a 5 segundos después del corte del fluido eléctrico. La energía eléctrica generada por la planta es conducida a los diferentes circuitos del sistema de emergencia a través del panel de transferencia. Después de aproximadamente 25 segundos de normalizado el servicio de energía eléctrica de la compañía suministradora, automáticamente se realiza la retransferencia (la carga es alimentada nuevamente por la energía eléctrica del servicio normal) quedando aproximadamente 5 minutos encendida la planta para el enfriamiento del motor. El apagado del equipo es automático.
- **En modalidad manual, se verifica el buen funcionamiento de la planta sin interrumpir la alimentación normal de la energía eléctrica:** el selector de control maestro debe colocarse en la posición de "Manual"; además, como medida de seguridad para que la planta eléctrica trabaje sin carga (en vacío), se debe colocar el interruptor principal "Main" del generador en posición de apagado off. El arranque manual es básicamente para realizar pruebas de funcionamiento.

En el proyecto de instalación de un grupo electrógeno es importante que se especifiquen las cargas que se van a alimentar, pues de este modo podremos darnos cuenta si las cargas se consideran críticas o no, además de analizar que tiempos de respuesta se requiere tener en el grupo electrógeno; lo anterior es un dato clave para determinar que modalidad de operación es la mas adecuada a nuestras necesidades.

Algunos ejemplos para darnos una idea son:

- a) **Aserraderos:** por lo general, un lugar de trabajo de este tipo no cuenta con un suministro de energía eléctrica comercial. La planta eléctrica únicamente funcionará durante la jornada de trabajo, por lo que trabajará en modo de operación manual.
- b) **Fabricas de plásticos:** aquí no puede existir una interrupción en el suministro por un periodo prolongado porque la materia prima se endurece en el interior de las maquinas, provocando una pérdida cuantiosa. El modo de operación más aconsejable es el automático.
- c) **Centros comerciales:** este tipo de lugares tampoco debe sufrir interrupciones prolongadas en el suministro de energía eléctrica, pues se retrasan acciones como cobro y pago a proveedores, inventarios, atención a la clientela, etc. El modo de operación deberá ser automático para descartar un paro de actividades prolongado.
- d) **Hospitales y centros de salud:** la vida humana esta ante cualquier cosa; por lo tanto, aquí no debe haber otra opción mas que una planta eléctrica en operación automática que responda rápida y eficazmente a las eventualidades que se puedan presentar.

Lo importante en estos casos, es contar con información suficiente y un criterio claro de la situación en donde se va a manejar un equipo electrógeno.

MANTENIMIENTO DE GRUPOS ELECTRÓGENOS

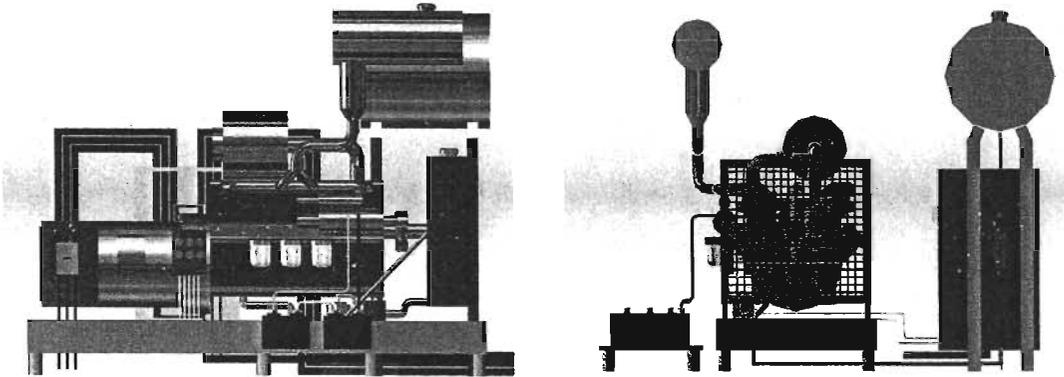


Figura 3.1 – Para un correcto funcionamiento de un grupo electrógeno, es necesario contar con un correcto programa de mantenimiento

1. GENERALIDADES

Todo equipo, accesorio, herramienta o dispositivo de trabajo, requiere de ciertas actividades que nos ayuden a conservarlas en óptimas condiciones para que se garantice un buen desempeño. (Figura 3.1)

Los grupos electrógenos no son la excepción y requieren periódicamente de ciertos trabajos que les permitan trabajar en las mejores condiciones posibles y cumplir sin problemas todas aquellas tareas que les son encomendadas.

1.1 Conservación, preservación y mantenimiento

Son actividades humanas, apoyadas en los diversos conocimientos científicos y técnicos que se aplican a cualquier clase de recursos existentes en la naturaleza, contribuyendo al óptimo aprovechamiento de los mismos; evitando que estos sufran daños y garantizando su servicio dentro de una calidad esperada.

1.2 Objetivos generales del mantenimiento

- Maximizar la disponibilidad de la maquinaria o equipo y su tiempo de vida útil.
- Minimizar los costos de mantenimiento.
- Mantener la calidad y cantidad de servicio que entrega un recurso o sistema de recursos, dentro de los parámetros esperados, durante su tiempo programado de funcionamiento.
- Preservar, dentro de límites económicos establecidos, el llamado “costo del ciclo de vida” de los recursos de una empresa.



1.3 Clasificación de los servicios de mantenimiento

- a) **Mantenimiento correctivo:** se considera como la acción de corregir las anomalías de fallas que ya se presentaron, ocasionando paros por varias horas.
- b) **Mantenimiento preventivo:** es una fase de la ingeniería que se establece sobre la base de un programa, y como consecuencia de un estudio previo, sistemático y bien organizado de inspecciones periódicas hechas a los equipos con la intención de descubrir y reparar los defectos, antes de que adquieran el carácter de urgentes.
- c) **Mantenimiento predictivo:** es poco conocido en nuestras industrias; se basa en la planeación efectiva del cambio de los equipos, principalmente de aquellos que son los más importantes en operaciones y costo; el cambio planeado se realiza generalmente cuando se ha cumplido determinado tiempo de funcionamiento de los mismos.

1.4 Ventajas de un programa de mantenimiento planeado correctamente

- a) **Continuidad:** se garantiza un servicio continuo en todos los requerimientos que se tengan por parte de los departamentos productivos. Una falla en el suministro de energía eléctrica, ocasiona graves trastornos y significa grandes pérdidas económicas para las empresas.
- b) **Prevención:** se evitan los trabajos de mantenimiento de emergencia, los que también se traducen en pérdidas, por el tiempo de suspensión del servicio de energía y del equipo en reparación que queda fuera de operación.
- c) **Ahorro:** se reduce considerablemente el tiempo de amortización de la maquinaria y equipo de operación, teniendo además un mejor control de gastos, así como una facilidad de poder fijar con mayor certeza, el presupuesto que el mantenimiento requiere.

2. ELEMENTOS NOCIVOS PARA LOS EQUIPOS DE BAJA TENSIÓN

Es importante analizar qué cosas o elementos son las que se erradican y/o corrigen con los trabajos de mantenimiento; a continuación, describimos algunos elementos que no deben estar presentes en los equipos de baja tensión en general:

- a) **Polvo:** es el elemento más perjudicial a los equipos de baja tensión, ya que del ambiente se va acumulando en terminales, conductores y otros componentes. El polvo acumulado en terminales, conductores y demás componentes produce un calentamiento en ellos por que evita que se ventilen, provocando un sobretemperatura de operación. Así, cuando llega el tiempo de lluvias, la humedad del ambiente humedece dicho polvo, éste se adhiere al cuerpo de los componentes provocando un calentamiento. Esto representa dos problemas: 1) Si consideramos que no es un solo componente sino varios, hay que multiplicar el valor de ésta temperatura por el número de componentes, considerando que la temperatura es un efecto Joule que se refleja como pérdidas en miliamperes; si éste resultado se vuelve a multiplicar por la

tensión del suministro que se entiende en varios Volts, nos arroja una cantidad de Volt-Amperes bastante respetable, y de antemano sabemos que los están registrando los medidores, por consiguiente está costando dinero. El segundo problema de éste fenómeno es la fatiga prematura de los componentes, representando riesgo de falla.

- b) **Humedad y salitre:** la existencia de estos elementos en sistemas de baja tensión provoca una pronta corrosión de los metales con que están contruidos, apareciendo en primer término unas pequeñas gotas de agua adheridas en todos los objetos a manera de condensado, cuando éstas se secan aparecen manchas y grumos de color verdoso, dando la sensación de viruela. Al poco tiempo se manifiesta en un zumbido característico, que indica una inminente falla de cortocircuito.
- c) **Conexiones flojas:** cuando una conexión de baja tensión se manifiesta floja, es porque generalmente ya causo muchos daños. Estos pueden ir desde fluctuaciones de voltaje pasando por desequilibrios momentáneos y a veces bruscos de las fases, hasta derivar en motores y equipos quemados.
- d) **Falsa conexión a tierra:** el sistema de tierras es el elemento más olvidado en una instalación eléctrica, pues por su apariencia da la sensación de que nunca trabaja. Cuando no se le da mantenimiento sus conectadores se enmohecen, se aflojan o se rompen y ya no hacen buen contacto; los gabinetes y equipos quedan sin protección y el peligro que esto representa si hay una falla de aislamiento, es de un choque eléctrico para la persona que lo toque.

3. CLASIFICACION DE SERVICIOS A PLANTAS DE EMERGENCIA

Como cualquier otro equipo, una planta de emergencia esta expuesta a fallas. Lo anterior puede evitarse o corregirse, según sea el caso, proporcionando una serie de servicios de mantenimiento general al equipo. Existen planes y programas especificos para cada componente; aquí describiremos la secuencia de servicios de manera general a todo el grupo electrógeno.

Los datos y descripciones que a continuación se muestran, cambian según los acuerdos a los que lleguen el cliente y el prestador de servicios. Se ha hecho una especie de compendio para mostrar los trabajos más importantes de acuerdo al tipo de servicios que se van a proporcionar a un grupo electrógeno.

Es muy importante señalar que para realizar cualquier servicio de mantenimiento, ya sea mensual, semestral, anual, correctivo o preventivo, es necesario poner el selector de operación del equipo en posición "fuera de servicio"; de modo similar, desconectar el acumulador o acumuladores, empezando por el polo negativo. Lo anterior garantiza seguridad a los técnicos e ingenieros al momento de realizar trabajos en el grupo electrógeno.

Se puede hacer la siguiente clasificación de servicios a una planta de emergencia:

3.1 Servicios de instalación y puesta en operación

- a) Traslado
- b) Colocación
- c) Instalación de cables de fuerza y control
- d) Pruebas de funcionamiento

3.2 Servicios de mantenimiento

3.2.1 Mantenimiento preventivo

- a) Servicio preventivo menor
- b) Servicio preventivo mayor 1
- c) Servicio preventivo mayor 2
- d) Servicios preventivos opcionales

3.2.2 Mantenimiento correctivo

- a) Servicio correctivo menor
- b) Servicio correctivo mayor

3.2.3 Mantenimiento predictivo

- a) Cambio de equipos cuando su vida útil ha finalizado

3.3 Actividades que se realizan en cada servicio de mantenimiento

Ahora vamos a detallar un poco cada servicio de mantenimiento para distinguirlos adecuadamente y seleccionar aquel que mejor cubre las necesidades de los equipos a los cuales se les dará el servicio:

3.3.1 Servicio preventivo menor

Normalmente se realiza con una periodicidad mensual; se limita básicamente a revisión y observación del equipo y básicamente cubre los siguientes puntos:

- a) Verificación de niveles de aceite, agua, diesel.
- b) Localización y corrección de fallas mínimas o menores imputables al trabajo de uso normal del equipo.
- c) Revisión de líneas de suministro de combustible, aceite, agua (sin fugas).
- d) Revisión y limpieza de los componentes del motor (sopleteado).

- e) Revisión y limpieza de los componentes del generador (sopleteado).
- f) Revisión de paros de emergencia e instrumentos de medición y control (motor-generador).
- g) Limpieza del panel de transferencia, reapriete de conexiones y calibración de relevadores.
- h) Puesta en prueba del transfer (cuando existe ausencia de energía existe la señal de arranque del generador después del tiempo prefijado en relevadores y viceversa cuando retorna la energía eléctrica).
- i) Puesta en operación del equipo en presencia del cliente.

3.3.2 Servicio preventivo mayor 1 (Cambio de aceite y filtros)

El servicio preventivo mayor parte 1 se realiza cada 200 hrs. o cada 30 días para uso continuo, si el equipo esta de emergencia se recomienda realizar el servicio cada 200 hrs. o cada año; lo que ocurra primero. Este servicio consta de:

- a) Realizar el servicio preventivo menor (antes mencionado).
- b) Cambio de aceite SAE W40 para motor diesel.
- c) Cambio de filtros del aceite.
- d) Cambio de filtros del combustible.
- e) Cambio de filtros separadores agua /combustible (si lo tiene).
- f) Cambio de filtros del aire (algunos manejan húmedo).
- g) Cambio de filtros del agua (si lo tiene).
- h) Toma de lecturas de tensión e intensidad de corriente con carga y sin carga.
- i) Lavado y engrasado del motor y generador.
- j) Limpieza del generador e instrumentos de medición y control (transfer) con solvente dieléctrico sin desacoplar el mismo.

3.3.3 Servicio preventivo mayor 2

Se realiza de acuerdo a una visita técnica o diagnostico realizado y aceptado por el cliente; o en su caso si el cliente lo ordena. Este servicio se recomienda cada 6000 hrs. de trabajo o cada 2 años, lo que suceda primero. El servicio preventivo mayor II se divide en:

3.3.3.1 Afinación de motor

- a) Servicio a bomba de inyección e inyectores, calibración en laboratorio (en caso de cambio total se cotiza nuevamente).
- b) Limpieza de bomba de transferencia (se recomienda cambio total).
- c) Servicio de cambio de aceite y filtro.
- d) Calibración de válvulas y punterías.
- e) Cambio de junta de tapa de punterías.
- f) Calibración de turbo (cambio de repuesto se cotiza a parte).
- g) Calibración del gobernador (hidráulico, cambio, repuesto o cotización).
- h) Puesta a tiempo del equipo y operación.

3.3.3.2 Servicio al radiador

- a) Desacoplamiento.
- b) Sondeo del radiador (corrección de fugas).
- c) Instalación del radiador.
- d) Suministro de anticongelante (50 % agua, 50 % anticongelante).
- e) Revisión y cambio de mangueras si fuera necesario.
- f) Cambio de termostatos.
- g) Servicio a bomba del agua (cambio de bomba se realiza otra cotización).
- h) Incluye reapriete de tornillería en general de soportes delantero y trasero motor lavado y pintado del equipo.

3.3.3.3 Servicio al generador

- a) Desacoplamiento del generador para limpieza y pruebas de resistencia de aislamiento (Megger).
- b) Desacoplamiento del rotor para limpieza y pruebas de aislamiento.
- c) Desacoplamiento del tablero de instrumentos de medición y control.
- d) Limpieza de todos los componentes del generador (campo excitador y embobinado) tablero de control (limpieza con solvente dieléctrico).
- e) Pruebas de resistencia de aislamiento en campo excitador, rotor estator carcasa y embobinado en general.
- f) Cambio de zapata si es necesario.
- g) Revisión de TC's.
- h) Revisión de regulador de voltaje y calibración del mismo.
- i) Revisión de mecanismo de interruptor termomagnético (cambio de zapatas y opresores sí es necesario).
- j) Engrasado del balero del generador (cotización del balero sí hay cambio).
- k) Armado y ensamblado del generador.
- l) Revisión limpieza y calibración de tablero de transferencia.
- m) Pruebas del tablero de transferencia.
- n) Pruebas en vacío, con carga manual y automática del generador.

3.3.3.4 Servicio al tablero de transferencia

- a) Limpieza de contactores.
- b) Limpieza de relevadores.
- c) Limpieza de temporizadores.
- d) Reapriete de conexiones calibración y limpieza de los demás componentes.
- e) Toma de lecturas de voltaje y amperaje.
- f) Pruebas de arranque y paro en ausencia de energía.
- g) Puesta en operación general del equipo automático.

3.3.4 Servicios opcionales

Los servicios opcionales se realizan por sugerencia, por recomendación, o en su caso, por daño en los mismos componentes:

3.3.4.1 Bandas

- a) Cambio de banda de la bomba del agua.
- b) Cambio de banda del ventilador.
- c) Cambio de banda del alternador.
- d) Cambio de banda del ventilador / bomba del agua / alternador.

3.3.4.2 Alternador

- a) Limpieza de sus componentes, (rotor, corona, diodos).
- b) Cambio de balero y bujes de la flecha.
- c) Cambio de regulador de carga (opcional integrado).
- d) Cambio de carbones.
- e) En muchos de los casos se recomienda cambiar los componentes como son (rotor, corona, baleros, regulador de carga, tablilla de diodos).

3.3.4.3 Motor de arranque o marcha para 12 y 24 VCD

- a) Limpieza de sus componentes (rotor, campos)
- b) Cambio del engrane (vendix).
- c) Cambio de bujes y baleros.
- d) Cambio de bobina auxiliar de arranque.
- e) En caso de daño mayor se recomienda cambiar sus componentes o cambio total.

3.3.5 Servicios correctivos menor y mayor

Los servicios correctivos como su nombre lo indica se encargan de corregir el problema o la falla ya suscitada. Un servicio correctivo es inesperado sucede en cualquier momento. En este caso el servicio correctivo se divide en servicio correctivo menor y servicio correctivo mayor.

3.3.5.1 Servicio correctivo menor

Es variable y puede ser desde un falso contacto en el generador o una fuga pequeña en el motor, hasta el cambio de una pieza dañada; en estos casos dependemos de los siguientes puntos:

- a) Que la falla reportada este bien comunicada.
- b) Tener el material necesario para poder atender el servicio.
- c) Los servicios correctivos menores pueden provocar fallas mayores.

- d) La atención al cliente debe ser inmediata.
- e) En caso de no contar con el material adecuado tener el criterio para poder improvisar y solucionar el problema.

En muchos de los casos la falla reportada no es explícita y concreta; por ello se recomienda preparar material extra para otras posibles fallas consecuentes. Como podemos ver, en servicios de tipo correctivo dependemos mucho del reporte del cliente y del criterio que tenga el personal encargado.

3.3.5.2 Servicio correctivo mayor

En estos casos no existe mucho problema en localizar la falla ya que cuando sucede es muy posible que el motor o generador estén dañados internamente y de manera grave; como ejemplos podemos mencionar:

3.3.5.2.1 Motor

- a) El motor se ha desbielado.
- b) Daño del ventilador y radiador en mal estado por excesivas fugas.
- c) Daño total bomba de inyección.
- d) Daño total bomba del agua.
- e) Daño total turbo.
- f) Fuga de aceite por retenes.

3.3.5.2.2 Generador

- a) Generador quemado.
- b) Campo excitador dañado (anillos rozantes o diodos rectificadores).

3.3.5.2.3 Otros

- a) Panel de control dañado.
- b) Tablero de transferencia dañado.

En los servicios que se pretenda realizar a los equipos electrógenos, lo importante es la plantación adecuada de eventos a realizar. Si el personal a cargo de los equipos se apoya en bitácoras y en un registro de eventos y situaciones bien organizado, los trabajos que se le realicen a los equipos serán los más adecuados y los que dejen en mejores condiciones a los dispositivos del grupo.

SISTEMAS DE SINCRONIZACIÓN

1. INTRODUCCIÓN

Es conocido por todos que los centros de producción de energía eléctrica no operan de manera aislada para alimentar a los centros de consumo (pueblos, ciudades, comunidades), más bien lo hacen unidos en arreglos de varios tipos para que de alguna manera, se reduzca la posibilidad de que al presentarse una falla las cargas dejen de ser alimentadas. Esta situación de "eslabonamiento" entre las diferentes centrales eléctricas (termoeléctricas, hidroeléctricas...), implica necesariamente que los generadores de todas ellas tengan que ser sincronizados, esto es, que trabajen en condiciones de igualdad de ciertos parámetros.

La Figura 4.1 muestra un arreglo sencillo de 3 generadores o plantas de distinto tipo conectados a una barra o bus infinito

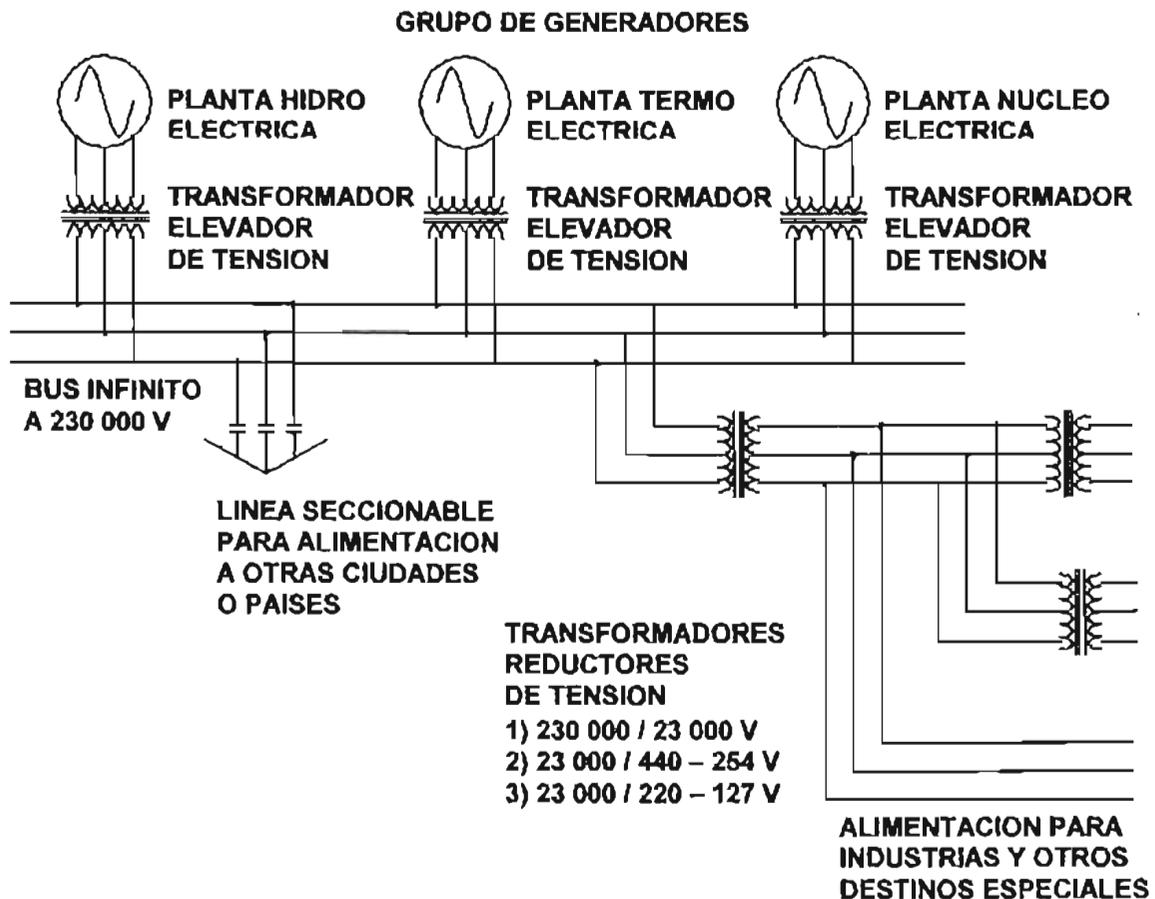


Figura 4.1 – Los generadores que van a interconectarse a un bus infinito deben reunir ciertas características antes de acoplarse

Las condiciones de apagado y encendido de las diferentes cargas que alimenta el sistema eléctrico nacional, originan la entrada y salida de las diferentes centrales eléctricas a lo largo y ancho del país en las 24 hrs. del día.

Cada generador eléctrico conectado al sistema suministra una potencia eléctrica de acuerdo a su capacidad nominal. Las centrales eléctricas generadoras están unidas por medio de las líneas de transmisión, las cuales a su vez están interconectadas por medio de subestaciones ya sea elevadoras o reductoras.

Los generadores eléctricos de cada central deben tener una curva de carga velocidad con pendientes diferentes de forma que se puedan repartir la carga en forma proporcional a su capacidad cuando están en paralelo. Figura 4.2

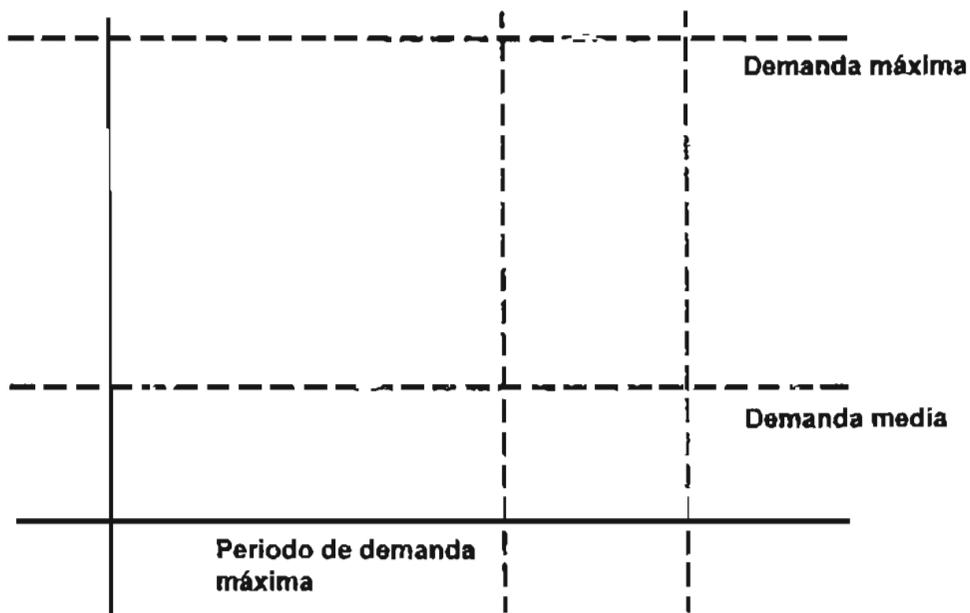


Figura 4.2 - Curva de demanda típica

Por muy grande que sea un generador eléctrico o central generadora, siempre debe cubrir tres requisitos básicos al momento de "acoplarse" al sistema eléctrico nacional o de lo contrario existirán condiciones indeseables en el sistema eléctrico que se desea sincronizar, tales requisitos son:

1. Igualdad de frecuencias: La igualdad de frecuencias significa que el generador que se va a sincronizar a la red nacional debe operar a la frecuencia de 60 hz. para el caso se utilizan aparatos denominados frecuencímetros.

La figura 4.3 muestra dos señales senoidales que no llevan la misma frecuencia.

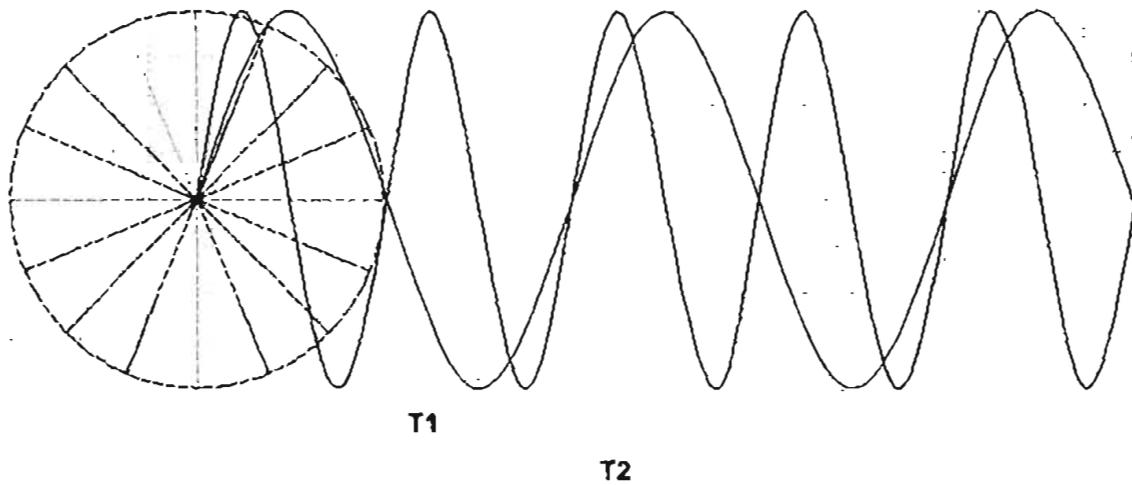


Figura 4.3 – La tensión 1 tiene la misma magnitud y sentido que la tensión 2; pero sus frecuencias son diferentes

2. Igualdad de tensiones: significa que la tensión del generador debe ser igual a la tensión de operación de la red nacional. Para este caso debe considerarse la tensión en el punto al cual está conectado el generador. Para verificar la igualdad de tensión se utilizan voltímetros. La figura 4.4 muestra dos señales senoidales que no llevan la misma magnitud de tensión.

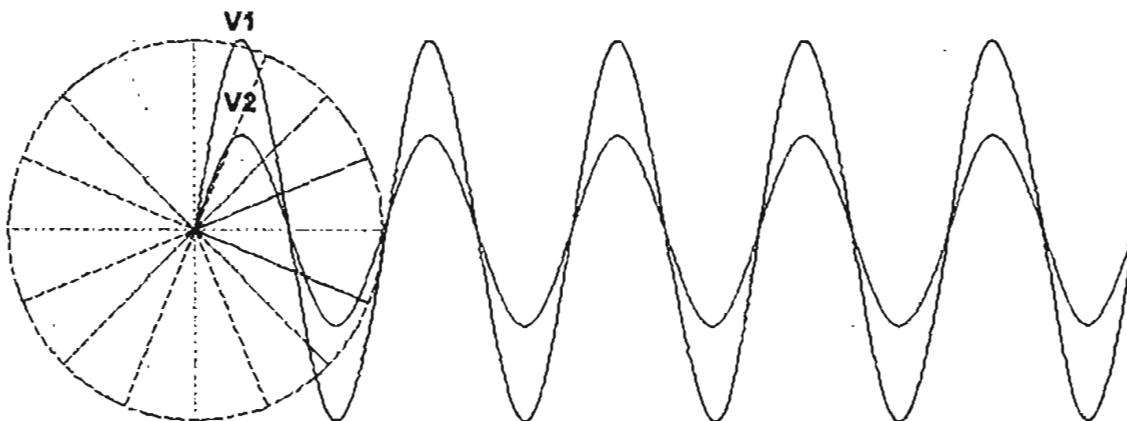


Figura 4.4 – La tensión 1 tiene la misma frecuencia y sentido que la tensión 2; pero sus magnitudes son diferentes

3. Igualdad de secuencia de fases: La igualdad de secuencia de fases significa el incremento y decremento en términos de ondas senoidales iguales en ambos sistemas y se consigue mediante variaciones de la velocidad del alternador a sincronizar. Esto se puede observar en un juego de lámparas conectadas al circuito de sincronización. Puede utilizarse para lo mismo el

aparato denominado indicador de secuencia. Para sincronizar una máquina síncrona a la red eléctrica nacional también puede utilizarse el dispositivo denominado Síncronoscopio. La figura 4.5 muestra dos señales senoidales trifásicas que no llevan la misma secuencia de fases.

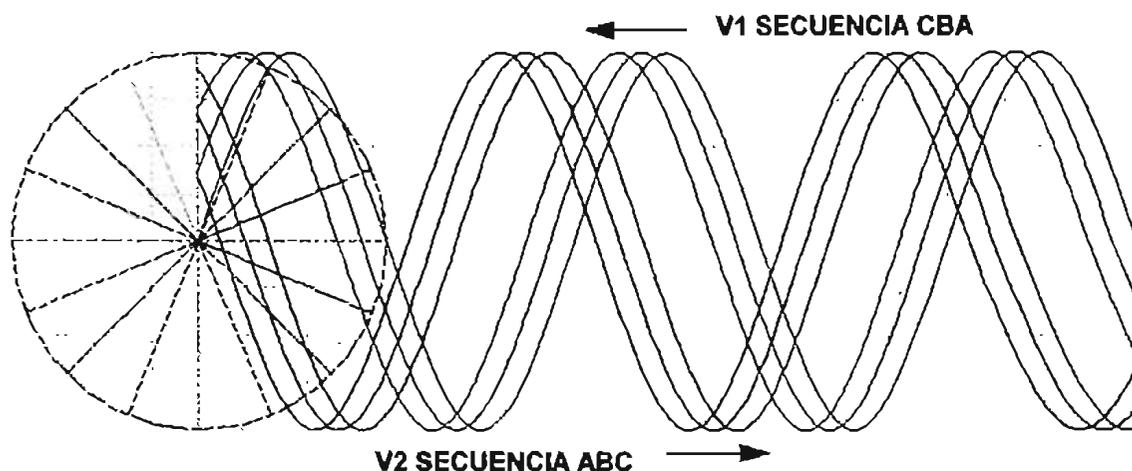


Figura 4.5 – La tensión 1 tiene la misma frecuencia y magnitud que la tensión 2; pero sus secuencias de fases son diferentes

La sincronización es llevada a cabo cuando este ángulo es cero o muy cercano a cero y esto se logra controlando la velocidad de la turbina, subiendo o bajando la velocidad como se requiera.

Una vez sincronizado el generador al sistema se sube la carga eléctrica poco a poco mediante el control de vapor a la turbina hasta alcanzar la potencia eléctrica de acuerdo a la capacidad del generador eléctrico. El proceso de sincronización puede compararse al acoplamiento de dos engranes de diferente tamaño. El grande representaría al sistema eléctrico nacional mientras que el pequeño representaría a sistema que se va a acoplar. Si el acoplamiento es "suave", el engrane pequeño no sufrirá ninguna consecuencia mecánica o eléctrica, pero, si existieran desajustes al momento de acoplarlos entonces el engrane pequeño será "arrastrado" por el otro hasta alinearse ambos con las consecuencias mecánicas que ello conlleva.

2. DEFINICIÓN

Sincronización se define entonces, como el acoplamiento o unión de dos señales de tensión una vez que consiguen cumplir con tres condiciones: la igualdad de frecuencias, la igualdad de tensiones y la igualdad en la secuencia de fases.

3. MÉTODOS DE SINCRONIZACIÓN

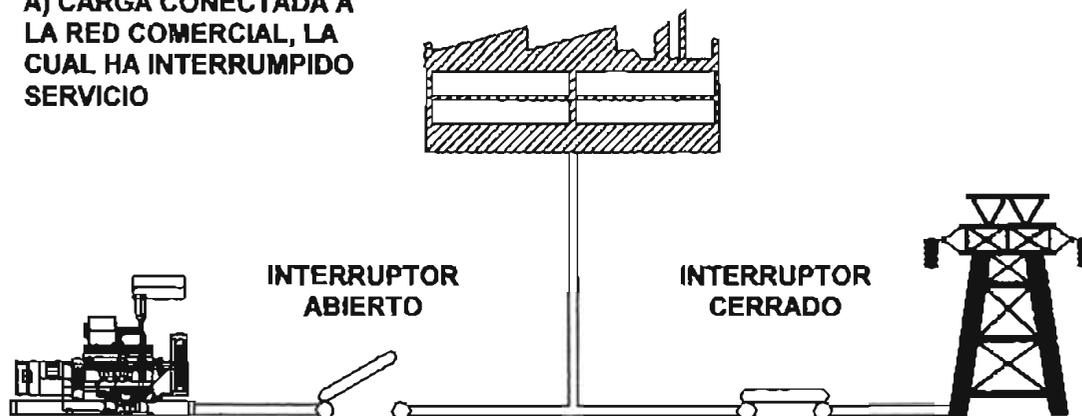
Una planta de emergencia común que se quiera poner en funcionamiento para aplicaciones de cogeneración, operación en horas pico (con alto costo de las tarifas eléctricas), reducción de la demanda máxima, exportar energía a la red normal o simplemente para eliminar los transitorios

que se generan en el momento de la retransferencia, se debe sincronizar con la red normal para que pueda suministrar la potencia necesaria a la carga en forma constante. Muchos de los módulos de control actuales, integran como estándar la función de sincronía y control de la unidad de transferencia en el modo conocido como de transición cerrada.

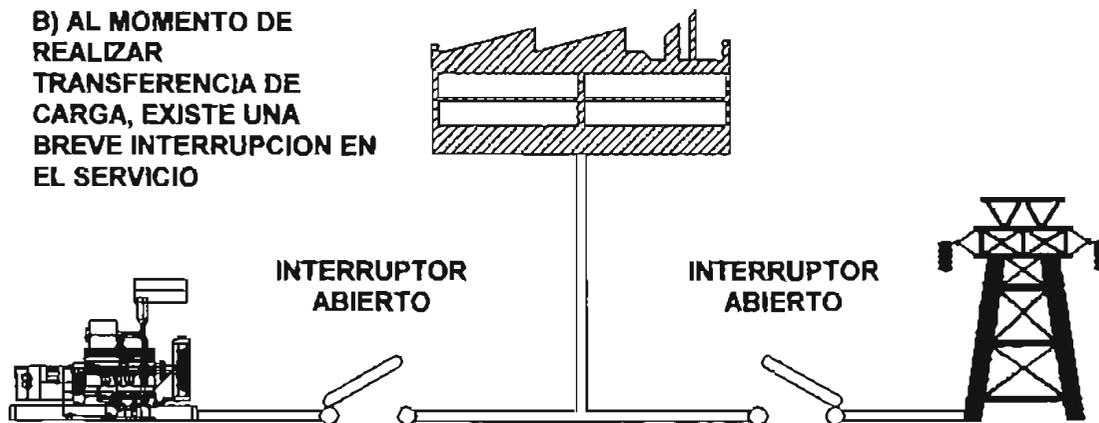
3.1 Transición abierta

Es el paso o transición de red normal a red de emergencia (transferencia) o viceversa (retransferencia), con interrupción de suministro de energía eléctrica. La interrupción ocurre durante la transición de la fuente normal a la de emergencia (transferencia) o viceversa (retransferencia) y tendrá una duración que dependerá de la rápida respuesta que tengan los medios de desconexión entre ambas fuentes. Cuando una planta opera de manera básica, no puede existir en ningún momento conexión entre ambas fuentes. Figura 4.6.

A) CARGA CONECTADA A LA RED COMERCIAL, LA CUAL HA INTERRUPTIDO SERVICIO



B) AL MOMENTO DE REALIZAR TRANSFERENCIA DE CARGA, EXISTE UNA BREVE INTERRUPTCION EN EL SERVICIO



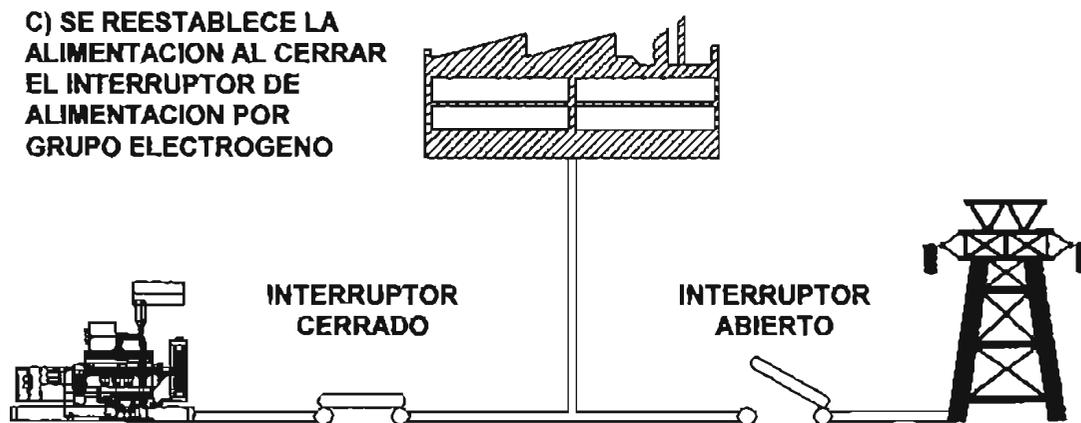


Figura 4.6 – al momento de realizar la transferencia, existe un momento de interrupción entre la planta y la carga, como podemos apreciar en el diagrama B

Una interrupción o "switcheo" de esta naturaleza en sistemas eléctricos convencionales, provoca una breve interrupción del servicio si no se cuenta con sistemas de respaldo como baterías o UPS. Pese al corte sufrido, no repercute en gran medida al avance de las labores en algún lugar puesto que todo puede reestablecerse al servicio de manera inmediata.

3.2 Transición cerrada

Es el paso o transición de red normal a red de emergencia (transferencia) o viceversa (retransferencia), sin interrupción de suministro de energía eléctrica. Podemos explicar y definir el modo de transición cerrada (con una estrecha relación con la sincronía), con dos ejemplos:

3.2.1 Falla en la red normal de alimentación

Cada vez que se presenta una falla en la alimentación normal, se provocan dos interrupciones de energía en la carga (debidas a las etapas de transferencia y retransferencia); con la función de transición cerrada se elimina la interrupción en el momento de la retransferencia ya que la misma se realiza en una forma controlada sincronizando ambas fuentes y cerrando ambos interruptores simultáneamente por un tiempo previamente establecido. Al presentarse la falla en la red normal de alimentación, se inicia la secuencia típica y común de arranque en automático de la planta eléctrica: el módulo realiza la transferencia abriendo el interruptor de red normal y cerrando el interruptor del generador tomando la planta la carga instalada. Una vez que la red regresa dentro de los límites previamente seleccionados, el módulo empieza a realizar la función de sincronización del generador con la red normal. Cuando el control ha verificado que se cumplen los parámetros de la sincronía, se cierra el interruptor de normal en la unidad de transferencia; con esto ambas fuentes de alimentación quedan en paralelo por un periodo de tiempo previamente seleccionado. Cuando el tiempo en el cual ambas fuentes funcionan en paralelo ha finalizado, el interruptor del generador en la unidad de transferencia se abre, quedando la carga alimentada por la red normal. Los siguientes diagramas (Figura 4.7) ilustran lo ahora descrito.

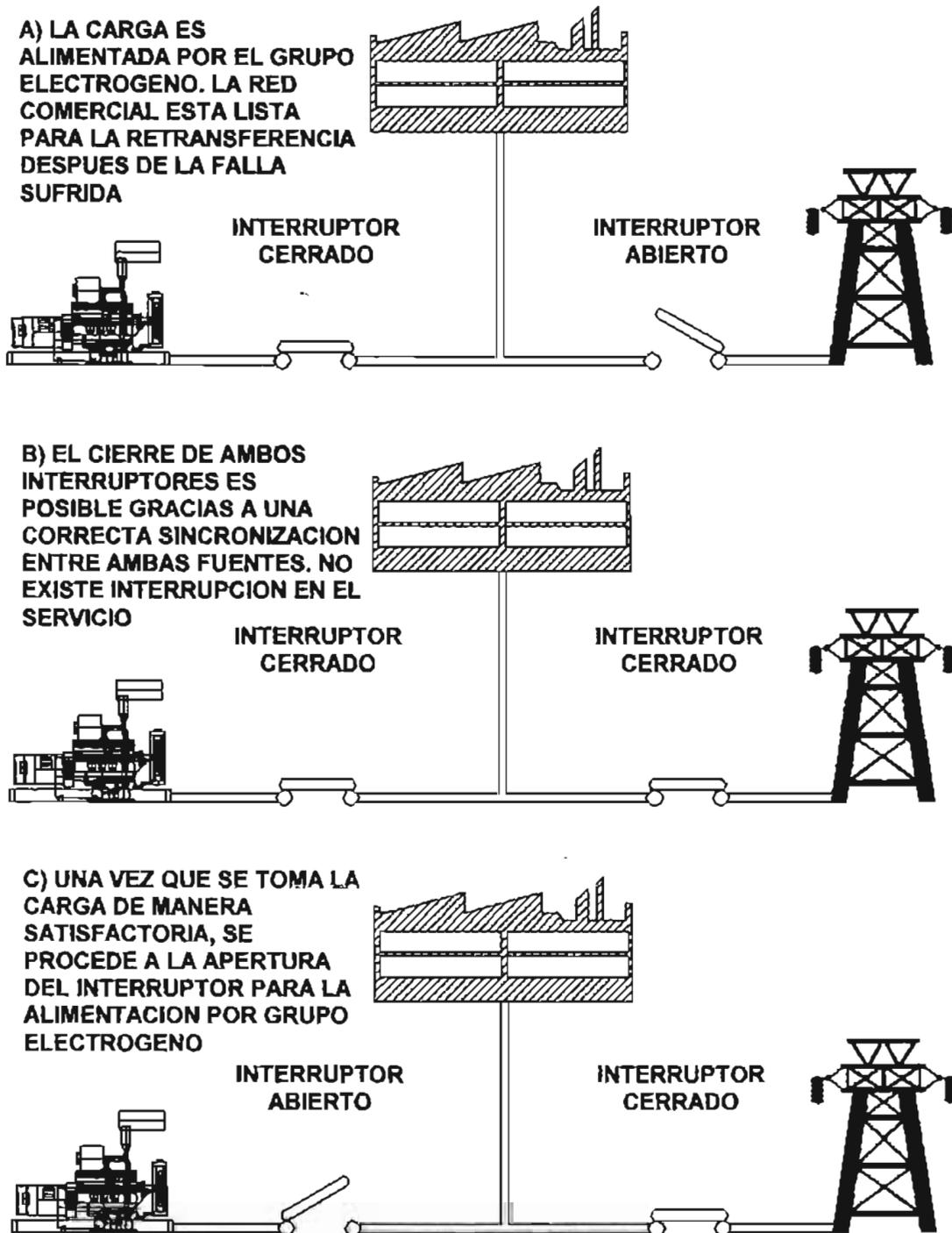


Figura 4.7 – la sincronización entre fuentes permite eliminar cualquier interrupción que pueda resultar desagradable a las personas o a los equipos

Lo anterior únicamente describe la operación de la retransferencia en transición cerrada de una planta de emergencia con la red normal.

3.2.2 Pruebas de funcionamiento con carga

Teniendo la red normal presente, se pone en marcha la planta en forma manual (para realizar la prueba con carga) o automática. Cuando la planta esta en pleno funcionamiento, el módulo controla la frecuencia del motor y la fase de la señal generada, para igualarla a la señal de la red normal. Una vez que el modulo de control ha verificado que ya se han cumplido los parámetros de la sincronía, envía una señal de cierre al interruptor del generador en la unidad de transferencia, quedando cerrados los interruptores de ambas fuentes por un periodo de tiempo determinado para efectuar el cambio de la carga de la red normal a la red de emergencia. Figura 4.8.

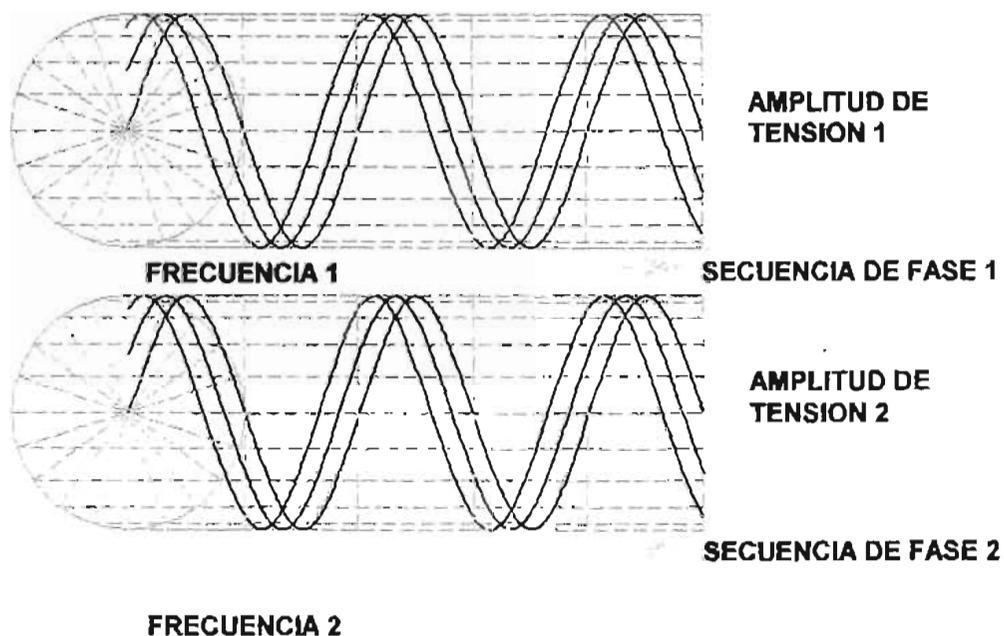
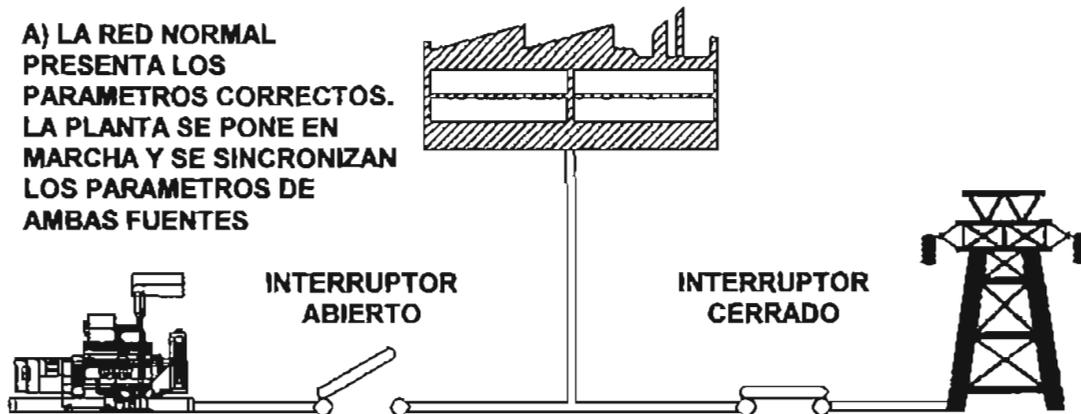


Figura 4.8 – el control maestro compara los parámetros eléctricos de ambas fuentes eléctricas para asegurar una correcta sincronización

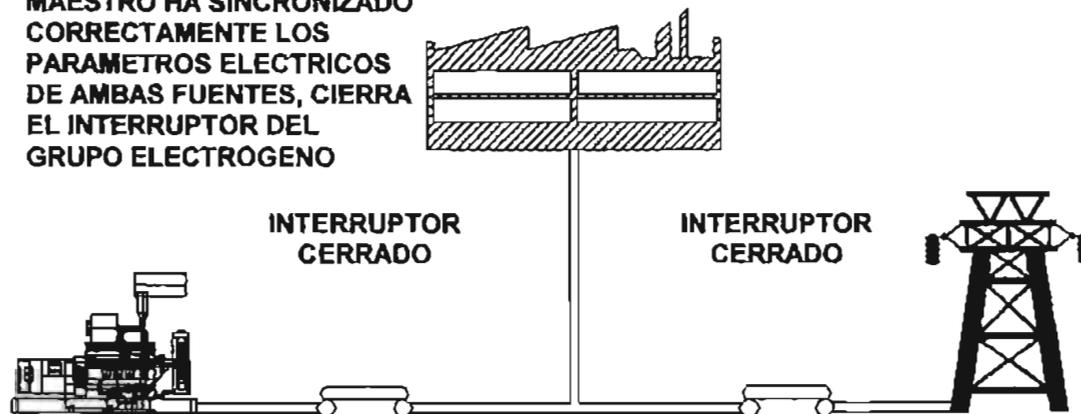
Cuando la carga ha sido transferida, se abre el interruptor de red normal, quedando la carga alimentada por la planta, la secuencia de retransferencia, se efectúa de la misma manera en forma programada y controlada pero en sentido inverso.

La función anterior es muy utilizada cuando se desea que la planta eléctrica de emergencia alimente cierta carga durante los horarios denominados pico, pues de esta forma se reducen los costos en la facturación por parte de la compañía suministradora. Figura 4.9.

A) LA RED NORMAL PRESENTA LOS PARAMETROS CORRECTOS. LA PLANTA SE PONE EN MARCHA Y SE SINCRONIZAN LOS PARAMETROS DE AMBAS FUENTES



B) CUANDO EL CONTROL MAESTRO HA SINCRONIZADO CORRECTAMENTE LOS PARAMETROS ELECTRICOS DE AMBAS FUENTES, CIERRA EL INTERRUPTOR DEL GRUPO ELECTROGENO



A) LA CARGA ES AHORA ALIMENTADA POR EL GRUPO ELECTROGENO. NO EXISTE EN NINGUN MOMENTO INTERRUPCION AL SERVICIO

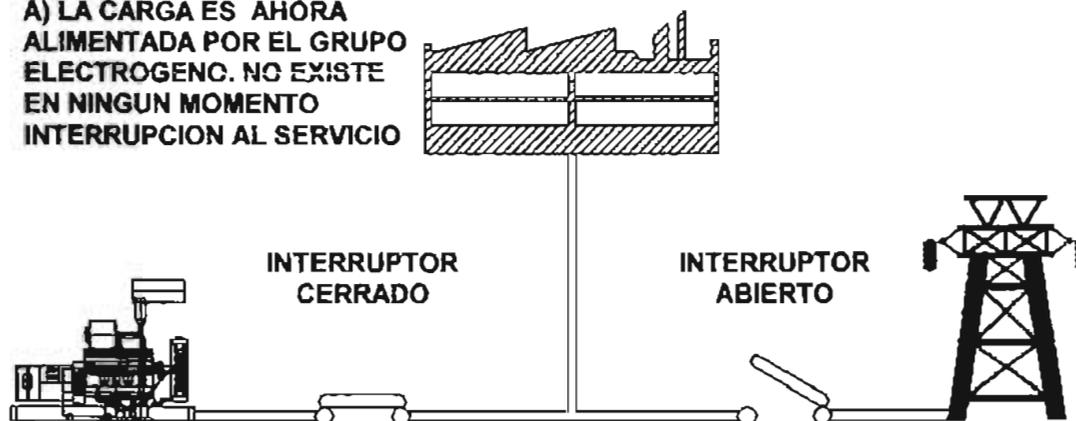


Figura 4.9 – Gracias a la sincronización, la planta eléctrica toma la carga que era alimentada por la red sin cortes en el suministro

3.3 Sistema de sincronización entre grupos electrógenos

Una característica importante de los controles que se incorporan a las plantas de emergencia actuales, es la facilidad de sincronización y reparto de carga automática como funciones estándar adicionales a las funciones de control y protección de la planta y transferencia, para aplicaciones en proyectos especiales en donde se requiere sincronizar dos o más equipos de la misma o de diferente capacidad a un "bus" de emergencia, sin la necesidad de emplear módulos adicionales de sincronización, ya que cuenta con las funciones propias de protección requeridas por los equipos de sincronía para obtener un sistema sencillo en operación, confiable y seguro en protección y mantenimiento.

3.3.1 Sistema básico

Con la configuración de sincronía entre grupos electrógenos, en caso de falla de la red normal, las 2 o más plantas que forman el sistema de emergencia, arrancan y se sincronizan automáticamente a un bus de emergencia y después se efectúa la transferencia en forma normal (transición abierta). Durante la operación de los equipos, la carga se reparte automáticamente en forma proporcional, dependiendo de la capacidad de los mismos y se controla el arranque y paro de equipos en función de la demanda de la carga. Una vez que regresa la red normal, se efectúa la retransferencia de la carga, quedando los equipos en operación en vacío para enfriamiento, transcurrido el periodo de enfriamiento, los equipos se paran esperando una nueva señal de arranque. Figura 4.10.

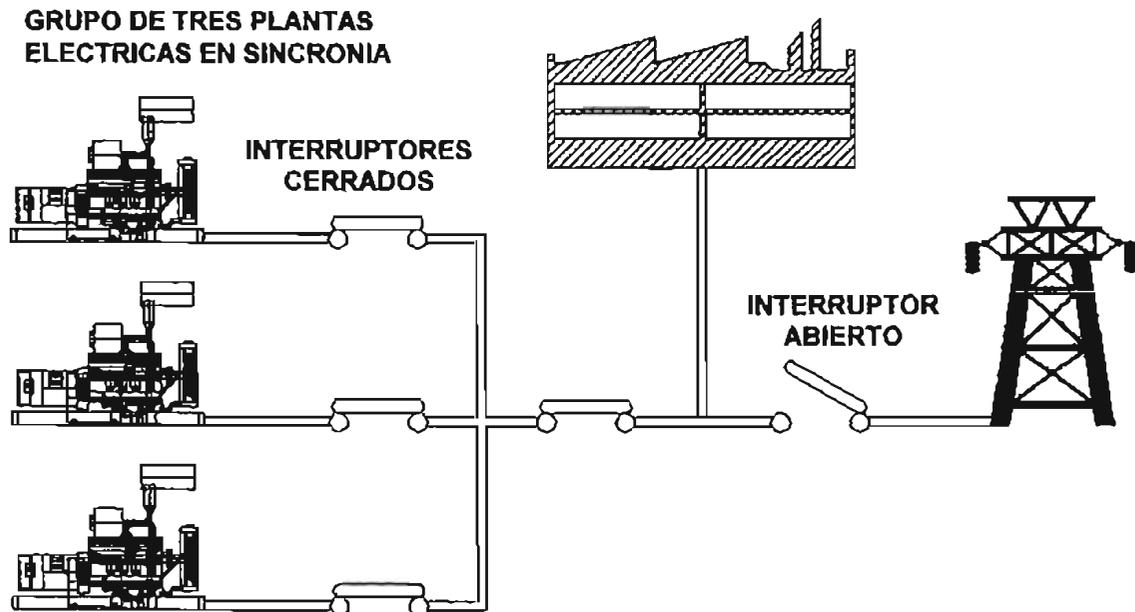


Figura 4.10 – grupos electrógenos en sincronía que se reparten la carga total

En la operación en sincronía de varias plantas para alimentar a un bus de emergencia, la mayoría de controles actuales incorporan esta función, sin la necesidad de contar con equipos



de sincronización y reparto de carga automáticos externos, así mismo no se requiere el empleo de un PLC para controlar la operación de arranque y paro de equipos en función de la demanda de la carga. Para proyectos más sofisticados, se puede emplear un sincronizador adicional en conjunto con un PLC y controlar la transferencia de la carga en transición cerrada.

3.4 Sistemas de autoabastecimiento

Actualmente las empresas en la República Mexicana son abastecidas de energía eléctrica por Luz y Fuerza del Centro o la Comisión Federal de Electricidad, que son las únicas fuentes de energía; asimismo, la mayoría de las empresas cuentan con una planta de emergencia, misma que opera únicamente cuando falla la fuente de energía normal, aun cuando se trata de un equipo capaz de suministrar energía eléctrica por periodos prolongados, siempre que se cumpla con las bitácoras de mantenimiento del fabricante del motor.

3.4.1 Objetivo de un sistema de autoabastecimiento

Administrar eficientemente las fuentes de energía y optimizar los gastos de operación, con lo que se logran importantes ahorros económicos.

3.4.2 Definición de autoabastecimiento

El autoabastecimiento es la opción de operación que permite el uso de la planta generadora como fuente de energía, sin cortes de energía al hacer la transferencia. Mediante el control de la planta de se logra mantener ambas fuentes de energía disponibles por periodos o demandas preestablecidas. El control de la demanda permite programar y establecer las condiciones de operación de los circuitos eléctricos durante los periodos punta o los periodos de las demandas máximas.

3.4.3 Tipos de Autoabastecimiento

3.4.3.1 Sincronizado con Exportación

Es la modalidad de autoabastecimiento en que se mantienen presentes ambas fuentes de energía disponibles: (Línea Comercial y Planta Generadora). Haciendo un manejo de potencia en la planta de emergencia suministrando el porcentaje de carga determinado tanto a los circuitos de emergencia o esenciales y a la carga no crítica.

3.4.3.2 Por Transferencia

Cuando la planta generadora cubre la mayor parte de la carga instalada y la carga mantiene un nivel de demanda constante, es conveniente el autoabastecimiento por transferencia desconectando la Línea Comercial excluyendo el consumo a la línea comercial.

3.4.4 Modalidades de los sistemas de autoabastecimiento

3.4.4.1 Sincronización de plantas generadoras

Consiste en la implementación de una unidad de control maestro que integre la función de sincronización en plantas generadoras para cada circuito de emergencia. Ofrece las ventajas de seleccionar la carga que se autoabastecerá y la posibilidad de exportar internamente la energía.

3.4.4.2 Paralelismo de plantas generadoras

Para esta modalidad, se requiere de la instalación del tablero en plantas generadoras en paralelo a un bus común de carga. Permite el autoabastecimiento y la variación gradual de la capacidad de generación de energía, según la demanda existente, mediante la conexión y desconexión de las plantas generadoras.

3.4.5 Secuencias de aplicación

3.4.5.1 Demanda Máxima

Una vez que se incurre en una demanda de energía determinada y preestablecida (demanda punta) por un espacio de aproximadamente 14 min. El tablero realiza la siguiente secuencia:

1. Arranca la planta de emergencia, en rampa desde a 800 r.p.m a 1600 r.p.m (velocidad nominal de generación).
2. Se estabilizan los parámetros de operación de la planta eléctrica.
3. Sincroniza la planta con línea comercial.
4. Cierra el contactor de emergencia de transferencia
5. Nivel a carga hacia la planta generadora gradualmente desde 0-100% evitando arco eléctrico en contactores o interruptores de transferencia.
6. Suministra energía eléctrica a la instalación por periodos de 10 minutos para evitar la demanda punta a fuente normal. Figura 4.11.
7. Restablece las condiciones originales desfogando el motor.

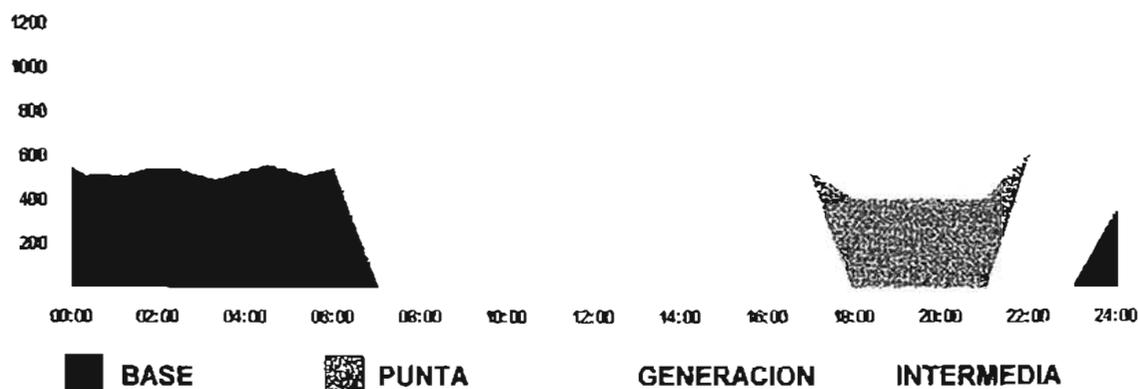


Figura 4.11

3.4.5.2 Demanda en Horario Punta

En el Horario Punta en el que el costo por Kw/hr es mayor que el Kw/hr generado, es conveniente autoabastecerse de energía por lo que a través del reloj de tiempo real del PLC programado y previo al consumo en el periodo punta. El tablero realiza la siguiente secuencia:

1. Arranca la planta de emergencia, en rampa desde a 800 r.p.m a 1600 r.p.m (velocidad nominal de generación).
2. Se estabilizan los parámetros de operación de la planta eléctrica.
3. Sincroniza la planta con línea comercial.
4. Cierra el contactor de emergencia de transferencia
5. Nivel a carga hacia la planta de generadora gradualmente desde 0-100% evitando arco eléctrico en contactores o interruptores de transferencia.
6. Suministra energía eléctrica a la instalación durante el periodo punta (4 hrs. aproximadamente) para evitar la demanda a fuente normal. Figura 4.12.
7. Restablece las condiciones originales una vez transcurrido el periodo punta desfogando el motor.

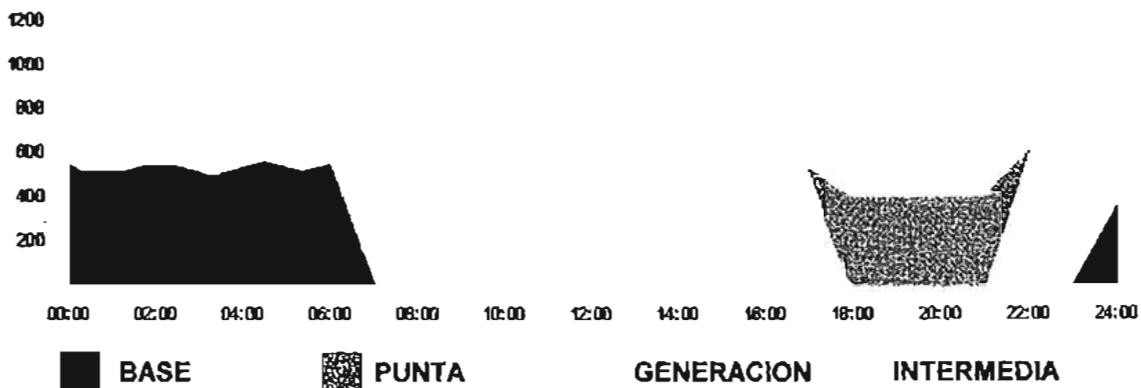


Figura 4.12

3.4.6 Justificación económica

El autoabastecimiento de electricidad está permitido por la legislación mexicana desde 1992. La autogeneración es más barata que el costo de la energía proveniente de la línea comercial en horas "punta". Actualmente existen en el mercado unidades de control maestro que integran tareas de administración de fuentes de energía que permiten la generación de energía eléctrica mediante la planta generadora en los periodos "punta", reduciendo con esta medida hasta en un 30% la facturación mensual por electricidad.

La tarifa industrial se aplica a todos los usuarios que se encuentran en media tensión. Los cargos por energía según la tarifa industrial se hacen de acuerdo a los horarios de ocurrencia del consumo, que se han clasificado en: "base", "intermedio" y "punta". Además, el cobro por demanda se realiza bajo el concepto de "demanda facturable", que se define en función de las demandas máximas registradas en los periodos mencionados. Figura 4.13.

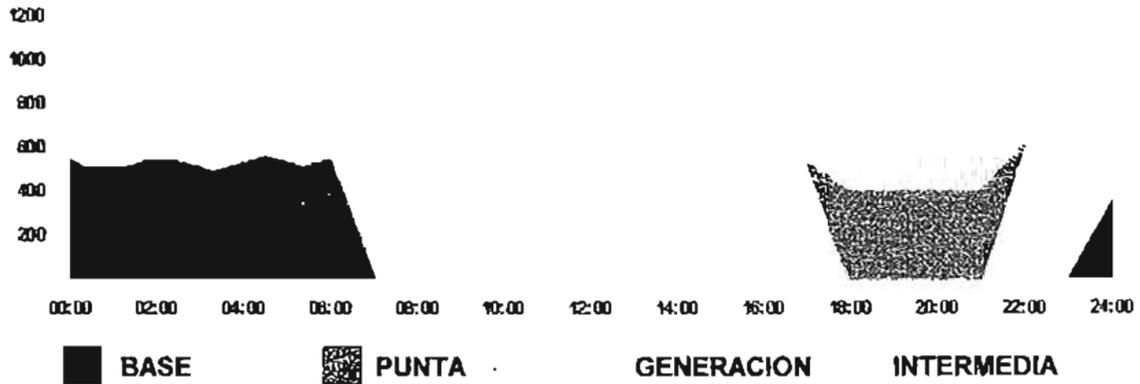


Figura 4.13 – Ejemplo clásico del consumo diario de una industria

En el periodo "punta" resulta más barato autoabastecerse de energía que adquirirla vía la línea comercial. Como se puede ver en la figura siguiente, el consumo en el periodo "punta" es 3 o 4 veces más caro que en los otros dos periodos. Si a esto agregamos que desde hace algunos años el diesel se liberó de un impuesto IEPS (cuando su destino es diferente al del transporte), la disminución fiscal hace doblemente atractivo el uso de sistemas de autoabastecimiento. Figura 4.14.

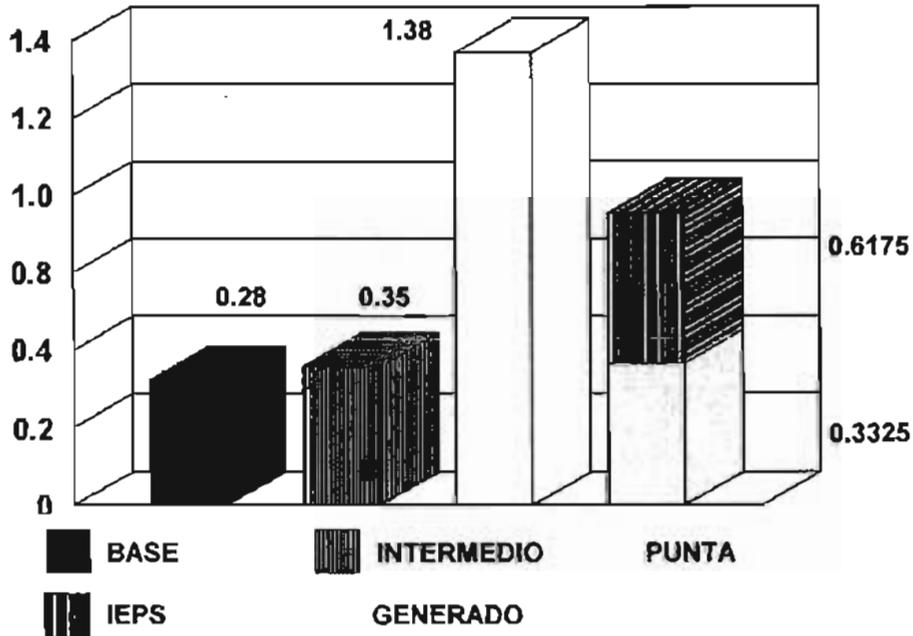


Figura 4.14 – Comparativo de precios de la energía eléctrica en los diferentes periodos del día y el costo de generación por autoabastecimiento con una planta generadora de diesel.

3.4.6.1 Cargos por consumo a línea comercial

Los cargos por compañía de luz implican variables: demanda máxima, factor de potencia; así como, por los horarios y tarifas regionales, mismos que repercuten en el cobro mensual. Es de considerarse que la demanda máxima es un factor que aumenta considerablemente el cargo por el consumo de energía eléctrica y aumenta el costo del kw / hr. Promedio consumido en el horario punta. Figura 4.15

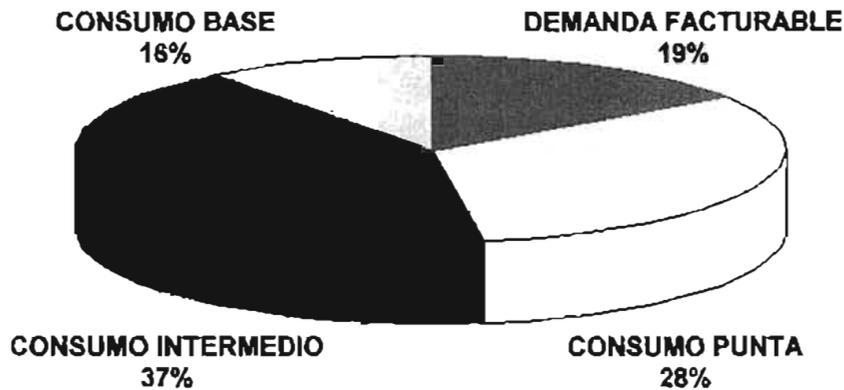


Figura - 4.15

3.4.6.2 Cargos y ahorro por autoabastecimiento

Mediante un tablero de control con medición avanzada, podemos determinar tanto el consumo y la demanda, así como los horarios en que es más conveniente el auto-abastecerse y/o el control de demanda por lo que se logran ahorros importantes en los pagos de energía eléctrica con un costo menor de generación, mantenimiento y operación. Figura 4.16

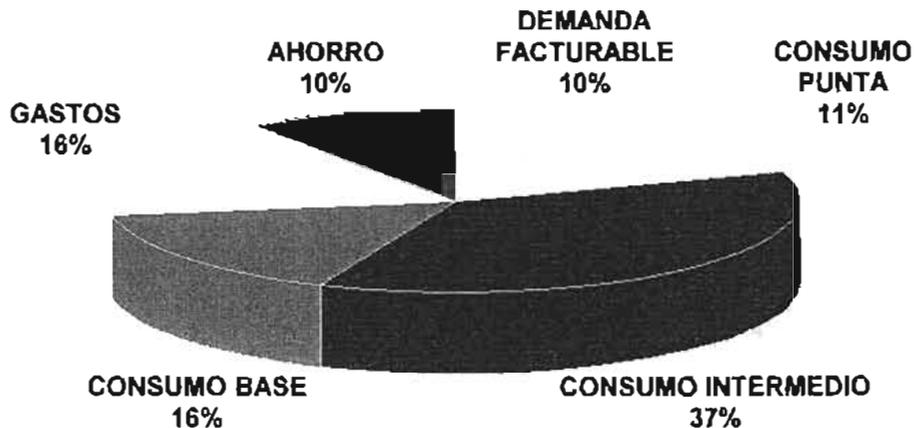


Figura 4.16

3.4.7 Proyectos actuales en sistemas de autoabastecimiento

Actualmente en el país ya se realizan proyectos importantes en cuanto a sistemas de sincronización con autoabastecimiento se refieren. La creciente necesidad de encontrar una fórmula que permita eficientar el uso de la energía eléctrica ha derivado en la elaboración de proyectos con miras a implementar dichos sistemas.

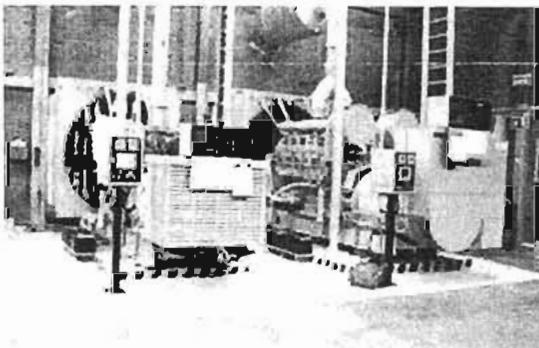
La Ingeniería mexicana no puede quedarse atrás; por ello ya se encamina en proyectos importantes que permitan a los sistemas de autoabastecimiento ser una opción viable en ahorro de energías. A continuación, algunos proyectos que actualmente integran sistemas de sincronización y/o autoabastecimiento:

Mega Comercial Mexicana Arboledas; Estado de México. 600 Kilowatts

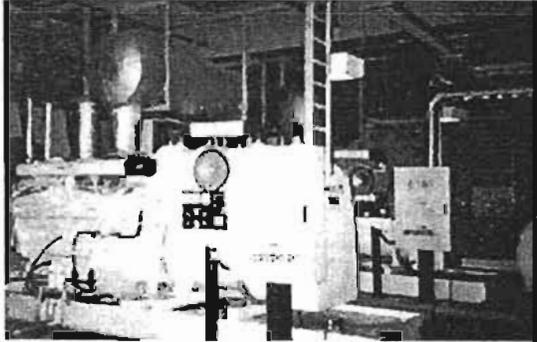


Proyecto:
Automatización de la planta generadora para el autoabastecimiento durante el horario punta.

Barcel Toluca 2000; Toluca, Estado de México. 1.6 Megawatts



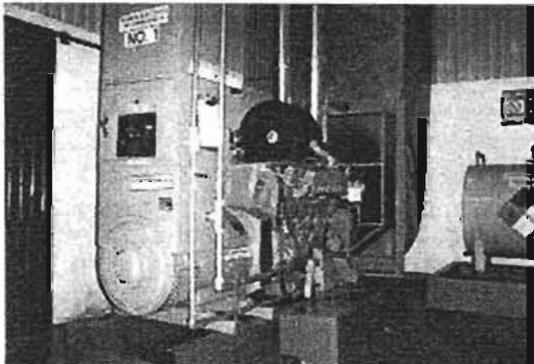
Proyecto:
Sistema de autoabastecimiento para plantas con sincronización a la línea comercial con exportación de energía.

**Envases Innovativos Toluca 2000; Toluca, Estado de México. 2.2 Megawatts****Proyecto:**

Sistema de autoabastecimiento para plantas con sincronización a la línea comercial con exportación de energía.

PECIS Mérida; Mérida, Yucatán, 2.5 Megawatts**Proyecto:**

Sistema de paralelismo para 5 plantas generadoras de 550 Kw.

Bímbo Ciudad de México; México, D.F. 550 Kilowatts**Proyecto:**

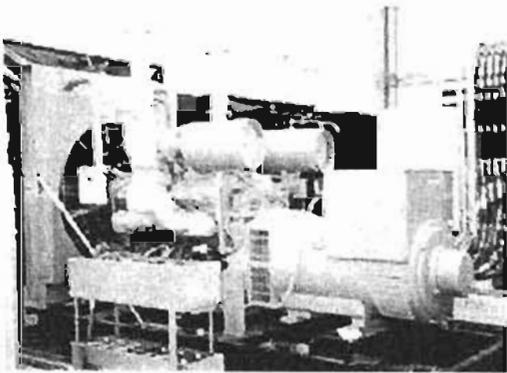
Automatización de la planta generadora para el autoabastecimiento durante el horario punta.

Club Cancún; Cancún, Quintana Roo. 550 Kilowatts



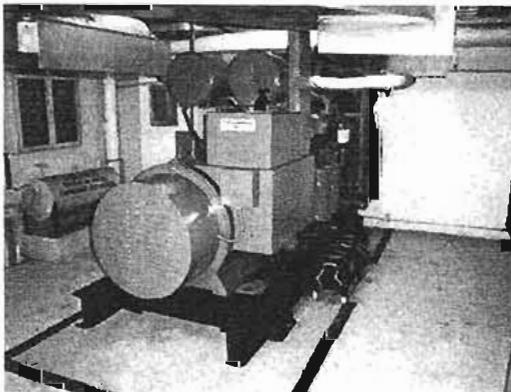
Proyecto:
Automatización de la planta generadora para el autoabastecimiento durante el horario punta.

Baxter Cuernavaca; Cuernavaca, Morelos. 550 Kilowatts

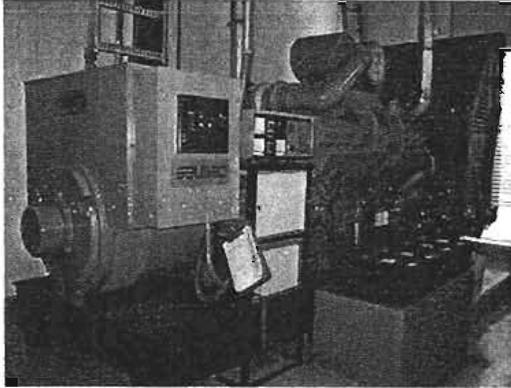


Proyecto:
Sistema de autoabastecimiento para plantas con sincronización a la línea comercial con exportación de energía.

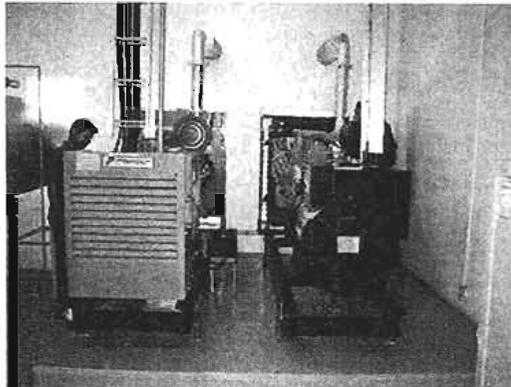
LALA Derivados Lácteos Torreón; Torreón, Coahuila. 600 Kilowatts



Proyecto:
Automatización de la planta generadora para el autoabastecimiento durante el horario punta.

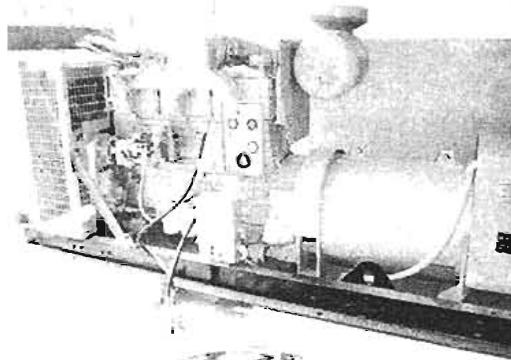
Cementos Apasco Apaxco; Apaxco de Ocampo, Estado de México. 4.8 Megawatts

Proyecto:
Sistema de paralelismo para 8 plantas generadoras de 600 Kw.

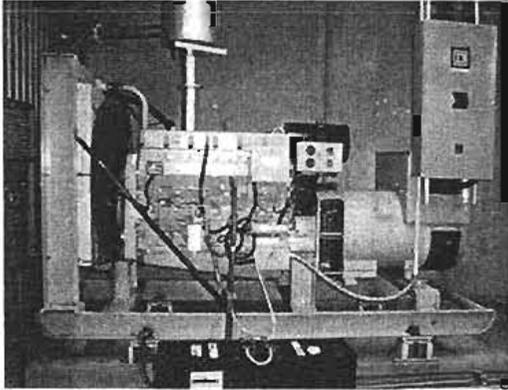
Sociedad de Beneficencia Española S.C. Veracruz; Veracruz, Veracruz. 86 Kilowatts

Proyecto:
Sistema de paralelismo para 2 plantas generadoras de 50 Kw.

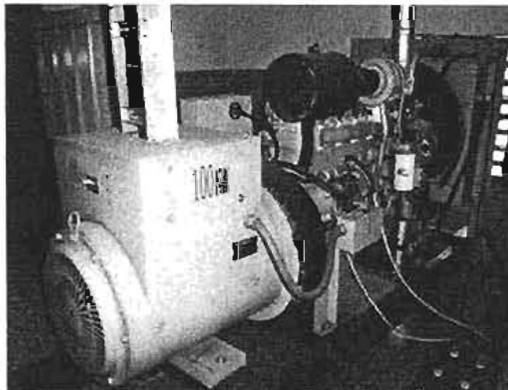
Automatización de las plantas generadoras para el autoabastecimiento durante el horario punta.

Andamios Atlas S.A. de C.V.; Tlalnepantla, Estado de México. 930 Kilowatts

Proyecto:
Sistema de paralelismo para 2 plantas generadoras de 500 Kw.

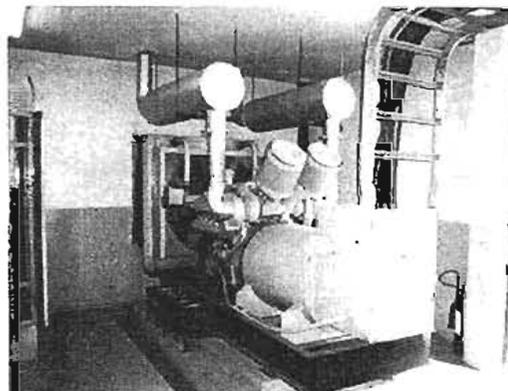
LALA Derivados Lácteos Acapulco; Acapulco, Guerrero. 570 Kilowatts**Proyecto:**

Automatización de la planta generadora para el autoabastecimiento durante el horario punta.

Centro Comercial Pabellón Bosques; Cuajimalpa México, D.F. 160 Kilowatts**Proyecto:**

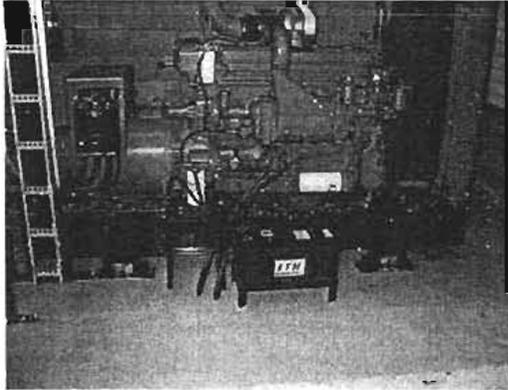
Automatización de la planta generadora para el autoabastecimiento durante el horario punta.

Sistema de paralelismo para 2 plantas generadoras de 100 Kw.

Mega Comercial Mexicana Miramontes; México, D.F. 800 Kilowatts**Proyecto:**

Sistema de paralelismo para 2 plantas generadoras de 375 Kw.

Automatización de la planta generadora para el autoabastecimiento durante el horario punta.

Truper de México S.A. de C. V.; Tepejl del Río, Querétaro. 950 Kilowatts

Proyecto:
Sistema de paralelismo para 2 plantas generadoras de 475 Kw.

3.5 Generación distribuida

3.5.1 Introducción

La Generación Distribuida (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica. De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio del consumo. Después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se tenían restricciones tecnológicas de los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por la baja tensión, que era de 30 a 57 kilómetros.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de Generación Centralizada, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible y el agua. En los años setentas, 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. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa, o más cotidianamente, Generación Distribuida.



3.5.2 Definición

Aunque no existe una definición como tal, diversos autores han tratado de explicar el concepto. A continuación se presentan las más ilustrativas:

- a) Generación en pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- b) Producción de electricidad 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.
- c) Es la generación conectada directamente en las redes de distribución.
- d) Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- e) Es la producción de electricidad a través de instalaciones de potencia reducida, comúnmente por debajo de 1,000 Kw.
- f) Son sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, que están situados dentro o cerca de los centros de carga.
- g) Es la producción de electricidad por generadores colocados, o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución.
- h) Es la generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías eficientes, destacando a la cogeneración, con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados.

Podemos decir entonces que la GD es la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética

3.5.3 Rango de capacidad instalada

En cuanto al rango en capacidad instalada de la GD, ésta varía aún más que la propia definición, pues 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.



3.5.4 La generación distribuida en otros países

En el contexto internacional el uso de la GD ha sido impulsada por diversos factores. De acuerdo con datos de la CIGRE de 2004, en diversos países del mundo se ha incrementado el porcentaje de la potencia instalada de GD, en relación con la capacidad total instalada. Así, en países como Dinamarca y Holanda, alcanza valores de hasta el 37%, y en otros, como Australia, Bélgica, Polonia, España y Alemania, tan solo del 15% y en el caso de Estados Unidos, del 5%. En lo relativo al potencial en GD en el mundo, se cuenta con la siguiente información:

- a) Se estima que en los próximos 10 años el mercado mundial para la GD será del orden de 4 a 5 mil millones de dólares.
- b) Estudios del Electrical Power Research Institute y del Natural Gas Foundation prevén que, de la nueva capacidad de generación eléctrica que se instalará al año 2010 en Estados Unidos, del 25% al 30% será con GD.
- c) Con base en estimaciones de la Agencia Internacional de Energía, los países desarrollados serán responsables del 50% del crecimiento de la demanda de energía eléctrica mundial en los próximos 20 años, equivalente a 7 millones de MW, donde el 15% de esta demanda le corresponderá a GD.

3.5.5 Interconexión

En la mayoría de los casos, un aspecto necesario en la 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:

- a) Relevadores de protección
- b) Conexión del transformador
- c) Sistema de puesta a tierra
- d) Coordinación de protecciones y regulación de la tensión de la compañía
- e) Equipos de calidad de servicio
- f) Conformidad con normas de los convertidores de potencia
- g) Monitoreo y control remoto del grupo
- h) Mantenimiento preventivo y correctivo periódico
- i) Sistema de comunicación entre el operador privado y el controlador de la red de distribución

El Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos de Estados Unidos (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.

3.5.6 Aplicaciones

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.

3.5.7 Beneficios

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:

1. Beneficios para el usuario

- a) Incremento en la confiabilidad
- b) Aumento en la calidad de la energía
- c) Reducción del número de interrupciones
- d) Uso eficiente de la energía
- e) 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)
- f) Uso de energías renovables
- g) Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio
- h) Disminución de emisiones contaminantes



2. Beneficios para el suministrador

- a) Reducción de pérdidas en transmisión y distribución
- b) Abasto en zonas remotas
- c) Libera capacidad del sistema
- d) Proporciona mayor control de energía reactiva
- e) Mayor regulación de tensión
- f) Disminución de inversión
- g) Menor saturación
- h) Reducción del índice de fallas

3.5.8 Calidad de la energía

En términos generales, al implementar proyectos de GD lo que se busca es aumentar la calidad de energía, entendiéndose por esto: contar de forma ininterrumpida con la energía eléctrica con sus adecuados parámetros eléctricos que la definen acordes a las necesidades, esto es tensión, corriente y frecuencia, entre otros. La mayoría de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica alcanzan una confiabilidad del 99.9% o de "tres nueves", equivalentes a 8.7 hora al año fuera de servicio. Sin embargo, la alta tecnología en los procesos en producción y empresas de servicio demandan una mayor confiabilidad, inclusive de hasta seis y nueve nueves, equivalentes a tiempos fuera de servicio al año de tan sólo 32 segundos y 0.03 segundos, respectivamente. Al respecto, cabe mencionar que en Estados Unidos el costo de las pérdidas por fallas en el suministro de energía es del orden de 119 mil millones de dólares al año, y para el caso de América Latina, de entre 10 y 15 mil millones de dólares anuales. En la tabla 4.17 se presentan costos estimados de interrupciones por tipo de empresa. De manera comparativa, en las fábricas de papel de México, de un tamaño mediano (de acuerdo a su producción e ingresos), el costo por interrupciones en los procesos es de 10 a 20 mil dólares americanos por día, según la calidad del papel.

INDUSTRIA / EMPRESA	COSTO (USD/H)
Comunicaciones celulares	41,000
Venta de boletos por teléfono	72,000
Reservaciones de aerolíneas	90,000
Operaciones de tarjetas de crédito	2,580,000
Operaciones bursátiles	6,480,000
Fabricación de microchips	60,000,000

Tabla 4.17 – Estimación de costos de interrupciones por tipo de empresa

3.5.9 Aspectos legales

Aunque desde 1992 se abrieron a la inversión privada las actividades de cogeneración, autoabastecimiento, pequeña producción, producción independiente y exportación e importación de energía eléctrica, la GD como tal no se cita explícitamente en la Constitución Política de México, ni en sus leyes y reglamentos. Sin embargo, en las dos últimas se

encuentran los instrumentos propios de regulación para las fuentes firmes y renovables de generación de energía eléctrica, que pueden ser aplicables a la modalidad llamada GD, entre los cuales destacan: contrato de interconexión, contrato de servicio de respaldo, convenio de compra-venta de excedentes, convenio de servicios de transmisión, convenio de servicios asociados y contrato de porteo de energía eléctrica.



SISTEMAS DE COGENERACION

1. INTRODUCCION

Si bien el gran desarrollo industrial que se ha vivido en el siglo XX ha sido, en gran parte, producido por la maestría del hombre en el uso de la energía, la frase inicial nos recuerda que no todas las formas energéticas producen el efecto deseado. Efectivamente, el hombre ha dedicado grandes esfuerzos de todo tipo en conseguir energías y adecuarlas para su uso final en los centros consumidores. Todo este proceso es, en general, llevado a cabo por el que se conoce como sector energético a través de tecnologías adecuadas para la prospección, transporte y conversión en las formas de energía a los consumidores, encuadrados básicamente, en los sectores Industrial y terciario.

El problema energético, no es tanto la escasez de la energía, como la capacidad tecnológica de su conversión en formas energéticas útiles. Las energías deseadas (porque son fáciles de usar) son escasas, y la energía eléctrica (tal vez la más deseada por su facilidad de uso) es tan escasa que no existe en la naturaleza en forma aprovechable y el hombre ha tenido que ingeniar sistemas para producirla a través de otras formas menos útiles. Así, el sector energético parte de las energías primarias (las que se encuentran en la naturaleza) y a través de sus tecnologías las convierte en secundarias (disponibles en el mercado). Los usuarios (sector industrial y terciario) acuden al mercado para adquirir las energías que requieren (electricidad y combustible) para convertirlas en energías terciarias (las que son directamente útiles) a través de sistemas tecnológicos propios del usuario final. La electricidad adquirida debe transformarse a un nivel de tensión más bajo para obtener lo que realmente desea el usuario de la misma: iluminación, fuerza motriz, señales de control, calentamiento, etc.

El combustible adquirido se utilizará para generar fluidos (vapor de agua, aceites térmicos, gases calientes) que transmitan en forma adecuada el calor que el usuario precisa en sus instalaciones, ya que no suele ser útil directamente. El proceso energético que sigue la energía primaria desde que se encuentra en la naturaleza hasta su utilización en una aplicación, está gobernado por una serie de tecnologías de conversión energética sujetas al 1er y 2o principios de la termodinámica; por ello, la energía que llega a las diferentes aplicaciones es mucho menor que la extraída de la naturaleza y tiene otra forma pues a lo largo de este proceso, la energía sufre una conversión cuantitativa y cualitativa que transforma la energía primaria en energía útil en diversos sistemas tecnológicos. El usuario tiene unos requisitos determinados por la tecnología de la máquina que requiere la energía. En general, requerirá la electricidad para su transformación en energía mecánica y calor en forma de vapor para su uso en calefacción de ambiente o procesos. Fijada esta demanda de energías terciarias o útiles, la cantidad de energía primaria requerida, depende del camino seguido en este proceso de conversión.

Veamos cuales son estos posibles caminos :

1.1 Generación convencional

Es el camino que estamos acostumbrados a utilizar pues es el que ha determinado el sector energético y que, hasta el momento, ha permitido al usuario final despreocuparse del problema energético. En este camino, la energía primaria (por ejemplo, petróleo o gas natural) se



convierte en combustible (en refinerías en el caso del petróleo) cuyo uso, en parte lo realiza el usuario final y en parte lo reutiliza el sector energético para convertirla en electricidad en sus centrales.

1.2 Cogeneración

La cogeneración emplea otras tecnologías, también conocidas y experimentadas, pero siguiendo otro camino que le permite alcanzar rendimientos mucho más elevados. En este caso, el usuario adquiere combustible con el que produce simultáneamente electricidad y calor en su propio centro y equilibra los excesos o defectos mediante intercambio con la compañía del suministro eléctrico.

1.3 Generación convencional contra cogeneración

Haciendo un balance entre ambas situaciones que dan lugar a las mismas prestaciones energéticas que requiere el usuario, los ahorros de energía primaria son muy importantes. 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, del 100% de energía contenida en el combustible en una termoelectrónica convencional, sólo el 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).

Ante las ventajas evidentes de los sistemas de cogeneración uno se pregunta: ¿Por qué hasta ahora se promueve su aplicación y divulgación?

La cogeneración no es un proceso nuevo, su aplicación data de los principios de este siglo, la encontramos en los ingenios azucareros, en las plantas de papel, siderúrgicas y en otros procesos; sin embargo, su aplicación no obedecía, como lo es ahora, a la necesidad de ahorrar energía, sino al propósito de asegurar el abasto de la energía eléctrica, que en esos años era insuficiente y no confiable. Conforme las redes eléctricas se extendieron (subsidiando en no pocas ocasiones el precio de la electricidad) y el suministro de energía eléctrica se hizo más confiable, resultaba más barato abastecerse de este fluido de la red pública. Lo anterior propició que los proyectos de cogeneración poco a poco se fueron abandonando. Más tarde, debido al incremento en el costo de la energía eléctrica, la problemática ambiental y al desarrollo tecnológico de los equipos, la cogeneración vuelve a ser rentable y por ello renace, principalmente, en el ámbito industrial.

Por el lado del desarrollo tecnológico, la cogeneración recibe su impulso tecnológico más importante en los años ochenta, cuando se inicia la aplicación de las turbinas aeroderivadas en la generación de energía eléctrica, es decir, se toman las turbinas utilizadas en la aviación comercial y con pequeñas modificaciones se adaptan a tierra y se acoplan a generadores eléctricos que las transforman, por primera vez, en grupos turbogeneradores industriales. Al mismo tiempo, se desarrollan nuevos materiales de alta resistencia mecánica para la fabricación de alabes de turbinas y se emplean materiales cerámicos de alta resistencia térmica



en la construcción de cámaras de combustión. También se han logrado en la presente década rendimientos energéticos en las turbinas de gas de hasta 36%, (contra 15-20% obtenido en los años sesenta) y se han mejorado los ciclos termodinámicos tradicionales.

Es importante resaltar que el desarrollo de las calderas de recuperación con presiones múltiples, también contribuyó al desarrollo de los sistemas de cogeneración, así como el inicio de la tecnología de gasificación de combustibles, el desarrollo de la fabricación de sistemas de cogeneración tipo paquete y la introducción de la aplicación del ciclo combinado. Es necesario recordar que las máquinas alternativas de combustión interna, conocidas como MCI también tuvieron un desarrollo paralelo al de las turbinas de gas, aplicándose cada día más en los procesos de cogeneración, sobretodo gracias a la creciente necesidad de transporte marítimo, el cual ha permitido la disponibilidad de motores altamente eficientes, alcanzando rendimientos térmico-eléctricos del orden del 41%.

2. RESUMEN HISTÓRICO DE LA COGENERACIÓN

Aunque la palabra cogeneración fue inventada hasta finales de la década de 1970, la producción combinada de calor y potencia se remonta varios siglos atrás. Originalmente era utilizado como un dispositivo para economizar esfuerzos; esto, debido a la inherente eficiencia vanguardista del siglo XIX que significa la reducción del consumo de combustible. Aunque cada proceso es distinto, éstos son usados en forma combinada para maximizar la producción de energía en un sistema termodinámico.

2.1 La Smokejack

La más vieja forma de combinación de producción de calor y potencia es la Smokejack (también conocida como la chimenea de Jack o la chimenea voladora), la cual fue originalmente desarrollada en el Tíbet para mover las ruedas de oraciones durante las ceremonias religiosas.

Este dispositivo se introdujo a Europa con la captura de esclavos Tártaros a inicios del siglo XIV, y Leonardo de Vinci dibujó un bosquejo de uno alrededor de 1480. Los comentarios al respecto son variados, como Montaigne (1580), John Evelyn (1675) y Benjamin Franklin (1758), refinándose a las Smokejacks básicamente como pequeños molinos de viento instalados dentro de una chimenea y movidos por la ascendencia de los gases calientes del fuego. El movimiento rotatorio de las aspas era usado para mover un asador o un tomo. La cantidad de movimiento dependía de la velocidad y masa del flujo de aire caliente y el diseño de las aspas; en general, el uso de la Smokejack entregaba aproximadamente 1 dog-power (¡sí! Un perro de potencia).

Los perros fueron animales comúnmente usados para mover asadores y otros aparatos que requerían movimiento rotatorio, además de niños, esclavos y sirvientes que fueron también utilizados para esta tarea, que básicamente era una versión gigante de una rueda de hámster.

Anterior a la propagación de la electrificación de las granjas a finales de la primera mitad del siglo XX, algunas granjas americanas todavía tenían dispositivos similares que empleaban a todos los miembros de la granja para contribuir con la carga de trabajo doméstico, lo que nos hace pensar que la vida comúnmente despreocupada de nuestros caninos amigos, es un fenómeno relativamente reciente. Franklin comentó que la Smokejack podría también ser



movida por el tiro natural de los gases de la chimenea, bajo ciertas circunstancias, una idea recientemente promovida en la generación de potencia, usando un gran tiro de chimenea natural para los gases de la turbina. En 1832, Charles Busby usó la Smokejack para mover una bomba para circular agua a través de tuberías para calentar y enfriar el aire en el interior de edificios. Lo que no se sabe, es si la patente del circulador de Busby hubiera sido un éxito, si el flujo de gases calientes a través de la chimenea hubiera sido directamente relacionado con la cantidad de circulación necesaria. Hacia finales de siglo XIX, la Smokejack se desarrolló en su forma moderna de turbinas de aire caliente. Aún hoy en día, las turbinas de gas son tecnológicamente descendientes de las turbinas de aire caliente; y el turbocompresor es un ejemplo de la aplicación moderna de la turbina de aire caliente. Otra aplicación es la turbina de gas LM2500 de General Electric que provee la potencia mecánica para cogeneración y muchas otras aplicaciones. Una variación interesante de la cogeneración involucra el uso de aire comprimido para distribuir potencia hacia las áreas urbanas. También era empleada como una fuente de potencia, ya que varias ciudades al final de la primera mitad del siglo XIX tenían sistemas de compañías suministradoras de aire comprimido, como en el caso de la de París, que es tal vez el caso más representativo. Por ejemplo, simples motores a base de aire podían ser instalados para accionar una gran variedad de equipo. Se tiene conocimiento de que al menos una compañía textil utilizaba la salida de aire de sus motores de la máquina de hilar para dar ventilación a los operadores, ya que la expansión del aire que pasaba a través del motor suministraba algunos grados de frío.

2.2 Aprovechando el vapor

A pesar de la proliferación del uso de las Smokejacks, la revolución industrial no hubiera sido posible con una medida en unidades de perros-potencia. Aunque el agua y el viento habían sido unas fuentes muy útiles de energía por muchos siglos y pese a que fueran geográficamente de oferta limitada, usualmente por estación y oportunidad, la solución fue el aprovechamiento de la generación de potencia con vapor. Uno de los primeros ejemplos es el motor de vapor rotatorio de Heron, en la antigua Grecia, un dispositivo relacionado con la estacionalidad de la eolípida, que tenía un gran potencial cuando se calentaba, ya que producía un gran chorro de vapor, al cual se le encontró un gran número de aplicaciones; al colocar abajo una Smokejack, la fuerza adicionada del vapor incrementaba su capacidad de generación de potencia, y en 1629 Branca mostró que el chorro de vapor podía mover engranajes. Estos dispositivos, fueron llamados Steamjacks y fueron vendidos al terminar el siglo XVIII como un sustituto de las Smokejacks. La potencia con vapor creció de estas aplicaciones de pequeña escala a grandes usos, a finales del siglo 1700, cuando Savery y Newcomen introdujeron grandes motores de vapor para bombear agua fuera de las minas. El motor de Savery operaba con vapor de baja presión (<2 psi o 0.14 bar) y tenía una eficiencia térmica de aproximadamente un 1%.

Los grandes motores de vapor requerían también de grandes calderas para generar el vapor, por lo cual Desaugliers en 1720 adaptó un uso para la industria. James Watt duplicó la eficiencia del motor de vapor con la introducción de un condensador por separación en la década de 1760, pero evitó el uso de vapor a alta presión debido a la inherente peligrosidad. Uno de los vendedores de Watt en 1776 descubrió el mercado potencial del azúcar, ya que mediante un simple fuego hervía el azúcar y suministraba la potencia para el molino con lo cual tomó la ventaja en las fábricas que él construyó, ya que usaba una caldera simple para generar vapor para mover sus motores y a su vez, calentar las construcciones; aunque aún no usaba la cogeneración como actualmente la entendemos.



En 1784, un cervecero de Oxford, Sutton Thomas Wood, obtuvo una patente para el uso del desperdicio de vapor de un proceso industrial para accionar un motor de vapor y también para usar el vapor expulsado o agua caliente de un motor de vapor, para el calentamiento o manufactura, haciendo con esto la primera patente conocida de cogeneración. No obstante la contribución de Watt en el desarrollo del motor de vapor, su preferencia por la seguridad en el uso de vapor de baja presión, resultó en grandes e ineficientes motores. Sólo después de que sus patentes expiraron, fue que otros inventores, como Richard Trevithick en Inglaterra y Oliver Evans de Filadelfia, fueron capaces de diseñar y construir un motor de vapor a alta presión, el cual fue mucho más eficiente (y, por lo mismo, más peligroso) y más pequeño que sus predecesores de baja presión. Más aún, la alta eficiencia hizo posible operar los motores económicamente sin un condensador, ya que al vapor expulsado se le daba un uso rápidamente. En 1812, en una fábrica de hilados en Conneticut, propiedad de Evans, él mismo describe que el vapor generado estaba siendo empleado para mantener los cuartos cálidos en invierno, pero que, si esto hubiera sido un año antes, el elevado costo lo hubiera quebrado.

Posteriormente, en una carta escrita a su hijo, describe que en una fábrica de hilados en Baltimore, estaban usando el sistema de calefacción de la fabrica como un condensador para el motor de vapor, agregando que era sorprendente, pues nunca antes se habla visto, advirtiéndole que lo mantuviera en secreto, ya que tenía pensado patentar la idea; pero tiempo después murió y nunca hizo público su descubrimiento. Sin embargo sí publicó un diseño para enfriar las fábricas, usando un sistema de absorción con chillers, mediante el vapor expulsado de los motores de vapor. Afortunadamente la idea de la cogeneración no murió con él, y a la mitad de los años de 1820, en una comunidad religiosa utópica construida y dirigida por George Rapp, en las afueras del Río Ohio en Pittsburg, el motor de vapor de Evans que daba potencia a su bote de vapor, fue reinstalado en una fabrica de hilados, y la salida de vapor del motor fue distribuída a través de las tuberías para calentar las instalaciones de la comunidad. Durante cerca de dos décadas, el vapor de salida fue extensamente usado en escenarios industriales en Bretaña, América y en los sanitarios públicos en Inglaterra. Edwin Chadwick propuso que mediante el empleo del calor de desperdicio de los motores de la fabrica, que era usualmente utilizado en los sanitarios públicos y para calentar las casas más próximas de trabajadores. Empresas privadas construyeron varios baños parecidos, cobrando un penique por la entrada y con descuentos para usuarios frecuentes. Una empresa francesa de alimentos usaba la salida de vapor para secar piñas en la década de 1840, y los contratistas Americanos Walworth y Nason usaban el calor de desperdicio de los motores para mover las aspas de ventilación en varios edificios, incluyendo el Capitolio de los Estados Unidos de Norteamérica.

Sorprendentemente, en uno de los más grandes trabajos de termodinámica que fue el de Sadi Carnot en 1824 (Reflexiones sobre la potencia motriz del fuego) ha sido uno de los más notables impedimentos en la práctica de la cogeneración. Carnot declaraba concretamente que la eficiencia en los motores que funcionaban con calor era estrictamente una función de la diferencia de temperaturas a lo largo del motor, lo cual era cierto en lo que respecta al motor mismo, pero no consideraba el caso cuando el motor no actuaba en un proceso aislado. Por ejemplo, dos motores con ciclo de Carnot, cada uno con las mismas condiciones de temperatura de trabajo, uno de ellos tiene un sumidero a baja temperatura, como el producido por un cuerpo grande de agua. El sumidero en el otro motor es de alta temperatura, pero en éste es usado para un propósito útil como el calentamiento de un espacio. Cuando el primer motor tiene la más alta eficiencia, como postuló Carnot, el segundo motor presenta una eficiencia cuatro o cinco veces más grande que el primer motor.



Aún hoy en día a muchos estudiantes de termodinámica se les continúa enseñando las útiles pero limitadas teorías de Carnot.

2.3 Cogeneración para la industria

Como las fábricas crecían en tamaño y complejidad, los empresarios comenzaban a estar cada vez más interesados en el análisis de los diversos elementos que intervenían en los costos de sus negocios. Muchas empresas requerían de grandes cantidades de potencia, como las fábricas de hilados de algodón, localizadas donde la generación de potencia hidráulica era posible. En una animada discusión pública sobre el costo relativo del vapor y la potencia generada hidráulicamente, tuvo lugar en Boston a principios de los años 1840, algunas fábricas de hilados expresaron su sorpresa al descubrir que la potencia generada con vapor no era más cara que la generada hidráulicamente, y algunas veces resultaba incluso más barata; particularmente cuando la salida del motor de vapor era aprovechada en los procesos industriales o para mantener espacios calientes. El vapor también era mucho más confiable y realmente no presentaba variaciones debido al clima o a la excesiva demanda de potencia o fuentes de agua. Este debate continuó hasta finales de siglo (y recientemente); pero a pesar de todo, la generación de potencia con vapor aboga por un entendimiento más claro de la termodinámica y la economía relacionada con los procesos productivos.

Charles E. Emery, entrenado como Ingeniero naval durante la Guerra Civil, escribió un detallado análisis sobre las ventajas económicas de la generación combinada de potencia y calor en 1870; después trabajó como ingeniero para la compañía de vapor de Nueva York, la cual empleaba extensamente la generación combinada de potencia y calor. La década de 1870 marca el arribo de las nuevas tecnologías al mercado de la energía en Europa y América. La propagación del uso del vapor en la Guerra Civil Americana capacitó a toda una generación de ingenieros, quienes propiciaron un enorme crecimiento en la generación de potencia con vapor en las últimas décadas del siglo XIX, incluyendo el nacimiento de la industria eléctrica y la invención de la turbina de vapor en Inglaterra, los cuales propiciaron la expansión del mercado de la generación combinada de potencia y calor. Esta también fue una era en la cual se veía la desregulación de la cogeneración, ya que era una situación injusta para las otras empresas eléctricas públicas. En el siglo XX, cuando la industria eléctrica pública empieza a tomar una gran fuerza, los sistemas de cogeneración se van limitando poco a poco, pues la energía eléctrica era confiable y siempre estaba disponible.

Los sistemas de cogeneración comienzan a resurgir cuando en el mundo empieza a marcarse un problema grave derivado de las grandes cantidades de emisiones tóxicas que se emanan de los combustibles fósiles; el problema se agudiza a medida que dichos combustibles se agotan y surge la necesidad de utilizar combustibles más eficientes y menos tóxicos; o de crear sistemas que aprovechen más la energía. Con lo anterior, se reactivan los estudios hacia los sistemas de cogeneración.

Más recientemente los beneficios ambientales derivados de la reducción del consumo de combustibles, han hecho de la cogeneración un factor representativo en las estrategias globales ambientales, mientras que tendencias en boga para la desregulación de las centrales generadoras y la generación distribuida continúan creando un sólido mercado para esta tecnología. Actualmente, la cogeneración comprende por lo menos cuatro procesos termodinámicos distintos de combinación de producción de calor y potencia: el primero,



mediante aire; el segundo, con vapor; el tercero, mediante el calor rechazado en un proceso de combustión, como un motor de combustión interna; y el cuarto involucra procesos termodinámicos, como los encontrados en una celda de combustible.

3. BENEFICIOS DE LA COGENERACIÓN

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.

a) Tecnología

Energía Eléctrica: una central de cogeneración representa 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.

Energía Térmica: 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.

- b) **Operación y mantenimiento:** existe un mantenimiento muy especializado, que es el que debe realizarse en determinadas áreas de los equipos principales: turbina de gas, turbina de vapor y motores recíprocos. Este tipo de mantenimiento debe de ser contratado (en muchas ocasiones al mismo fabricante del equipo), el cual tiene un costo muy elevado. 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, pues el mismo personal que se encarga de 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.

- c) **Combustibles Empleados:** 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.
- d) **Seguridad:** Las planta de cogeneración disponen de modernos sistemas de control y seguridad que impiden la aparición de accidentes graves. De todas formas, es conveniente la contratación de seguros de accidentes y de Incumplimiento para cubrir estas eventualidades.
- e) **Vida del proyecto:** las plantas de cogeneración, adecuadamente mantenidas y operadas pueden ser operativas por periodos de entre 20 y 30 años.
- f) **Economía:** 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 esta 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.
- g) **Administración de la energía:** la existencia de una Planta de Servicios Auxiliares implica tener un control operativo detallado de los consumos de energía eléctrica y térmica del proceso industrial. Eso es siempre positivo, pues permite reconocer la aparición de ineficiencias dentro del mismo proceso industrial, que de otra forma posiblemente hubieran pasado desapercibidos.
- h) **Ecología:** 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.

4. DEFINICIÓN DE COGENERACIÓN

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.



La palabra cogeneración es un término relativamente nuevo que sirve para definir una serie de procedimientos empleados por los industriales desde hace muchos años para cubrir sus propias necesidades de energía mecánica o eléctrica. Su importancia fue disminuyendo a medida que se extendían las redes de distribución energía eléctrica y bajaban los costos de energía primaria. Hoy en día se ha producido un resurgimiento de estos procedimientos como consecuencia del encarecimiento de la energía eléctrica generada en las centrales generadoras convencionales.

5. GENERALIDADES

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. 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.

Un ejemplo elemental de cogeneración, sería el de un comercio o industria que genere parte de su consumo eléctrico y que, a partir del mismo equipo obtenga parte del calor necesario para calefacción de sus ambientes de trabajo o para generar vapor. Por medio de cogeneración, también se puede obtener frío, utilizando la tecnología de la refrigeración por absorción. De esta forma, el ejemplo anterior se puede extender al ahorro energético en la producción de aire acondicionado, u otros procesos en los que se requiere enfriamiento. La cogeneración contribuye también a la protección del medio ambiente, ya que las emisiones contaminantes que produce son significativamente inferiores a las producidas en las centrales de generación eléctrica sumadas a los procesos tradicionales de producción de calor. Por lo indicado, la tecnología de la cogeneración podría definirse como un sistema que partiendo de una energía de calidad media (la del combustible) la convierte en otras formas energéticas, como vapor o agua caliente (de baja calidad, pero útil) y la electricidad, de alta calidad y también útil.

En esta definición se barajan los conceptos de calidad y utilidad de la energía. El primero de ellos procede de la termodinámica y confiere la máxima calidad a la energía mecánica y atribuye al calor la calificación de "energía degradada" precisamente por la dificultad de convertirla en energía mecánica. En este sentido, la energía eléctrica tendrá una gran calidad y el vapor obtenido en una planta de cogeneración sería una "energía degradada". Pero, al principio de este escrito hemos visto que estas formas energéticas (electricidad y vapor) son formas energéticas "deseadas", energías necesarias requeridas por los sistemas tecnológicos utilizados industrialmente y, por lo tanto, ambas son energías útiles y valorizables. El concepto de calidad termodinámica y utilidad industrial son, en cierto modo, complementarios y son los que permiten la gran eficacia de los sistemas cogenerativos.



5.1 Elementos comunes de todo sistema de cogeneración

1. **Fuente de energía primaria:**
 - a) Gas natural
 - b) Combustibles líquidos
 - c) Otros combustibles
2. **Elemento motor:**
 - a) Turbina de gas
 - b) Turbina de vapor
 - c) Motores alternativos
3. **Sistema de aprovechamiento de la energía calorífica:**
 - a) Caldera convencional
 - b) Caldera de recuperación
 - c) Secadero
 - d) Intercambiadores
4. **Sistema de aprovechamiento de la energía mecánica:**
 - a) Accionamiento de generadores eléctricos
 - b) Accionamientos mecánicos (compresores, bombas)

5.2 Ventajas de los sistemas de cogeneración

Las ventajas que pueden presentar los diferentes sistemas de cogeneración son distintas cuando se enfocan desde el punto de vista de los intereses nacionales que cuando se hace desde la perspectiva del industrial individualizado.

5.2.1 Ventajas de la cogeneración para un país

- a) **Ahorro energético:** 100 Kw/hr de energía primaria consumidos en un sistema de cogeneración que incorpore una turbina de gas y una caldera de recuperación de gases de escape generarían:
 - 20.00 Kw/hr energía eléctrica.
 - 65.7 Kw/hr de energía calorífica aprovechable.

Para producir las mismas cantidades de energía por procedimientos convencionales, harían falta 132 Kw/hr de energía primaria.
- b) **Ahorro económico:** derivado del ahorro energético explicado en el punto anterior.
- c) **Mejora del medio ambiente por diversos motivos:**
 - Se necesita una cantidad de energía primaria menor que para producir la misma cantidad útil.

- Los combustibles que normalmente se emplean en los sistemas de cogeneración son menos contaminantes que los utilizados en los sistemas convencionales.
 - El impacto ambiental causado por el transporte, refinado y extracción de la energía es menor.
- d) **Disminución de la dependencia energética del exterior**
- e) **Posibilita la industrialización de zonas alejadas de las redes de distribución de alta tensión:** en este caso y en el de los polígonos Industriales de nueva planta, se puede pensar como política de estado en la ejecución de plantas de cogeneración que no sólo proporcionen a los industriales residentes la energía eléctrica que necesitan, sino también una parte importante de sus necesidades de energía calorífica.

5.2.2 Ventajas de la cogeneración para el industrial individualizado

- a) **Ahorro económico:** El industrial que se decida por la instalación de un sistema de cogeneración no tendrá ahorros energéticos, es más, la energía primaria que deberá adquirir del exterior será superior en un 5 ó 10 % a la que venía adquiriendo. Los ahorros que obtiene el industrial son exclusivamente económicos y provienen de la diferencia de coste que existe entre la energía eléctrica que compraba a la red y el combustible que se emplea en su autogeneración. Volviendo al ejemplo planteado en el caso del ahorro energético a nivel nacional un industrial que tuviese que adquirir, las diferentes energías generadas con los 100 Kw/hr de energía primaria consumidos en cogeneración, compraría:
- 20 Kw/hr energía eléctrica a la red.
 - 75 Kw/hr energía primaria necesaria para obtener 67.5 Kw/hr de energía calorífica aprovechable mediante un sistema convencional.

Llamando:

p_1 = precio energía eléctrica comprada a la red.

p_2 = coste del Kw/hr de combustible.

cm = costes de mantenimiento de la instalación, en pesos-Kw/hr.

Los ahorros económicos que obtendrá el industrial que haya realizado la instalación de cogeneración serán:

$$20p_1 + 75p_2 - (100p_2 + 20cm) = 20(p_1 - cm) - 25p_2$$

De donde se deduce que el factor económico determinante para llevar a cabo una instalación de cogeneración es la relación existente entre los precios de la energía eléctrica comprada a la red y el precio del combustible empleado en el accionamiento del sistema de cogeneración.

- b) **Independencia del suministro de energía eléctrica del exterior:** en determinados procesos industriales en los que un corte del suministro de energía eléctrica puede provocar graves problemas, la existencia de un grupo de cogeneración garantiza la continuidad en el suministro, al ser posible mantener una interconexión del sistema en paralelo con la red.

5.3 Clasificación de los sistemas de cogeneración

La clasificación más importante que puede hacerse es aquella en la que se atiende al orden en que se realiza la cogeneración de la energía calorífica y de la energía eléctrica.

De acuerdo con esta clasificación, los sistemas que pueden existir son:

1. **Los denominados ciclos o sistemas superiores, de cabeza o "Topping cycles"**, son aquellos en los que la energía primaria se utiliza para producir un fluido caliente y a presión que genera energía mecánica y el calor residual del fluido se utiliza en el proceso industrial.
2. **Los denominados ciclos o sistemas de cola, inferiores o "Bottoming cycles"**, son aquellos en los que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calorífica no aprovechada en el mismo se emplea en la generación de energía mecánica.

5.3.1 Sistemas de cabeza o Topping cycles

Los ciclos de cabeza se podrán a su vez clasificar en diferentes tipos, en función del motor utilizado:

Turbina de gas: la turbina de gas está básicamente constituida por una turbina accionadas por la expansión de los gases calientes procedentes de una cámara de combustión, en la que el aire se introduce mediante un compresor activado por la propia turbina. La energía mecánica generada tiene, entre otras, las siguientes aplicaciones en el sector industrial:

- a) Producción de energía eléctrica mediante el accionamiento de un alternador.
- b) Accionamiento de compresores, bombas, soplantes, etc.

Los gases de salida de la turbina pueden aprovecharse:

- a) En procesos de secado.
- b) En la producción de vapor o de agua caliente por dos procedimientos:
- c) Utilizando una caldera de recuperación.
- d) Utilizando los gases como carburante en los quemadores de calderas convencionales.

Turbina de vapor: en este caso, el accionamiento se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. La energía mecánica generada puede recibir las mismas aplicaciones que en el caso de la turbina de gas; sin embargo, el vapor de baja presión procedente de las turbinas de contrapresión solamente es utilizable en el proceso



industrial cuando en el mismo se requiera dicho vapor o energía térmica a un nivel bajo de temperatura. En función de los requerimientos de vapor y energía eléctrica en proceso, las turbinas de vapor a instalar pueden ser:

- a) De contrapresión pura.
- b) De contrapresión con extracción.
- c) De condensación pura.
- d) De condensación con extracción.

Turbina de gas y turbina de vapor, también llamado ciclo combinado: los sistemas de ciclo combinado son de aplicación en aquellos sectores industriales con importantes consumos de energía eléctrica y en los que además puede aprovecharse el vapor de baja presión. Un sistema de ciclo combinado comprende:

- a) Turbina de gas con producción de energía mecánica en la misma.
- b) Aprovechamiento de los gases de escape en caldera de recuperación o en caldera convencional para la generación de vapor de alta presión.
- c) Una turbina de vapor con una producción complementaria de energía mecánica.
- d) Aprovechamiento en proceso del vapor de baja presión.

Motores alternativos: sean de encendido por bujía o bien diesel, los motores alternativos también pueden utilizarse en la cogeneración. Aunque el rendimiento térmico obtenido en estos motores es más alto que el obtenido en las turbinas de gas o con las de vapor, presentan como inconveniente fundamental una mayor dificultad en la recuperación del calor.

5.3.2 Sistemas de cola o Bottoming cycles

En cuanto a los ciclos de cola, debe apuntarse que tendrán sentido cuando se disponga de un calor residual importante procedente de un proceso industrial (horno cerámico, metalúrgico, etc.). Este calor residual se podrá utilizar en una caldera de recuperación para la generación de vapor, que al no ser en estos casos necesario en proceso, se empleará para generar energía eléctrica en una turbina de condensación. En estos ciclos de cola cabe destacarse la importancia que tiene el uso del gas natural frente a otros combustibles líquidos o sólidos, ya que el gas permite un mayor nivel de recuperación de la energía calorífica residual y en consecuencia una mayor producción de vapor, haciendo de esta forma más viable la instalación de este tipo de sistemas.

5.4 Principales sistemas de cogeneración

Actualmente existen sistemas para el aprovechamiento conjunto de la energía eléctrica y calorífica de los generadores, alcanzando eficiencias de hasta el 90%. Las máquinas que generan electricidad producen también calor que normalmente se disipa en el ambiente. La cogeneración permite el aprovechamiento de ese calor, para generar agua caliente, vapor, calefacción y refrigeración por absorción. Esto produce un ahorro significativo de energía, que se manifiesta básicamente por el menor consumo de combustible.



Los sistemas de cogeneración que más se emplean actualmente son los siguientes:

1. **Plantas con turbina de gas:** la turbina de gas se ha desarrollado en los últimos tiempos gracias a su aplicación a la industria aeronáutica y si bien sus rendimientos de conversión son inferiores a la de los motores alternativos, ofrecen la gran ventaja de la facilidad de recuperación del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en sus gases de escape, que al estar a una temperatura de unos 500 °C son idóneas para producir vapor en un generador de recuperación. Según que este vapor se produzca a la presión de utilización del usuario, o se genere a alta presión y temperatura para su expansión previa en una turbina de vapor, se definen como ciclos simples en el primer caso, o combinados en el segundo.
2. **Plantas con turbina de gas en ciclo simple:** en la planta clásica de cogeneración y su aplicación es adecuada cuando los requisitos de vapor son importantes. Esta situación se encuentra fácilmente en industrias de tipo alimentario, química y sobre todo en la papelera. Son plantas de gran fiabilidad y economía cuando están diseñadas correctamente para una aplicación determinada. El diseño del sistema de recuperación de calor es crítico en este tipo de plantas, pues su economía está directamente ligada al mismo ya que a diferencia de las plantas con motores alternativos el precio del calor recuperado es esencial en un ciclo simple de turbina de gas. El permanente estado de desarrollo de las turbinas de gas y las expectativas de aumento de eficiencia hacen prever que este tipo de planta mantendrá su vigencia hasta bien entrado el siglo XXI.
3. **Plantas con turbina de gas en ciclo combinado:** los ciclos combinados que hasta este momento sólo se concebían en grandes instalaciones, demostraron su aplicabilidad a las pequeñas potencias. Como se ha dicho anteriormente, la recuperación de calor es esencial en un ciclo con turbina de gas. Si esta recuperación es adecuada se garantiza el éxito de la planta, y si se pierde calor éste puede quedar altamente comprometido. Un ciclo combinado "ayuda" a absorber una parte del vapor generado en el ciclo simple y permite, por ello, mejorar la recuperación térmica, o instalar una turbina de gas de mayor tamaño cuya recuperación térmica no estaría aprovechada si no se utilizara el vapor en una segunda turbina de contrapresión. Con el tiempo se han desarrollado numerosos proyectos en ciclos combinados y se ha ido perfeccionando este proceso en plantas que utilizan turbinas de gas de 4 Mw.

El proceso del vapor en un ciclo combinado es esencial para la eficiencia del mismo. La selección de la presión y temperatura del vapor vivo se hace en función de las turbinas de gas y vapor seleccionadas, pero a su vez esta selección se debe realizar con criterios de eficiencia y economía. Esta complejidad requiere experiencias previas e "imaginación responsable" para crear procesos adaptados a un centro de consumo y que, al propio tiempo, dispongan de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño. En este proceso, se han desarrollado plantas en ciclo combinado con potencias (totales) comprendidas entre 5 Mw y 50 Mw, con calderas de recuperación de hasta 3 niveles de presión



4. **Plantas en ciclo combinado a condensación:** este ciclo, que se basa en procesos estrictamente cogenerativos es una variante del ciclo combinado de contrapresión clásico y tiene su fundamento en su gran capacidad de regulación ante demandas de vapor muy variables. Efectivamente, el proceso clásico de regulación de una planta de cogeneración consiste en evacuar gases a través del by-pass cuando la demanda de vapor es menor a la producción y utilizar la postcombustión cuando sucede lo contrario. Bajando sensiblemente la potencia del sistema, no se consigue su adaptación a la demanda de vapor, debido a una importante baja de rendimiento de recuperación, ya que los gases de escape mantienen prácticamente su caudal y bajan ostensiblemente su temperatura. Por ello, las pérdidas de calor se mantienen prácticamente constantes, y la planta deja de cumplir los requisitos de rendimiento. Por el contrario, un ciclo de contrapresión y condensación permite aprovechar la totalidad del vapor generado, regulando mediante la condensación del vapor que no puede usarse en el proceso, produciendo una cantidad adicional de electricidad

5. **Plantas con turbina de vapor:** aunque el uso de esta turbina fue el primero en cogeneración, su aplicación en estos días ha quedado limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa o residuos que se incineran. En Europa se han realizado plantas de este tipo, como la de Sant Pere de Torelló, en la que la combustión de biomasa produce vapor que se expansiona en una Turbina de vapor y posteriormente cede calor a una red de calefacción de distrito que suministra calor a unas 600 viviendas del pueblo.

6. **Plantas con motores alternativos:** utilizan gas natural, gasóleo o fuel-oil como combustible. Las potencias unitarias desarrolladas actualmente oscilan entre 1,5 y 10 Mw. Por asociación en paralelo de grupos generadores su potencia puede alcanzar tamaños muy superiores, pero a partir de 15 Mw probablemente serán más rentables los ciclos con turbinas si se dispone de gas natural. Las plantas con motores alternativos tienen la gran ventaja de ser muy eficientes eléctricamente y al propio tiempo la desventaja de ser poco eficientes térmicamente. El sistema de recuperación térmica se diseña en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor. Son también adecuadas la producción de frío por absorción bien sea a través de vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

5.5 Eficiencia y economía

Los sistemas de cogeneración se han demostrado eficaces y económicos para generar energía eléctrica y son, en la actualidad, sumamente competitivos con las grandes centrales de las compañías del régimen ordinario. Frente al futuro, la cogeneración ofrece tan importantes ventajas sobre cualquier otro sistema de producción de electricidad que parece tendrá asegurado su desarrollo por las siguientes razones:



- a) Es el proceso más eficiente y menos contaminante para producir electricidad a partir de gas natural y derivados del petróleo.
- b) Permite utilizar residuos para la producción eléctrica.
- c) Es el proceso más económico y que permite el empleo de suministros locales, ofreciendo importantes ventajas en las áreas donde se aplica.
- d) Sigue el concepto de "Producción Descentralizada" propugnado por las directrices europeas por sus indudables ventajas frente al obsoleto sistema de producción centralizada.

Todos estos aspectos de los sistemas de cogeneración, deben favorecer su desarrollo óptimo, ya que su potencial es limitado. Es decir, no se puede cogenerar de forma indiscriminada y por ello tiene sentido la pregunta de ¿quién puede cogenerar? La respuesta a esta pregunta, si bien es simple, se complica porqué existen muchas posibilidades de cogeneración en un mismo centro de consumo. En forma simple, puede cogenerar todo consumidor de energía térmica que la utilice a una temperatura inferior a los 500°C. Así todos los consumidores de vapor, fluido térmico, agua caliente, o gases para secado son potenciales usuarios de sistemas de cogeneración. También los grandes consumidores de frío pueden utilizar sistemas de cogeneración. Paradójicamente no son potencialmente cogeneradores los grandes consumidores de electricidad que no requieren consumos térmicos, ni los grandes consumidores de calor que requieren elevadas temperaturas en su proceso.

Típicamente, las industrias químicas, alimentarias, papeleras etc. son potenciales cogeneradoras así como empresas del sector de extracción de minerales. También los grandes usuarios del sector terciario (centros comerciales, hospitales, complejos hosteleros...) tienen capacidad cogeneradora y en un próximo futuro, sin duda se desarrollarán sistemas de distribución de calor y frío en centros urbanos (District Heating and Cooling). Otro aspecto a considerar, al determinar la capacidad cogeneradora de un centro es su régimen de trabajo (horario de uso de calor) y la variaciones de la demanda a lo largo del día (modulación) y del año (estacionalidad) y sobre todo, su consumo absoluto anual ya que por debajo de ciertas cantidades los proyectos no suelen resultar económicos.

5.6 Otras aplicaciones de la cogeneración

Como puede comprenderse, las aplicaciones de la cogeneración son numerosas y sólo dependientes de la capacidad del ingeniero que debe encontrar la forma de incorporarlas en el proceso adecuado en forma segura, eficiente y con la suficiente rentabilidad que permita asegurar la inversión; de cualquier forma, se pueden enumerar a los ya indicados una serie de aplicaciones clásicas :

Trigeneración: en 1982 se introduce el concepto de trigeneración, que se basa en la producción conjunta de calor, electricidad y frío. Básicamente, una planta de trigeneración es sensiblemente igual a una de cogeneración, a la que se le añade un sistema de absorción para producción de frío. Sin embargo, las diferencias conceptuales son mucho más importantes :



Efectivamente, la cogeneración, que en principio no era posible en centros que no consumieran calor, puede acceder a centros que precisen frío que se produzca con electricidad. Existen en este aspecto oportunidades importantes en las industrias del sector alimentario, que de otra forma no serían cogeneradores potenciales. Otro mercado que abre el concepto de trigeneración es el del sector terciario, donde además de necesidades de calefacción y agua caliente (hospitales, hoteles, etc....) se requieren importantes cantidades de frío para climatización, que consume una gran proporción de la demanda eléctrica. La estacionalidad de estos consumos (calefacción en invierno y climatización en verano) impediría la normal operación de una planta de cogeneración clásica. Por el contrario, una planta de trigeneración puede funcionar eficientemente durante muchas horas al año en este tipo de centros

Aplicaciones de secado: se han desarrollado numerosas aplicaciones al secado, especialmente en industrias cerámicas que utilizan atomizadores. Estas plantas son muy simples en su concepto y muy económicas, ya que los gases calientes generados por una turbina o un motor son utilizables directamente en el proceso de secado.

Aplicaciones para Industrias textiles: muchas industrias textiles de este sector utilizan máquinas del tipo alimentadas con aceite térmico. Cuando se dispone de gas natural, la tendencia es sustituir el aceite térmico por gases de combustión directa. Como alternativa a esta solución es posible utilizar el gas en motores para cogenerar electricidad y producir el aceite térmico en una caldera de recuperación. De esta forma se logran rentabilidades superiores a la simple conversión a gas natural.

Calefacción y refrigeración de distrito: aunque no se ha desarrollado en forma masiva, esta aplicación es probablemente la más utilizada en el centro y norte de Europa, donde la climatología ayuda en forma sustancial a esta típica aplicación. Por razones climatológicas, se desarrollarán plantas de este tipo en la zona mediterránea de Europa basadas en trigeneración, en zonas cálidas y en cogeneración en zonas más frías.

Aplicaciones para industrias medioambientales: efectivamente, plantas depuradoras de tipo biológico, o de concentración de residuos, o de secado de fangos, etc. Son demandantes de calor y, por lo tanto, son potencialmente cogeneradoras. En estas aplicaciones la cogeneración puede ser un factor importante para la reducción del coste de tratamiento de los residuos y tanto las empresas especializadas en este tratamiento como las entidades municipales con responsabilidad sobre las mismas, deberían contemplar las aplicaciones de la cogeneración en sus planteamientos de futuro.

5.7 Procedimientos de recuperación de la energía calorífica en los sistemas de cogeneración que utilicen como elementos motores alternativos

Los sistemas de recuperación de la energía calorífica a partir de motores alternativos pueden clasificarse en cuatro categorías en función de la temperatura y presión de salida del agua de refrigeración del motor:



- a) Sistemas de recuperación a partir de agua caliente hasta 99°C.
- b) Sistemas de recuperación a partir de agua sobrecalentada hasta 115°C
- c) Sistemas de recuperación a partir de agua sobrecalentada y caldera de vaporización rápida.
- d) Sistemas de ebullición.

5.7.1 Sistemas de recuperación a partir de agua caliente hasta 99°C.

En este sistema se emplea el agua de salida de refrigeración del motor a una temperatura comprendida entre los 88 y los 99°C.

La recuperación de calor se efectúa mediante un intercambiador de agua; los gases de escape pueden aprovecharse en un recuperador para elevar el nivel térmico del agua de refrigeración a la salida del motor y alimentar una caldera independiente del sistema de refrigeración. El circuito de refrigeración del motor debe ser cerrado. En el mismo debe preverse la instalación de un intercambiador de refrigeración que entre en funcionamiento cuando no hay demanda de calor en proceso o bien sea reducida. En estos sistemas de recuperación deberá tenerse en cuenta:

- a) Que en todo momento deberá suministrarse el caudal de fluido refrigerante necesario para conseguir una correcta refrigeración del motor.
- b) La presión del fluido refrigerante dentro del circuito de refrigeración deberá permanecer constante, para ello se han de tener en cuenta las pérdidas de carga en el mismo a la hora de calcular la potencia de la bomba de impulsión.
- c) Cuando se instale un recuperador de calor de los gases de escape deberá ponerse un especial cuidado en prever el enfriamiento del refrigerante cuando no haya demanda de calor en proceso o la demanda sea reducida.
- d) La diferencia entre las temperaturas de entrada y salida del refrigerante en el motor no deberá superar los 11°C, ni ser inferior a 6°C, siendo aconsejable una diferencia de 8°C.
- e) El depósito de expansión debe estar situado en el punto más elevado del circuito de refrigeración.
- f) El intercambiador de calor debe estar por debajo del depósito de expansión y tan próximo al motor como sea posible.
- g) Se deben instalar purgas en el circuito de refrigeración para evitar la formación de vapor o burbujas de aire.
- h) La temperatura del refrigerante debe controlarse en todo momento para evitar que sea excesivamente alta.
- i) El agua empleada como fluido refrigerante solamente puede ser agua tratada.



5.7.2 Sistemas de recuperación a partir de agua sobrecalentada hasta 115°C

En este sistema se emplea el agua sobrecalentada procedente de la refrigeración del motor a una temperatura comprendida entre 104 y 121°C. En esencia, este sistema funciona de la misma forma que el sistema de agua caliente hasta 99°C a excepción hecha de la presión de circulación que debe proporcionarse al fluido refrigerante y el control que hay que ejercer de la misma. La presión del circuito primario del agua de refrigeración debe ser de 0,3 bar aproximadamente por encima de la presión de saturación del vapor de agua a la misma temperatura. Además de las condiciones de diseño que deben cumplirse en los sistemas de recuperación a partir de agua caliente modificando los requisitos de temperatura, es necesario:

- a) Controlar la presión en el circuito refrigerante del motor. También se debe controlar la temperatura impidiendo que sobrepase los 121°C.
- b) El circuito de refrigeración del aceite del motor debe ser independiente del propio circuito de refrigeración del motor evitando que la temperatura del aceite a la salida del enfriador supere los 88°C.

5.7.3 Sistemas de recuperación a partir del agua sobrecalentada y caldera de vaporización rápida.

Este procedimiento incorpora al de agua sobrecalentada, antes descrito, un generador de vapor a baja presión. Este generador se mantiene a presión inferior a la que existe en el circuito de refrigeración a la salida del motor, por lo que al entrar el agua sobrecalentada en el generador de vapor una parte se vaporiza utilizando el calor cedido por el agua que se enfría hasta la temperatura de saturación del vapor en la caldera. El vapor así producido es enviado al proceso industrial. La presión relativa del vapor generado estará comprendida entre 0,14 y 0,55 bar. Cualquiera que sea la temperatura de diseño del agua de refrigeración en el motor, la presión en el circuito de refrigeración deberá ser la adecuada para evitar la ebullición o vaporización rápida en el motor. Para una temperatura de salida del motor del agua sobrecalentada de 121°C, la presión deberá ser 1,38 bar, la sobrepresión de 0,34 bar sobre la presión de saturación correspondiente permitirá una caída de presión de 0,2 a 0,3 bar en la caldera de vaporización. Además de los criterios de diseño planteados en los sistemas anteriores, es necesario tener en cuenta los propios requisitos de presión y temperatura y otras peculiaridades que se pueden resumir en:

- a) El aporte de agua de relleno deberá producirse en la línea de retorno del condensado.
- b) La caldera de vaporización tendrá que estar a una altura superior a la del motor para facilitar el retorno del agua de la caldera de vaporización.
- c) La caldera estará equipada con una válvula de control de presión que limite la caída de presión en la caldera de vaporización a 0,3 bar sobre la presión de trabajo.
- d) Las tuberías que van desde el motor hasta la caldera deberán estar en pendiente para evitar las oclusiones por formación de burbujas de vapor en conducciones.



5.7.4 Sistemas de ebullición

Estos sistemas se basan en la refrigeración del motor mediante la absorción del calor necesario para la vaporización del agua de refrigeración. El vapor así producido no se permite que se acumule en el motor sino que se conduce junto con el agua de refrigeración no vaporizada hasta un separador de vapor situado en elevación con relación al motor. Aunque la diferencia de temperaturas del agua refrigerante a la entrada y salida del motor es muy pequeña (1,1 a 1,7°C) la circulación a través del motor está asegurada en virtud de la disminución de densidad que experimenta el fluido de refrigeración.

Este procedimiento es el más sencillo y menos costoso para la recuperación de la energía calorífica y además no necesita bomba de recirculación del agua. Se puede integrar en una sola unidad compacta el separador de vapor y el recuperador de calor de gases de escape e incluso añadir un quemador auxiliar para elevar la producción de vapor. En este tipo de sistemas, además deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones de diseño:

- a) Para evitar una ebullición excesiva dentro del motor, el refrigerante deberá estar bajo una sobrepresión de 0,07 bar aproximadamente, medido a la salida del agua de refrigeración del motor.
- b) En los motores turboalimentados con enfriamiento posterior del aire este circuito de refrigeración ha de ser independiente del de refrigeración del motor.
- c) El sistema de refrigeración del motor ha de estar protegido contra una pérdida súbita de presión ya que esto podría provocar graves daños en el motor como consecuencia de una vaporización rápida.
- d) Los conductos del sistema de refrigeración deben de contar con la inclinación suficiente como para evitar las oclusiones motivadas por las burbujas de vapor.

5.8 Energía calorífica recuperable de cada uno de los sistemas de refrigeración en los motores alternativos.

5.8.1 Del agua de refrigeración

Cuando se trata de motores refrigerados con agua es prácticamente posible recuperar todo el calor. La proporción de energía calorífica aprovechable variará muy poco con el tipo de motor de que se trató y estará comprendido entre 0,5 y 0,8 Kw/hr por kw/he generado.

5.8.2 Del aceite de lubricación

La energía calorífica procedente de la refrigeración del aceite de lubricación puede recuperarse en el mismo circuito del agua de refrigeración cuando los sistemas no superan la temperatura de 100°C, en otro caso, los circuitos son separados. La energía calorífica recuperable estará comprendida entre 0,4 y 0,7 Kw/hr por kw/he generado.



5.8.3 De los gases de escape

La energía calorífica recuperada de los gases de escape de un motor alternativo dependerá de la temperatura de emisión final de éstos. Cuando el combustible empleado es el gas natural, la temperatura de emisión de los gases puede reducirse hasta los 90°C sin que exista riesgo de formación de condensados recuperándose del orden de 0,45 Kw/hr por kw/he generado.

5.8.4 Del refrigerador del aire de combustión en los motores turboalimentados

Esta recuperación es complicada dado que el nivel de temperatura del aire de combustión en los motores turboalimentados es bajo (30-50°C). La energía calorífica que es posible recuperar está alrededor de 0,05 Kw/hr por kw/he generado.

5.8.5 De la radiación del motor

Las pérdidas por radiación suponen entre un 5 y un 10% de la energía primaria suministrada, por lo que la recuperación del calor a partir del aire de ventilación del motor tiene importancia, aunque el nivel térmico obtenido es bajo, dado que este aire estará, como mucho, a la temperatura de 30°C. La energía calorífica aprovechable es del orden de 0,2 Kw/hr por kw/he generado.

CRITERIOS DE SELECCIÓN Y DISEÑO

1. INTRODUCCION

La aplicación correcta de cada sistema de cogeneración y/o sincronización 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 (Punto C de la figura 6.1), 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 (ver figura 6.1):

- 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.

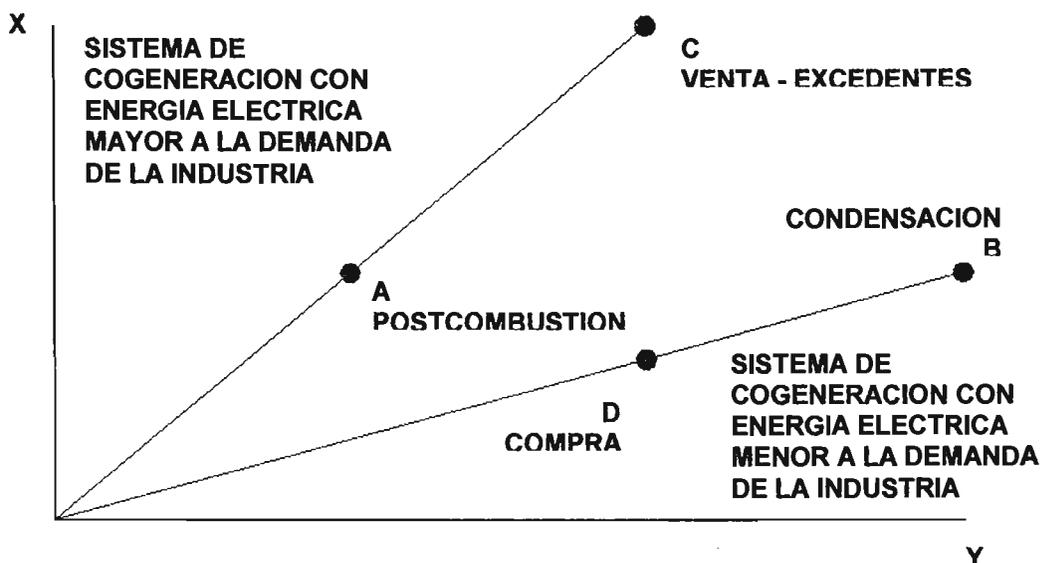


Figura 6.1 – Energía eléctrica demandada por el proceso contra Calor demandado por el proceso



El diseño más eficiente como se mencionó antes, desde el punto de vista energético, corresponde a aquel que satisface al cien por ciento los requerimientos térmicos de las instalaciones de que se trate, pudiendo vender los excedentes eléctricos a la red o comprando de ésta los faltantes si fuera el caso. En México estas alternativas están contempladas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y en su Reglamento.

Cuando en una factoría se está consumiendo energía calorífica y energía eléctrica en una cantidad importante, con un número elevado de horas de funcionamiento, merecerá la pena realizar un análisis de la viabilidad de un proyecto de cogeneración que comprenda:

- a) Análisis de consumos
- b) Determinar del costo de las energías antes de realizar del proyecto de cogeneración
- c) Planteamiento de las diferentes alternativas
- d) Determinación de los costes de la energía en cada una de las alternativas planteadas
- e) Estimación de las inversiones a realizar
- f) Estudio de rentabilidad

De forma paralela al análisis de cada uno de estos puntos se plantearán una serie de ejemplos formados de casos reales, que ilustrarán el procedimiento de diseño de la planta de cogeneración.

1.1 Análisis de consumos

El objeto de este análisis es obtener una idea suficientemente exacta de cuál es la modulación de consumos de energía eléctrica y calorífica a lo largo del año. Para obtener la mencionada modulación de consumos de energía calorífica y eléctrica se deberá determinar los períodos de parada y funcionamiento de cada uno de los aparatos consumidores de la instalación. Para realizar un estudio de viabilidad correcto será necesario no sólo obtener el total de horas de parada y funcionamiento, sino también situarlas cronológicamente dado que los consumos de energía eléctrica tienen diferente coste económico unitario en función de que se den en horas punta, valle o llano. También deberá tenerse en cuenta que los rendimientos de los elementos motores, tal y como se vio antes, varían con la temperatura de admisión del aire y ésta sufre oscilaciones diarias y estacionales. Cuando, además de los contadores de energía eléctrica, existan contadores de consumos de energía calorífica, se deberá efectuar lecturas de los mismos con la mayor frecuencia posible.

La información más completa es la que se obtiene de contadores provistos de registros gráficos. Cuando no haya contadores de energía calorífica individualizados para cada uno de los puntos de consumo, se partirá de los datos de consumos existentes (mensuales o diarios). Tomando en consideración el número de horas de funcionamiento y la variación de carga se obtendrá una estimación de la carga horaria.

La variación de carga en una factoría suele tener carácter estacional y también a oscilar diariamente. Se ha de intentar obtener datos no solamente de los consumos de energía calorífica, sino también de las producciones de vapor cuando la energía calorífica se destine a la producción de vapor, ya que se debe tener en cuenta que cuando sea necesario instalar un nuevo generador de vapor o en recuperador de calor el rendimiento será distinto del que tenía

el antiguo generador. Cuando las medidas de consumos se realicen mediante contadores se deberá evitar que el período de tiempo que se destine a este efecto coincida con un período de fabricación de temporada que no sea representativo de los consumos a lo largo del año. Cuando se den este tipo de fabricaciones será necesario efectuar medidas representativas en cada uno de los períodos especiales de fabricación y determinar lo más fidedignamente posible la duración de los mismos.

Por último, deberá estudiarse la posibilidad de eliminar los mínimos y máximos puntuales de consumos que sean de corta duración.

1.2 Evaluación del costo de la energía antes del diseño del proyecto de cogeneración

Es necesario hacer una valoración previa correcta de los costes de la energía cuando pretenda definir la viabilidad de un proyecto de cogeneración.

Por esta razón es necesario:

- a) Conocer la tarifa aplicada, el tipo de discriminación horaria y los consumos en horas punta, base e intermedio en base a la estructura tarifaria eléctrica del país. Dicha información puede obtenerse de los recibos correspondientes de la energía eléctrica durante un período de un año.
- b) Cuando se estén empleando combustibles líquidos para la producción de la energía calorífica, habrá que tener en cuenta que si el combustible que se va a utilizar en el sistema de cogeneración es el gas natural (como ocurre en la mayor parte de los casos), el coste de los citados combustibles líquidos debe incrementarse con una serie de costos extras que tienen una gran importancia económica.

En el caso del diesel estos costos extras pueden resumirse en :

- a) Consumo de energía calorífica o de energía eléctrica en la transportación, manteniendo del combustible en tanques y elevación de temperatura antes de su consumo.
- b) Costo extra financiero por pago anticipado del diesel
- c) El total de los citados costos extras y aún otros de menor cuantía acostumbran a estar entre el 3 y el 10% del coste unitario de este combustible.

1.3 Planteamiento de diferentes alternativas en función de las necesidades de potencia

Una vez se ha realizado el análisis de consumos, la descripción del funcionamiento de la instalación y la estimación de los costes de la energía, procede plantear una serie de alternativas de cogeneración que deben contemplar distintos elementos motores, así como una variada gama de potencias en función del factor limitativo de diseño.

ALTERNATIVA 1 - Potencia eléctrica a desarrollar de 7700 KW: corresponde a un elemento motor de potencia eléctrica máxima 7700 kw. Para este nivel de potencia el elemento motor apropiado es la turbina de gas y su potencia calorífica correspondiente estará en torno a los 22000 kw, lo que únicamente servirá para cubrir una parte de las necesidades de energía calorífica. Esta alternativa contempla cubrir las necesidades mínimas de energía calorífica sin que en ningún momento haya excedentes. El valor límite que debe tomarse es el de la potencia calorífica mínima 40800 kw. Para este nivel de potencia calorífica debe considerarse también la instalación de una turbina de gas de potencia 18000 kw, lo que permitirá la venta de energía eléctrica a la red en todo momento. Una vez planteada la venta de energía eléctrica a la red puede estudiarse la producción de vapor de alta presión recalentado para generar más energía eléctrica en una turbina de contrapresión. En este caso el nivel de potencia calorífica será el mismo ya que se generarán el mismo vapor de baja presión y la misma cantidad de agua caliente, mientras que la potencia eléctrica del conjunto turbina de gas y turbina de contrapresión será considerablemente superior.

ALTERNATIVA 2: Potencia eléctrica a desarrollar de 4000 KW: en este caso se debe instalar una turbina de gas de potencia máxima de 4000 kw. Esta potencia es también adecuada para que, mediante una caldera de recuperación, se produzca el vapor necesario teniendo en cuenta que la potencia calorífica de esta turbina estará en torno a los 12210 kw. Las necesidades puntuales de vapor se cubrirán mediante post-combustión. Otra opción consistirá en aprovechar las calderas existentes utilizando los gases de escape procedentes de una turbina de gas como comburente en unos quemadores especialmente adaptados a este fin.

ALTERNATIVA 3: Potencia eléctrica a desarrollar de 1300 KW: por el nivel de potencia requerido y por el aprovechamiento que trata de darse a la energía calorífica solamente existe la posibilidad de instalar una turbina de gas o un motor diesel. Se elegirá de manera que la potencia eléctrica generada en bornas esté en torno a los 1300 kw y la calorífica alrededor de 4000kw. Este caso no puede proyectarse con el objetivo de cubrir las necesidades mínimas de energía calorífica y vender a la red los excedentes de energía eléctrica que pudiesen producirse, porque será necesario que el caudal de gases de escape procedentes de la turbina de gas sea inferior al caudal de gases que normalmente circula en el atomizador; de esta forma, mediante post-combustión y dilución hasta donde sea necesario, se alcanzará el nivel térmico y el mismo caudal de gases con el que funcionaba la instalación antes de entrar en funcionamiento la turbina.

ALTERNATIVA 4: Potencia eléctrica a desarrollar de 800 KW: la potencia eléctrica adecuada a esta aplicación será de aproximadamente 800 kw a la que corresponderá una potencia calorífica en torno a los 2900 kw. No es posible diseñar una potencia eléctrica mayor porque se dispondría de un exceso de comburente en calderas. En este caso no pueden plantearse como alternativa la venta de energía eléctrica a la red, ya sea de forma eventual, programada o garantizada porque, en cualquier caso, se producirían excedentes de producción de energía calorífica que motivarían unos resultados económicos negativos. Se opta por una turbina de gas o un motor diesel.

ALTERNATIVA 5: Potencia eléctrica a desarrollar de 350 KW: como en esta ocasión la potencia es pequeña, no se considerará la instalación de una turbina de gas, sino la de un motor diesel de alta relación de compresión sobrealimentado. A la potencia eléctrica de 320 kw le corresponderá una potencia calorífica alrededor de los 620 kw, inferior a la mínima mensual, pero que, dadas las fuertes oscilaciones horarias existentes en la demanda de energía calorífica, es recomendable para que en ningún momento se den excedentes de energía calorífica. En esta ocasión no se ha tenido en cuenta la venta de energía eléctrica a la red, cualquiera que fuese su calificación, porque se producirían excedentes de producción de energía calorífica.

Nótese que para el país, y tomando en cuenta las necesidades que proyectan las pequeñas y medianas industrias, son convenientes las alternativas 3, 4 y 5; aunque bastan las últimas 2 alternativas para utilizar de manera eficiente un grupo electrógeno.

1.4 Determinación de los costos de energía en cada una de las alternativas planteadas

Una vez se ha realizado el planteamiento de las distintas hipótesis de cogeneración que pueden darse en una instalación industrial, y antes de estimar los costos de la energía en las citadas alternativas, será necesario realizar los balances de consumo de energía en cada una de ellas.

El mencionado balance debe incluir :

- a) Consumo anual de energía calorífica en elemento motor (turbina de gas o motor de combustión interna).
- b) Consumo anual de energía calorífica en post-combustión (quemador vena de aire, caldera).
- c) Energía eléctrica autogenerada al año, distinguiendo las cantidades que se autogenerarán en horas punta, valle o llano.
- d) Energía eléctrica que será necesario comprar a la red realizando también la distinción mencionada anteriormente.
- e) Energía eléctrica que será necesario exportar a la red, haciendo la distinción citada.

Al realizar el balance también debe tenerse en cuenta que el recuperador de calor puede tener un rendimiento distinto del que tenía el generador existente. En este caso las necesidades de energía calorífica serán distintas. Cuando se haya hecho el balance de energía en la nueva situación procede aplicar a cada uno de los consumos energéticos su coste unitario, para ello debe tenerse en cuenta la potencia a facturar por mes en una instalación de cogeneración se rige por la fórmula :

$$pf = pd + k(pm-pd)$$

siendo:

pf= Potencia a facturar por mes.

pd= Potencia determinada en función de la lectura del medidor durante el mes de facturación, con aplicación de la discriminación horaria que haya elegido el autogenerador.

pm= Potencia máxima que un autogenerador puede llegar a absorber de la red según lo estipulado en el contrato previamente establecido, que podrá variarse cada 12 meses y también cuando se modifiquen las tarifas.

k= Parámetro fijado por la Secretaría de Energía. Actualmente $k = 0.18$.

Esta fórmula permite mantener la potencia contratada, sin que sea necesario facturar la totalidad de la misma. Por ejemplo, en el caso de una instalación industrial en la que se autogenerase la totalidad de las necesidades de energía eléctrica y la potencia contratada fuese p kw la potencia a facturar sería el 18% de la potencia contratada, es decir :

$$pm = p, \quad pd = 0$$

y en consecuencia:

$$pf = 0.18 p$$

En la hipótesis de que se exporte energía eléctrica a la red, el precio de venta será el correspondiente al término de energía de la tarifa 1:1 afectado por los siguientes coeficientes correctores :

- a) Por discriminación horaria, que se calculará igual que la bonificación o recargo existente por este concepto en la factura, pero que tendrá signo contrario. En consecuencia convendrá exportar el máximo de energía eléctrica posible en horas punta para que el precio de venta se vea bonificado.
- b) Por la clasificación de la energía entregada que en función de las características de su exportación puede ser :

1. **Garantizada:** Factor corrector 0.95.
2. **Programada:** Factor corrector 0.9.
3. **Eventual:** Factor corrector 0.85.

Por el factor de potencia de la instalación. El coeficiente corrector se calculará de la misma forma que en la tarificación normal y será una bonificación cuando el $\cos \phi$ sea superior a 0.9 y un recargo cuando sea inferior a 0.9.

Teniendo en cuenta estos dos puntos se podrá proceder a realizar la estimación económica de los costes de la energía en las diferentes hipótesis de cogeneración.

1.5 Estimación de las inversiones a realizar

Una evaluación correcta de las inversiones tiene la misma importancia que un análisis exhaustivo de los consumos. Por tanto, si se tiene en cuenta que el coste de los equipos varía considerablemente con la potencia y que además también lo hace en el tiempo, la mejor manera de estimar la inversión a realizar en un proyecto de cogeneración será pedir ofertas a los diferentes suministradores de cada una de las partidas que componen el proyecto.

De forma esquemática estas partidas son :

1. **El grupo motor-alternador:** esta es lógicamente la partida más importante en una instalación de cogeneración. El costo por kw instalado imputable al grupo es distinto según su elemento motor sea una turbina de gas, una turbina de vapor o bien un motor diesel o de gas. En líneas generales el coste por kw desciende en el caso de las turbinas de gas y de las turbinas de vapor a medida que aumenta su potencia, estando por debajo el de las turbinas de vapor con relación a las turbinas de gas. Los motores diesel y motores a gas tienen un costo por kw inferior al de las turbinas de gas de potencia equivalente, siendo además menor su oscilación a medida que aumenta la potencia.
2. **Los sistemas de recuperación del calor:** el coste por kw (potencia referida al elemento motor) en los sistemas de cogeneración se incrementa en función de la complejidad de los mismos y también disminuye con la potencia.

Existen componentes que solamente a efectos económicos y por su menor relevancia con relación a las expuestas anteriormente pueden englobarse. A título indicativo son :

- a) Quemadores de postcombustión.
- b) Instalación eléctrica (transformación, interconexión, protección, cableado, etc.)
- c) Equipos complementarios (tratamiento de agua de alimentación, desgasificadores, intercambiadores, bombas y ventiladores, acumuladores de vapor, etc.).
- d) Conducciones de gases y vapor.
- e) Compresor de gas, instalación de gas, grupos de regulación.
- f) Proyecto, instalación, obra civil.

El conjunto de todas estas partidas variará fundamentalmente en función del equipo de cogeneración seleccionado. Naturalmente, en un aprovechamiento directo de los gases en un secadero, todas las correspondientes al vapor carecen de sentido y la inversión por estos conceptos es inferior. Normalmente el conjunto de las englobadas en este apartado tercero oscila entre el 15 y el 30 % del total de la inversión a realizar.

1.6 Estudio de rentabilidad

Cuando se haya realizado la estimación de los costes de la energía en la situación previa a la cogeneración, la estimación de los costes tras la instalación de cogeneración y la estimación de la inversión a realizar, se estará en condiciones de calcular los ahorros económicos derivados



de esta instalación y, una vez deducidos los costes de mantenimiento, realizar un análisis de rentabilidad económica. El análisis de rentabilidad debe contemplar los siguientes parámetros :

1. **Período de retorno bruto de la inversión.** Es el cociente entre la inversión neta y los ahorros netos globales. Este parámetro se utiliza frecuentemente en la industria y de acuerdo con el criterio del empresario industrial se admiten para él mismo valores inferiores a los 5 años.
2. **Valor actual neto.** Es la diferencia entre los ahorros netos totales durante un período de tiempo determinado y la inversión neta. Para ello se fijará una tasa de descuento que es la diferencia entre el interés comercial y la tasa de inflación y también se debe fijar un período de funcionamiento de la instalación (normalmente 10 años). Se entiende que el van resultante debe ser superior a cero.
3. **Tasa de rentabilidad interna (TIR).** Es el valor de la tasa de descuento que hace que el valor actual neto se anule. Significa cuál debería ser el interés comercial del dinero para el cual la operación sería indiferente. Cuando esta tasa sea superior al interés comercial que pueda obtenerse en mercado, el proyecto de cogeneración será recomendable.

En el análisis de rentabilidad efectuado para cada uno de los ejemplos no se ha considerado las subvenciones otorgadas por la administración, que contribuyen a disminuir los costes de inversión y en consecuencia a mejorar los resultados económicos, que como puede comprobarse son positivos. Puede observarse que dentro del mismo ejemplo el precio del combustible puede ser mayor en aquellas alternativas en las que se genera una mayor cantidad de energía eléctrica. Los óptimos resultados que se obtienen en el caso de la industria cárnica se deben a que el combustible tomado para estimar los costes primitivos de la energía es el gasóleo c, con un coste unitario muy elevado.

1.7 Parámetros de diseño y comportamiento

Para establecer un sistema de cogeneración en una planta industrial se requiere considerar los siguientes aspectos:

1. **Consumo o requerimiento de energía eléctrica (E) expresado en Kilowatts.** La empresa industrial que quiera instalar un sistema de cogeneración debe requerir y consumir energía eléctrica. En México la energía eléctrica se abastece a los usuarios por Comisión Federal de Electricidad (CFE), o en el caso de la zona central del país por Compañía de Luz y Fuerza del Centro (L y F C).
2. **Consumo o requerimiento de energía primaria (Qs) expresado en metro cúbico, kilogramos, o directamente en Kilowatts térmicos.** La empresa industrial que quiera instalar un sistema de cogeneración debe requerir y consumir energía primaria para generar energía térmica útil. Normalmente ésta la provee un combustible como el gas natural, combustóleo o diesel, entre otros. Estos combustibles son proporcionados a los usuarios por Petróleos Mexicanos (PEMEX) o alguno de sus distribuidores.

3. **Consumo o requerimiento de energía térmica útil ($Q = Q_u$) expresado generalmente en términos de Kw térmicos.** La empresa industrial que quiera instalar un sistema de cogeneración debe requerir y consumir energía térmica útil para la elaboración de sus productos bienes o servicios, por lo regular en forma de un fluido caliente, ya sea vapor o gases calientes. Esta energía térmica útil es autogenerada por las empresas industriales en el seno de su empresa a través de equipos de combustión (calderas o calentadores a fuego directo).

En la figura 6.2 se representan los tres requerimientos antes descritos que son requisitos para instalar un sistema de cogeneración.

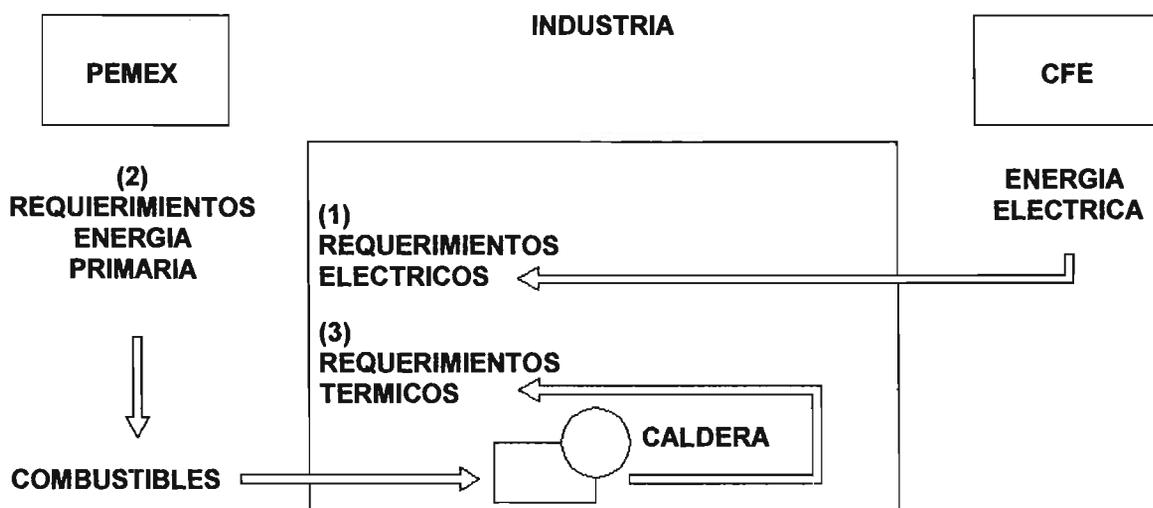


Figura 6.2 – Suministro de energéticos a usuarios sin un sistema de cogeneración

1.7.1 Relación Q/E

La relación de la demanda eléctrica (E) a la térmica (Q) permiten visualizar la simultaneidad con que ocurren las demandas, pudiendo mostrar los siguientes dos posibles tipos de comportamiento.

- a) Uniformidad
- b) Variaciones y valores máximos y mínimos

Por ejemplo, si $Q/E > 0.5$, se trata de empresas o usuarios consumidores de energía eléctrica, tales como grandes talleres electromecánicos, comerciales y de servicios. Si $Q/E < 0.1$, se trata de empresas o usuarios consumidores de calor como fábricas de cemento, cales, cerámicas, etc. Cuando esta relación tenga un valor unitario o cercano a la unidad, se trata de empresas o industrias de consumo equilibrado, como fábricas de papel, industria química, petroquímica alimentaria y textil etc.

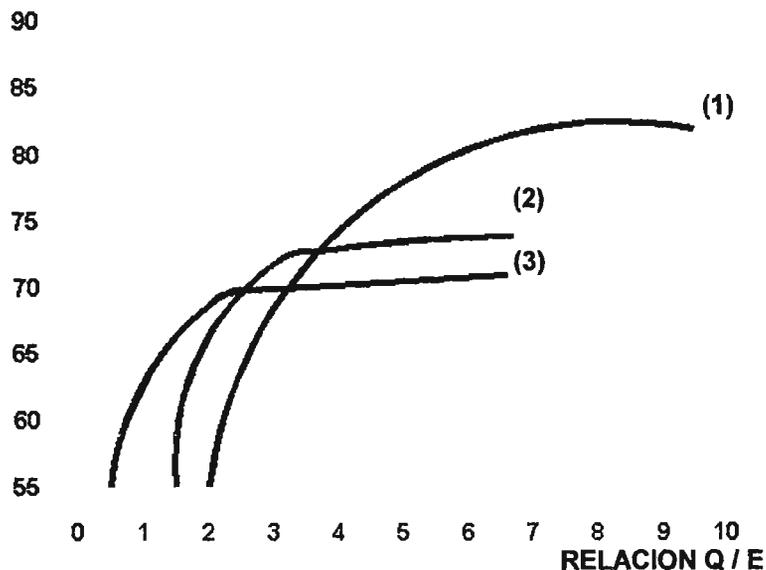
En la tabla 6.3, se presenta el tipo de tecnología o sistema de cogeneración, la relación Q/E, y la temperatura del fluido caliente correspondiente que se puede generar por el mismo sistema. Lo cual da una primera aproximación de la tecnología que se puede aplicar en un caso específico.

Sistema de cogeneración	Relación (Q/E)	Temperatura de fluido caliente
Motor de combustión interna	De 0.8 a 2	De 120 a 400°C
Turbina de vapor	De 2 a 30	De 120 a mayores de 400°C
Turbina de gas	De 1.2 a 4	De 80 a 150°C

Tabla 6.3 – Relación Q/E para distintas tecnologías

En cuanto a la eficiencia del sistema de cogeneración que se puede alcanzar y la relación Q/E, se observa que estas se encuentran íntimamente relacionadas con el sistema de cogeneración utilizado, tal como se muestra en la gráfica de la figura 6.4.

EFICIENCIA DEL SISTEMA DE COGENERACION (%)



- (1) Turbina de vapor a contrapresión
- (2) Turbina de gas
- (3) Motor de combustión interna

Figura 6.4 – Relación Q/E para distintas tecnologías

Dependiendo de esto es que un sistema de cogeneración puede diseñarse para satisfacer cualquiera de las cinco condiciones siguientes:

1.7.2 Índice de calor neto (ICN)

Para cuantificar el aprovechamiento del combustible para la generación eléctrica, se utiliza el índice conocido como ICN, conocido también como "Consumo Térmico Unitario de Cogeneración" o "Consumo de Combustible para Generación Eléctrica", que se encuentra expresado con la siguiente fórmula:

$$\text{ICN} = \frac{Q_s - \frac{Q}{h}}{E}$$

donde:

- Q_s** = Calor suministrado, como combustible al sistema de cogeneración (Kw.)
- Q** = Calor útil proporcionado (fluido caliente) por el sistema de cogeneración (Kw.)
- h** = Eficiencia convencional de generación de energía térmica (%)
- E** = Generación eléctrica del sistema de cogeneración (Kw.)

El ICN expresa la cantidad de combustible adicional que es necesario introducir al sistema de cogeneración con respecto al que se consumiría para producir el calor útil requerido mediante sistemas convencionales (por ejemplo una caldera de vapor) y la generación convencional de electricidad mediante unidades termoeléctricas. Es de gran utilidad para comparar el comportamiento de distintos esquemas entre sí.

Cabe aclarar el valor del (ICN) no solo depende del sistema de cogeneración, sino también de la aplicación específica a la que se destine ya que en ella se definirá cuanto calor se tendrá como útil del potencial total que presente dicho esquema.



El consumo energético ha pasado a ser un importante capítulo dentro del conjunto de gastos de las administraciones públicas. Por ello, el ahorro y la diversificación de la energía encaminada a reducir los gastos de ese capítulo es actualmente una de las prioridades de los planes de actualización en todo el mundo. Dentro de los planes de ahorro, se debe considerar la diversificación energética y la posibilidad de contar con diferentes fuentes de suministro que permiten aplicaciones de uso más racional de la energía disponible. La aplicación de la cogeneración y la sincronización ayudan a conseguir estos fines.

Cogeneración significa la producción simultánea de electricidad (o energía mecánica) y energía calórica útil, a partir de una fuente de energía primaria. El término cogeneración se utiliza para definir aquellos procesos en los que se produce simultáneamente energía eléctrica y energía calorífica y/o frigorífica a partir de un combustible Diesel o gas. La generación simultánea de electricidad y calor en las plantas de cogeneración permite un incomparable grado de aprovechamiento de la energía del combustible. Los combustibles que normalmente se utilizan son menos contaminantes que los utilizados en sistemas convencionales.

El encarecimiento actual de la energía eléctrica y el abaratamiento de los precios en los combustibles ha incrementado el diferencial de costo entre estos dos tipos de energía, haciendo que la rentabilidad de este sistema sea muy atractiva. El potencial de ahorro de energía primaria que ofrecen las plantas de cogeneración con motores de gas y diesel es muy alto al compararlo con la generación separada de electricidad y calor, lo que se traduce en una importante reducción de los costos energéticos para el usuario. La utilización de sistemas de cogeneración resulta enormemente beneficiosa para la industria en concreto, además es ventajosa para la comunidad y el consumidor evidentemente. El ahorro de energía será del 35%, con la utilización de un sistema de cogeneración.

Tanto económicamente como para la comunidad, la implantación de sistemas de cogeneración reduce la necesidad de más nuevas estaciones eléctricas, incrementando la capacidad de producción eléctrica. Además, el ahorro de energía implica una reducción del impacto medioambiental. La instalación de un sistema de cogeneración resulta desde un punto de vista económico, rentable, además de dotar a la misma de una autonomía desde el punto de vista eléctrico y de una mayor calidad en seguridad y confort cuando se implementa un sistema de sincronización para amortizar los costos de energía eléctrica por consumos elevados o durante los horarios punta. El usuario que opta por la instalación de un sistema de cogeneración y sincronización requerirá continuamente la misma cantidad de energía. La mayoría de las aplicaciones de la cogeneración producen una reducción en la factura eléctrica de un 20-30%, con periodos de aporte de devolución de 2-3 años, dándonos una idea la gran inversión que significa un sistema de cogeneración. Por su parte, la implementación de un sistema de sincronización para autoabastecimiento permite reducir la factura eléctrica en un 20%; al momento de realizar los ajustes derivados de la combinación de ambos sistemas, nos damos cuenta de que el periodo del aporte de devolución se reduce aún más. Es obvio que todo proyecto debe considerar sus propios requerimientos, pero sin lugar a dudas, la implementación de un grupo electrógeno ayuda en la mayoría de los casos en pequeñas y medianas industrias a cubrir necesidades tanto eléctricas como térmicas.

Los motores y grupos electrógenos diesel están diseñados con tecnología propia para alcanzar elevadas potencias, largos periodos de mantenimiento y arranques fiables. Las aplicaciones de los motores y sistemas de cogeneración basados en los motores de Diesel es muy variada, además, la implementación de sistemas de sincronización permite realizar proyectos muy

variados. Es ahora cuando la cogeneración y la sincronización han surgido como unas verdaderas alternativas a los sistemas convencionales.

Podemos señalar entre otras aplicaciones las siguientes:

Sectores en que se aplica la sincronización para autoabastecimiento o generación distribuida:

- a) Químico
- b) Petroquímico
- c) Textil
- d) Papelero
- e) Alimentario
- f) Cerámico
- g) Servicios

Sectores en que se aplica la cogeneración:

- a) Procesos químicos que necesitan calor y frío
- b) Industria agroalimentaria
- c) Industria cerámica y deshidratadoras
- d) Hospitales, hoteles, polideportivos, piscinas y grandes superficies
- e) Tratamiento de aguas residuales en estaciones depuradoras
- f) Aprovechamiento energético de vertederos

Los centros comerciales, bancos y otros lugares en los que se concentran grandes cantidades de gente dentro de los espacios urbanos, también tienen necesidades que pueden ser cubiertas con un proyecto adecuado que involucre ambos sistemas.

Hay un ancho espectro de posibilidades en estos y otros sectores para ambos sistemas, especialmente para centros con gran consumo en electricidad y calor, como por ejemplo: Hoteles, Hospitales, Polideportivos, etc. Aparte de la demanda de electricidad, que puede ser reducida por la sincronización (ya sea por autoabastecimiento o generación distribuida), la cogeneración cubre la necesidad de vapor (en lavanderías, cocinas grandes, etc.) agua caliente (calor y agua caliente doméstica) y enfriamiento para aires acondicionados.

La cogeneración y la sincronización para autoabastecimiento son alternativas ya reconocidas en prácticamente todos los sectores industriales como tecnologías fiables, eficientes y rentables para sus procesos. En los años pasados estaba económicamente incentivada, por los precios de compra y venta de electricidad relativamente elevados. Con la nueva legislación del sector eléctrico en muchos países, con la convergencia en la UE y la consiguiente bajada de precios de la electricidad, tanto de venta como de compra, al mismo tiempo que suben los precios del gas natural, influidos sobre todo por el cambio del dólar, los márgenes en las plantas de cogeneración y sincronización se están estrechando y se hace más necesario utilizar todos los medios a nuestro alcance para aumentar la eficiencia y, por tanto, la rentabilidad de las plantas de cogeneración, vía disminución del costo de producción de electricidad.

Es evidente para todos los conocedores de estas tecnologías que para conseguir la mejor rentabilidad de un proyecto de esta naturaleza, se debe comenzar con un buen dimensionamiento. Como decir que la planta de cogeneración ha de suministrar todo el calor y frío necesario para los procesos que lo requieran con la mayor eficiencia posible mientras que el sistema de sincronización a través de un grupo electrógeno ha de ser capaz de eliminar cualquier corte en el suministro de energía eléctrica así como de reducir los gastos que se generan por la compra de energía eléctrica. Estas consideraciones aconsejan en algunos casos cambiar las condiciones del proceso para hacerla realmente eficiente.

Una vez dimensionada la planta y seleccionados adecuadamente los equipos principales que se van a implementar, hay que optimizar el diseño. Esto que antes tenía menos relevancia, está adquiriendo una importancia mucho mayor, siendo la clave en algunos casos para el éxito económico del proyecto. La optimización del diseño tiene dos aspectos diferentes: por una parte la introducción de elementos que aumentan el rendimiento de la planta y, por otra, los que le dan más flexibilidad, aunque en algunos casos el elemento en cuestión produce los dos efectos.

LEGISLACIÓN SOBRE AUTOABASTECIMIENTO

El autoabastecimiento de electricidad está permitido por la legislación mexicana desde 1992. A continuación reproducimos los artículos referentes de la Ley del Servicio Eléctrico:

Capítulo IX Sección sexta. Del autoabastecimiento.

Artículo 101.- De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36, fracción I, de la ley, se entiende por autoabastecimiento la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios.

Artículo 102.- En los supuestos del artículo anterior, la inclusión de nuevas personas al aprovechamiento de energía generada por el auto abastecedor procederá cuando:

1. **Se hayan cedido partes sociales, acciones, o participaciones con autorización de la Secretaría;**
2. **Así se haya previsto en los planes de expansión y se le haya comunicado a la Secretaría, y**
3. **Así lo autorice expresamente la Secretaría.**

Capítulo IX Sección tercera. De los permisos.

Artículo 77.- El autoabastecimiento, la cogeneración, la producción independiente, la pequeña producción, la generación para exportación y la importación de energía eléctrica destinada al autoabastecimiento para usos propios, son actividades sujetas a permiso previo por parte de la Secretaría.

Artículo 78.- Los permisos tendrán una duración indefinida, salvo los relativos a producción independiente, que se otorgarán hasta por un plazo de treinta años. Para generar energía eléctrica en condiciones distintas a las del permiso, deberá solicitarse previamente autorización de la Secretaría. El cambio de destino de la energía eléctrica generada requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso por parte de la Secretaría.

Artículo 79.- Cuando la propiedad de una planta generadora corresponde a varias personas, el permiso se otorgará en su caso, a todos los interesados, quienes deberán designar, en forma fehaciente, un representante común ante la Secretaría, con facultades suficientes para actuar en su nombre, y asumirán solidariamente la responsabilidad del cumplimiento de la ley, de éste reglamento y de las condiciones que se establezcan en los permisos respectivos.

Artículo 80.- El permisionario adoptará las medidas conducentes para el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas y demás especificaciones obligatorias y asumirá los riesgos derivados de cualquier circunstancia que pueda impedir o modificar las condiciones de funcionamiento de la planta generadora y la disponibilidad de energía de la misma.

Artículo 81.- La Secretaría, cuidando en todo caso el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público, podrá otorgar permisos para cada una de las actividades a que se refiere este capítulo; para ejercer varias, autorizar la transferencia de los derechos derivados de los permisos, e imponer las condiciones pertinentes de acuerdo con lo previsto en la ley y este reglamento.

Artículo 82.- Las solicitudes de permisos se presentarán a la Secretaría de acuerdo con los formatos que proporcione la misma y deberán contener los siguientes datos:

1. **Nombre, denominación o razón social y domicilio del solicitante;**
2. **Objeto del permiso y, en su caso, plazo propuesto por el solicitante;**
3. **Ubicación de la planta, capacidad de la instalación y lugares donde se utilizará la energía ;**
4. **Programa de abastecimiento de energéticos, incluyendo datos sobre su fuente, tipo, sustitutos y costos, o de uso de aguas nacionales, en su caso;**
5. **En su caso, disponibilidad y firmeza de excedentes de capacidad y energía asociada; requerimientos de capacidad y energía de carácter complementario, como respaldo firme o sujeto a disponibilidad, así como de servicios de transmisión, y**
6. **Los demás que, de acuerdo con el objeto del permiso, se consignan en los correspondientes apartados de este capítulo.**

Artículo 83.- Con la solicitud de permiso se exhibirán los siguientes documentos:

1. **Los que acrediten la personalidad y existencia legal, en su caso, del solicitante;**
2. **Descripción en términos generales, del proyecto, incluyendo las características de la planta y las instalaciones accesorias; de los datos estimados de la generación anual y consumo de combustibles; la información relativa al uso de aguas que se pretenda efectuar, así como la concerniente al cumplimiento de las normas en materia ecológica y sobre uso del suelo, de conformidad con lo que dispongan los ordenamientos respectivos, y**
3. **Las que acrediten la propiedad, posesión o autorización para el aprovechamiento de la superficie que ocuparán las instalaciones o, en su defecto, informe acerca de los actos jurídicos previstos para el efecto.**

Nota: Todos estos trámites de solicitud de Autoabastecimiento se presentan ante la Comisión Reguladora de energía, con su respectivo pago único por el trámite y verificación de las instalaciones, todos estos trámites son obligatorias para proyectos de generación por arriba de los 500 KW, para proyectos menores o hasta 500 KW no se requiere ningún permiso, ni trámite, como lo marca claramente el siguiente artículo:

Artículo 89.- Salvo lo dispuesto en el inciso c) de la fracción IV del artículo 36 de la Ley, NO se requerirá permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW; ni para el funcionamiento de plantas generadoras cuando sean destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

**POTENCIAL NACIONAL DE COGENERACIÓN
SENER, Marzo 2005**

En base a los datos siguientes, podremos darnos cuenta del enorme potencial de cogeneración que se tiene en el país; de acuerdo a datos que arroja la Secretaría de Energía en un desplegado publicado en marzo del presente año, ésta es la capacidad actual:

Sector		Potencial de Cogeneración en MW			%	Número de Empresas
		Con combustible adicional	Sin combustible adicional	Promedio		
Industrial	Químico	1,037	1,943	1,490	12	213
	Alimenticio	755	1,416	1,086	9	426
	Siderúrgico	740	1,388	1,064	9	83
	Celulosa y papel	712	1,335	1,024	9	109
	Cementero	629	1,179	904	8	124
	Manufacturero	455	853	654	5	420
	Vidrio	335	628	482	4	108
	Minero	320	600	460	4	68
	Hulero	100	188	144	1	16
	Textil	69	130	100	1	95
	Automotriz	48	90	69	1	38
		5,200	9,750	7,475	62	1,700

PEMEX	Petroquímica	1,613	3,026	2,320	19
	Refinación *	786	1,469	1,126	9
		2,399	4,495	3,446	29

Comercial		773	1,453	1,113	9
-----------	--	------------	--------------	--------------	----------

T o t a l		8,372	15,698	12,034	100
------------------	--	--------------	---------------	---------------	------------

BIBLIOGRAFÍA BÁSICA:

1. **Cogeneration and small power production manual**
Scott A. Spiewak
2003, The Fairmont Press Inc.
2. **Small-scale cogeneration handbook**
Bernard F. Kolanowski
2004, The Fairmont Press Inc.
3. **Sincronización y centrales eléctricas**
Coordinación de Desarrollo y Publicaciones
2003, Comisión Federal de Electricidad
4. **Transformadores y maquinas eléctricas**
Kosow
Prentice Hall
5. **Electricidad básica Serie 1 – 7**
Harry Mileaf
Mc Graw Hill - Schaum
6. **Maquinas eléctricas y electromecánicas**
Nasch
Mc Graw Hill - Schaum
7. **Generación en sitio**
Publicaciones internas del grupo Ottomotores para estudiantes de nivel técnico
2004, CONALEP - Ottomotores

EN INTERNET:

1. <http://cec.uchile.cl/~roroman/mci.html>
2. <http://grupoice.com/esp/cencon/gral/energ/plantas/defs.html>
3. <http://vochoweb.com/mci.html>
4. <http://comunidades.calle22.com/articulos/mci.html>
5. http://condumex.com.mx/energia/selmex/pla_elec.html
6. <http://www.conae.gob.mx/wb/distribuidor/cogen.html>
7. <http://www.fide.com.mx/servicios/proyectos/cogen.html>
8. <http://www.aesa.net/aesa/cogeneracion/ciclos.html>
9. <http://www.schneider-electric.com.mx/bajatension/manuales/transferecia.pdf>
10. <http://www.schneider-electric.com.mx/bajatension/manuales/electromag.pdf>
11. <http://www.schneider-electric.com.mx/bajatension/manuales/powerlogic.pdf>

MANUALES Y FOLLETOS TÉCNICOS:

1. **“Manuales técnicos de instalación, operación, mantenimiento y servicio de plantas eléctricas con los sistemas DALE Electric 5900, 6400, 6700, 6800, 6900, 9000, 9100, 2000, 2100 y 3100”**
1997 - 2004, Grupo Ottomotores S.A. de C.V.
Calz. San Lorenzo no. 1150 Col. Cerro de la estrella
Iztapalapa, México D.F.
2. **“Magnaplus: installation, operation, and maintenance manual”**
2002, Marathon electric Mfg. Corp.
100 East Randolph Street Po. Box 8003
Wausau, Wi 54402-8003 USA
3. **“Manual de operación y mantenimiento de las plantas diesel eléctricas IGSA”**
2003, Maquinaria IGSA, S.A. de C.V.
Paseo de la Reforma 5287 Km. 18.5 Carretera México-Toluca
Cuajimalpa, México D.F.
4. **Curso “Plantas eléctricas de emergencia Selmec”**
2004, Instituto Selmec de capacitación
Selmec Equipos Industriales S.A. de C.V.
Grupo ConduMex, México D.F.
5. **“Manual de operación y mantenimiento de plantas eléctricas de emergencia”**
2003, Instituto Mexicano del Seguro Social
Subdirección General De Obras Y Patrimonio Inmobiliario
Jefatura de Servicios de Conservación, México, D.F.
6. **“Plantas generadoras de energía eléctrica”**
1997, Instituto Mexicano del Seguro Social
División de Desarrollo Técnico y Análisis de Recursos Humanos
Jefatura de Servicios de Conservación, México, D.F.
7. **“Manual de operación y descripción de los módulos de control maestro para administración de fuentes de energía”**
2005, Control y programación especializada COPESA; S.A. de C.V.
México D.F.
8. **“Energía racional”**
Revista informativa del ahorro de energía eléctrica
Números 82 al 88; año 14, 2005
Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica FIDE
9. **“Proyectos de ahorro de energía”**
Folletos informativos FIDE
2002 - 2005
Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica FIDE