



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

TRANSFERENCIA Y SINCRONIZACIÓN AUTOMÁTICA DE GENERADORES DE EMERGENCIA EN INSTALACIONES INDUSTRIALES

Christian Alexander Luna Taltique
Asesorado por: Ing. José Mauricio Velásquez

Guatemala, abril de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**TRANSFERENCIA Y SINCRONIZACIÓN AUTOMÁTICA DE
GENERADORES DE EMERGENCIA EN INSTALACIONES
INDUSTRIALES**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

CHRISTIAN ALEXANDER LUNA TALTIQUE
ASESORADO POR: ING. JOSÉ MAURICIO VELASQUEZ

AL CONFERÍRCELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Castellanos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Francisco Gressi López
EXAMINADOR	Ing. Angel Jesús García Martínez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Fernando Álvarez Girón
SECRETARIA	Ing. Gilda Marina Castellanos de Illescas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la Ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

TRANSFERENCIA Y SINCRONIZACIÓN AUTOMÁTICA DE GENERADORES DE EMERGENCIA EN INSTALACIONES INDUSTRIALES,

tema que me fue asignado por la dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 11 de enero de 2004.

Christian Alexander Luna Taltique

AGRADECIMIENTOS A:

DIOS

Dador de vida sin el cual nada seria posible.

MIS PADRES

Julio Roberto y Argelia, por su esfuerzo, apoyo y sustento.

MI ASESOR

Mauricio Velásquez, por su colaboración para la realización del presente trabajo de graduación.

**LA UNIVERSIDAD
DE SAN CARLOS**

En especial, al personal de la facultad de Ingeniería.

Guatemala 30 de julio 2004.

Ingeniero: Ervin E. Segura C.
Coordinador del Área de Electrotecnia.
Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica.
Universidad de San Carlos de Guatemala.

Estimado ingeniero:

Respetuosamente me permito comunicarle que he revisado el trabajo de graduación del estudiante: Christian Alexander Luna Taltique, carné número 92-12998, con el título: "TRANSFERENCIA Y SINCRONIZACION AUTOMATICA DE GENERADORES DE EMERGENCIA EN INSTALACIONES INDUSTRIALES", encontrando que es satisfactorio, ya que su contenido cumple con los objetivos propuestos, por lo que procedo por este medio a su aprobación.

El autor de la tesis y el suscrito asesor, somos responsables por el contenido que en esta se presenta.

Atentamente,



José Mauricio Velásquez González
Ing. Electricista
Colegiado #1513

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



Guatemala, 1 de abril 2005.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Enrique Edmundo Ruiz Carballo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

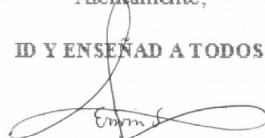
Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**Transferencia y sincronización automática de generadores de
emergencia en instalaciones industriales**, desarrollado por el estudiante;
Christian Alexander Luna Taltique por considerar que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Erwin Efraim Segura Castellanos
Coordinador Área de Electrotécnica

EESC/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: Christian Alexander Luna Taltique titulado: Transferencia y sincronización automática de generadores de emergencia en instalaciones industriales, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
DIRECTOR



GUATEMALA, 17 DE ABRIL 2,006.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.125.06

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **TRANSFERENCIA Y SINCRONIZACIÓN AUTOMÁTICA DE GENERADORES DE EMERGENCIA EN INSTALACIONES INDUSTRIALES**, presentado por el estudiante universitario **Christian Alexander Luna Taltique**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, abril de 2006



/cc

Todo por ti, Carretería Mía
Dr. Carlos Martínez Durán
2006: Centenario de su Nacimiento

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XI
GLOSARIO.....	XIII
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
HIPÓTESIS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV
1. FUNCIONAMIENTO DEL INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	
 AUTOMÁTICO.....	1
1.1 Condiciones de funcionamiento del interruptor automático de transferencia.....	2
1.2 Enclavamiento.....	4
1.3 Diagrama unifilar de la transferencia.....	5
1.4 Algoritmo interruptor de transferencia automático.....	6
1.4.1 Indicación para iniciar la transferencia automática.....	7
1.4.2 Secuencia para transferir al sistema de emergencia.....	8
1.4.3 Calentamiento Semanal de Generadores.....	9
1.4.4 Rutina de sincronización.....	11
1.4.5 Sincronización de generadores a la barra común.....	12
1.4.6 Secuencia para la transferencia del sistema al suministro de energía eléctrica comercial.....	14

2. CIRCUITO DE FUERZA.....	17
2.1 Características eléctricas deseables del circuito de conmutación	17
2.2 Condiciones de operación (cierre y apertura).....	18
2.3 Protección.....	20
2.3.1 Falla a tierra.....	21
2.3.2 Corto circuito.....	21
2.3.2.1 Intensidad mínima de corto circuito.....	22
2.3.3 Selección del disparador adecuado.....	23
2.3.4 Máxima corriente interruptiva.....	24
2.4 Cualidades mecánicas.....	25
2.4.1 Montaje.....	25
2.4.2 Motorización.....	26
2.5 Enclavamiento.....	26
2.5.1 Enclavamiento mecánico.....	27
2.5.2 Enclavamiento eléctrico.....	28
3. CIRCUITO DE MANDO.....	31
3.1 Limitaciones de la sincronización manual.....	31
3.2 Circuito de mando para una transferencia con sincronía automática	34
3.3 Periferia.....	35
3.3.1 Relé de voltaje.....	35
3.3.2 Relé de frecuencia.....	37
3.3.3 Relé de protección contra potencia inversa.....	38
3.3.4 Relé Falla Tierra.....	40
3.4 Relé de sincronización automática.....	41
3.4.1 Esquema clásico de la sincronización.....	44

3.4.2	Supervisión automática de la sincronización.....	45
3.4.3	Comparación del funcionamiento del controlador lógico programable contra el esquema sincronización tradicional	48
3.5	Efectos de un error en la sincronización.....	50
3.5.1	Efecto de un excesivo ángulo de fase.....	50
3.5.2	Efecto de una excesiva frecuencia.....	51
3.5.3	Efecto de un elevado voltaje de generador.....	51
3.6	Análisis libre de fallas.....	52
3.7	Prueba de relés de sincronización automática.....	53
3.7.1	Diferencia de voltaje.....	53
3.7.2	Detector de ángulo de fase.....	54
3.7.3	Detector de coincidencia de fase.....	54
3.8	Medición de potencia.....	54
3.9	Sistema de control.....	56
3.9.1	Características del controlador lógico programable.....	56
3.9.2	Capacidad de conexión en red.....	57
3.9.3	Interfaces de usuario.....	58
3.10	Requerimientos de la unidad de soporte.....	59
4.	OPERACIÓN DE GENERADORES EN PARALELO.....	61
4.1	Sincronización de generadores.....	67
4.2	Regulación de la potencia real en generadores sincrónicos.....	73
4.2.1	Relación entre la frecuencia del sistema y la potencia real de la carga.....	73
4.2.2	La estabilidad se relación con la oscilación.....	77
4.2.3	Operación en paralelo, causa de la oscilación.....	78
4.2.4	El compartidor de carga.....	79

4.2.4.1	Banda muerta “offset”	82
4.2.4.2	Ganancia.....	82
4.2.4.3	Máxima sobrecarga del sistema.....	83
4.2.4.4	Techo máximo de carga.....	83
4.2.4.5	Frecuencia a mínimo tiempo.....	83
4.2.4.6	Nivel de frecuencia para un techo de potencia..	84
4.2.4.7	Reducción permitida de frecuencia.....	84
4.2.4.8	Determinación de los ajustes del compartidor de carga.....	85
4.3	Regulación de la potencia reactiva y su relación con la corriente circulante en generadores conectados en paralelo.....	86
4.4	Puesta a punto de generadores antes de trabajar en paralelo...	89
4.4.1	Ajuste de la frecuencia.....	89
4.4.2	Ajuste de voltaje.....	90

5	DISEÑO DE UN INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO CON SINCRONIZACIÓN DE GENERADORES A UNA BARRA COMÚN.....	93
5.1	Características del circuito fuerza.....	94
5.2	Características del interruptor de transferencia.....	95
5.3	Dispositivos de protección contra sobre corriente.....	96
5.4	Circuito de bypass.....	96
5.5	Características del circuito Mando.....	98
5.6	Generador.....	101
5.6.1	Determinando las dimensiones del generador.....	101
5.6.2	Selección de voltaje.....	103
5.6.3	El control del motor.....	103
5.6.4	Baterías.....	105

5.6.5	Almacenamiento de combustible.....	106
5.6.6	Motores.....	106
5.6.7	Enfriamiento.....	106
5.6.8	Sistema de escape.....	107
5.6.9	Montaje.....	107
5.7	Diseño de un interruptor de transferencia automática con sincronización automática.....	108
5.7.1	Circuito de potencia.....	109
5.7.1.1	Transferencia.....	109
5.7.1.2	Barra común.....	110
5.7.2	Circuito de Mando.....	110
5.7.2.1	Relés para supervisión de Voltaje y Frecuencia	110
5.7.2.2	Relés protección.....	112
5.7.2.3	Sincronización.....	113
5.7.2.4	Instrumentos.....	118
5.7.2.5	Mando generadores.....	120
5.7.2.6	Autómata.....	123
6	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	127
6.1	Funcionalidad del sistema de transferencia automática sincronizada	127
6.2	Costos contra beneficios.....	128
6.3	Inversión ingeniería.....	129
6.3.1	Diseño del sistema de relevación.....	129
6.3.2	Elaboración del algoritmo.....	129
6.3.3	Diseño de programa.....	130
6.3.4	Montaje del sistema de control.....	130
6.3.5	Puesta en marcha.....	130

6.3.6	Inversión en equipo para implementación de la sincronización automática.....	131
6.3.7	Inversión en mantenimiento preventivo y correctivo.....	132
6.4	Análisis de costos de servicio y reparación a futuro.....	133
6.4.1	Determinación de valor de posesión.....	134
6.4.2	Costo de mantenimiento por año.....	136
	CONCLUSIONES.....	139
	RECOMENDACIONES.....	143
	BIBLIOGRAFÍA.....	145

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Diagrama unifilar simplificado de un interruptor de transferencia con cuatro generadores conectados a una barra común.....	6
2. Esquema de algoritmo para inicio y finalización de transferencia automática.....	7
3. Esquema de algoritmo para secuencia de transferencia automática al sistema de emergencia.....	8
4. Esquema de algoritmo para calentamiento semanal de generadores...	10
5. Esquema de algoritmo para secuencia de cierre de interruptor de generadores por sincronización a barra común.....	11
6. Esquema de algoritmo para secuencia de sincronización de generadores a barra común.....	13
7. Esquema de algoritmo para secuencia de transferencia de carga al suministro de energía eléctrica comercial.....	14
8. Recamara de extinción del arco en interruptor de caja moldeada.....	20
9. Interruptor extraíble tipo bastidor, interruptor para montaje fijo.....	25
10. Localización de motor eléctrico para automatización de interruptor de caja moldeada.....	26
11. Enclavamiento mecánico de brazo basculante, enclavamiento por cables	28
12. Enclavamiento eléctrico de dos interruptores empleando sus contactos auxiliares.....	29

13. Instrumentos típicos de una mensula de medición.....	32
14. Conexión eléctrica y esquema de operación de un relé de voltaje.....	36
15. Gráfico de voltaje contra corriente para un relé de protección contra potencia inversa.....	39
16. Esquema de conexión de relé de protección potencia inversa.....	40
17. Esquema de conexión de relé de falla a tierra.....	41
18. Esquema clásico de sincronización.....	45
19. Esquema típico de una sincronización automática con un relé de sincronización automática y un relé de supervisión de sincronización..	46
20. Pantalla de monitoreo de medidores de potencia Siemens.....	56
21. Diagrama unifilar de tres generadores conectados en paralelo.....	62
22. Relación trigonométrica entre el desplazamiento angular del campo giratorio de un generador sincrónico y el factor de potencia.....	64
23. Equivalente mecánico de la inercia de una máquina sincrónica.....	68
24. Representación mecánica de dos generadores sincrónicos.....	70
25. Diagrama en bloques de un compartidor de carga.	81
26. Esquema eléctrico del interruptor de transferencia en la barra de carga.	109
27. Esquema eléctrico de la barra común de generadores.....	110
28. Esquema eléctrico de los relés de supervisión de voltaje y supervisión de frecuencia.....	111
29. Esquema eléctrico del relé de protección contra potencia inversa.....	113
30. Selección electromecánica automático manual del sistema de transferencia.....	114
31. Selección electromecánica del generador a sincronizar.....	115
32. Selector electromecánico para sincronización de los generadores.....	115
33. Diagrama del sistema de sincronización.....	116
34. Diagrama eléctrico de manija para variación de la frecuencia de los generadores.....	117

35. Actuadores electromecánicos para regulación de frecuencia en generadores.....	118
36. Diagrama pictórico de instrumentos en la mensula de medición.....	119
37. Esquema eléctrico de medidor de potencia Siemens 4300.....	119
38. Diagrama esquemático de compartidor de carga Woodward 2301 A.	121
39. Esquema de protección generador de emergencia Caterpillar 3508..	123
40. Esquema eléctrico de las entradas digitales del controlador lógico programable.....	124
41. Esquema eléctrico de las salidas digitales del controlador lógico programable.....	125

TABLAS

I. Margen de servicio para sobre carga con generadores sincronos.....	84
II. Monto de los escalones carga para el ajuste del compartidor de carga...	85
III. Precios costo de controlador lógico programable.....	131
IV. Precios costo de equipo de sincronización automática.....	132
V. Precios costo de equipo de visualización.....	132

LISTA DE SÍMBOLOS

Aa	Diferencia angular instantánea de las crestas de dos ondas senoidales
Af	Diferencia de frecuencias instantáneas
Av	Diferencia de voltajes instantáneos
CA	Costo anual de la posesión
d	Separación angular del campo giratorio de una maquina sincronía y el voltaje eléctrico inducido
df/dt	Factor de cambio de la frecuencia eléctrica en el tiempo
Eg	Voltaje eléctrico interno de un generador sincrónico
F.P	Factor de potencia
Fo	Frecuencia base
H	Inercia del sistema
Hz	Frecuencia eléctrica
I	Tasa de retorno mínimo de la inversión
K	Energía cinética
Kv	Abreviatura para kilovoltios
Kw	Potencia eléctrica en kilowatts
m	Masa de un cuerpo
v	Velocidad de un cuerpo
n	Horizonte de la inversión
P	Valor inicial de la inversión
θ	Separación angular de la corriente eléctrica y el voltaje en un sistema eléctrico
δ	Diferencia de frecuencias instantáneas
S	Incremento previsto anual al costo del mantenimiento

T	Costo anual del mantenimiento
Ta	Par mecánico
Tbc	Tiempo de retardo para el cierre de un interruptor eléctrico
Vf	Argumento del valor vectorial de un voltaje
VM	Valor de recuperación del mercado para una inversión
ω	Velocidad angular de un cuerpo giratorio
Xs	Reactancia del estator del generador

GLOSARIO

Acometida:	Instalación para ingreso de energía eléctrica desde el proveedor del servicio eléctrico comercial.
Algoritmo:	Secuencia de instrucciones que se deben seguir para realizar una acción.
Capacidad interruptiva:	Cantidad máxima amperios puede conducir un dispositivo eléctrico durante un corto circuito sin sufrir daños permanentes.
Circuito de mando:	Conjunto de dispositivos electrónicos y electromecánicos que operan en baja tensión y realizan la lógica de control de un sistema de potencia que usualmente opera en alta tensión.
Contacto auxiliar:	Contacto que se activa o desactiva cuando un elemento principal realiza una operación.

Controlador lógico programable:	Computadora de uso industrial que tiene la finalidad de controlar un proceso automático.
Coordinación de protección:	Procedimiento por medio del cual se seleccionan y ajustan los interruptores de una instalación eléctrica para evitar la apertura incidental de un interruptor principal cuando la falla ocurre en un circuito secundario.
DMA:	Abreviatura para máxima demanda de amperios
DIN:	Comité de normalización industrial Alemana
Drop:	Sistema de regulación de potencia real que se basa en la reducción de la frecuencia para compensar la potencia real del generador.
Enclavamiento:	Condición que no permite dos operaciones simultaneas.
Falla asimétrica:	Falla eléctrica que se predice cuando existe un desbalance de fases, usualmente se produce por el

desplazamiento de las fases y el neutral debidas a una sobre carga o corto circuito en un lugar remoto al área de protección del dispositivo de falla asimétrica.

IEC:

Normalización europea para dispositivos eléctricos

Load Share:

Sistema de regulación de potencia real que se basa en los valores instantáneos de los flujos de potencia real para generadores conectados en paralelo.

Mensula:

Conjunto de medidores eléctricos que son útiles para sincronizar generadores a una barra común, éstos instrumentos están colocados en una única caja la cual se denomina mensula.

Potencia Inversa:

Fenómeno eléctrico que se produce cuando un generador conectado a una barra infinita esta ajustado a un voltaje menor al de la barra, como resultado se produce un flujo de corriente eléctrica dentro del generador.

Recamara de extinción:

Dispositivo dentro de los interruptores que cumple con la función de extinguir el arco

eléctrico cuando se provoca la apertura de interruptor.

Relé: Dispositivo eléctrico que cumple con la función de medir una variable eléctrica.

Reloj de sistema: Reloj interno del controlador lógico programable que sirve de base de tiempo para todos los temporizadores.

SCADA: Sistema de búsqueda y adquisición de datos

Selectividad: Se refiere a la coordinación de protecciones.

Sincronización: Proceso por medio del cual se ajustan las variables eléctricas de un generador que se pretende conectar en paralelo a una barra común.

Sub-rutina: Segmento de algoritmo que puede ser utilizado más de una vez con distintas condiciones de operación.

Temporizador: Dispositivo eléctrico que cumple la función de producir un retardo de tiempo.

Umbral:

Límite máximo y mínimo de un valor de consigna.

RESUMEN

El interruptor automático de transferencia tiene la función primordial de proporcionar energía eléctrica confiable durante la suspensión del servicio eléctrico comercial, en la industria donde por su naturaleza las cargas eléctricas tienen montos considerables y además surge la necesidad de un servicio eléctrico constante debido a la naturaleza de los procesos de manufactura, es recomendable implementar un sistema de transferencia con sincronización de generadores automática. El sistema de transferencia con sincronización automática, tiene la bondad de reducir el tiempo de respuesta de los generadores de emergencia con el beneficio de ser independiente de la intervención de un operador humano, el sistema de transferencia automática consta de dos partes elementales; el control que esta conformado por el controlador lógico programable que hace la función de un cerebro con todos sus réles de medición y actuadores, la fuerza esta conformada de los interruptores de potencia o seccionadores.

Por su parte, el sistema de control cumple la función de ordenar la activación de los generadores de emergencia, su correcta sincronización a la barra común, la conexión para alimentar las cargas, también la protección de los generadores corre por cuenta del sistema de control. Los interruptores son parte de la fuerza y cumplen la función de conectar los generadores para alimentar la carga, es importante la correcta selección de los interruptores para garantizar tanto la conexión de los generadores como la coordinación de las cargas.

Al momento de la conexión en paralelo de los generadores, se produce un fenómeno al que llamamos transitorio durante el cual se produce un intercambio de energía cinética entre los generadores conectados a la barra y el generador

entrante, también durante la operación en paralelo de los generadores se producen intercambios de energía, tanto entre los generadores, el monto de la potencia real entregada por cada uno de los generadores, se controla por un sistema llamado compartidor de carga, por su parte el monto de la potencia reactiva es controlado por el sistema de paralelismo al regular el voltaje en cada generador, es importante la calibración correcta de los sistemas de regulación de potencia puesto que durante los transitorios en la carga se producen intercambios desiguales de potencia, tanto de los generadores a la carga, como entre los generadores conectados en paralelo, este fenómeno se incrementa si la construcción mecánica de los generadores es distinta.

Por último, debe realizarse un estudio económico antes de implementar un sistema de sincronización y transferencia automática, para determinar si el costo por la implementación del sistema es menor al costo en pérdidas de la producción, de ser así el proyecto es factible.

OBJETIVOS

General

Demostrar la factibilidad para la implementación de un sistema de transferencia y sincronización automática de generadores de emergencia tanto desde el punto de vista técnico, como desde el punto de vista económico.

Específicos

1. Describir las partes que conforman el control y la fuerza para un sistema de sincronización automática de generadores de emergencia.
2. Realizar el diseño de un tablero eléctrico que cumpla con la función de sincronizar generadores de emergencia a un interruptor de transferencia automático.
3. Determinar la factibilidad económica del sistema de transferencia automático con sincronización de generadores.

HIPÓTESIS

La sincronización y conexión automática de generadores de emergencia a una barra común es posible desde el punto de vista técnico, como también es factible su implementación desde el punto de vista económico, la operación de un interruptor de transferencia con sincronización automática reduce significativamente los cortes en el servicio eléctrico en instalaciones industriales donde el suministro de energía es crítico, reduciendo las pérdidas en la producción provocadas por cortes prolongados en el suministro.

INTRODUCCIÓN

Los interruptores automáticos de emergencia cumplen la función de suministrar potencia eléctrica a las instalaciones industriales cuando el suministro de energía eléctrica comercial falla. En casos especiales, cuando la variabilidad de la carga en una instalación industrial oscila en amplios márgenes y también la disponibilidad del suministro eléctrico es esencial, se recomienda la implementación de un interruptor de transferencia con sincronización automática de generadores. El funcionamiento automático supone dos ventajas esenciales, la primera es una independencia total del factor humano en caso de emergencia, la segunda es la posibilidad de alternar el funcionamiento de los generadores según las necesidades de la carga y de la disponibilidad misma de los generadores. El siguiente trabajo de graduación trata acerca de la implementación de un sistema de transferencia automática, la característica principal del sistema es que la sincronización de los generadores se hace a una barra común de generadores, ésta barra se conecta a un interruptor de transferencia principal que cumple con suministrar la energía a las instalación industrial, ya sea desde la barra de generadores sincronizados o bien desde el suministro comercial de energía eléctrica.

1. FUNCIONAMIENTO DEL INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE TRANSFERENCIA

Un interruptor automático de transferencia es en esencia un sistema de relevación automatizado que asociado a una subestación y un generador provee un servicio eléctrico constante y eficaz, sin la intervención de un operador humano. La transferencia se activa cuando el servicio normal se suspende, conmutando a un servicio auxiliar, según sea la necesidad de la instalación eléctrica, la transferencia puede llegar a ser un sistema sumamente complicado; en la mayoría de los casos una transferencia básicamente se compone de dos interruptores, un sistema de control, y una barra común.

Los interruptores automáticos de transferencia están compuestas de un circuito de fuerza y uno de mando, circuito de fuerza los interruptores de potencia quienes son los encargados de realizar la conmutación, para trabajar en media tensión o bien en baja tensión (se considera baja tensión a niveles de voltaje inferiores a 1Kv y media tensión al rango que va desde 1Kv hasta los 44Kv), estos interruptores por su naturaleza están ubicados dentro de gabinetes, siendo el diseño de su conexión eléctrica adaptado a las necesidades del cliente (barra simple, doble barra, barra partida, etc.), los interruptores son controlados por el circuito de mando, que a su vez, se conforma por el controlador lógico programable y su red de dispositivos de periferia compuesta de los actuadores, los relés y los medidores de potencia. Por su parte el controlador lógico programable actúa de acuerdo con el algoritmo de decisión dependiendo de la información obtenida de su periferia que está compuesta por relés de medición, la existencia de un controlador lógico programable supone la ventaja de adaptar el sistema a las necesidades

del usuario, lo anterior es significativo respecto de los relés de transferencia dedicados o bien de los sistemas de transferencia electromecánicos, debido a que el algoritmo del controlador lógico programable puede ser modificado a voluntad y la capacidad de manejo de periferia aumentada al agregar módulos, controlando más de un interruptor automático de transferencia con un solo controlador lógico programable, llegando a ser tantos los interruptores automáticos de transferencia como el controlador lógico programable lo permita.

1.1 Condiciones para el funcionamiento de un interruptor de transferencia automático

El funcionamiento de una transferencia automatizada está regido por el algoritmo dentro del controlador lógico programable que realiza el control, existen algunas directrices que se deberán seguir para garantizar que el funcionamiento de una transferencia sea el adecuado. Las condiciones de funcionamiento son un conjunto de eventos que deben ocurrir para que el controlador lógico programable realice, ya sea la secuencia de transferencia, o por el contrario uno o varios procesos alternativos, dichas condiciones están claramente relacionadas con las limitaciones del hardware.

Los eventos que activan o desactivan un interruptor automático de transferencia se verifican en las entradas de señal del controlador lógico programable (periferia), tanto los interruptores como los relés de voltaje están dotados de contactos secos o señales de campo que sirven como señalización para los lazos cerrados de control en el controlador lógico programable.

De antemano se define cuál será la secuencia de funcionamiento básica para nuestra transferencia, decimos entonces que si la transferencia se

encuentra en espera, y que en un determinado momento se produce una alteración en el voltaje de la acometida, esto provocará la secuencia siguiente:

- 1- Se abre el interruptor de la acometida.
- 2- Los generadores se activan y sincronizan a la barra de generadores.
- 3- Se verifica el voltaje los generadores en paralelo.
- 4- Se cierra el interruptor de la barra común de generadores.

Con lo anterior, se cumple con la secuencia de transferencia desde el suministro de energía eléctrica comercial al servicio de emergencia, el proceso de transferencia es simplificado; sin embargo, ¿qué sucedería si el generador no se activa?, o bien si éste se apaga después de realizada la transferencia; todas estas condiciones se expondrán cuando se diseñe el algoritmo de la transferencia.

Cuando el voltaje en la acometida del servicio eléctrico comercial se normaliza se realiza la transferencia desde el suministro de emergencia al servicio comercial, el proceso simplificado será el siguiente:

- 1- Se abre el interruptor de la barra común de generadores, produciendo un pequeño corte en el suministro de energía eléctrica a las cargas.
- 2- Se cierra el interruptor de la acometida del servicio comercial.
- 3- Los generadores sincronizados a la barra común abren sus interruptores liberándose de la barra.
- 4- Luego de un tiempo estipulado por el fabricante los generadores se enfrían para posteriormente apagarse.

Se deduce que existen condiciones externas que inician la secuencia de transferencia, dentro de la secuencia de la transferencia se observan algunas

condicionantes a las que llamaremos enclavamientos. Cada una de ellas se analizará de forma detallada a continuación.

1.2 Enclavamiento

Los enclavamientos son empleados para evitar que la transferencia efectúe operaciones peligrosas, por ejemplo; si conecta el interruptor del generador y el interruptor de la acometida en la barra común de manera simultánea, para el caso particular de un interruptor de transferencia automático los enclavamientos son los siguientes:

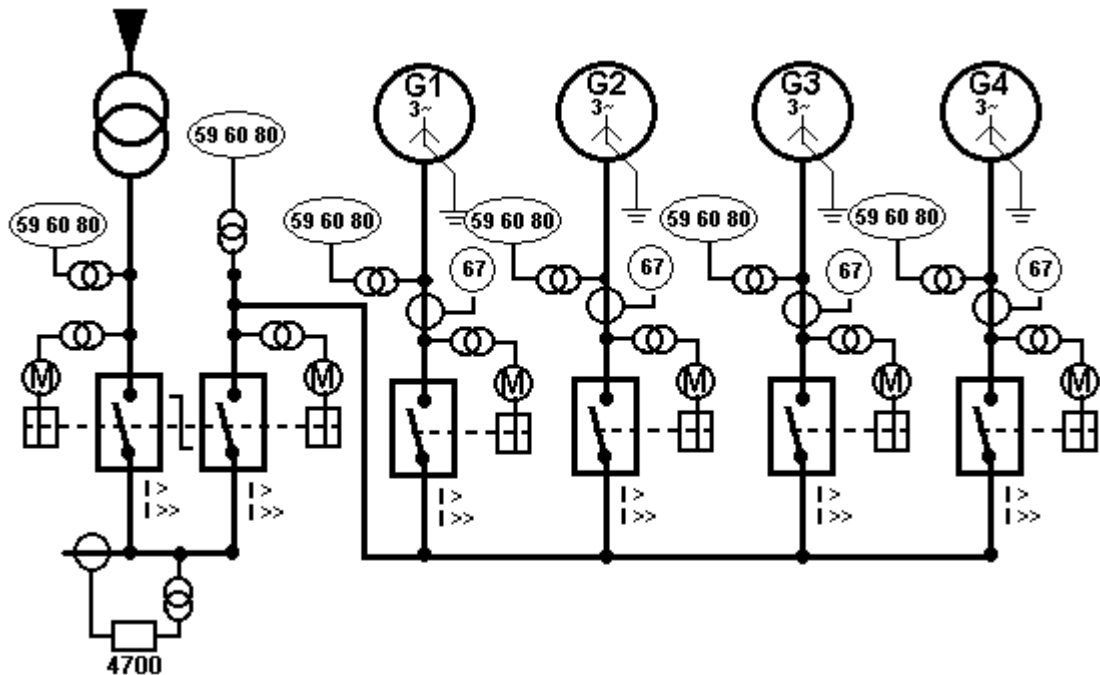
- 1- Disparo de interruptor de acometida por corto circuito o sobre carga (se verifica por medio del contacto auxiliar de disparo de interruptor, impide que cierre cualquiera de los interruptores, esto debido a un corto circuito en la barra de la carga).
- 2- Disparo de interruptor de generadores por corto circuito o sobre carga (se verifica por medio del contacto auxiliar de disparo de interruptor, impide que cierre cualquiera de los interruptores, esto debido a un corto circuito en la barra de la carga).
- 3- Disparo de interruptor de barra común (se verifica por medio del contacto auxiliar de disparo de interruptor, impide que cierre cualquiera de los interruptores, esto debido a un corto circuito en la barra de la carga).
- 4- Disparo de interruptor de generadores por corriente inversa (se verifica por medio del contacto auxiliar de relé de potencia inversa, impide que se cierre el interruptor del generador nuevamente, además detiene el generador inmediatamente).
- 5- Orden de apagado de generadores por falla (esta falla es programable en el control de los generadores se verifica por medio de un contacto auxiliar,

- 6- existen tres niveles de falla para cada generador, cada uno tiene su propio contacto auxiliar, impide que los generadores se activen nuevamente).
- 7- Enclavamiento mutuo de interruptores (este puede ser eléctrico, mecánico o por programa, el enclavamiento mutuo se verifica por medio de los contactos auxiliares de abierto cerrado de los interruptores y sirve para evitar que dos interruptores cierren simultáneamente produciendo un corto circuito).

1.3 Diagrama unifilar de la transferencia

Un interruptor de transferencia automático con sincronización de generadores a una barra común consta de generadores dotados de un interruptor motorizado, sistema de medición de voltaje (59, 60, 80), protección contra corriente inversa (67). Cada uno de los generadores está conectado a la barra común, y por seguridad los generadores se sincronizan a esta antes de suministrar potencia a la carga, la barra común cuenta con medición de voltaje y de frecuencia, el relé de frecuencia envía señales de campo al controlador lógico programable para que este acelere o des-acelere el generador que hará las veces de barra infinita, a la barra común está también conectado el interruptor principal, que a su vez, está motorizado. Conectado a la barra de carga están los interruptores principal y de barra común, ambos están motorizados y cuentan con enclavamiento mecánico, en la barra de carga hay un sistema de medición de potencia que sirve para comunicarle al controlador lógico programable si debe sincronizar otro generador más a la barra común para abastecer la carga o si por el contrario deberá sacar uno de servicio. El interruptor principal abre el suministro que viene de un transformador, al interruptor principal se conecta un relé de voltaje que es quien determina si procede activar el interruptor de transferencia automático.

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado de un interruptor de transferencia con cuatro generadores conectados a una barra común.

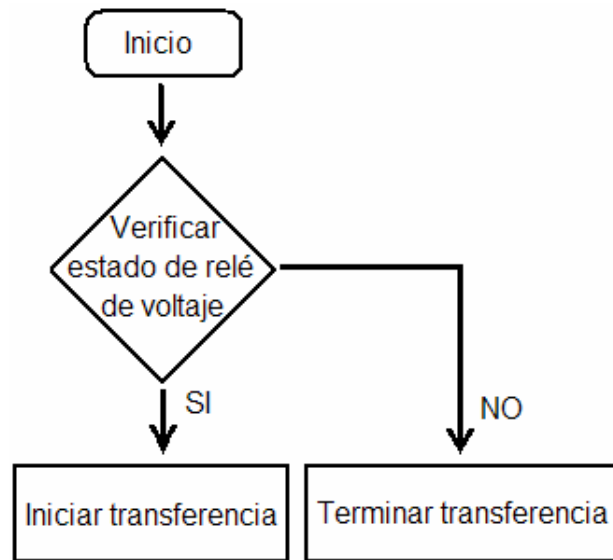


1.4 Algoritmo de un interruptor de transferencia automático

El algoritmo del interruptor de transferencia automático está compuesto por un conjunto de instrucciones y procedimientos que el controlador lógico programable debe de ejecutar. Este conjunto de instrucciones se organiza en forma de segmentos, para su mejor administración:

1.4.1 Indicación para iniciar la transferencia automática

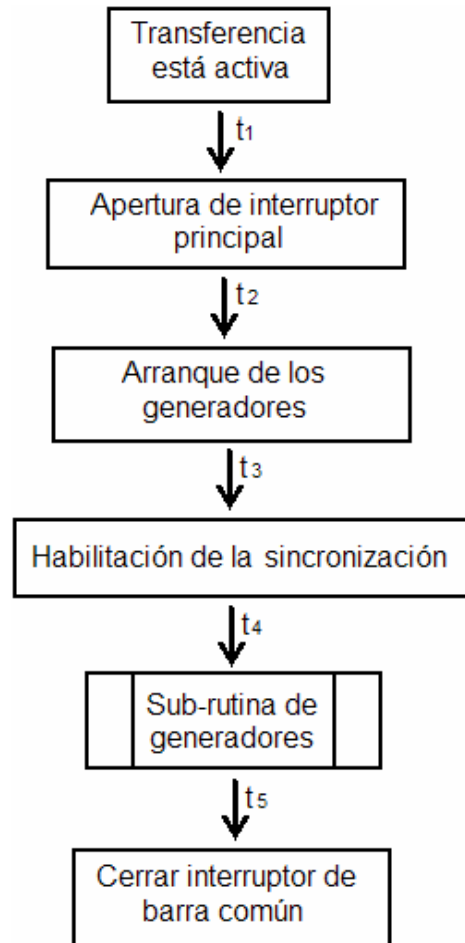
Figura 2. Esquema de algoritmo para inicio y finalización de transferencia automática.



El relé de verificación de tensión analiza tanto el voltaje como la frecuencia de la tensión de la acometida como del generador, dichos dispositivos se activan cuando la tensión sale de un umbral pre-establecido, cuando la frecuencia varía o hay pérdida de fase, siendo el contacto auxiliar el indicador de la falla. El contacto auxiliar puede, ser abierto o cerrado, según sea el diseño del relé (se recomienda el uso de un contacto normalmente abierto, puesto que los relés se alimentan de la tensión que están midiendo, por ello en caso de pérdida total de voltaje el relé no dará indicación al controlador lógico programable), en muchos casos, el relé posee temporizadores internos que pueden ser utilizados para retardar tanto la indicación de falla como la de normalización de servicio, esta opción es importante para evitar la transferencia si se producen transitorios en la acometido o bien si el servicio se restablece sólo temporalmente, en caso el relé no cuente con esta opción esta deberá de ser agregada en el controlador lógico programable.

1.4.2 Secuencia para transferir al sistema de emergencia

Figura 3. Esquema de algoritmo para secuencia de transferencia automática al sistema de emergencia.



La secuencia de transferencia es un conjunto de temporizadores conectados en serie, puesto que cada uno de los pasos de transferencia debe de hacerse a continuación del otro sin que estos se transpongan, es necesario recalcar que cuando la condición que activa cada uno de los temporizadores se hace cero dicho temporizador se torna a cero también, por ende anula las salidas que

están conectadas a él, si el inicio de transferencia desaparece todos los temporizadores cambian a cero liberando las salidas conectadas a ellos.

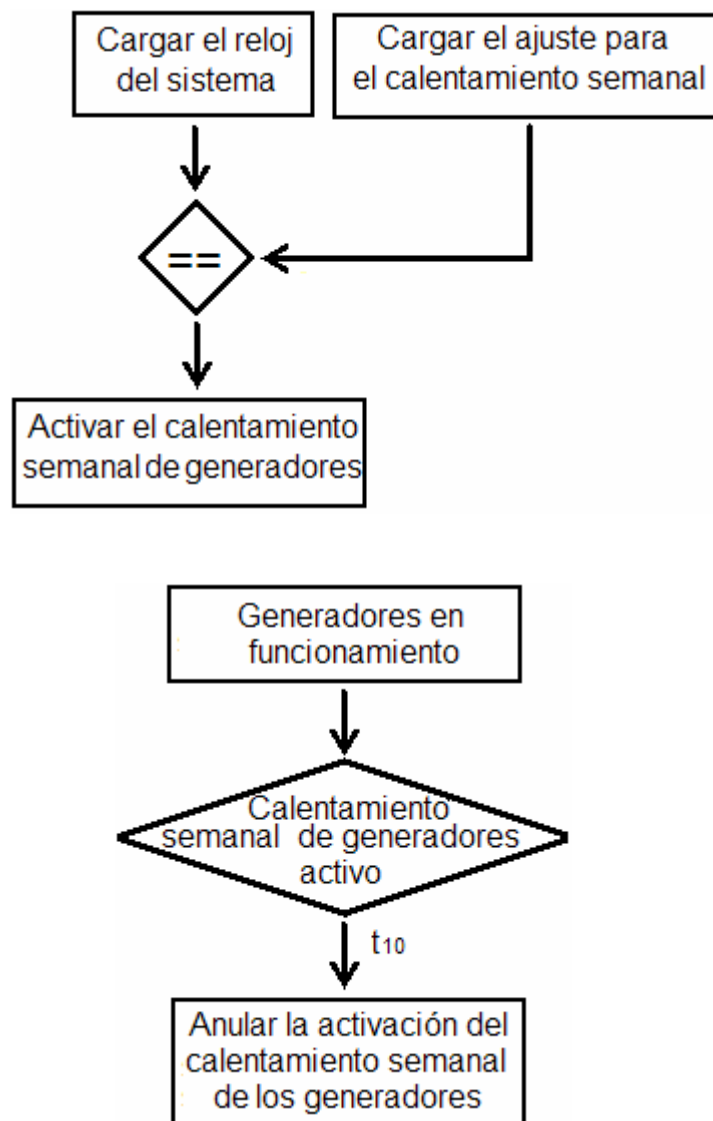
La secuencia de transferencia se inicia con la activación del inicio de transferencia, abre un interruptor principal luego de un tiempo de espera t_1 , luego de transcurrido t_2 y que se ha abierto el interruptor principal se activa una marca interna del controlador lógico programable que activa los generadores eléctricos, transcurrido t_3 y si los generadores eléctricos se activaron se coloca en uno la marca de sincronía que es un registro interno que activa dicha función, una vez habilitada la sincronía se llama a un programa llamado subrutina de generadores quien administra tanto el arranque de los mismo como su correcta sincronización a la barra común.

1.4.3 Calentamiento semanal de generadores

El calentamiento semanal es un procedimiento por medio del cual el generador eléctrico se activa para trabajar en vacío durante un tiempo ajustado por el usuario y de esta forma verificar su correcto funcionamiento mecánico y eléctrico, el día y la hora del calentamiento se define por el usuario en el panel de operador del tablero eléctrico del interruptor de transferencia automático, en él se ajusta un registro que corresponde al día y la hora del calentamiento, dicho registro se compara con el registro interno del controlador lógico programable que puede bien ser una sub-rutina o un registro interno del microprocesador, tanto el ajuste como el registro interno se comparan de tal suerte que si son iguales se pone a uno una marca interna que indica el calentamiento semanal del generador, dicha marca se repone a cero después de un tiempo que en este caso se llama t_{10} , siendo t_{10} la duración del calentamiento semanal.

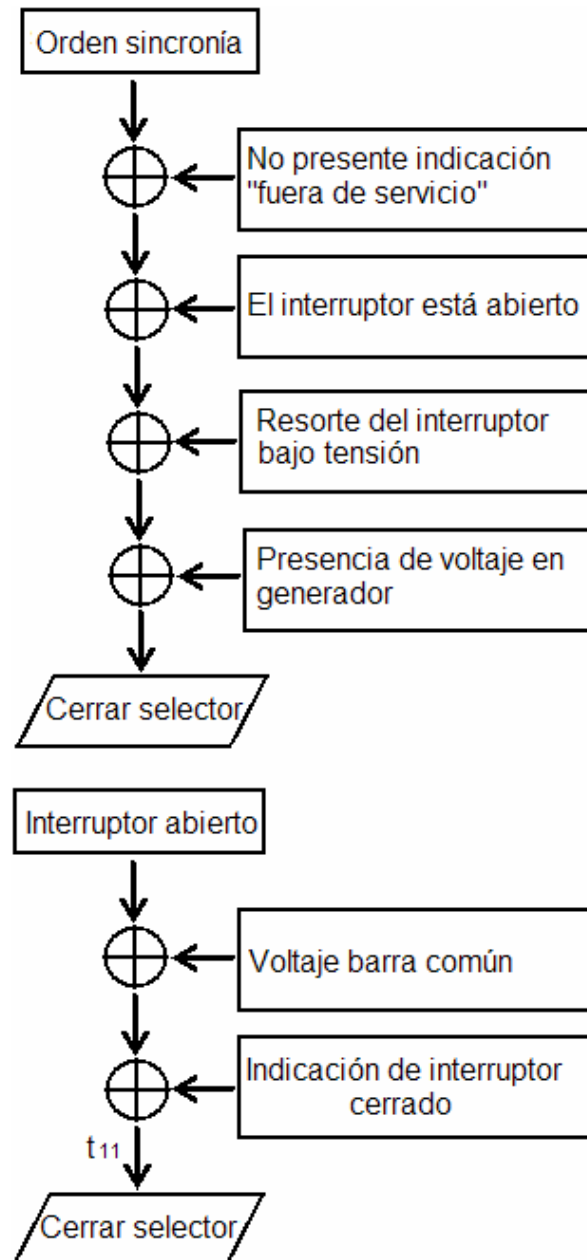
El calentamiento semanal es de vital importancia para verificar el estado de funcionamiento de los generadores, puesto que puede evidenciar fallas en su funcionamiento.

Figura 4. Esquema de algoritmo para activación del calentamiento semanal de generadores.



1.4.4 Rutina de sincronización

Figura 5. Esquema de algoritmo para secuencia de cierre de interruptor de generadores por sincronización a barra común.



Cada uno de los generadores se sincroniza independientemente, uno a sucesión del otro, por tal razón, el sistema de mando del interruptor automático de transferencia cuenta con un solo sincronoscopio, la decisión de que generador se va a sincronizar a la barra común de generadores se hace por medio de un selector que es manejado por el controlador lógico programable, es entonces el sincronoscopio quien introduce los generadores a la barra directamente sin pasar por el controlador lógico programable.

Los sincronoscopios tienen contactos auxiliares que indican si éste está energizado, si cumple con la sincronía, si hay voltaje en la barra común. El contacto de presencia de voltaje en la barra común se puede emplear para indicar que un generador está en barra, si por el contrario la barra común no tiene voltaje no hay generador en la barra, este contacto auxiliar es importante puesto que sirve para introducir en la barra el primer generador directamente por medio de un by-pass, siendo los generadores posteriores sincronizados al primero. Cada generador permanece seleccionado un tiempo t después del cual se abre el selector introduciendo el generador posterior.

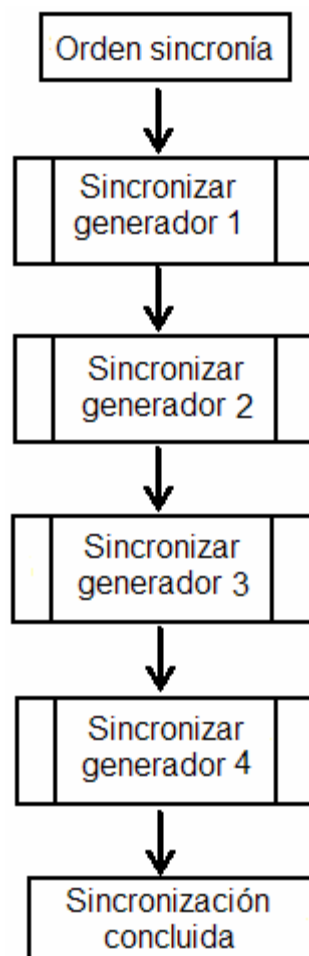
1.4.5 Sincronización de generadores a la barra común

La sincronización es secuencial, es decir que nunca se sincronizan dos generadores a la vez, como se dijo con anterioridad, el primer generador entra directamente a la barra puesto que el sincronoscopio lo habilita para tal efecto, los generadores posteriores se van sincronizando sobre el primero que entra a la barra común, como no es posible saber si el primer generador (en este caso el número uno) está disponible el procedimiento para todos los generadores es el mismo, cada uno de ellos entra con la expectativa de sincronizar siendo el sincronoscopio quien los habilita para conectar a la barra común de generadores. Cuando un generador está fuera de servicio el algoritmo debe de

ser capaz de saltar al siguiente generador y sincronizarlo o bien introducirlo directamente, es decir que si el generador número uno falla el algoritmo puede colocar el generador número dos como referencia y sincronizar el número tres y el cuatro sucesivamente.

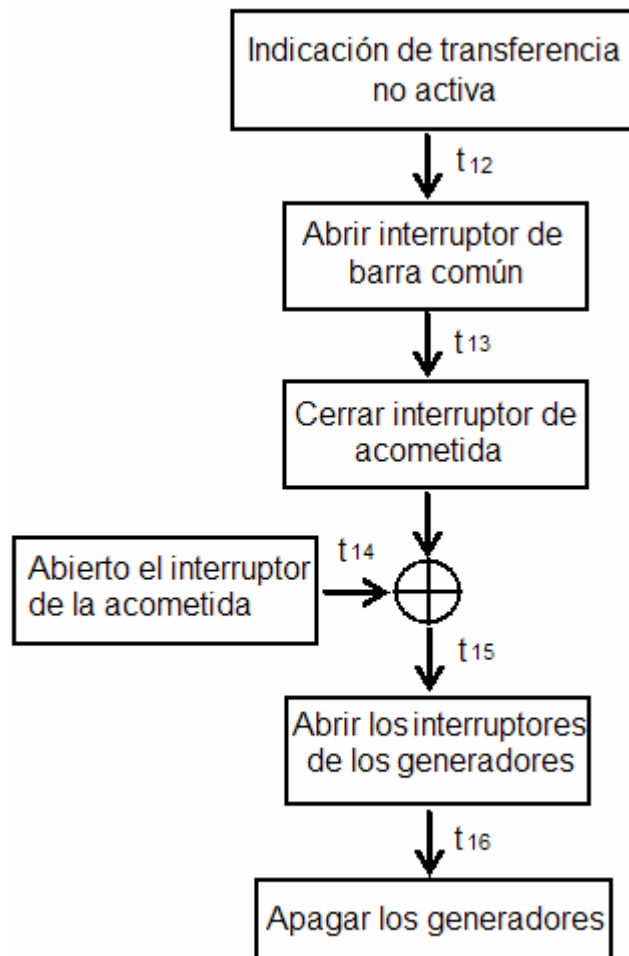
Cuando la sincronización concluye, es decir que más de un generador se introdujo en la barra se procede a activar la indicación de sincronización concluida, esta marca sirve para terminar el proceso de transferencia.

Figura 6. Esquema de algoritmo para secuencia de sincronización de generadores a barra común.



1.4.6 Secuencia para la transferencia del sistema al suministro de energía eléctrica comercial

Figura 7. Esquema de algoritmo para secuencia de transferencia de carga al suministro de energía eléctrica comercial.



La transferencia al servicio de energía eléctrica comercial se inicia cuando el relé de supervisión de voltaje determina que el suministro eléctrico de la acometida es adecuado, sin embargo es necesario dejar pasar un tiempo para que se considere seguro reconectár, este lapso de tiempo puede ajustarse en el relé de supervisión de voltaje en el suministro de la acometida o bien en el controlador lógico programable, pudiendo variar entre unos minutos hasta algunas horas, concluído dicho tiempo se procede a transferir la carga a la barra de suministro de la acometida, el procedimiento se describe a continuación: se desconecta el interruptor de la barra común de los generadores, luego de un lapso de tiempo que sirve para disolver la energía residual del sistema (la energía residual se debe a que los motores conectados a la barra de carga permanecen girando por lo cual actúan como generadores produciendo un efecto similar al rechazo de carga) se conecta el interruptor del suministro de la acometida quedando energizadas las cargas. Es necesario hacer una observación, si bien el proceso es totalmente automático no existe sincronización del servicio de emergencia y el suministro de energía comercial, la sincronización entre la barra de la acometida y la barra común de generadores supondría una ventaja puesto que la transferencia del servicio de emergencia al servicio comercial sería imperceptible para el usuario, sin embargo la transferencia que se propone aquí esta constituida por cuatro generadores sincronizados que alternan su funcionamiento, según las necesidades de carga, la operación en paralelo de los generadores requiere de la implementación de varios sistemas para el control de la potencia entregada por cada uno de los generadores (en este caso particular se emplea un compartidor de carga Woodward 2301), estos sistemas impiden la sincronización de la barra de generadores con la barra del suministro eléctrico comercial.

2. CIRCUITO DE FUERZA

2.1 Características eléctricas deseables del circuito de conmutación

El circuito de fuerza en una transferencia se compone de los interruptores de potencia, éstos protegen tanto a las cargas como a las personas, actuando como seccionadores con capacidad de selectividad, además de cumplir con otras aplicaciones, como: interruptores de acometida y derivación en instalaciones trifásicas, para conectar y proteger tanto transformadores como generadores y interruptores principales.

Algunas de sus características más notables son:

1. Una amplia duración eléctrica y mecánica, pueden ser abiertos y cerrados en múltiples ocasiones, tanto de manera automática como remota.
2. Disponer de indicaciones de campo para verificar el estado del interruptor: abierto, cerrado, disparado por corto circuito o bien si está disponible para abrir o para cerrar.
3. Capacidad de corriente acorde a la capacidad de la red, la capacidad de corriente se define como la máxima corriente que el interruptor puede conducir antes de dispararse, siendo dependiente exclusivamente de la carga. En todo caso los interruptores de la transferencia son capaces de proteger a la red de cualquier falla ya sea de sobre carga o corto circuito.
4. Capacidad interruptiva de corto circuito, es la máxima corriente de corto circuito que puede conducir el interruptor. Debido a que la resistencia de los conductores es mínima, la corriente de corto circuito puede llegar a

ser cientos de veces la corriente nominal del conductor. Para seleccionar la protección, adecuada es importante determinar la corriente máxima de corto circuito que debe ser igual o mayor a la máxima corriente de corto circuito, la corriente máxima de corto circuito puede variar conforme se avance en las derivaciones de la red, puesto que es dependiente de la ubicación del corto circuito en la red.

5. La capacidad de voltaje del interruptor debe ser siempre mayor o igual a la red en que está conectado.

2.2 Condiciones de operación (cierre y apertura)

Como mínimo los interruptores de una transferencia deberán ser capaces de cerrar y abrir de forma remota manejados por un controlador lógico programable, hay una gran variedad de mecanismos de apertura y cierre, pero en general la mayoría de los interruptores actúan por medio de la energía mecánica acumulada en un resorte, o bien por la acción directa de un motor; están provistos de un mecanismo de disparo muy similar al gatillo de un revolver que se activa por medio de una bobina actuadora que se energiza por las salidas del controlador lógico programable.

Aún cuando los mecanismos de apertura y de cierre son muy sensibles (la sensibilidad puede ser ajustada) las bobinas actuadoras necesitan generar campos magnéticos de considerable magnitud (útil para respuestas rápidas) razón por la cual tienen una impedancia reducida, por ello la duración del impulso de activación o disparo debe de ser corta, corriendo el riesgo de destruir el elemento, cuando dicho impulso sea muy prolongado. Es necesario hacer la advertencia que los bobinados pueden ser tanto de corriente directa como alterna, y operar en bajo o alto voltaje.

En todos los casos, la acción de cierre o apertura se realiza por medio de un motor que actúa o bien cargando unos resortes, o directamente sobre el mecanismo del interruptor (el motor puede operar en una variedad de voltajes, tanto de corriente directa como en alterna), una sola carga de los resortes es suficiente para realizar una operación completa de cierre y apertura, por esta razón los mecanismos de resorte son los más confiables; la carga de los resortes se efectúa cuando el interruptor está abierto, por ello la operación es sumamente segura permitiendo abrir el interruptor aún cuando el motor falle (debemos de recordar que en caso de emergencia la única operación indispensable es la de apertura).

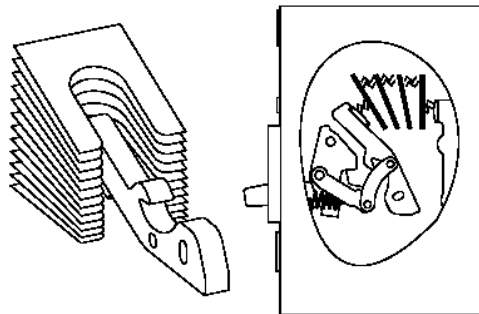
Condiciones de operación para los interruptores de la transferencia:

1. Para la apertura es necesario que el resorte este cargado, en el caso de interruptores con acción por resorte, en particular no es necesaria otra condición, ya que con la apertura no se produce ninguna falla en el sistema.
2. Para el cierre es necesario que el resorte este cargado en el caso de interruptores con acción por resorte, además no debe estar activo ningún enclavamiento (ya sea mecánico o eléctrico) para evitar cortos circuitos o transferencia de potencia.

Es importante recordar que cuando se abre un circuito energizado (ya sea por un corto circuito, sobre carga o transferencia) se produce un arco, esto se debe a que los contactos siguen conduciendo corriente, extinguir el arco es crucial puesto que el mismo produce calor que puede fundir los contactos del interruptor además de generar ozono que a la larga puede destruir la caja moldeada del interruptor. Por lo anterior, se debe considerar un tiempo de unos 20ms para la apertura total del circuito.

Una forma sencilla de extinguir un arco es rompiendo la flama en flamas más pequeñas, esto se hace por medio de una cámara de extinción que es un conjunto de láminas cortadas en forma de U.

Figura 8. Recamara de extinción del arco en interruptor de caja moldeada.



Fraccionar el arco reduce el gradiente de potencial del mismo, a este efecto se le conoce como efecto AIRTON.

2.3 Protección

Los interruptores de la transferencia tienen una doble función, primeramente sirven como seccionadores que conmutan entre dos fuentes de energía, no menos importante es la función que desempeñan como dispositivos de protección, puesto que los interruptores de la transferencia son también los primeros en ubicación entre el suministro de energía y la carga actuando como interruptores principales.

Por lo anterior, los interruptores de la transferencia deben de cumplir con todos los requerimientos de un interruptor principal como lo son: coordinación de protección (selectividad), velocidad de respuesta, una alta corriente disruptiva y capacidad de maniobra a plena carga.

En general cualquier desbalance de corriente (falla asimétrica), o corriente superior a la nominal del circuito puede ser considerada como una falla.

2.3.1 Falla a tierra

La protección por derivación o falla a tierra consiste en un transformador que conectado al disparador (relé de protección por derivación o diferencial), este sondea la corriente de retorno por el neutral, en situaciones normales dicha corriente debería de ser igual (en el caso de la suma vectorial) a la suma de las tres fases, de ser menor, la diferencia de corriente seguramente estará circulando por tierra, esto debido a problemas con el aislamiento o bien humedad. Como la corriente de falla por derivación puede ser muy reducida es posible que la protección por sobre corriente no actúe hasta que el daño a la red sea mayor, los relés de protección por derivación a tierra pueden detectar hasta 6mA de falla.

La detección temprana de la derivación a tierra es vital puesto que es posible que en tableros e instalaciones alejadas de la red de tierra se produzcan considerables potenciales poniendo en riesgo la vida de las personas, es también la derivación a tierra la principal causante de daño en el aislante de cables y mufas.

2.3.2 Corto circuito

Existen cuatro tipos de corto circuito, el corto circuito a tierra que se da cuando una de las líneas hace contacto con tierra, el corto circuito línea a línea, el corto de dos líneas a tierra y por último el flanco corto circuito que pone en corto las tres líneas a tierra. En todo caso el más severo de los cortos circuitos es el flanco corto circuito, principalmente cuando ocurre cerca del interruptor, en

este caso la impedancia de la línea es mínima por tanto la magnitud del mismo queda limitada únicamente por la capacidad de entregar energía de la fuente a la que está conectado, la corriente de corto circuito de un transformador en sus terminales depende únicamente de la impedancia interna del mismo y de la energía almacenada en el núcleo en forma de campo magnético, en el caso de los generadores es la impedancia interna del estator quien limita la corriente, por su naturaleza el devanado en el estator debe de ser reducido en cuanto a su tamaño puesto que el espacio físico dentro del estator es reducido también, por ello se emplean alambres delgados de aleaciones especiales en el estator, sin embargo a pesar de emplear materiales especiales indiferentemente el estator se calienta, lo anterior es un beneficio en cuanto a la máxima corriente de corto circuito, puesto que, la impedancia interna del generador es usualmente mayor a la del transformador, por ello la corriente de corto circuito del generador es menor.

El pico de corriente más elevado ocurre en el semi-ciclo siguiente al corto circuito es este pico de corriente el causante de daño a conductores y a la instalación, el corto circuito genera calor siendo la energía termal proporcional al cuadrado de la corriente por el tiempo, lo anterior implica que a elevadas corrientes el tiempo de disipación térmica es menor, es decir que, a elevadas corrientes menor será el tiempo necesario para causar daños a la instalación, por tanto bajos grados de calentamiento implican un nivel alto de protección.

2.3.2.1 Intensidad mínima de corto circuito

El cálculo de la mínima corriente de corto circuito se emplea en redes con puesta a tierra en el neutro y se calcula para el tramo más largo de una derivación, siendo esta la corriente de corto circuito mínima esperada para la

red garantizando entonces la apertura del interruptor en caso de corto circuito para determinada coordinación de protecciones.

La corriente de corto circuito esta determinada por la red pero esto no implica que se dimensione asi el interruptor, puede que una corriente menor destruya el interruptor o la instalación, por ello la corriente de corto circuito depende de la corriente máxima que el circuito pueda disipar sin dañarse. La corriente de corto circuito en una relación a la corriente de operación, usualmente es de 5 a 10 veces la corriente de operación.

2.3.3 Selección del disparador adecuado

Los interruptores de elevadas prestaciones incluyen una serie de parámetros ajustables, dependiendo de la utilidad que se le dará al interruptor así serán los ajustes que se incluyan en el disparador, entre los parámetros ajustables principales tenemos:

1. I_r Intensidad ajustada porcentual referida a la capacidad nominal del interruptor.
2. La ampacidad I_r del interruptor debe ser la misma de los cables que alimenta, es así que la temperatura de operación es esencial para la selección del cable y de los interruptores, generalmente se adiciona un 25% de capacidad de interruptor en caso de ampliaciones.
3. I_d Intensidad de activación por corto circuito con retardo, a esta intensidad se le puede ajustar un tiempo de disparo para mejorar la selectividad de la red. I_d es un múltiplo de I_r , $I_d = X \cdot I_r$ donde X puede variar de 1.25 a 12.
4. T_d Tiempo de retardo por corto circuito se expresa en milisegundos (ms) y es ajustable de 20ms a 400ms.
5. I_i Intensidad de corto circuito sin retardo ($I_i > 15I_n$).

6. I_g Intensidad de disparo por derivación a tierra, se mide directamente al centro de la estrella por medio de un transformador, siendo un factor de la corriente nominal como I_r .
7. T_g Tiempo de retardo del disparo por falla de derivación, sirve de escalonamiento de falla en caso de fallas breves.
8. T_c Grado de inercia térmica.

Existen en el mercado varios tipos de disparadores, la selección adecuada del disparador depende enteramente del uso que el interruptor tendrá, entre los disparadores estándar mas comunes están:

1. Disparador Tipo “z”: Cuenta con los siguientes ajustes: I_d , T_d , I_r esta fijo a $15 \cdot I_n$.
2. Disparador Tipo “a”: Cuenta con los siguientes ajustes: I_r , I_d , T_d , T_c .
3. Disparador Tipo “n”: Cuenta con los siguientes ajustes: I_i (ajustable respecto a la intensidad nominal I_n).
4. Disparador Tipo “g”: Cuenta con los siguientes ajustes: I_g , T_g .

2.3.4 Máxima corriente interruptiva

La corriente de corto circuito para una tensión asignada depende enteramente de la impedancia desde la derivación hasta el corto circuito. En las redes de baja tensión es decisiva la impedancia del transformador, la impedancia de los cables y de las barras, además de un número elevado de resistencias óhmicas e inductivas cuyos valores son difíciles de determinar como para incluirlos en los cálculos (resistencias de paso por contactos o bornes, influencia inductiva de elementos férricos próximos a los conductores); la intensidad de corto circuito I''_k para un voltaje constante es considerablemente amortiguada por la resistencia óhmica de los conductores,

para más detalle acerca del cálculo de corriente de corto circuito refiérase a la norma DIN VDE 0102. La máxima corriente disruptiva de un interruptor es una característica que depende exclusivamente de su diseño, es importante determinar cual es el valor de la máxima corriente de corto circuito, de esta forma seleccionar el interruptor adecuado.

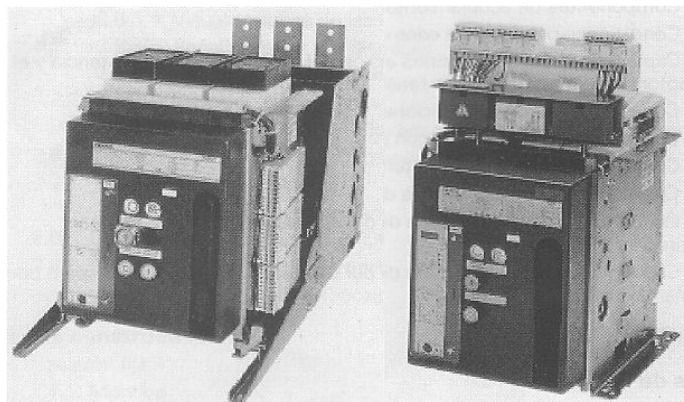
2.4 Cualidades mecánicas

Cuando las cualidades mecánicas del interruptor son el montaje y la disposición del mismo para la motorización.

2.4.1 Montaje

Los interruptores puede trabajar en una ejecución fija o extraíble, en el caso de la ejecución fija se pueden montar el interruptor en una pared vertical, o bien sobre soportes angulares. Para la ejecución extraíble se requiere de un interruptor extraíble y un bastidor con guía, la ejecución extraíble tiene provistos unos contactos auxiliares que pueden servir para indicar la ubicación del interruptor.

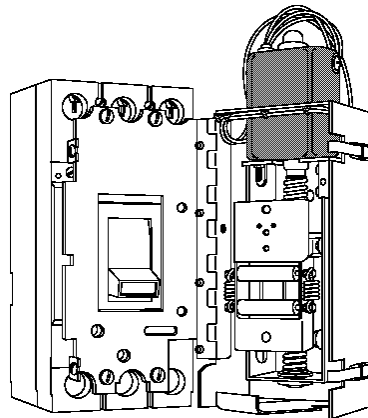
Figura 9. Izquierda interruptor extraíble tipo bastidor, derecha interruptor para montaje fijo.



2.4.2 Motorización

El sistema mecánico del motor puede ser interno o externo al interruptor, la motorización es importante puesto que el interruptor puede operarse a distancia por medio de un controlador lógico programable.

Figura 10. Localización de motor eléctrico para automatización de interruptor de caja moldeada.



2.5 Enclavamiento

Un enclavamiento es un sistema que evita que un interruptor cierre evitando que el mismo efectúe una operación peligrosa, usualmente los enclavamientos se hacen entre dos interruptores dado el caso que los mismos no puedan estar cerrados a un mismo tiempo como los interruptores de una transferencia, en esta situación particular el enclavamiento evita que los interruptores cierren a un mismo tiempo evitando el corto circuito entre el servicio de emergencia y el servicio normal.

Los enclavamientos se pueden clasificar de dos formas:

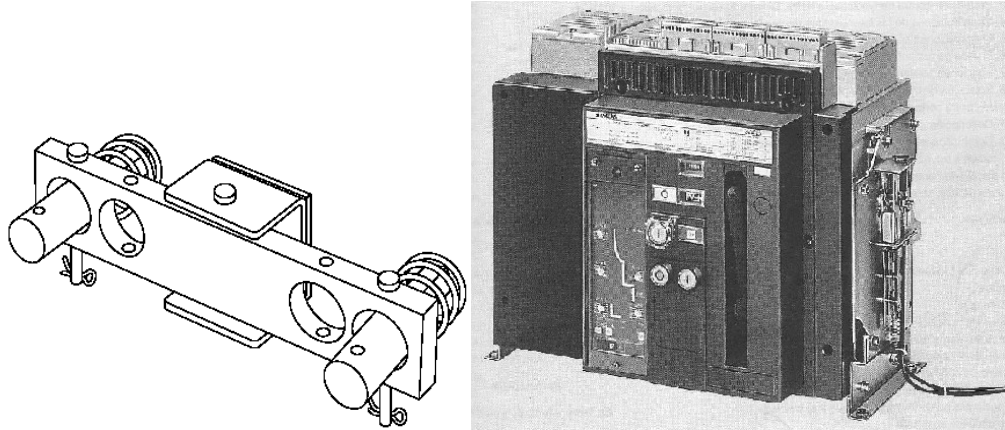
1. Enclavamiento mecánico: impide
2. el cierre del mecanismo del interruptor bloqueándolo.
3. Enclavamiento eléctrico: evita el energizar las bobinas de cierre del interruptor.

2.5.1 Enclavamiento mecánico

El enclavamiento mecánico actúa sobre los mecanismos de cierre del interruptor evitando que los mismos se accionen mecánica o eléctricamente, son dos los sistemas de enclavamiento más comunes: el enclavamiento por cables y el enclavamiento por brazo mecedor.

En el caso de los enclavamientos por brazo basculante dicho brazo se desplaza cuando uno de los interruptores se cierra bloqueando el mecanismo de cierre del otro interruptor, de tal forma que, solo un interruptor a la vez puede estar cerrado, el sistema de brazo basculante sólo es aplicable a interruptores de caja moldeada que se montan verticalmente sobre la lamina del tablero, en este caso el brazo se atornilla por la parte posterior a los interruptores bloqueando los mecanismos por detrás, otra desventajas del brazo basculante es que dicho brazo sólo puede enclavar mutuamente dos interruptores que estén próximos, puesto que existen casos en que se requiere enclavar más de un interruptor y dichos interruptores pueden estar ubicados a considerable distancia (hasta 4 metros según el interruptor) estos enclavamientos no son útiles, en estos casos se emplea el enclavamiento por cable, los enclavamientos por cable pueden actuar sobre más de un interruptor estando estos a una distancia de varios metros.

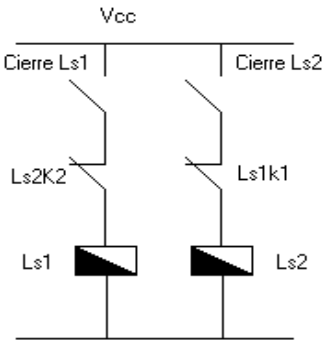
Figura 11. Enclavamiento mecánico, izquierda enclavamiento tipo brazo basculante, derecha enclavamiento por cables.



2.5.2 Enclavamiento eléctrico

El enclavamiento eléctrico emplea los contactos auxiliares, estas señales de campo pueden ser empleadas para manejar directamente accionamientos auxiliares o bien como entradas lógicas de un autómata, el enclavamiento eléctrico se emplea en caso que, el interruptor no pueda ser enclavado mecánicamente o bien se pretenda enclavar dos o más interruptores de distinto fabricante, una de la ventajas inherentes del enclavamiento eléctrico es la posibilidad de bloquear el cierre de interruptores no solo por la condición de operación de un interruptor sino también por condiciones o parámetros muy diferentes, por ejemplo: un enclavamiento persistente por corto circuito que no podrá ser alterado hasta que el corto circuito sea solucionado, esto aumenta la versatilidad de interruptor puesto que puede activar el enclavamiento para más de un interruptor o bien puede enclavar con interruptores a distancias remotas.

Figura 12. Enclavamiento eléctrico de dos interruptores empleando sus contactos auxiliares.



3. CIRCUITO DE MANDO

3.1 Limitaciones de la sincronización Manual

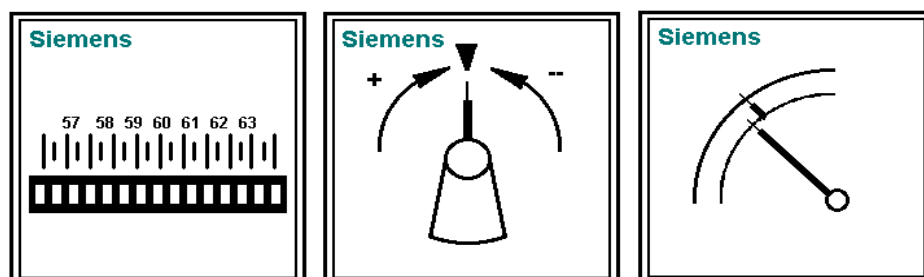
La sincronización de un generador a una barra infinita debe de ser una operación de gran exactitud puesto que las fuerzas relacionadas con tal operación son potencialmente destructivas, íntimamente vinculado con el fenómeno de la sincronización esta la transferencia de energía entre el generador entrante y la barra infinita, la magnitud de la transferencia de energía depende en este caso de la energía cinética del generador entrante, la que depende a su vez de la naturaleza giratoria del generador, de la misma forma, la energía cinética de la barra infinita es la suma de las energías individuales de cada uno de los generadores sincronizados a la misma. La magnitud de la transferencia de energía esta claramente dada en función de la diferencia de frecuencias entre la barra infinita y el generador entrante y de la inercia de los generadores, como bien es sabido, la inercia depende de la forma de construcción de los generadores, para este caso también la inercia de la barra infinita es la suma de las inercias individuales de los generadores conectados a la barra, en este sentido la inmunidad a los cambios de frecuencia depende en gran medida de la inercia del sistema, a dicha inercia por comodidad le llamaré reserva de energía, este termino tomará sentido en el siguiente capítulo cuando se hable de la operación de los generadores en paralelo.

Para comprender con más claridad las limitaciones de la sincronización manual se debe comprender el procedimiento de sincronización manual, en este caso los instrumentos de sincronización manual juegan un papel importante, si bien es cierto se puede sincronizar un generador a la barra infinita

con un simple galvanómetro conectado entre las fases A del generador y la barra, dicho sistema no es preciso, en realidad el generador debe de ser conectado a la barra común en el momento en que las tres fases del generador coinciden en la cresta positiva de la onda sinusoidal respecto de la barra infinita. El juego completo de instrumentos de una sincronización manual consta de: dos voltímetros (uno para la barra y el otro para el generador), dos medidores de frecuencia (uno para la barra y otro para el generador), y un sincronoscopio; a estos instrumentos en conjunto se les conoce como ménsula de medición.

El sincronoscopio en la ménsula gira libremente 360°, en realidad el sincronoscopio en la ménsula representa los vectores de la barra común y el generador entrante, por norma dicho instrumento está conectado a la fase A (L1) de la barra común y del generador. Es posible hacer una analogía entre el sincronoscopio en la ménsula y un reloj de agujas, con la diferencia que el sincronoscopio en la ménsula únicamente posee una aguja, esta como se dijo, representa al generador entrante y gira con libertad, por el contrario la barra infinita no está represente puesto que es la referencia, la aguja gira en dirección del reloj cuando el generador entrante es más rápido que la barra infinita que sirve de referencia, en el caso contrario, la aguja gira en contra del reloj, la velocidad de giro depende de la diferencia de frecuencias de la barra y el generador entrante.

Figura 13. Instrumentos típicos de una mensula de medición.



El procedimiento de sincronización manual por si mismo es relativamente sencillo, en caso la sincronización manual sea en vacío, es decir sin voltaje en la barra, es necesario colocar uno de los generadores como referencia, el primer generador entra de forma directa puesto que no hay presente voltaje en la barra infinita, posteriormente se selecciona el segundo generador, en la ménsula se ajusta el voltaje de tal forma que sea igual al voltaje de la barra y posteriormente se ajusta la frecuencia, esta debería de ser levemente mayor a la frecuencia de la barra, entonces, el sincronoscopio comienza a girar, el giro debe de ser en el sentido de las agujas del reloj, la velocidad de giro no debe de exceder a dieciséis segundos por cada revolución (en el caso de los generadores pequeños como los utilizados en sistemas de emergencia como los que se tratan aquí), la razón de esta relación de vueltas del sincronoscopio se explicará posteriormente, en el momento que la aguja pasa por las doce en punto del sincronoscopio se debe cerrar el interruptor del generador entrante quedando este conectado en paralelo, de lo anterior es bueno hacer algunas observaciones:

El choque mecánico se puede evitar si la sincronización es exacta, cuando un interruptor cierra en ángulos de fase de unos 15 grados esta pequeña diferencia puede producir oscilaciones grandes en el cierre del circuito, en este caso la ménsula da una revolución cada 2 segundos que es una diferencia de frecuencias que supera la ventana de un sincronoscopio normal, sin embargo estos mismo 15 grados son la mitad del camino entre las 11 y las 12 horas en la ménsula lo cual convierte a la sincronización manual usando únicamente la ménsula peligrosamente inexacta, lo anterior justifica el empleo de relés de sincronización, en todo caso el cierre exacto del interruptor es más importante en el momento de sincronizar que mantener reducidas las diferencias de potencial o de frecuencia.

Todos los operadores de plantas de generación están plenamente conscientes que un generador entrante a una barra común no debe presentar ni sonidos, ni oscilaciones en el momento de la sincronización, en el caso de que se produzca sonido si este es suave se puede deber a que la máquina entrante difiere al voltaje de la barra común, esto no tiene importancia si el voltaje no difiere de más de un diez por ciento. En cuanto a la oscilación de frecuencia esta se debe a una diferencia de frecuencia entre la máquina entrante con la barra común, en todo caso un beneficio de la operación suave es evitar los golpes a las máquinas y la oscilación del sistema, por tanto la oscilación no debe exceder los valores nominales de la placa en el generador. La máxima oscilación permitida es de un 15% a un 20% de los valores nominales de la placa del generador.

3.2 Circuito de mando para una transferencia con sincronización automática

El circuito de mando cumple con la misión de sincronizar y transferir los generadores a la carga en el momento que el suministro de energía externo falle, el mando es por si mismo un conjunto de aparatos e instrumentos que trabajan para proporcionar a la transferencia una operación completamente automática.

El circuito de mando esta compuesto por:

1. La periferia: que es el conjunto de relés y sensores que informan en todo momento al controlador lógico programable tanto del funcionamiento de la transferencia, como de parámetros importantes de frecuencia y voltaje.
2. El control: lo constituye el controlador lógico programable propiamente dicho, siendo este quien realiza toda la operación de la transferencia.

3. La medición: que se compone de los medidores de potencia.
4. La red de adquisición de datos: que es una computadora con la función de SCADA.
5. La visualización: por medio de una panel de operador donde se puede hacer ajustes del sistema y visualización de fallas.
6. Instrumentos: Puesto que la transferencia debe ser capaz de trabajar de forma manual también se requiere de un juego completo de instrumentos los que se incluyen por comodidad como parte del mando.
7. Actuadores: El mando actúa sobre los interruptores el controlador lógico programable requiriendo de actuadores que para nuestro caso son simples accionamientos auxiliares por tanto no se incluyen en la descripción del mando.

3.3 Periferia

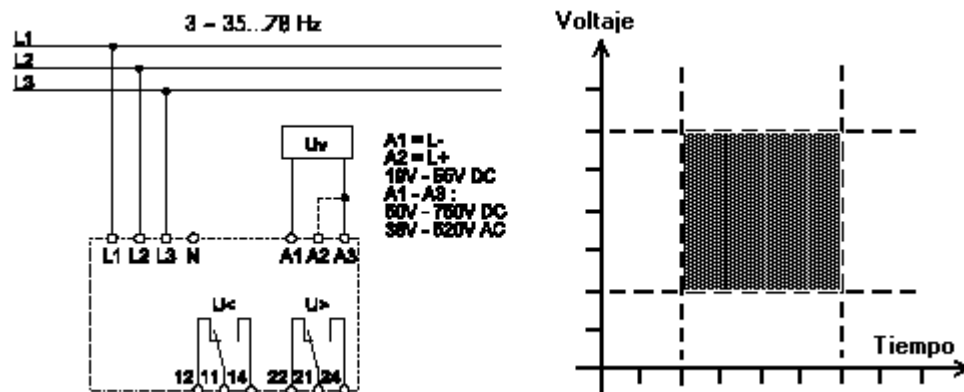
La periferia está compuesta por una multitud de relés, los más comunes son: voltaje, frecuencia, potencia inversa, secuencia negativa, diferencial, además de los antes mencionados se agrega el sincronoscopio y el relé de verificación de sincronía.

3.3.1 Relé de voltaje

La función de los relés de voltaje es supervisar la calidad del voltaje de la acometida como el de los generadores, todos los relés de voltaje son ajustables, pudiendo ser el ajuste por medio de potenciómetros analógicos o bien de una interfaz digital para el usuario. Entre las magnitudes medidas están: una ventana ajustable de tensión, la frecuencia, la secuencia de fases y también la presencia de las tres fases. Por lo regular la salida hacia el controlador lógico programable es un contacto libre de potencial que puede ser,

ya sea normalmente cerrado o normalmente abierto, sin embargo en algunos casos la salida puede ser discreta, como una señal analógica de corriente o de voltaje (0-10V ó de 4-20mA) o bien, como una señal de campo por medio de un BUS de comunicaciones, en todo caso es el controlador lógico programable el encargado de interpretar dicha señal y tomar una decisión.

Figura 14. Conexión eléctrica y esquema de operación de un relé de voltaje.



Usualmente los relés de voltaje cuentan con ajuste de umbral de voltaje ya sea en forma de un porcentaje del potencial nominal del mismo o como un ajuste máximo y un ajuste mínimo, en algunos casos especiales cuentan también con supervisión de frecuencia, supervisión de des-balance de fases y retardo para la indicación de falla, normalmente los relés de voltaje detectan también la pérdida de una fase; es de hacer mención que en algunos casos los relés de voltaje no soportan la conexión directa a la red debiendo verificar si requieren de transformadores de potencial para trabajar adecuadamente, en cuanto a las señales de campo en la salida del relé éstas pueden indicar simplemente falla o bien proporcionar múltiples campos de salida para tipificar cada una de las fallas.

En muchos casos los relés de voltaje cuentan con una pantalla de indicación de fallas que también es útil para la parametrización como para observar fallas del sistema, para la calibración se emplea un voltímetro común con la salvedad que sea de precisión, y un transformador del tipo VARIAC.

3.3.2 Relé de frecuencia

Al igual que el relé de voltaje, el relé de frecuencia puede proporcionar una salida digital o bien una discreta, puesto que la frecuencia a medir es relativamente pequeña medirla con exactitud es un tema de vital importancia, por tanto la medición es indirecta, por medio de un oscilador a cristal de gran exactitud (2MHz) se cuenta cuantos pulsos caben dentro de un semi-ciclo, en caso de mediciones más exactas el conteo se puede hacer hasta en ochosemi-ciclos de la senoidal, la salida como bien se ha dicho puede ser un contacto abierto/cerrado o bien una salida de voltaje (0-10v) o corriente (4-20mA) usualmente la resolución es e 12 bits. La determinación precisa de la frecuencia de los generadores cobra importancia en la sincronización de los generadores y en los efectos transitorios debidos a incrementos o cortes de carga, en el caso de los incrementos de carga todas las partes de un sistema de potencia se deterioran si se excede la sobrecarga disponible en los generadores. Los generadores y por tanto los motores que los mueven giran lentamente como consecuencia de la sobrecarga. Otro efecto de la sobrecarga es la caída de frecuencia, en el caso de las hidroeléctricas una caída de frecuencia de hasta el 10% no afecta el desempeño de la misma, mientras que el caso de la termoeléctricas un 5% de caída de frecuencia puede afectar el funcionamiento de los motores de servicios auxiliares como quemadores, pulverizadores, bombas y ventiladores, reduciendo la entrada de energía a la planta y provocando un efecto cascada.

Para evitar una catástrofe los relés de frecuencia actúan de acuerdo a determinados parámetros de funcionamiento, evitando el colapso total en caso de caídas de frecuencia y tomando acción para corregir los desequilibrios de potencia.

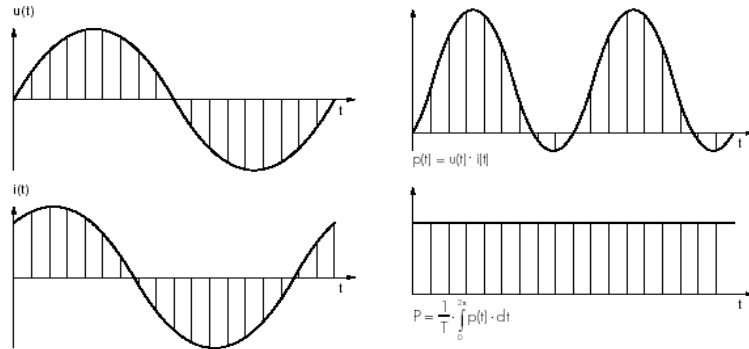
3.3.3 Relé de protección contra potencia inversa

El relé de protección contra potencia inversa cumple con la función de evitar que uno de los generadores actúe como carga de la barra, detecta la diferencia de fase entre la corriente y el voltaje, cuenta con un retardo para evitar que el generador se dispare cuando produce tan solo un transitorio, recordemos que cuando un generador arrastra a otro se produce un intercambio de corrientes reactivas. Para la medición se emplea un transformador de corriente y en caso de ser necesario uno de potencial, ambos transformadores se conectan a una sola línea del interruptor del generador que es L1. Como se consideró anteriormente la carga es balanceada puesto que sólo una fase cuenta con medición, puesto que la potencia es la multiplicación del voltaje por la corriente y que estos son valores instantáneos el micro procesador del relé guarda los valores picos para tomar la decisión de disparo, en general:

Ecuación 1:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^{2\pi} p(t) dt$$

Figura 15. Gráfico de voltaje contra corriente para un relé de protección contra potencia inversa.



Ahora bien el valor del ajuste del relé de potencia inversa se debe de calcular, en los datos de placa del generador aparece el valor máximo de potencia inversa que el generador puede tolerar, sin embargo este no es el valor del ajuste, es necesario aplicar una corrección por la relación de transformación de los Ct's y Pt's, además del factor de potencia, entonces:

Ecuación 2:

$$P_{gs} = \frac{S_g \times \cos(\varphi)}{n_u \times n_i \sqrt{3}}$$

Ecuación 3:

$$Pr \% = \frac{P_{gs}}{U_n \times I_n} \times Pr_g \%$$

De lo anterior:

S_g (Kva): Potencia aparente del generador.

$\cos(\varphi)$: Factor de potencia promedio al que trabaja el generador.

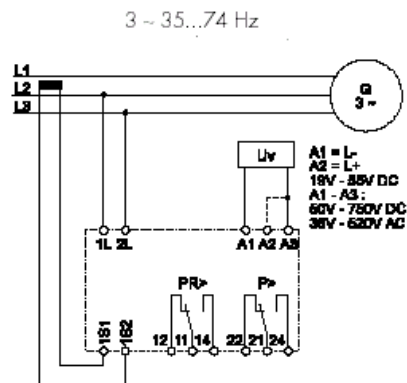
I_n : Corriente medida por el relé.

U_n : Voltaje medido por el relé.

N_i : Relación de transformación del Ct.

N_u : Relación de transformación del Pt.

Figura 16. Esquema de conexión de relé de protección potencia inversa.

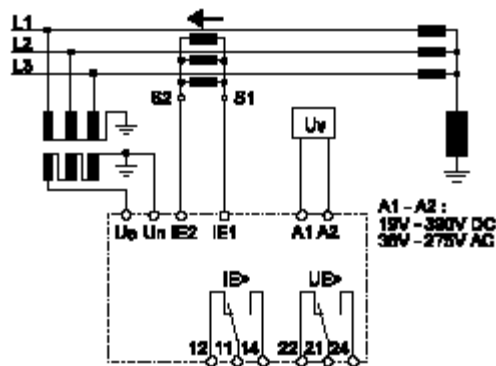


3.3.4 Relé Falla Tierra

El relé de falla a tierra cumple la función de determinar si existe una fuga de corriente en alguna de las fases, tanto del tablero principal, como de los tableros de distribución, el procedimiento determinando el monto de la corriente que debería de retornar por el neutral, puesto que la corriente del neutral es la suma algebraica de las corrientes de cada una de las fases, en caso de ser menor la corriente de neutral es posible que exista una corriente de arqueo en alguna de las líneas. Determinar, si ocurre una descarga a tierra es importante,

puesto que dicha descarga puede provocar un daño en el aislamiento de conductores o en el aislamiento de las cargas debido al arqueo, el medido de corriente diferencial emplea cuatro transformadores una para cada fase y uno para el neutral, la magnitud de la corriente de falla a tierra se ajusta ya sea en amperios o bien como porcentaje de la corriente de neutral. La indicación de falla es usualmente un contacto seco, es necesario verificar si este relé es necesario, tanto los generadores como algunos interruptores cuentan con esta protección como parte del equipamiento estándar.

Figura 17. Esquema de conexión de relé de falla a tierra.



3.4 Relé de sincronización automática

La sincronización puede ser la causa de daños a la maquinaria o el equipo, la sincronización automática respecto de la sincronización manual aumenta la disponibilidad de los equipos, sincronizando casi de inmediato, evitando así la posibilidad de error humano. La sincronización automática de generadores implica el cálculo en tiempo real del algoritmo para el cierre correcto del interruptor en el instante indicado, dicho algoritmo es:

Ecuación 4.

$$\alpha = 360^\circ * S * Tbc$$

Para que el algoritmo anterior se cumpla deberán cumplirse también las siguientes condiciones:

1. El transductor de la línea de transmisión o de la barra común debe de estar trabajando en tiempo real.
2. El PLC o dispositivo de medición debe de tener capacidad para el manejo de las entradas y salidas para el correcto manejo de los cálculos del algoritmo.

El rele de sincronización automática es un dispositivo especializado que tiene la función de ajustar la velocidad del generador entrante a la frecuencia de la barra infinita para luego cerrar el interruptor en el momento indicado, usualmente los reés de sincronización automática poseen un mecanismo de regulación que mantiene la frecuencia del generador entrante en márgenes estrechos, existen dos tipos de relés de sincronización automática; el relé de sincronización automática electromecánico y el relé de sincronización automática de estado sólido; el relé de sincronización automática electromecánico cuenta con discos de aluminio que giran debido al campo magnético de dos bobinas, hay una bobina para la barra infinita y una bobina para el generador entrante, el disco que gira posee una leva que activa un interruptor miniatura que a su vez actúa sobre el interruptor del generador que se pretende sincronizar; estos dispositivos están en desuso por tanto no profundizaremos en el tema. Actualmente los relés de sincronización automática están basados en tecnología de estado sólido lo cual los hace más versátiles respecto de sus dimensiones, sus capacidades, y por supuesto

cuentan con un grado de servicio elevado, por lo regular los relés de sincronización automática de estado sólido cuentan con un algoritmo PID para la regulación de la frecuencia del generador entrante, lo anterior redundando en sincronizaciones suaves con leves golpes para el generador entrante, reduciendo por tanto el estrés a los equipos. Por su naturaleza el relé de sincronización automática de estado sólido es muy versátil este está dotado de ajustes accesibles al usuario, los más comunes son:

1. Δv : diferencia de potencial máxima permitida para poder introducir el generador entrante a la barra infinita, este parámetro es importante puesto que al momento de entrar el generador a la barra el monto de la potencia reactiva que este va a soportar de golpe depende de la diferencia de potencial respecto de la barra infinita, en muchos casos el relé de sincronización automática no solo verifica el voltaje del generador entrante sino también lo puede ajustar por medio de un sistema de accionamientos electromecánicos que actúan sobre un servomotor remoto, este servomotor, actúa a su vez sobre un potenciómetro que ajusta el regulador de voltaje en el generador, en algunos casos si la tecnología de los aparatos lo permite el ajuste es por medio de una comunicación digital.
2. Δf : es la diferencia de frecuencia del generador entrante respecto a la barra común, el generador entrante debe estar levemente sobre la frecuencia de la barra común como se verá esto asegura una operación suave, también asegura que el generador entrante actúe como generador y no como carga de la red en el momento de cerrar el interruptor, puesto que la frecuencia del generador es también ajustable en el gobernador en muchos casos el relé de sincronización automática también actúa sobre el ajuste de frecuencia del generador de la misma forma que en el caso del voltaje.

3. $\Delta\alpha$: la apertura se refiere al margen de ángulos (respecto de las doce en punto de la ménsula) en los cuales puede cerrar en interruptor sin riesgo que se produzca un choque con la barra infinita, la apertura está claramente relacionada con la diferencia de frecuencia respecto de la barra infinita y el tiempo de cierre del interruptor.

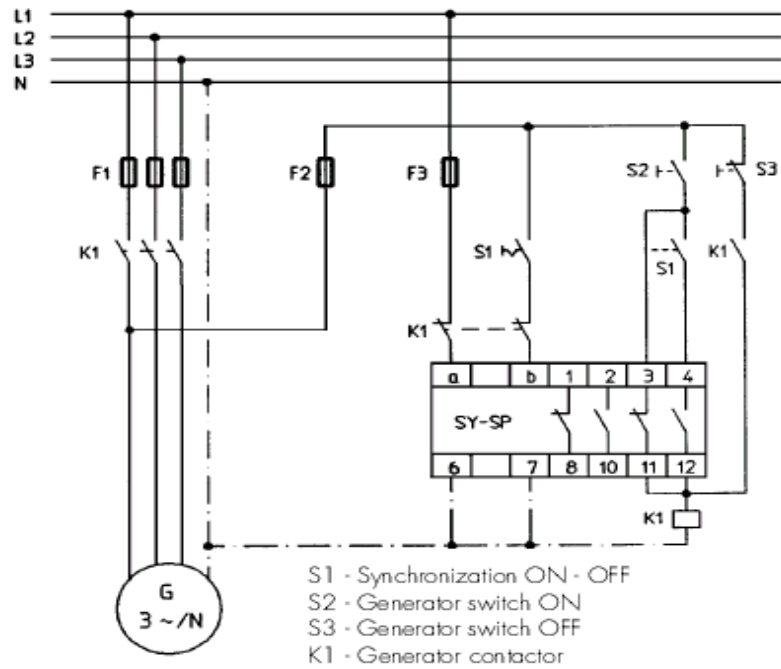
El relé de sincronización automática por tanto tiene dos propósitos importantes, siendo estos:

1. Ajuste de la velocidad del generador contra la barra infinita
2. Cierre del interruptor del generador

3.4.1 Esquema clásico de la sincronización

Una aproximación a la sincronización clásica se muestra en la figura, siendo el operador quien puede seleccionar si el modo de funcionamiento será automático o manual, empero si el modo de sincronización es automático el operador es dispensable; en el modo de operación manual el operador es quien toma la decisión de cerrar un interruptor, en caso de error su único respaldo será el relé de protección de sincronización que por lo general es electromecánico, desafortunadamente después una serie de pruebas de operación se ha mostrado a los sincronizadores automáticos como poco confiables a favor de la operación manual cuando la mayor parte de los cierres fuera de sincronía ocurren, es por ello que la única protección contra una catástrofe millonaria es el relé de supervisión de sincronía.

Figura 18. Esquema clásico de sincronización.



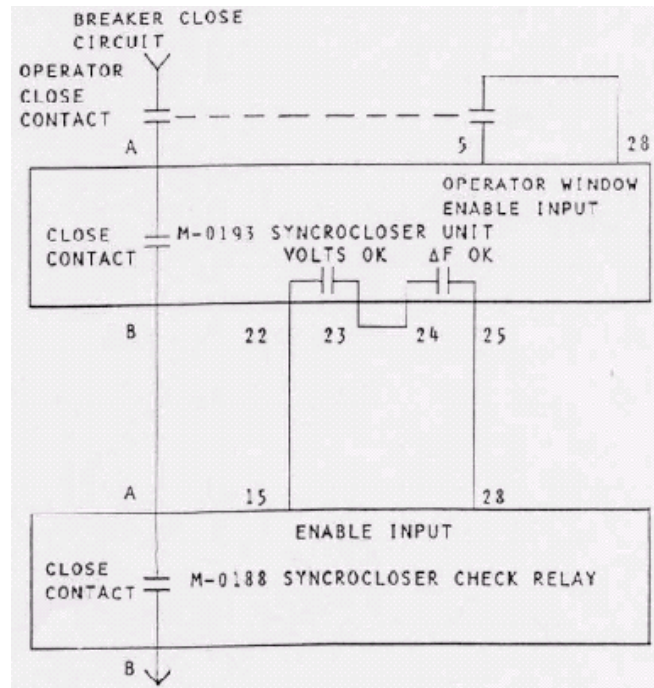
3.4.2 Supervisión automática de la sincronización

Una aproximación al circuito básico de sincronización automática se muestra en la figura, ahora el sincronizador está ajustado para cerrar en un ángulo preciso, marcado por T_{bc} para el cierre de interruptor, la ecuación que resulta para un interruptor, para cada ciclo se basado en que:

Ecuación 5:

$$\alpha = 360^\circ * S * T_{bc}$$

Figura 19. Esquema típico de una sincronización automática, incluye un relé de sincronización automática y un relé de supervisión de sincronización.



Como la frecuencia de deslizamiento varía durante el tiempo de cierre del interruptor que es prácticamente un constante, un relé de supervisión de sincronización puede ser adicionado en serie al relé de sincronización automática para evitar el cierre del interruptor si el generador gira con una velocidad de giro de los generadores de la barra, una desventaja puede ser que el operador presione la manija para el cierre del interruptor manteniendo cerrada cuando el generador entrante gira a una velocidad mayor a la barra y cerrar así el interruptor cuando está lejos del ángulo correcto de sincronización, eventualmente el generador entrará en ángulo y el interruptor cerrara en el ángulo correcto. Para evitar la falla, el operador debería presionar el interruptor cuando el ángulo es aceptable, lo que no causaría ningún daño catastrófico, el

relé supervisión de sincronización evita el cierre del interruptor aún cuando el operador presione la manija muy temprana o tardíamente, el relé cierra solamente dentro de la ventana de ángulos ajustada, este es un sistema redundante, donde se adiciona en serie un relé supervisión de sincronización a un relé de sincronización automática, como observación la ventana de cierre del relé de supervisión de sincronización debe ser mayor a la del relé de sincronización automática.

Ejemplo: Se desea sincronizar un generador a la barra común de generadores, el fabricante sugiere que la diferencia de frecuencia máxima entre el generador entrante y la barra común sea 0.8Hz, determine la apertura en grados eléctricos del relé de sincronización automática.

Entonces:

Ecuación 6:

$$\Delta f = 0.8Hz$$

Ecuación 7:

$$\alpha = 360 * (0.8) * (0.12) = 3.456$$

El ángulo del relé supervisión de sincronización puede estar ajustado a cinco grados de tal forma que no interfiera con el relé de sincronización automática.

Cuando se emplea solamente un relé de sincronización automática para habilitar el cierre de los interruptores de varias máquinas se recomienda

alambrar un relé de chequeo de sincronía para cada uno de los Interruptores, esto nos guarda de errores en la selección de generador lo que evita accidentes. Un sincronizador típico puede cerrar a frecuencias de deslizamientos tan bajas como .001Hz que equivalen a una vuelta de la ménsula cada dos horas con 45 minutos, los relés de sincronización automática no cierran si el deslizamiento es cero aún cuando el generador esté en fase con la barra. En el caso de sincronización en vacío tanto el rele de sincronización automática como el relé de supervisión de sincronización cuentan con un contacto adicional que se puede conectar en paralelo al contacto de indicación de sincronización para introducir de forma directa el generador a la barra, como una condición de funcionamiento seguro se puede agregar una verificación de no voltaje en la barra común por medio de un relé de voltaje, lo anterior prevé el cierre accidental cuando un fusible de la señal de voltaje se abre o bien si el interruptor del mismo se dispara o también si el relé de sincronización automática esta fallando puesto que evita que el relé de sincronización automática piense que hay un bus muerto por error.

3.4.3 Comparación del funcionamiento del controlador lógico programable contra el esquema de sincronización tradicional

A primera impresión se pensaría que un PLC puede controlar tanto la velocidad de los generadores, sincronizarlos, y además controlar el flujo de carga, lo anterior supone una integración total del funcionamiento en la transferencia pero conlleva también riesgos que no se pueden dejar de analizar, como se verá esta es una opción poco viable.

En la actualidad se hace común el empleo de controladores lógicos programables también llamados PLC para el control de un sin número de procesos, sin embargo, la sincronización de generadores conlleva ciertas

predisposiciones que dejan fuera de esta aplicación a muchos PLC, por ejemplo: todos los módulos de salidas y de entradas deben ejecutar de forma rápida su objetivo, en particular los módulos de entradas analógicas, deben de trabajar en tiempo real y no de forma multiplexada. Los módulos convencionales multiplexados tienen tiempos indeterminados de barrido que están en el orden de los 100 a los 1000ms, la falta de constancia en estos tiempos implica tiempos de cierre no exactos lo cual estiba en el detrimento de la vida de los equipos, por tanto se prefiere el uso de transductores en tiempo real, además los módulos de entradas digitales usualmente no son sensibles a frecuencias mayores de 400Hz que los descarta para medir el PICKUP magnético de los generadores, de tal forma que no pueden censar la frecuencia del generador, por tanto el controlador lógico programable requiere de módulos especializados llamados contadores rápidos, sin embargo la mayor desventaja de los controladores lógicos programables reside en su forma de funcionamiento; los controladores lógicos programables toman una instantánea de las señales de entrada al inicio de la ejecución del programa, esta imagen de las señales de entrada se guarda en un registro (unidad de memoria) de donde es consultado durante la ejecución del programa, cuando el programa termina se genera un registro con el resultado de la evaluaciones del programa y se envía a las salidas, a este registro se le llama imagen de salidas, sin embargo que ocurre mientras uno de los dispositivos de periferia conectados a las entradas envía una señal mientras en programa está en ejecución, simplemente el controladote lógico programable no lo ve, si bien es cierto los controladores lógicos programables cuentan con módulos especializados para conteo rápido y pueden ser programados por interrupciones dicha configuración disminuye considerablemente la capacidad del controlador, por ello, se prefiere dispositivos especializados que trabajen en tiempo real tanto para la sincronización como para el compartidor de carga.

Lo anterior no descarta el uso de un PLC para sustituir el esquema de relevación en interruptor automático de transferencia, en especial el control de selección de generadores.

3.5 Efectos de un error en la sincronización

A continuación se presentan los daños que pueden ser resultado de una sincronización errada, son tres los parámetros de importancia en cuanto al ajuste de la tolerancia cuando se cierra un interruptor: ángulo de fase, magnitud del voltaje y diferencia de frecuencia entre las máquinas, cada uno de los efectos se reporta de forma separada.

3.5.1 Efecto de un excesivo ángulo de fase

Un excesivo ángulo de fase puede causar un agudo golpe en las máquinas cuando el interruptor se cierra en estas condiciones, cuando este ángulo es de unos 15° puede causar una oscilación de potencia considerable comparado con un ángulo de fase de 0° grados; unos 60° grados de ángulo de fase pueden causar el atornillamiento de la máquina, y un choque puede provocar una excesiva torsión que puede dañar los cigüeñales y bielas del motor, doblar los alabes de una turbina, romper o dañar el acople del motor al generador, provocando también un prolongado lapso de tiempo de oscilación del sistema, un cierre de interruptor cuando el grados ronda por los 120° puede ser causa de torques de 7 veces el valor para la máquina trabajando a máxima potencia.

En algunos casos puede ser causa de estrés o des balance de los motores, cada ciclo de sincronización en estas condiciones puede acumular fatiga al motor reduciendo su vida útil de manera considerable, la suma de todas las fatigas individuales da como resultado la fatiga total del motor, la relación entre

la sobrecarga mecánica y la fatiga no es lineal, es decir que un pequeño aumento de la sobrecarga redonda en un aumento considerable de la fatiga.

3.5.2 Efecto de una excesiva frecuencia

Muchos de los accidentes de operación que ocurren con frecuencia son la inversión de fases, puede que el relé de sincronización automática cierre un interruptor cuando la diferencia de fase es la indicada pero, puesto que el tiempo de cierre del interruptor es constante este puede cerrar fuera del ángulo indicado, hay que recordar también que la energía cinética del generador depende de la velocidad de giro, por tanto en el momento de entrar a la barra común ocurrirá un intercambio de energía considerable puesto que se obliga al generador a mantenerse en la frecuencia de la red, reduciendo la vida útil del generador, también es probable que la frecuencia de oscilación de la excitación coincida con la frecuencia natural de resonancia del cigüeñal del generador, un error de frecuencia puede ser causa de disturbios en un sistema de potencia si la oscilación excede los límites de estabilidad dañando otros equipos.

3.5.3 Efecto de un elevado voltaje de generador

En el instante de cierre es posible una diferencia de voltaje provoque flujos de reactiva entre los generadores, si el generador entrante tiene un elevado potencial, mayor al del sistema el generador supe de potencia real, si bien es cierto que diferencias de potencial de hasta un 20% no afectan de forma significativa la sincronización de un generador a una barra común si es posible que el flujo de reactiva del generador pueda dañar el estator por sobre calentamiento, una diferencia de potencial de un 2% menor al potencial de la barra común puede aumentar en un 10% el monto de la energía reactiva que el generador supe a la barra infinita, por tanto la relación no es lineal.

En general el costo de una mala sincronización redonda en 4 aspectos:

1. Pérdida de horas de trabajo en reparación
2. Pérdida de dinero en reparación
3. Reducción de la vida útil de la máquina
4. Tiempo de indisponibilidad

3.6 Análisis libre de fallas

El análisis libre de fallas es un método de planificación de operación por medio del cual se pretende perfeccionar el diseño de un sistema eléctrico, que en este caso es una sincronización automática, desde este punto de vista 3 análisis de fallas pueden ser hechos:

1. Falla del operador
2. Falla del rele de sincronización automática
3. Falla del relé de sincronía

Para el análisis de fallas se considera que dos de los tres elementos fallen al peor de los ángulos de sincronización posible, quedando solamente un elemento funcionando correctamente, una falla de carácter catastrófico puede darse si el interruptor se cierra bajo estas condiciones. En todo caso una honesta apreciación de la integridad de todo el sistema debería ser tomada en cuenta, una sincronía automática debería de ser libre de intervención humana, los relés deberían ser simplemente energizados cerrando los interruptores de forma precisa a la primera oportunidad, siendo esto verdadero para unidades que absorben potencias de pico, auxiliares remotos en standby (en espera), o plantas hidroeléctricas automatizadas, en todo caso cualquier opción debe tener en cuenta una ménsula de medición para un eventual operador humano, en

muchos casos tanto el ajuste de voltaje como el de frecuencia puede efectuarlo el relé de sincronización automática (para llevar el ajuste a los límites de sincronismo) este ajuste debe mantener el ángulo de las fases tendientes a cero.

3.7 Prueba de relés de sincronización automática

La no apropiada sincronización puede ser causa de daño al generador, por tanto la sincronización se efectúa en el ángulo adecuado para que los contactos del interruptor cierren en momento exacto, previendo el retardo de conexión de Interruptor, lo anterior corrige en ángulo de avance de la sincronización determinando el ángulo correcto para que determinadas características de deslizamiento y de frecuencia coincidan. Las técnicas más comunes para la prueba de relés de sincronización automática se enumeran a continuación.

3.7.1 Diferencia de voltaje

Se mide la mínima diferencia de potencial entre la barra infinita y el generador, puesto que el generador se desliza respecto de la barra la mínima diferencia de potencial es $V_{bus} - V_{gen}$, siendo los voltajes vectores el generador se desliza respecto del bus, por tal razón la diferencia de potencial, se incrementará y reducirá conforme el generador complete los 360 grados de una rotación, la mínima diferencia de potencial debe indicar el ángulo de cierre del interruptor, para comprobar que la orden de cierre del relé de sincronización automática sea correcto se conecta un galvanómetro entre la fase A del generador y la fase A de la barra común, el contacto auxiliar del relé de sincronización automática debe cerrar cuando la aguja de marque cero.

3.7.2 Detector de ángulo de fase

Es un instrumento que produce una señal análoga de la diferencia de ángulo entre ambos lados de las barras del interruptor, esta salida se monitorea para determinar el punto de sincronía, este transductor tiene una respuesta rápida respecto del tiempo y con una elevada exactitud, la señal de salida es de 0-10V, donde 10V es 180° de ángulo de fase.

3.7.3 Detector de coincidencia de fase

En este caso el instrumento activa una señal de salida que debe verificarse con el contacto de cierre del relé de sincronización automática, cuando dos fuentes de voltaje son probadas estas proveen variables de voltaje y de frecuencia, cuando la coincidencia es detectada el detector da una señal de salida.

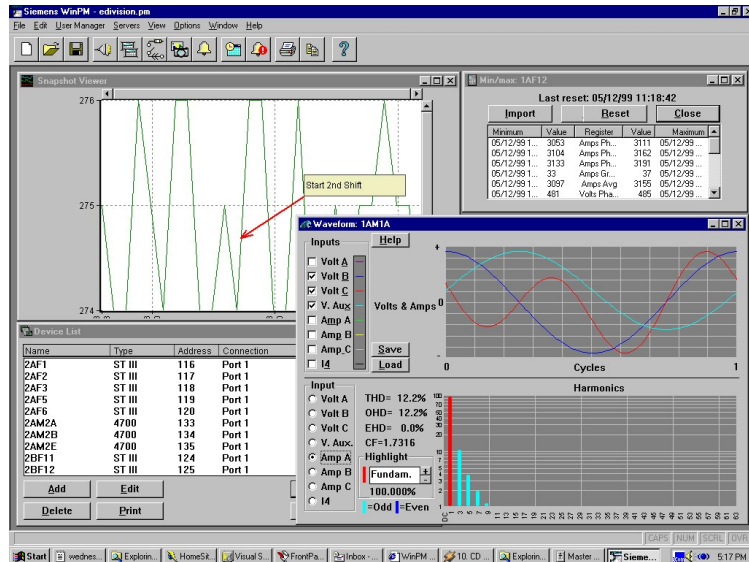
3.8 Medición de potencia

El sistema de medición de potencia es esencial para la determinación no solo para cuantificar el monto de la carga sino también el desempeño de individual de los generadores, puesto que los generadores trabajan en paralelo puede ocurrir que el reparto de carga no sea perfecto, por tanto uno de los generadores probablemente este cargando con la mayor parte de potencia real o bien con la mayor parte potencia reactiva, una operación como esta puede pasar inadvertida con la consecuencia del sobre calentamiento de los devanados del estator en el generador que proporciona la reactiva, puede darse también el caso en que todo el sistema este fuera de los límites de frecuencia sin que las protecciones actúen correctamente, por tanto el sistema de medición puede servir también como un respaldo de las protecciones.

Debido a que en la actualidad se popularizan los sistemas de adquisición de datos no sólo para las empresas de generación, sino también, para las industrias, es casi seguro que representar gráficamente el desempeño de los generadores como el flujo de las potencias puede ser una opción viable, por tanto se descartan los medidores análogos y se prefiere los digitales, dichos medidores deben contar con puerto de comunicaciones que sea compatible tanto con el controlador lógico programable y con la red de adquisición de datos, los medidores de potencia deben contar con un buffer para almacenar los datos tomados, estos datos deben ser en tiempo real; la adquisición de datos puede ser importante en lugares donde se lleve un histórico del desempeño de los generadores, además el controlador lógico programable puede tomar decisiones respecto de los datos del medidor de potencia, por ejemplo: puede decidir si agrega un generador más a la barra infinita en caso de sobre carga o bien aumentar o reducir el voltaje de un determinado generador y de esta forma aumentar o reducir el monto de la potencia reactiva de un determinado generador.

En algunos casos los medidores de potencia cuentan con programas computacionales con capacidad para recopilación y despliegue de datos, es común que estos programas despliegan valores por fase, incluyendo factor de potencia, demanda, micro cortes, overshoot y armónicos. Se muestra en la figura una pantalla del programa WinPm de Siemens para su familia de medidores de potencia.

Figura 20. Pantalla de monitoreo de medidores de potencia Siemens.



3.9 Sistema de control

El cerebro del sistema de control lo constituye el controlador lógico programable, en su forma más general el controlador lógico programable se conforma de un CPU, una fuente regulada y de módulos de periferia, en cuanto a su capacidad, depende enteramente de los requerimientos del sistema que pretende gobernar, siendo sus características mas relevantes: la cantidad de módulos de expansión que el controlador lógico programable puede manejar, las dimensiones de memoria programa que posee, la velocidad del ciclo, y la capacidad de funcionamiento en red.

3.9.1 Características del controlador lógico programable

Las características del controlador lógico programable están relacionadas estrechamente con el algoritmo que el controlador lógico programable debe ejecutar, el algoritmo es quien impone todos los criterios de selección del

controlador lógico programable seleccionado, por tanto antes de seleccionar un controlador lógico programable debe diseñar primero todo el circuito de relevación que se pretende automatizar, una vez determinado el circuito de relevación y el algoritmo se procede a seleccionar el controlador lógico programable, el criterio debería de ser mas o menos así:

- 1 Selección del CPU
- 2 Selección del protocolo de comunicación
- 3 Selección de los módulos de periferia

3.9.2 Capacidad de conexión en red del controlador lógico programable

Una de las ventajas de emplear un controlador lógico programable en el control de una transferencia es la posibilidad de conexión a red, la conexión a red habilita al controlador lógico programable a recibir no solo señales lógicas sino también discretas, por ejemplo: es posible saber si se ha excedido la potencia máxima de la carga para los generadores disponibles en barra y también el valor de la sobre carga por medio de los medidores de potencia, de esta manera determinar si con solo un generador es suficiente o bien es necesario agregar más de uno a la barra común para dar potencia a la carga. La posibilidad de conexión a un sistema SCADA empleando el controlador lógico programable como una pasarela es una de las ventajas de la conexión en red, se puede acceder no solo a la información del controlador lógico programable sino también de los dispositivos conectados a él, tanto sensores como actuadores pueden proporcionar información al controlador lógico programable, se puede conectar dispositivos de maniobra, instrumentos de medición y adquisición de datos que pueden ser útiles dentro del algoritmo de

funcionamiento del controlador o bien amentar el canal de comunicación al SCADA.

3.9.3 Interfaces de usuario

En general las interfases de usuario sirven para visualizar el funcionamiento del sistema, además de su parametrización, son tres los sistemas de visualización y manejo de datos más comunes, el primero es el panel de operador que es una pantalla con una representación grafica del sistema donde el funcionamiento del sistema se puede parametrizar, visualizar el funcionamiento de la maquina además de desplegar un conjunto de mensajes de alarma que funcionan en conjunto con señales de alerta dentro del controlador lógico programable. El segundo es el SCADA, este es un sistema mucho mas completo, puesto que es un programa de computación puede emplear los recursos de la computadora, es capaz de guardar datos de operación del equipo, por tal razón es útil para guardar el historial de funcionamiento de los generadores, y el historial de la calidad de servicio de energía eléctrica, la utilización del SCADA permite la posibilidad de hacer servicio remoto al sistema por completo, solo es necesaria la adición de módulos de software para poder acceder de forma remota al sistema de adquisición de datos. Además del SCADA están los módulos de comunicación para controlador lógico programables basados en la tecnología TCPI, estos módulos pueden guardar dentro de si una interfase grafica en java la cual puede ser visualizada desde cualquier computadora que este conectada a la red y cuente con un explorador de Internet.

3.10 Requerimientos de la unidad de soporte

La fuente de alimentación no-interrumpida (UPS) se diseña para proporcionar energía limpia, no interrumpida con un retraso de conmutación automática aceptable durante cualquier período en que la fuente de alimentación normal es incapaz de suministrar potencia. Los sistemas de UPS protegen el hardware bloqueando disturbios, micro cortes y apagones de la energía. Estos dispositivos se diseñan para mantener el equipo funcionando durante una interrupción de la energía, por lo menos un tiempo suficiente para encender un generador de emergencia. La característica más importante de un sistema de UPS es su tiempo de carga, es decir cuánto tiempo proporcionará la reserva de energía durante una interrupción. La mayoría de los sistemas de UPS sostendrán el equipo por cerca de 10 minutos, que es generalmente un lapso de tiempo suficiente como para activar un generador de emergencia con seguridad pero no bastante tiempo como para soportar con un apagón prologado de 60 a 90 minutos.

Al momento de seleccionar un UPS se debe tomar los siguientes criterios, la unidad debe ser capaz de trabajar en ambientes corrosivos, con descarga atmosféricas, tener una larga vida útil, tanto para la electrónica como para las baterías, en muchos casos puede ser necesario adicionar baterías externas para aumentar el lapso de funcionamiento, además, como el controlador lógico programable activa accionamientos auxiliares, a los motores de los interruptores y las bobinas de accionamiento de los interruptores el UPS debe soportar cargas transitorias.

4. OPERACIÓN DE GENERADORES EN PARALELO

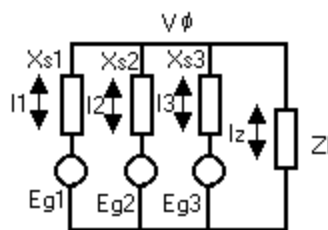
La operación de dos o más generadores en paralelo tiene ventajas significativas respecto a un generador trabajando en solitario conectado una carga, quizás la ventaja más relevante sea la disponibilidad, es posible conectar en paralelo únicamente los generadores necesarios para suplir la necesidades de potencia debidas a los incrementos de la carga, esto con una disponibilidad de generación mayor que cuando se dispone de un solo generador. Antes de conectar en paralelo un generador a una barra común es necesario sincronizarlo, puesto que cada uno de los generadores cuenta con un interruptor, este debe cerrar únicamente cuando la barra y el generador entrante coinciden en frecuencia, voltaje y secuencia de fases; además la onda senoidal de la barra común y los generadores coinciden en el pico; es hasta el momento del cierre del interruptor que el generador está en paralelo.

Ahora bien, si dos o más generadores están conectados en paralelo esto no implica que la distribución de carga sea proporcional para cada uno de los generadores, para los generadores sincronicos conectados en paralelo la distribución de potencia aparente depende de los ajustes de voltaje y frecuencia para cada uno de los generadores, el voltaje se regula con la corriente de excitación en el rotor determinando el monto de potencia reactiva entregada por el generador sincrónico, cuando el voltaje interno del generador es igual al voltaje de la barra común, el generador no entrega potencia reactiva, si el voltaje interno es mayor al voltaje de la barra, el generador entrega potencia reactiva, y por último si el voltaje interno del generador es menor al voltaje de la barra común, el generador sincrónico absorbe energía reactiva. En el caso de la potencia real, esta depende del desplazamiento angular del eje del generador

respecto del ángulo instantáneo del voltaje en la barra, si el ángulo entre el generador y la barra es positivo esto implica que el generador está levemente acelerado y entregando potencia real, si por el contrario, el generador tiene un ángulo negativo respecto de la barra común se dice que el generador recibe potencia real, por último si el ángulo del generador es idéntico al de la barra común el generador no entrega potencia a la barra y se dice que actúa esta vacío.

En la figura 21, se muestra una red conformada por tres generadores, una barra común y una carga, la representación de los generadores es la de un diagrama unifilar, como E_g se denota el voltaje interno del generador, X_s corresponde a la impedancia de estator de cada uno de los generadores; se puede verificar que los flujos de corriente pueden circular en múltiples trayectorias según sean los ajustes de voltaje de cada generador, esto por supuesto para el caso de la potencia reactiva. A continuación de la ilustración se hace un pequeño análisis del flujo de potencias con la salvedad que dicho análisis es puramente cualitativo.

Figura 21. Diagrama unifilar de tres generadores conectados en paralelo.



Para el análisis cualitativo partimos de los siguientes supuestos: la carga no depende sino de ella misma por tanto es constante, el voltaje de la barra es constante aun cuando el voltaje de los generadores cambie, el análisis es unifilar y la resistencia del estator es despreciable.

Si la potencia de la carga es la suma de las contribuciones individuales de cada generador.

Ecuación 8:

$$P_c = P_{g1} + P_{g2} + P_{g3}$$

Ahora bien la potencia aparente es la suma de la potencia real con la potencia reactiva.

Ecuación 9:

$$P_c = P + jQ$$

Ecuación 10:

$$P + jQ = (V_{\phi} I_1 \cos \theta_1 + jV_{\phi} I_1 \sin \theta_1) + (V_{\phi} I_2 \cos \theta_2 + jV_{\phi} I_2 \sin \theta_2) + (V_{\phi} I_3 \cos \theta_3 + jV_{\phi} I_3 \sin \theta_3)$$

Puesto que los términos complejos y reales pueden ser tratados de forma individual, podemos separarlos sin ninguna consecuencia.

Ecuación 11:

$$P = (V_{\phi} I_1 \cos \theta_1) + (V_{\phi} I_2 \cos \theta_2) + (V_{\phi} I_3 \cos \theta_3)$$

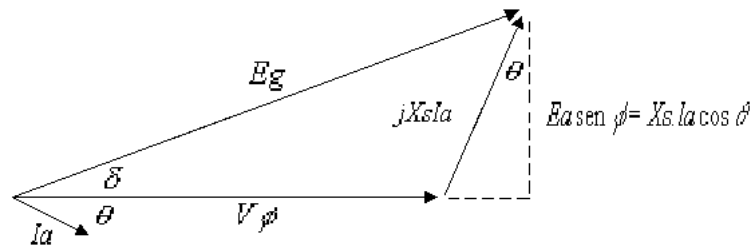
Ecuación 12:

$$jQ = (jV_{\phi} I_1 \sin \theta_1) + (jV_{\phi} I_2 \sin \theta_2) + (jV_{\phi} I_3 \sin \theta_3)$$

El conjunto de ecuaciones anteriores guarda relación con el factor de potencia, para determinar un conjunto de ecuaciones que relacionen la potencia

real con el ángulo de desplazamiento δ , es necesario hacer una relación trigonométrica, entonces:

Figura 22. Relación trigonométrica entre el desplazamiento angular del campo giratorio de un generador síncrono y el factor de potencia.



Luego llegamos a la siguiente relación:

Ecuación 13:

$$I \cos \theta = \frac{E_a \operatorname{sen} \delta}{X_s}$$

Haciendo la substitución de la ecuación 13 en la ecuación 11 llegamos a:

Ecuación 14:

$$P = (V_\phi I_1 \cos \theta_1) + (V_\phi I_2 \cos \theta_2) + (V_\phi I_3 \cos \theta_3) = \left(\frac{V_\phi E_{a1} \operatorname{sen} \delta_1}{X_1} \right) + \left(\frac{V_\phi E_{a2} \operatorname{sen} \delta_2}{X_2} \right) + \left(\frac{V_\phi E_{a3} \operatorname{sen} \delta_3}{X_3} \right)$$

De las ecuaciones 12 y 14 podemos decir:

1. Es claramente apreciable en la ecuación 12 que la potencia reactiva esta relacionada únicamente con el voltaje interno E_a del generador; puesto que la potencia reactiva jQ permanece constante, un incremento de la corriente de excitación produce una aumento en el factor de potencia y

un incremento de la potencia reactiva entregada por el generador al que se aumento el voltaje E_a , también los demás generadores en la barra se ven afectados, para mantener la igualdad dejan de entregar reactiva a la barra común y su factor de potencia se ve incrementado.

2. En el caso de la ecuación 14 la relación es un tanto más compleja, como es claro el voltaje interno al ser incrementado reduce el ángulo δ . para mantener la igualdad con la potencia real de la carga (esto si el generador no cuenta con un sistema de compensación en el gobernador), esto tiene la siguiente explicación, puesto que la potencia aparente es la raíz de la suma del cuadrado de la potencia real y el cuadrado de la potencia reactiva, al incrementar la reactiva debe reducir la potencia real para mantener la relación de la potencia aparente; ahora bien, es también posible aumentar la magnitud del ángulo δ con la intención de aumentar la potencia real entregada por el generador, recordemos que δ depende del deslizamiento espacial del campo del rotor y el campo giratorio del estator, por tanto al aumentar la potencia del motor primario que mueve el generador se puede aumentar la potencia entregada por el generador.

Basándose en las dos observaciones anteriores se concluye:

1. Cuando la potencia del generador en vacío es menor a la potencia requerida por el sistema, el generador absorbe potencia eléctrica del sistema y funciona como un motor eléctrico (esta es la razón de dotar a los generadores con relés de detección de potencia inversa).
2. Los generadores entrantes deben girar a una frecuencia levemente mayor a la frecuencia de la barra común para garantizar que no actúan como carga en el momento de la sincronización.

3. La potencia excedente generada por un generador retorna a los demás generadores conectados a la barra.
4. En caso de aumentar la potencia mecánica a un generador conectado a una barra común (pero esta barra no es infinita), se aumenta la frecuencia del sistema y se aumenta la potencia entregada por este generador mientras que la potencia de los otros generadores se reduce.
5. Si la corriente de excitación aumenta, también aumenta el voltaje de la barra y aumenta la potencia reactiva entregada por el generador y se reduce la potencia reactiva de los demás generadores.
6. Si se desea aumentar la frecuencia del sistema sin alterar la distribución de potencia real de los generadores conectados en paralelo debe aumentar la frecuencia de todos los generadores a la vez, si se desea aumentar el voltaje de la barra se debe de aumentar el ajuste de voltaje en la misma proporción para todos los generadores paralelo, esto si pretende mantener la distribución de carga reactiva para los generadores.

Si los generadores son iguales, la partición de potencia frente a los cambios de carga será equitativa, sin embargo, si son distintos, deberá de reajustar tanto la frecuencia como el voltaje en cada uno de los generadores para las distintas condiciones de carga, esta es la razón por la cual los generadores en paralelo deben contar con sistemas de regulación automática; existen dos formas partición automática de carga en generadores trabajando en paralelo:

1. Regulación por caída: en el método de caída, cada uno de los generadores trabaja desconociendo el monto de la potencia aparente que suministran los demás generadores conectados a la barra, cada generador en particular aumenta o reduce la potencia mecánica según sean los ajustes del gobernador para este generador en particular, su ventaja es que se pueden

conectar varios generadores en paralelo aun cuando sean de distintos modelos y distintos fabricantes, su punto débil es que también es susceptible a los transitorios debidos al aumento o reducción de la carga; es posible que al estar conectados generadores de distinta forma constructiva en el momento del transitorio de carga, alguna de las máquinas sincronas se acelere, des-acelere, reduzca o aumente su voltaje de forma brusca.

2. La regulación por medio de compartidores de carga, reducen o incrementan la potencia mecánica de cada uno de los generadores, según sea la necesidad de potencia en la carga, cada generador dispone de un controlador (gobernador), estando los gobernadores y reguladores de cada generador interconectados ya sea por medio de un voltaje o una corriente de referencia (en el caso analógico), o bien pueden estar comunicados digitalmente por una conexión del tipo serial, cada uno de los generadores puede ajustar sus parámetros de operación según sean los requerimientos de la carga y la condición de las demás máquinas conectadas a la red, como resultado, la operación de los generadores con compartidor de carga es mas suave respecto de los cambios bruscos en la carga.

4.1 Sincronización de generadores

Antes de conectar en paralelo dos generadores o bien conectar un nuevo generador a una barra infinita, el generador entrante debe cumplir con ciertos requisitos que se enumeran a continuación:

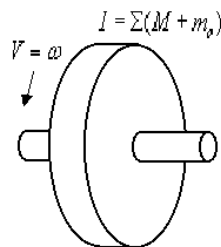
1. La misma rotación de las fases
2. La misma frecuencia de corriente alterna
3. El mismo ajuste de voltaje

Anteriormente se enumeran los requerimientos básicos para sincronizar un generador a una barra común, sin embargo el fenómeno de la sincronización es un tanto más complejo, involucra distintas variables, algunas de ellas son mecánicas como la inercia de las máquinas y otras electromagnéticas como el campo eléctrico en el entre hierro del estator, como se puede observar es muy complicado mezclar las variables mecánicas y eléctricas para hacer un análisis, por tanto me permito hacer una equivalencia mecánica que sea aceptable para representar el campo magnético del entre hierro, vamos a representar el entrehierro como un resorte; este arreglo simplifica grandemente el análisis. Cada generador esta compuesto de una serie de partes móviles, independientemente de su forma constructiva, puede ser representado por medio de un volante que gira a una determinada velocidad, esta velocidad depende del numero de polos del rotor, del devanado embridado en el estator y de la frecuencia eléctrica con la cual el generador opera, a esta velocidad séle llamara simplemente δ ; la inercia del sistema es la suma de las inercias individuales de cada una de las partes componentes del sistema, por tanto, la representación matemática de la inercia del generador seria la ecuación 15, y el modelo se refiere la figura 23.

Ecuación 15:

$$K = \frac{1}{2} m v^2 = \frac{1}{2} (m_1 v_1^2 + m_2 v_2^2 + m_3 v_3^2 + \dots + m_x v_x^2)$$

Figura 23. Equivalente mecánico de la inercia de una máquina sincronía.

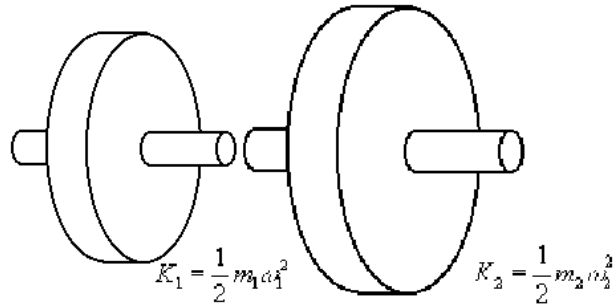


Ahora bien, determinar la inercia del generador resulta una tarea afanosa si se hace de forma puramente matemática, por tanto lo mejor es obtener esta información del fabricante de la maquina, de no ser posible, puede determinarse la inercia de forma experimental desactivando el control proporcional de gobernador y cargando eléctricamente el generador con una carga puramente resistiva, dependiendo del valor de la carga eléctrica la frecuencia del generador, trabajando en solitario, deberá variar según la magnitud de la carga, lo que se obtiene es una gráfica que por lo regular es lineal, la pendiente de esta gráfica en KW/Hz, es la representación de la frecuencia del generador contra la carga eléctrica a la que es sometido.

Cuando se conectan varios generadores en paralelo, en una configuración similar a la mostrada en la figura 21, las masas de los rotores no están unidas mecánicamente sino mas bien por medio del campo magnético del entre hierro, es un fenómeno conocido que, cuando un generador es sometido a un aumento de carga, el desplazamiento temporal del rotor respecto al campo magnético giratorio del estator aumenta en un ángulo δ , δ puede ser negativo o positivo; si el generador se sobrecarga, el rotor adelanta al estator en proporción a la carga que el generador es sometido (acción generador), por el contrario si es el campo rotativo quien adelanta al rotor, δ es negativo (acción motor).

Hecha la analogía vamos a estudiar que ocurre cuando dos generadores (representados por sus masas) se conectan en paralelo, el análisis se hará para el tiempo inicial que es cuando giran independientes, y también para el tiempo final, cuando giran como una sola masa, por favor observe la figura 24.

Figura 24. Representación mecánica de dos generadores sincronos.



Para la figura 24, un momento antes de la conexión en paralelo la energía cinética individual para cada uno de los generadores es:

Ecuación 16:

$$K_1 = \frac{1}{2} m_1 \omega_1^2$$

Ecuación 17:

$$K_2 = \frac{1}{2} m_2 \omega_2^2$$

Poco después de la conexión de ambos generadores, las masas individuales de cada uno de ellos se suman, también la velocidad angular se ve afectada, entonces, el intercambio de energía cinética se puede determinar como:

Ecuación 18:

$$\Delta K = \frac{1}{2} (m_1 \omega_1^2 - m_2 \omega_2^2)$$

Es claro que la energía cinética se conserva (excluyendo las pérdidas por fricción o calor), por tanto la energía cinética antes de la conexión en paralelo es la misma después de la conexión, por esto solamente puede ocurrir una transferencia de energía entre el generador con mayor energía cinética y el generador con menor energía cinética, lo anterior denota que el intercambio de energía es mayor con referencia a la velocidad angular que con la masa, por tanto la mayor contribución al intercambio de energía depende la velocidad del eje en la maquina puesto que esta elevada al cuadrado, la masa es importante pero en menor medida (esto se aplica a generadores de características similares). La transferencia KW entre generadores se da en virtud del cambio en el ángulo δ , puesto que δ determina la magnitud de potencia real entregada por la maquina sincrona, entonces, la transferencia de energía se debe al aumento de la corriente del estator, esta corriente circulante en el momento de la conexión en paralelo se denomina corriente de sincronización, la corriente de sincronización tiene un efecto estabilizador frenando al generador que gira a mayor velocidad y acelerando al mas lento, esto se debe a que δ no puede crecer indefinidamente puesto que la transferencia de energía seria enorme e implicaría la motorización del generador arrastrado, la corriente de sincronización para dos generadores en paralelo se determina por la formula:

Ecuación 19:

$$I_s = \frac{E_{gp1} - E_{gp2}}{Z_{p1} + Z_{p2}} + \frac{Er}{(R_{a1} + R_{a2}) + j(X_{s1} + X_{s2})}$$

I_s: corriente de Sincronización.

E_g: voltaje interno del generador.

R_a: resistencia de Armadura.

X_s: reactancia de Armadura.

Z_p: impedancia de la Línea.

De todo lo anterior se concluye:

1. Una relación de reactancia sincrónica alta con la resistencia de armadura producirá una corriente de sincronización rápida y suficiente aun cuando de lugar a una regulación en paralelo deficiente.
2. La energía cinética de un barra de generadores equivale a la suma de las energías cinéticas individuales de cada uno de los generadores, por tanto los generadores en paralelo son menos susceptibles a los cambios de frecuencias por sobre cargas.
3. Cuando se conectan en paralelo una barra común con varios generadores la magnitud de la potencia transferida al generador entrante se relaciona casi enteramente con la diferencia de frecuencias entre el generador y la barra común.
4. Por norma los generadores entrantes al momento de ser conectados a una barra común de generadores deben girar a una frecuencia levemente mayor a la de la barra, esto para asegurar que al momento de la conexión el generador entrante asume parte de la carga a la que se somete la barra.

En cuanto al procedimiento necesario para sincronizar un generador a una barra común es el siguiente:

1. Arranque la unidad que desea conectar en paralelo.
2. Active el sincronoscopio.
3. Después que los motores han calentado durante unos minutos, colóquelo a velocidad de sincronía por medio del ajuste del gobernador, el sincronoscopio no debe girar a más de una revolución cada 16 segundos como máximo ($\Delta f = 0.06425$ Hz). La frecuencia de la unidad entrante

debe ser una tanto mayor de tal forma que el generador entre recibiendo carga (giro en sentido de las agujas del reloj).

4. Cuando el sincronoscopio pase por el punto muerto cierre el interruptor.
5. Una vez conectada la unidad a la barra común ajuste la potencia real, entregada, de ser necesario este ajuste se hace en el gobernador.
6. Ajuste la potencia reactiva de los generadores por medio del ajuste de voltaje.
7. Realice todos los ajustes después de una hora cuando el generador este a su temperatura de operación nominal (lo anterior se aplica a los sistemas que no cuentan con control automático).

4.2 Regulación de la potencia real en generadores sincrónicos

4.2.1 Relación entre la frecuencia del sistema y la potencia real de la carga

Como se vio con anterioridad la potencia real entregada por el generador esta directamente relacionada con el par en el eje del mismo, el par del generador a su vez es exactamente igual al par entregado por el primotor, cuando la velocidad de un generador es relativamente constante, el par es básicamente la relación entre la variación de la frecuencia en el tiempo, derivada de la ecuación de movimiento de una máquina rotativa esta relación es:

Ecuación 20:

$$\frac{df}{dt} = \frac{Ta * Fo}{2H}$$

df/dt : es la relación de cambio de frecuencia en el tiempo Hz/sec.

F_0 : frecuencia base 60 Hz.

T_a : aceleración debida al par requerido por la red (en por unidad), este par es la diferencia entre, el par del generador y el par requerido por la red (TG -TL).

H : inercia del sistema (es la suma de todas las inercias del sistema dado en valores en por unidad referidos al sistema).

Cuando ocurre una repentina perdida de potencia en un sistema y este no cuenta con compensación de potencia en el gobernador, el par de la red T_a se convierte en negativo, el sistema desacelera provocando la reducción de la velocidad del primotor y la frecuencia del generador disminuye, recuerde que la potencia entregada por el generador depende de la frecuencia, por tanto la potencia de la carga decrece llegándose a un punto de estabilización que dicho sea de paso se sitúa bajo la frecuencia nominal. Si se asume que el par remanente de los generadores TG y el par de la carga TL son constantes durante el disturbio, la variación de la frecuencia con el tiempo tiende a ser una línea recta.

Según lo dicho anteriormente, cuando un sistema que trabaja a 60Hz de frecuencia sufre repentinamente un aumento de carga, la frecuencia del sistema decae, sin embargo la carga sigue siendo suplida de potencia, ¿entonces de donde viene la energía adicional entregada al sistema?, en realidad cuando un súbito incremento de energía ocurre, se produce un incremento del ángulo entre el eje mecánico y el campo rotacional de estator, cuanto más se incremente la carga, el ángulo más incrementará, puesto que la magnitud del ángulo no puede continuar su aumento forma indefinida (nos referimos a la máquina sincrona), la única forma en que el ángulo puede dejar de crecer es deteniendo el giro del rotor, dependiendo de la inercia del rotor una cantidad equivalente de energía puede ser entregada por el rotor (el rotor esta conectado al primotor

por tanto la energía almacenada en el mismo también se toma en cuenta), esta energía guardada en forma de energía cinética puede provocar el balance del sistema, puesto que la energía cinética depende de la velocidad de movimiento, y en este caso el movimiento es rotacional, la velocidad de giro disminuye reduciéndose hasta cero mientras no exista una fuerza restauradora, por tanto la frecuencia de giro declina reduciendo así la frecuencia en los terminales del generador (la magnitud de la energía almacenada es directamente proporcional a la inercia de la máquina, por tanto las máquinas con grandes masas son menos susceptibles a los incrementos repentinos de carga, aunque tarde o temprano reducirán su frecuencia), en este caso para restaurar la frecuencia de operación sería necesario más combustible para el motor, o bien un mayor flujo de vapor o agua para la turbina.

Los gobernadores usualmente actúan después de un corto lapso de tiempo para compensar la caída en la frecuencia del generador frente a un repentino cambio de la carga, el gobernador actúa según sea el ajuste de caída que es la función que dicta la relación entre la velocidad del generador y la potencia de salida (drop), según el criterio del punto mínimo de operación se requiere de un ajuste de caída de frecuencia no mayor al 5% que equivale a 3Hz. Lo anterior implica que el gobernador está ajustado para responder al máximo cuando la unidad de potencia rebasa la caída del 5%. Por lo tanto si el generador trabaja en vacío y se somete repentinamente a su máxima capacidad, el gobernador responderá al máximo, para cargas menores la reacción será en menor proporción siempre que no rebase la curva de respuesta para una caída de frecuencia del 5% (ajuste de caída). Puesto que el gobernador actúa sobre el mecanismo que controla la potencia del primotor es posible que el primotor no tenga potencia suficiente para restaurar el generador a los 60Hz que giraba antes de la sobrecarga, por tanto la frecuencia de las terminales del generador

depende de la potencia del primotor, es decir que, frente a un aumento de la carga es posible la que frecuencia se estabilice a un valor menor de los 60Hz.

Para pequeños cambios en la frecuencia ($\pm 10\%$), los pares de generador van a incrementarse en proporción directa con el decremento de la frecuencia, esto implica que un incremento del 1% en la carga decrecienta 1% la frecuencia, de esta forma un 1% de decrecimiento en la frecuencia produce un 1% de aumento en el par del generador, por otra parte, el par causado por la carga va a variar directamente con cuadrado de la frecuencia, no es posible ejemplificar como los kilowatts de carga varían la frecuencia del sistema, en todo caso, los estudios indican que en la mayoría de los casos los kilowatts de carga harán variar en gran medida la frecuencia del sistema en el transcurso del primer segundo, a manera de ejemplo: Supongamos que los kilowatts de carga producen un cambio de frecuencia de 1.5%, puesto que el voltaje también se ve afectado con los kilowatt de carga debido a la caída de potencial en el estator, se asume que 1% de reducción de voltaje produce 1% de reducción de potencia en la carga, puesto que es difícil evaluar el efecto de la variación de voltaje sobre la carga durante una sobre carga del sistema, este factor no se considera en la discusión posterior.

Lo expuesto con anterioridad es la principal causa por la que los generadores se conectan en red, puesto que la inercia de los mismos se suma haciéndolos más inmunes a las variaciones de carga, en general un incremento de carga es más sensible para generadores individuales que para generadores en red, sin embargo usualmente se conecta en red generadores de distinta naturaleza como pueden ser: generadores a gas, a vapor, turbinas hidráulicas, o bien generadores diesel que por su naturaleza giran a velocidades distintas y también con masas diversas, estos al trabajar en red, en el momento cuando ocurra un incremento de carga repentino no responderán de la misma forma, es

decir que, unos absorban más o menos energía, por tal razón es posible que se den oscilaciones en la frecuencia de la red debida a las distintas magnitudes de las fuerzas restauradoras y a su distinta velocidad de reacción.

4.2.2 La estabilidad se relaciona con la oscilación

Esta claramente establecido que una repentina caída de potencia generada en un sistema esta acompañada de una caída proporcional de la frecuencia, el nivel de la frecuencia decaerá dependiendo de la magnitud de la carga y de la inercia del sistema, en todo caso, como la frecuencia del sistema decae, el par remanente del sistema tiende a incrementarse, el par de la carga tiende a decrementarse y el efecto de la sobrecarga afecta en el nivel de decaimiento de la frecuencia, asumiendo que el gobernador no se acciona, el efecto de salto producido por el cambio de la carga en el generador y el par de la carga eventualmente causarán que la frecuencia del sistema se situé en algún valor menor del normal; en el otro caso si la acción del gobernador no está restringida, y si la capacidad de sobre carga del generador lo permite, el régimen de decaimiento de la frecuencia del sistema será menor, ubicándose la frecuencia en un valor más alto que en el caso anterior, en ambos casos un aumento de la carga redundará en la reducción de la frecuencia.

La variación de la frecuencia de un sistema de generadores en paralelo durante disturbios, rara vez se limita a ser una simple caída de frecuencia para ser una oscilación debida a la presencia de varios generadores interconectados. Usualmente tanto la decaída de frecuencia como la oscilación pueden ser apreciadas de forma consecutiva en el momento de un aumento en la carga del sistema.

4.2.3 Operación en paralelo, causa de la oscilación

Sin embargo, qué ocurre si se interconecta dos generadores (hay que ponerle nombre a los generadores, por ejemplo: A y B), y estos responden a una sobrecarga repentina; si asume que ambos generadores son de iguales características y además que uno está ajustado para una caída del 5% mientras el otro actúa con 3%, cuando ocurra una carga repentina el generador ajustado al 3% tendrá una mayor respuesta frente al cambio, por tanto la energía entregada será mayor, el generador al 3% arrastrará al generador ajustado al 5%, cuando ambos generadores alcancen los 60Hz, debido a la inercia el generador ajustado al 3% este continuará aumentando la frecuencia hasta repasar los 60Hz, puesto que se superan los 60Hz el gobernador del generador cesará de proporcionar potencia al primotor por tanto la frecuencia del sistema decae a menos de 60Hz, este ciclo se repite cada vez con menor magnitud produciéndose una oscilación amortiguada en la frecuencia del sistema, llegando a estabilizarse en el corto tiempo, lo anterior ocurre con generadores iguales, sin embargo que sucede con generadores disímiles respecto a la potencia eléctrica y a la inercia, es evidente que la oscilación será mayor, es de hacer notar que las oscilaciones son solo aceptables cuando el sistema se conecta a una carga única, en pero para sistemas interconectados en red la oscilación no es aceptable (desastrosa), surge una pregunta, ¿qué ocurre si el generador B se ajusta a 0% y se repite la prueba?, evidentemente la oscilación será mayor, en el caso de generadores conectados en red debido a que la construcción de los mismos puede variar significativamente además que la inercia de los mismos puede ser dramáticamente distinta, por tanto la operación será distinta para cada generador, siendo probable que un generador de poca potencia se sobre cargue ante un incremento en la demanda mientras que un generador de gran potencia no proporcione casi ninguna energía restauradora, por tanto se debe ajustar la caída de frecuencia de forma

individual para cada uno de los generadores, de esta suerte los generadores grandes tendrán una caída pequeña por tanto absorberán la mayor parte de la sobre carga, existe otro parámetro importante, este es la banda muerta (offset), la banda muerta es un ajuste que sirve para evitar que un generador compense una caída de frecuencia, cuando esta no excede un valor de banda muerta de 0.036Hz, con este valor se considera que los generadores que operan en el modo de caída (Drop) pueden reaccionar a una desviación de frecuencia de forma adecuada.

4.2.4 El compartidor de carga (Load Share)

El sistema de carga compartida también llamado Load Share, se encarga de distribuir la potencia real de los generadores en paralelo según sean las características de los generadores y las necesidades de la instalación, Idealmente, un sistema de carga compartida debe reconocer de forma inmediata la deficiencia de generación en un sistema, determinar con exactitud el grado de sobrecarga, y entonces aumentar la potencia individual de cada generador de forma precisa para restaurar la frecuencia del sistema a la normal. El principio universal de que todos los sistemas deben de estar en balance se aplica también a los sistemas de potencia, puesto que el balance se considera una posición estática, los sistemas dinámicos se mueven entonces de una posición de balance a otra, si el sistema es estable, las fuerzas restauradoras harán lo posible para colocarlo nuevamente en balance. El compartidor de carga es superior a los reguladores de frecuencia por caída puesto que la relación de repartición de carga se mantiene frente a los transitorios de carga aun cuando los generadores sean de distinta construcción, además la regulación de la frecuencia en todo caso es más suave reduciendo considerablemente las oscilaciones.

Considerando la oscilación de la frecuencia natural de decaimiento, en apariencia es difícil improvisar un sistema de carga compartida que sea capaz de compensar las caídas de frecuencia del sistema para incrementos de carga en todos los elementos del sistema en un mismo instante. Estas oscilaciones de frecuencia provocarán un cierto grado de incerteza debido a la aleatoriedad en la operación del relé de frecuencia, y por tanto en el monto de la carga compartida. Por tal razón, es inevitable que en algunos casos la potencia generada exceda la potencia necesaria para algunas ubicaciones de la red. En general no será posible predecir con antelación el grado de exactitud de las mediciones del relé debido a la aleatoriedad y por tanto es imposible medir el monto de la sobre generación del sistema en todo momento para todas las condiciones del sistema. Los estudios por computadora pueden ofrecer una buena indicación de las oscilaciones de frecuencia que ocurren en varios buses de frecuencia para varias condiciones de emergencia, por tal razón son tan importantes los instrumentos medidores de potencia (ver capítulo anterior).

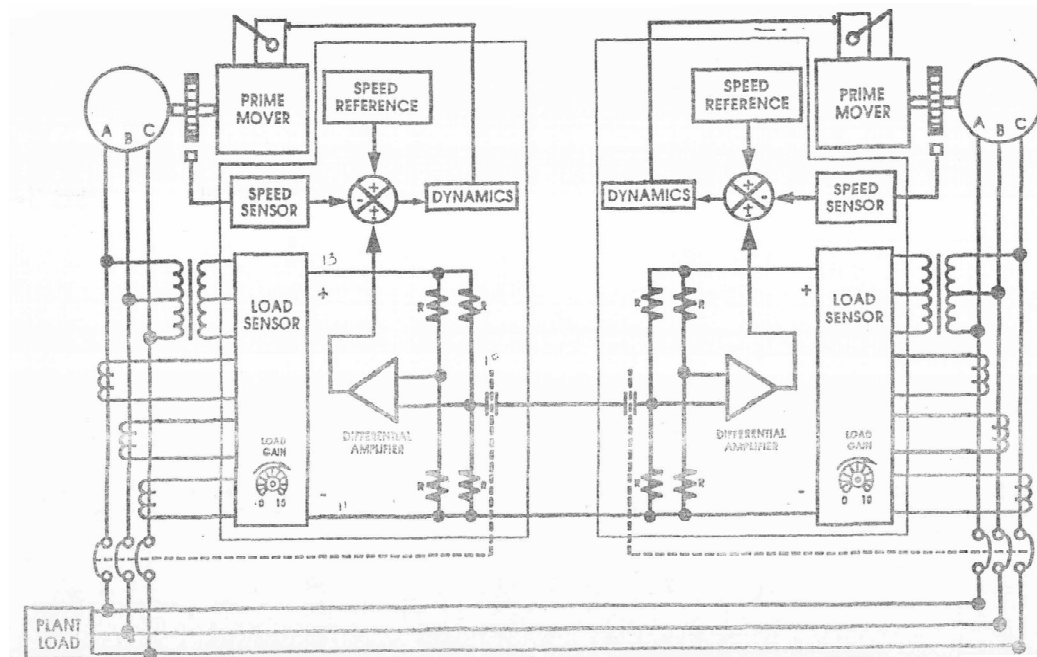
El circuito del compartidor de carga es un sistema de control retroalimentado del tipo PID (proporcional, integral, diferencial), aunque el control por su naturaleza es más proporcional, actúa como compartidor de carga y regulador de frecuencia; al cerrar el interruptor de cada uno de los generadores se cierra un contacto auxiliar que indica que el compartidor de carga debe trabajar como tal, caso contrario actúa como un simple regulador de frecuencia.

El principio de funcionamiento del compartidor de carga es relativamente sencillo, como entradas el compartidor de carga tiene el requerimiento de potencia y la potencia generada, el requerimiento de potencia es una señal analógica de corriente, una señal analógica de voltaje, un campo numérico de una conexión en red de datos digital, que proviene de los otros compartidores de carga conectados a los demás generadores, es el monto de la potencia real

que hace falta en el sistema para mantener constante la frecuencia, la potencia generada se obtiene de la frecuencia del sistema (se obtiene de un pickup magnético que mide los dientes en el volante del generador determinando así la frecuencia) y el producto vectorial del voltaje (medido por los transformadores de potencial) y la corriente de salida (medida con los transformadores de corriente), el resultado será una señal de error que determina el monto de la corrección que el control hace sobre el gobernador actuador.

En general todos los compartidores de carga trabajan de una forma similar sin importar la marca del fabricante, entre los parámetros más importantes que pueden ajustarse en un compartidor de carga tenemos:

Figura 25. Diagrama en bloques de un compartidor de carga.



4.2.4.1 Banda muerta (offset)

La banda muerta (offset) es un rango de operación donde el gobernador no actúa para corregir la desviación de la frecuencia del generador, este ajuste tiene la finalidad de evitar constantes oscilaciones de frecuencia o bien que uno de los generadores en paralelo intente corregir la desviación de frecuencia por si solo, esto ocurre con frecuencia cuando se conectan en paralelo generadores de distinta construcción.

4.2.4.2 Ganancia

Además del ajuste de banda muerta el compartidor de carga cuenta con un ajuste de ganancia, recordemos que los sistemas de control son amplificadores retro-alimentados por tanto, la ganancia del sistema tiene la finalidad de regular la magnitud de la reacción del gobernador frente a los cambios de frecuencia, un ajuste de ganancia corto implica una gran sensibilidad del control a los cambios de frecuencia, por el contrario una relación de ajuste alta implica poca sensibilidad del control a los cambios de frecuencia.

Si la operación del generador es estable siga los siguientes procedimientos de ajuste:

1. Si el motor acelera rápidamente para intentar alcanzar la repartición de carga, debe reducir el ajuste de ganancia del compartidor de carga o del gobernador, este cambio en el ajuste de la ganancia puede alterar el ajuste de frecuencia, por tanto deberá reajustar la frecuencia del generador.
2. Si por el contrario el motor tiende a reducir su frecuencia deberá de incrementar el ajuste de reset.

4.2.4.3 Máxima sobrecarga del sistema

Los sistemas de carga compartida se diseñan para proteger al sistema de muchas de las condiciones de sobrecarga. En muchas instancias es difícil más no imposible saber cuál será el monto de la sobrecarga. Obviamente es menos difícil determinar las posibles sobre cargas en centrales privadas o municipales.

4.2.4.4 Techo máximo de carga

La cantidad de carga de techo del sistema debe de ser capaz de restaurar la frecuencia del sistema a la normal, o al menos cercana a ella (cerca de 59 Hz). En concordancia con este el monto de la carga al sistema debe ser cercano al monto del techo máximo de carga, esto se puede apreciar en las características de recuperación del sistema.

No es necesario que la frecuencia quede totalmente restablecida a los 60 Hz. Si la frecuencia es restaurada alrededor de los 59 Hz, la energía remanente del sistema de generación puede recoger el remanente de sobre carga por medio del gobernador restaurando la frecuencia a la normal, en el caso de turbinas no es recomendada la operación a frecuencias menores a los 59Hz debido a la sobrecarga mecánica del sistema.

4.2.4.5 Frecuencia a mínimo tiempo

Cuando los generadores están conectados en paralelo desviaciones de frecuencia mayores a 0.2-0.3 Hz usualmente indican severas perturbaciones por tanto el techo de frecuencia debe iniciar a unos 59.3 Hz. De lo anterior, podemos realizar una tabla que nos puede indicar el margen de seguridad en cuanto a la frecuencia de generación, por tanto la carga total Hz para dañar:

Tabla I. Margen de servicio para sobre carga con generadores sincronos.

Frecuencia Hz	Duración sobre carga
59.4	continuo
58.8	90 minutos
58.2	10 minutos
57.6	1 minuto

Observación: los tiempos son acumulativos.

Si no es posible determinar la máxima sobre carga, el monto del techo máximo de la carga debe de ser asumido, en este caso se debe ser pesimista y el monto de la carga a ser asumido deberá ser mayor al monto verdadero, puesto que la presencia de una sobre carga puede ser catastrófica.

4.2.4.6 Nivel de frecuencia para un techo de potencia

La frecuencia de techo a que se inicia el sistema es sumamente importante y depende de muchos factores, primeramente el valor de la frecuencia debe de permitir que en caso de sobrecarga la frecuencia del sistema se recupere, por tanto la frecuencia de iniciación para el caso más crítico (turbinas de vapor) ronda los 59Hz.

4.2.4.7 Reducción permitida de frecuencia

En el caso de la caída máxima de frecuencia para las plantas de servicios auxiliares, la caída de frecuencia no suele ser mayor a 3Hz, situando al generador en una frecuencia de operación de unos 57Hz durante un lapso corto de tiempo.

4.2.4.8 Determinación de los ajustes del compartidor de carga

La determinación de los ajustes de los relés de caída de frecuencia se determina sometiendo el sistema a diversas condiciones de carga, la carga del sistema debe de ser escalonada comenzando desde un valor mínimo, en realidad el ajuste no es complicado requiriendo solamente de varias pruebas. El primer paso es seleccionar un número, el monto y la cantidad de las cargas a evaluar, usualmente es necesario solo unos 3 ó 5 escalones para hacer la prueba, de tal forma que al terminar la prueba el sistema estará cargado a su máximo de capacidad. En realidad la cantidad de carga por escalón no es crítica, siendo el monto usual para las pruebas del 10%, en muchos aspectos el procedimiento de ajuste de los relés de frecuencia es en esencia el mismo que se emplea para la coordinación de una red de protecciones, entonces:

Tabla II. Monto de los escalones carga para el ajuste del compartidor de carga.

Número escalón	Monto de la carga
Primero	- 10%
Segundo	- 10%
Tercero	- 15%
Cuarto	- 15%

Siendo el máximo permitido para la caída de frecuencia hasta 57Hz para generadores que trabajan aislados. La única diferencia estriba en el retardo para el accionamiento que para los generadores será de 0.3 sec mientras que para los interruptores es de 0.1 sec.

4.3.4 Regulación de la potencia reactiva y su relación con la corriente circulante en generadores conectados en paralelo

Cuando dos o más generadores se conectan en paralelo una leve diferencia de voltaje entre ellos puede causar circulación de corriente, la corriente circulante puede salir de uno de los generadores y entrar en varios generadores describiendo varias rutas, esta corriente circulante debe sumarse a la corriente nominal del generador para determinar la corriente total del generador.

Debemos estar conscientes que esta corriente circulante tiene un valor en pérdida de KW, por norma la corriente circulante nunca debe de exceder el 10% del monto total de la capacidad del generador a plena carga aun cuando algunos fabricantes aseguren que sus generadores soportan hasta un 25% del monto total de la carga.

Los principales problemas que causa la corriente circulante son: la pérdida de potencia debido a la corriente circulante que no realiza ningún trabajo, también es causa de calentamiento de los devanados en los generadores y del disparo de los interruptores de protección de los generadores, esta es la causa que justifica la utilización de protecciones contra corriente inversa para cada generador.

La corriente total de un conjunto de generadores conectado en paralelo es la suma de tres tipos diferentes de corrientes:

1. Corriente de carga, es la corriente que circula entre la barra común de los generadores y la carga, puede ser una combinación de potencia real y reactiva, la corriente de carga es la que produce trabajo útil.

2. Corriente circulante, ocurre cuando hay una pequeña diferencia de voltaje entre el voltaje de la barra y el de los generadores, causando los problemas antes mencionados.
3. Corriente de armónicos, esta corriente circula por toda la red y en todos los generadores puesto que los estatores de los generador están conectados en estrella, siendo el tercer armónico el más destructivo, la corriente fluye por los neutrales cuando estos están unidos o bien por las conexiones a tierra. Una solución sencilla es, desconectar todos los neutrales de todos los generadores, excepto el neutral del generador principal (referencia). Por norma, la presencia de corrientes circulantes es un indicativo de desajuste en los parámetros de uno o varios de los generadores.

Puesto que la corriente total es la suma de estas tres corrientes las pérdidas por calor equivalen al tiempo por el cuadrado de la suma de las corrientes, por tanto, si la corriente total se duplica, las pérdidas se cuadriplican.

La potencia real en KW es enteramente función de la potencia entregada por el motor, si la demanda de la carga crece, el gobernador deberá de ajustarse para incrementar la velocidad, un cambio en el ajuste del voltaje de un generador cuando el voltaje de la barra continua igual no implica que la potencia real entregada por el generador se altere, sin embargo las corrientes si se alteran, esto se debe a que la potencia reactiva si se ve afectada, cuando un generador deja de suplir corriente reactiva alguno de los otros conectados a la barra comienza a suplir la cadencia, lo anterior da como resultado corrientes circulantes cruzadas entre todos los generadores, por tanto la potencia reactiva es enteramente resultado de los voltajes internos de los generadores conectados en paralelo, en el caso que se conecte una carga reactiva como un motor, esta requerirá no solo potencia real para obtener caballos de fuerza sino también potencia reactiva para establecer el campo magnético en el estator, lo

anterior plantea un problema; puesto que la potencia real se debe repartir, como se expuso antes, ¿cómo se reparte equitativamente la potencia reactiva?

Es deseable que todos los generadores tengan la misma respuesta de caída de potencial, es decir que cada generador reduce el valor del voltaje entre los 3% y 5% para el valor de carga total, determinar de forma matemática o bien por prueba y error el valor del ajuste de la caída de voltaje para cada uno de los generadores cuando las capacidades de los mismos son diferentes es un proceso engorroso, un procedimiento sencillo es el de seleccionar el generador más pequeño, ajustar su frecuencia y voltaje en vacío, cargar el generador al $\frac{3}{4}$ de su carga nominal, con la carga nominal ajustar la frecuencia a la frecuencia normal de trabajo, ajustar la caída de potencial al 5%, con esta misma carga repetir el mismo procedimiento pero con una caída de voltaje proporcional a la capacidad del siguiente generador, por ejemplo si el generador a ajustar tiene una capacidad de dos veces la capacidad del generador más pequeño, entonces la caída de potencial debe ajustarse para este generador al 2.5%, repitiendo este proceso para cada uno de los generadores se puede tener un nivel de repartición de potencia reactiva aceptable aun para varios generadores y cuando el nivel de carga es variable.

Los generadores conectados para operación en paralelo deben estar dotados de un sistema automático de ajuste de voltaje, en este caso los reguladores de voltaje varían la corriente magnetizante del rotor para mantener el voltaje interno de generador de tal forma que produzca la cantidad necesaria de corriente reactiva, en este caso el cálculo se hace en función de una comparación vectorial, se compara tanto la corriente como el voltaje instantáneo para cada fase, luego se hace una comparación vectorial tanto en magnitud como en dirección, el vector resultante es el monto de la corrección, la magnitud

implica en monto de la corriente reactiva, la generación será reactiva positiva o negativa.

La ventaja del sistema de compensación por caída estiba en que la caída de reactiva puede ser ajusta casi a cero aun para condiciones de carga cambiante y con máquinas de distintos fabricantes, aun cuando el gobernador trabaje en el modo iso - sincrónico. Otra de las virtudes del sistema de regulación por caída es la estabilidad de voltaje contra aumentos o reducciones repentinas de carga. La medición se realiza casi siempre en la fase b, esta medición es por medio de un transformador de corriente que tiene conectado un reóstato entre sus terminales, el reóstato cumple la función de ajuste de ganancia para cada uno de los generadores, si los generadores son de distinta capacidad los transformadores de corriente deben seleccionarse de tal forma que la relación de transformación en el secundario sea la misma.

4.4 Puesta a punto de generadores antes de trabajar en paralelo

Partimos de la premisa de que tanto el regulador de voltaje como el compartidor de carga están previamente ajustados y parametrizados, por tanto sólo se procede a dar la puesta a punto (ajuste de operación) del generador, se procede de la siguiente manera:

4.4.1 Ajuste de la frecuencia

La frecuencia esta directamente relacionada con la velocidad de giro del generador, el ajuste de frecuencia del generador implica un ajuste en la velocidad de giro del motor, el procedimiento es el siguiente:

1. Deje que los motores funcionen al menos durante 30 minutos sin carga.

2. Una vez transcurrido el lapso de tiempo y que los motores trabajen a temperatura nominal proceda así:
 - 2.1. Conecte la carga a uno de los generadores.
 - 2.2. Ajuste la frecuencia del compartidor cuando la carga eléctrica sea la máxima.
 - 2.3. desconecte la carga y verifique la velocidad de marcha alta en vacío, debe estar en el rango de 2% al 5%, por sobre la velocidad a plena carga.

4.4.2 Ajuste de voltaje

Los ajustes de voltaje y caída de voltaje determinan la magnitud de las corrientes parásitas circulantes, en general las cargas de tipo inductivo como los motores tienen un factor de potencia del orden de 0.8 FP, lo que causa una caída de potencial de alrededor del 5% respecto al voltaje en vacío, para ajustar el voltaje de los generadores proceda de la forma siguiente:

1. Con el motor girando en vacío y a régimen posicione el ajuste de caída de voltaje (Drop Voltaje) a la mitad del rango total.
2. Reajuste el control de voltaje hasta que el voltaje sea 5% mayor al voltaje deseado.
3. Aplicar la carga plena.
4. Reajuste el control de caída de voltaje para obtener el voltaje deseado en la carga.
5. sincronice los generadores y reajuste los voltajes individuales de tal forma que la suma de las corrientes individuales (reactivas) no exceda un 10% del valor de la potencia real.
6. Realice un reajuste individual de los generadores después de una hora de operación en paralelo.

Una vez concluído el procedimiento anterior debe de observar lo siguiente:

1. la caída de voltaje de los generadores debe de ser la misma para que la carga sea repartida de forma satisfactoria.
2. nunca se debe exceder el valor de placa en amperios para los generadores.
3. cuando los generadores trabajan fríos pueden haber corrientes parásitas.

5. DISEÑO DE UN INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO CON SINCRONIZACIÓN DE GENERADORES A UNA BARRA COMÚN

La factibilidad del funcionamiento de un sistema de emergencia depende en gran medida de las decisiones tomadas durante el diseño, siendo la decisión más crítica la selección correcta de los generadores eléctricos. En todo caso debe estar atento a no reducir los costos de ingeniería subdimensionando el diseño, la mejor opción económica será en todo caso encontrar el dimensionamiento adecuado del generador para el sistema.

Para determinar los requerimientos de potencia del sistema de energía auxiliar debe determinar el peor panorama para el sistema eléctrico al que se desea abastecer. Por ejemplo: ¿El sistema debe estar preparado para las interrupciones a corto plazo de apenas algunas horas, o para las interrupciones catastróficas que duran días?, ¿Dispone de un alto grado de confianza en la empresa que le provee el servicio de energía eléctrica?, ¿Puede la empresa proveedora del servicio eléctrico local proporcionarle un informe de tres años de servicio, donde indique las interrupciones imprevistas de la energía que afectan su empresa?, de ser positiva la respuesta a la última pregunta, esta tendrá un impacto dramático en los requisitos y coste del sistema.

Antes de dimensionar el generador debe reconocer cuáles cargas serán conectadas al sistema de emergencia, es importante determinar si todo el sistema requiere del suministro de potencia de emergencia o bien solo algunos departamentos de la empresa estarán conectados a dicho sistema. Durante

interrupciones imprevistas, toma al menos 10 segundos antes de que los generadores de la emergencia restauren la energía a las cargas selectivas del edificio. En este período de 10 segundos, solamente las cargas que se alimentan con respaldo de un UPS pueden sostener energía hasta que las cargas se cambian a la fuente alterna del servicio de emergencia. Estas expectativas definen cuales son las secciones del sistema eléctrico que se ven afectadas por la falta de energía eléctrica, en base a esto se puede desarrollar una lista de sistemas críticos y después dar la prioridad a los restantes. De lo anterior se determina cuales sistemas se conectan al servicio de emergencia EPS (emergency power supply) y cuales además deben contar con una unidad de soporte UPS.

5.1 Características del circuito de fuerza

El interruptor de la transferencia es un dispositivo que tiene la finalidad de transferir una o más conexiones del conductor de carga a una fuente de energía EPS alterna, esto ocurre cuando los controles automáticos del interruptor de la transferencia (ATS), han detectado una interrupción de la fuente de energía normal, indican al EPS para iniciar la operación del ciclo arranque, cuando la lógica del ATS detecta que el voltaje/frecuencia de las EPS; está dentro de tolerancias específicas, el control ATS de la transferencia conecta las cargas en el EPS. Cuando la fuente de energía normal vuelve, los controles del ATS verifican que la energía normal sea estable y dentro de tolerancias para volver a transferir. En la vuelta a transferir, los controles del ATS continúan funcionando y el EPS esta en una operación enfriamiento sin carga. La longitud de esta operación es ajustable en relación con los retardos de tiempo.

5.2 Características del interruptor de transferencia

La carga, en el caso de las transferencias automáticas experimenta dos interrupciones una que transfiere a el sistema de energía de emergencia y el otro que vuelve a transferir de nuevo al sistema de energía normal. La transición con retraso a la desconexión (*break-before-make*) del interruptor de la transferencia se diseña para proveer la transferencia de cargas entre las fuentes de energía con una posición intencional de desconexión de la carga (centro-apagado) por un período del tiempo ajustable, la retransferencia determina que las fuentes de energía normal y de emergencia están en la relación de voltaje, de frecuencia y de fase. Si todos los parámetros están dentro de límites aceptables, el mecanismo del interruptor de la transferencia inicia el cierre de los contactos principales de la energía local, los contactos principales de emergencia se abren en la operación de la retransferencia.

En nuestro caso particular para la selección de los interruptores de potencia debemos tomar en cuenta la capacidad de cierre y apertura remota, por medio de los solenoides de accionamiento remoto el sistema de control automático maniobra los interruptores, además del sistema remoto se toma en cuenta la necesidad de operación manual para casos de emergencia y la desactivación para el caso de mantenimiento, se prefiere los interruptores de accionamiento por resorte (por su velocidad) y control electrónico puesto que son los más seguros y versátiles, debiendo verificar si el control disparador electrónico requiere de un banco de baterías (en algunos interruptores el control electrónico para el disparo requiere de una fuente de potencia externa puesto que el potencial tiende a cero cuando hay un corto circuito), en cuanto a la capacidad interruptiva esta depende enteramente de la instalación eléctrica, por tanto la capacidad interruptiva no podrá ser menor en el interruptor principal a la capacidad de la instalación eléctrica; los interruptores de la barra común de los

generadores no cuentan con ningún tipo de enclavamientos, mientras para los interruptores de la transferencia si se recomienda enclavamiento eléctrico o mecánico, en caso de disponer de los recursos para adquirir ambos debe considerar esta opción, puede optar también por colocar accionamientos de potencia para las maniobras e interruptores totalmente manuales para la protección, pero nuevamente la limitante son los costos. En general la opción más viable se queda con los interruptores con capacidad de maniobra, queda agregar que los interruptores deben contar con contactos auxiliares para indicación del estado del interruptor, es decir; disparo, cierre, apertura, disponibilidad.

5.3 Dispositivos de protección contra sobre corriente

El sistema EPS debe estar coordinado con las demás protecciones del sistema para asegurar el disparo selectivo de los dispositivos protectores de sobre intensidad de corriente de circuito cuando ocurre una corriente de corto circuito. La corriente disponible máxima de corto circuito de la fuente de energía normal y de la fuente de energía de emergencia serán evaluadas para verificar la correcta coordinación. El grado de los dispositivos integrales, es decir interruptor y fusibles, será coordinado con los dispositivos protectores en el sentido descendiente, considerando la corriente anticipada del cortocircuito en las cargas mas internas, de tal forma que los dispositivos en el sentido descendiente funcionen primero para eliminar la menor porción crítica de la carga eléctrica conectada.

5.4 Circuito de bypass

Para mejorar la disponibilidad del equipo se puede agregar una extensión del ATS (sistema automático de transferencia), un ATS bypass. Se recomienda

la característica del bypass donde el tiempo muerto no puede ser tolerado porque las cargas son vitales, y la prueba, el mantenimiento preventivo y el servicio deben ser realizados sin interrupción de energía a las cargas. El bypass del ATS realiza dos funciones:

1. desviar el servicio alrededor del interruptor de la transferencia.
2. aislar el interruptor de la transferencia electrónicamente. El puente es logrado conectando la carga con la energía normal o la energía de emergencia sin la interrupción de la carga. En el caso que el bypass se haga al sistema de emergencia, cuatro pautas deben ser seguidas.
 1. El tamaño (kilovatio) de la unidad que será requerida para manejar la carga calculada total, incluyendo cualquier crecimiento futuro anticipado de la carga. El generador no debe ser sobrecargado.
 2. La velocidad apropiada de giro para el generador. Típicamente, 1.800 revoluciones por minuto (RPM) en unidades de armadura que se emplean para uso continuo, La alta velocidad, 3.600 RPM, la emplean unidades de campo menos costosas que no se piensa para el uso continuo. El tiempo de utilización del generador debe ser verificado. Muchos generadores se construyen para trabajar de forma intermitente. Después de funcionar por algunas horas, deben ser puestos fuera de servicio y ser mantenidos. Si éste es el caso, puede ser dispuesta una unidad redundante que se debe instalar en paralelo a la unidad existente.
 3. El sistema de arranque del generador debe ser eléctrico y automático.
 4. Los requisitos de combustible necesario para el generador, gas natural o diesel.

5.5 Características del circuito mando

El cerebro del mando de una ATS es por lo regular un control electrónico, en nuestro caso particular nos referimos a un autómata programable, el controlador lógico programable tiene ventajas significativas, entre las más relevantes tenemos: la facilidad de cambiar el funcionamiento del sistema por completo solamente cambiando el programa interno del controlador lógico programable sin necesidad de cambiar la arquitectura del mando, la reducción de costos de fabricación al reducir la cantidad de componentes necesarios, la reducción de tiempos muertos por reparación debido a la facilidad para localizar las fallas (por lo general los controlador lógico programable de marcas reconocidas tienen herramientas de diagnostico que son de gran utilidad para localizar fallas), reducción del espacio físico de los tableros, reducción de las perdidas por irradiación de calor, capacidad de trabajar en red con otros sistemas inteligentes, recolección y proceso de datos entre tantos.

Si el controlador lógico programable es el cerebro del sistema, los relés de protección y los instrumentos de medición cumplen la función de los 5 sentidos del sistema de control; los actuadores, solenoides y accionamientos auxiliares son los miembros del sistema de control, la selección adecuada del controlador lógico programable esta supeditada al diseño del sistema de control, es decir que la función dicta el diseño, puesto que los instrumentos del sistema de control además de los relés de protección son prácticamente insustituibles la configuración del controlador lógico programable es la que debe adaptarse, en resumen la selección correcta del controlador lógico programable esta definida por:

1. Relés de medición e instrumentos: tanto los relés de protección como los instrumentos están dotados salidas para indicación de fallas o del

estado de operación, en muchos casos las salidas son digitales y cuentan con separación galvánica con la finalidad de evitar daños en caso de arcos voltaicos de la parte de potencia al mando en bajo voltaje, en caso de ser salidas con lógica a transistor deberá considerar la compra de módulos de entradas digitales con separación galvánica aumentar el grado de protección del sistema de control, en otros casos la salida del relé es analógica por tanto se debe determinar si la señal de salida será en corriente de 4-20mA o en voltaje de 0-10V, debe tomar en cuenta que los relés de protección contra falla deben actuar directamente sobre los interruptores para realizar una correcta protección, también los relés de sincronía actúa directamente sobre los interruptores, esto para evitar que la acción de cierre o apertura se vean afectadas por fallas del sistema, sin embargo es posible que los relés tenga un juego extra de salidas alambradas a la lógica de controlador lógico programable.

2. Tablero de control: en el tablero de control estarán ubicados todos los pulsadores, manijas y selectores que servirán para controlar el sistema de transferencia, es importante determinar el numero exacto de contactos auxiliares en el tablero y por tanto la cantidad de entradas digitales del controlador lógico programable.
3. Interfase hombre máquina: en muchos casos es necesario ajustar los parámetros de funcionamiento de la transferencia, la interfase hombre máquina puede desplegar los datos de funcionamiento, acceder a campos de entrada para ajustar los parámetros de funcionamiento del sistema de transferencia y sincronización automática, desplegar pictogramas y avisos de alarma, en todo caso el controlador lógico programable debe estar dotado de un interfase de comunicación.
4. Capacidad de conexión a red: en muchos casos los relés de protección, los instrumentos, los interruptores y los medidores de

potencia pueden además de generar señales de campo, enviar paquetes de información por un interfase de red, mucha de esta información detallada puede ser empleada para el diagnóstico del sistema por medio del interfase hombre máquina o bien puede ser de utilidad para el algoritmo interno del controlador lógico programable, en muchos casos los generadores poseen un sistema de control computarizado que puede conectarse en red tanto para el diagnóstico como para visualización de fallas y almacenamiento de datos, es importante determinar que tipo de interfase tiene cada uno de los elementos del sistema de transferencia para incluir un interfase de las mismas características para el controlador lógico programable, en muchos casos se pueden adquirir interfaces extras montados en módulos de expansión para el controlador lógico programable, por tanto un controlador lógico programable puede manejar múltiples redes de adquisición de datos con diferentes protocolos en caso sea necesario.

5. Características de la CPU: La unidad CPU se selecciona en virtud del algoritmo de funcionamiento de la transferencia, este determina la longitud de la memoria, la velocidad de procesamiento de datos y las funciones integradas necesarias para realizar el algoritmo (funciones aritméticas, PID, comunicación en red, etc), otra de las características importantes es la cantidad de módulos de expansión que permite conectar los tipos de módulos que puede manejar.
6. Dispositivos de protección: Incluyen el paro de emergencia del generador, medición de variables, generación de alarmas (locales y remotas como: temperatura del refrigerante, presión del aceite, velocidad, sobrecarga y bajo nivel de refrigerante, también el interruptor principal del generador se puede abrir en caso de ser necesario botar el generador).

7. Dispositivos de salida: se refiere a los actuadores que en este caso son accionamientos auxiliares, además de lámparas de indicación y bobinas tipo solenoide; en este caso solo es necesario determinar el voltaje y la corriente de operación de los dispositivos para dimensionar correctamente los módulos de salida del controlador lógico programable.

5.6 Características del generador

5.6.1 Determinando las dimensiones del generador

Los generadores deben ser dimensionados correctamente para evitar la sobrecarga, sobrecargar un generador puede causar calidad pobre de la energía y puede dañar el generador y el equipo eléctrico conectado a él. Para determinar el tamaño de los generadores, se debe desarrollar una lista crítica de las cargas y determinar el grado de la corriente continua de todo el equipo, debe reconocer las características de funcionamiento de la red (sistema) bajo condiciones estables, los picos de carga, la elevación respecto del nivel del mar, los rangos de temperatura ambiente, las variables climatológicas, si existe otros generadores ya conectados que sirvan potencia a la carga instalada.

La capacidad del generador depende enteramente de la carga (clasificación, arranque, condiciones de operación, picos de corriente, factor de potencia, armónicos en la carga), elevación, temperatura, variables del clima. La capacidad nominal de un generador depende de donde sea utilizado, si se emplea como standby (en espera), primario, o uso continuo. Las unidades del tipo en espera trabajan de forma periódica un tiempo de dos horas a la vez, las unidades del tipo primaria trabajan de forma continua con cargas variables, las unidades del tipo uso continuo trabajan de forma continua a su potencia

nominal. La potencia del generador sKVA indica la capacidad del generador de asumir carga cuando el aumento de la misma es repentino (como el arranque de motores), si usted no puede medir los sKVA o los cortes repentinos de carga para el sistema que proyecta, deberá de tabular los circuitos individuales y calcular para cada uno la carga proyectada. A manera de precaución debe hacer un listado de motores eléctricos puesto que son estos los que requieren de mayor potencia, también debe tener la precaución adicional de incluir las corrientes de inrush de los motores conectados a la red, luego de hacer estos cálculos, debe de referirse a las placas de identificación del motor en caso no cuente con un equipo de monitoreo y medición. Si no cuenta con los datos de placa o de valores de medición, los caballos de fuerza se pueden utilizar para determinar la capacidad del generador. Siempre considere que Los motores requieren de tres a cinco veces más que la corriente normal para comenzar el funcionamiento continuo. Siempre debe de considerarse el factor de potencia, si el factor de potencia total de la carga ronda 0.8 con tendencia a llegar a 1.0 debe consultar las curvas de capacidad que proporciona el fabricante de la maquina, en el caso que las fuentes de carga sean inmensurables debe tabular cada una de las cargas y considerar un F_p 1.0 para las cargas de emergencia.

Un simple generador puede suplir a fuentes de carga en espera. Múltiples generadores pueden ser necesarios para suplir a cargas más complejas, sistemas de emergencia o cargas de arranque crítico. Las cargas de emergencia critica en operación las 24 horas pueden requerir de múltiples generadores para mantener las características del sistema aun cuando una de las unidades este en mantenimiento. Para sistemas críticos con suministro las 24 horas y con niveles de carga variables debe dimensionar los generadores de tal forma que trabajen con menos del 50% de la carga para la que fueron diseñados.

Muchos fabricantes diseñan sus generadores para operar típicamente a 30°C y 29 pulgadas de mercurio de presión atmosférica que equivale a una elevación de 125 metros sobre el nivel del mar, en todo caso usted deberá ajustar la capacidad de su generador en relación con la altitud de operación. Usualmente, se considera una reducción de la potencia entregada de 4% por cada 1000 pies de incremento de altura de operación y una reducción de la potencia entregada del 1% por cada 5.6°C de incremento de temperatura después de 30°C. En todo caso siempre es mejor consultar al fabricante respecto de su aplicación en particular.

5.6.2 Selección apropiada del voltaje de operación

Los generadores pueden operar en el rango de 120v a 600v para bajo voltaje y de 600v a 35Kv para media tensión, ¿cúal de los niveles de voltaje se debe emplear?, esto depende de las características de la carga, para cargas distribuidas en una extensa área con una capacidad de potencia alta es preferible el emplear media tensión reduciendo el voltaje en las proximidades de la carga lo anterior supone varias ventajas, las más notables son la operación económica del sistema y los bajos costos de implementación con el inconveniente de requerir un mantenimiento más exhaustivo e implementos y herramientas mas sofisticados y por tanto costosos, sin incluir el entrenamiento de los operarios y técnicos que deben ser mas preparados. Para el caso de cargas puntuales donde no es necesaria distribución en media tensión se opta por instalar generadores de 480VAC o 208VAC, según sea el caso.

5.6.3 El control del motor

El sistema de control del motor incluye el gobernador, el regulador, la automatización, la instrumentación, y las alarmas. El grado de complejidad de

estas características va desde el controlador básico hasta el sistema de control programable computarizado. Existen cinco esquemas para el control de las cargas:

1. Iso-sincrónico: El sistema de control iso-sincrónico opera a la velocidad y frecuencia ajustada sin importar los requerimientos el generador que imponga la carga, en este modo de operación el generador puede operar solamente de forma aislada. Agregando un sistema de carga compartida y un control de velocidad puede agregar un segundo generador a la red y trabajar en paralelo. Sin estos sistemas de control extras el generador puede tender a asumir la carga por completo.
2. Iso-sincrónico por caída: Un sistema sincrónico por caída opera un generador en el modo de caída y otro mas en el modo iso-sincrónico. La máquina iso-sincrónica trabaja oscilante y es usualmente la unidad más potente. La máquina configurada en regulación en caída es la encargada de suplir la potencia fija, la unidad oscilante sule la desviación en la demanda respecto de la potencia fija, de esta forma el sistema no cae en frecuencia en un valor menor al de la máquina ajustada en caída, si esto ocurre el generador oscilante puede motorizarse.
3. Iso-sincrónico con carga compartida: El sistema de carga compartida iso-sincrónico hace trabajar todos los generadores en forma iso-sincrónica pero con un sensor individual para la potencia de la carga de esta forma provoca que los generadores compartan la carga apropiadamente.
4. Iso-sincrónico carga base: el iso-sincrónico de carga base sule a la carga con la maquina en el modo iso-sincrónico y provee censado de la carga al control por medio de una entrada de DC aislada que simula la carga des-balanceada, este método requiere de que los otros generadores produzcan toda la potencia para completar el cambio en la demanda.

5. Caída o Droop: La caída es un decremento en la velocidad de giro del generador (frecuencia) que es proporcional a la carga y esta expresada como un porcentaje de reducción de la velocidad del generador cuando se encuentra a carga plena. Todos los generadores conectados en paralelo a un sistema, cuando trabajan con carga compartida, si el ajuste de la misma es igual para cada uno, cuando se presenta un aumento de carga, la frecuencia decrece igualmente para todos los generadores repartiendo así la carga entre los generadores.

En una instalación simple, si trabaja en modo iso-sincrónico el generador puede proveer una buena regulación de frecuencia, mientras que con generadores trabajando en paralelo y en caída la carga es la que determina la frecuencia y la velocidad. En una instalación donde se pretende agregar un nuevo generador donde ya está instalado un generador, trabajarlos del modo iso-sincrónico puede causar problemas, es posible hacerlos trabajar con regulación en caída pero no con la regulación de frecuencia que desearía, sin embargo puede combinar la operación iso-sincrónica con la operación por caída, si deseo conectar en paralelo un generador a uno ya existente debe saber el modo de operación del instalado, de esta forma varios generadores pueden ser conectados en distintos modos de operación, el control de frecuencia por el método de caída no es común, sin embargo el más popular es el modo iso-sincrónico cuando los cambios en el monto de la carga son suaves.

5.6.4 Baterías

Es necesario un banco de baterías para el arranque de los generadores, las baterías pueden ser de ácido o bien de Níquel Cadmio. Pueden contar con un cargador dentro del tablero de la ATS o bien ser externo, en algunos casos el banco de baterías está también en un tablero y supe a su vez al mando con energía en lugar de un UPS, también algunos interruptores, especialmente de

media y alta tensión requieren de una fuente externa para funcionar en caso de corto circuito.

5.6.5 Almacenamiento de combustible

En caso deba almacenar combustible puesto que sus generadores sean recíprocos debe atenerse a las normas nacionales para el almacenamiento de combustible, de no existir tal normativa refiérase a los códigos para este inciso en las normas de la NFPA National Fire Protection Association, en general el almacenamiento de combustible consta de una pipa, una bomba, válvulas de cierre, dispositivos de seguridad y conexiones flexibles. Nunca utilice tubos galvanizados y las uniones a partes vibratorias deben hacerse con tubo flexible. Además el sistema de almacenamiento de combustible debe contar con niveles de indicación para alto y bajo nivel, filtros, separador de lodos, válvula solenoide para cortar el flujo de combustible.

5.6.6 Motores

En muchos casos el motor que mueve el generador lo sule un tercer fabricante, por tanto debe verificar la procedencia del motor, confiabilidad, soporte y partes de recambio, no debe optar por fabricantes no reconocidos o bien que no garanticen los repuestos y partes de recambio por al menos 10 años.

5.6.7 Enfriamiento

El generador cuenta con un sistema de enfriamiento, este puede ser remoto con la salvedad que debe contar con bomba de agua si la altura del generador es menor a la del radiador, el dimensionamiento del sistema de refrigeración

debe de ser el recomendado por el fabricante, debe considerar la ubicación del sistema de refrigeración y la colocación de ductos en caso sea necesaria.

5.6.8 Sistema de escape

El sistema de escape esta compuesto del tubo de escape, silenciadores, acoplamientos, sistema de suspensión; el tubo de escape debe estar pintado de negro para mejorar la disipación de calor, los accesorios de montaje deben soportar calor y la vibración, uniones flexibles reducen la conductividad de vibración y a la vez evitan los daños por la dilatación del sistema de escape debido al calor, el sistema de escape también cuenta con un sistema de drenaje que se coloca en la parte mas baja del sistema de escape y drena el agua condensada dentro de los tubos, el silenciador debe estar ubicado en un lugar correcto (respecto a la irradiación de calor, las vibraciones, el ruido) debe seleccionar el silenciador correcto puesto que según sea la aplicación así será el silenciador, el caso de hospitales donde el nivel de ruido es mínimo se emplea silenciadores especiales que como consecuencia reducen el ruido y la vibración pero también la potencia del generador.

5.6.9 Montaje

Usualmente los generadores están montados sobre una base de concreto 2500psi reforzado de 8 -10 pulgadas de espesor, se debe incluir varillas de cobre que servirán para aterrizar el sistema que a su vez pueden estar conectadas a la red de tierras del sistema, conectados al refuerzo en el concreto están los tornillos de anclaje que deben estar posicionados de manera exacta para coincidir con el anclaje del generador y además deben sobresalir dos pulgadas del suelo para garantizar un correcto anclaje, en caso incluya almohadas para la supresión de vibraciones debe aumentar la longitud de los tornillos ½ pulgada extra.

5.7 Diseño de un interruptor de transferencia automática con sincronización automática

A continuación se presenta el diseño de un sistema de transferencia con sincronización automática, este diseño es totalmente funcional y se inspira en un sistema de transferencia y sincronización automática que se encuentra instalado en el proyecto Moscamed, planta Laguna del Pino, Santa Rosa, el diseño fue realizado por el autor del presente trabajo de graduación, por tanto cualquier uso fuera del puramente didáctico debe ser autorizado por autor.

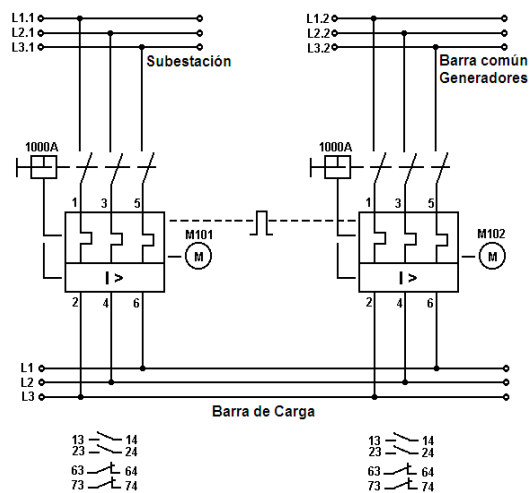
En este caso particular el sistema de emergencia esta dispuesto de tal forma que sea capaz de suplir la potencia total instalada de toda la planta de producción donde esta conectada durante varios días, el sistema de emergencia consta de una transferencia con sincronización automática, la potencia eléctrica la suplen cuatro generadores marca Caterpillar, son del modelo 3508, los dos restantes son del modelo 3516, todos están dotados con el sistema de carga compartida estándar de la fabrica que consta de un regulador de voltaje con capacidad de trabajar en el modo paralelo, además un regulador de velocidad con capacidad de carga compartida del tipo Woodward 2301A, la computadora para el control del motor es la estándar, la corriente máxima del tablero principal esta prevista para 3600 A, además se desea en un futuro implementar un sistema de adquisición de datos por tal razón se instalaran medidores digitales de potencia para cada generador y para el tablero principal con el objetivo de monitorear el sistema, basándose en estos requerimientos se va ha diseñar un sistema de transferencia que se presentara a continuación haciendo explicación del funcionamiento de los componentes instalados.

5.7.1 Circuito de potencia

5.7.1.1 Transferencia

El circuito de transferencia está compuesto por dos interruptores de potencia, estos interruptores son motorizados y de acción por resorte, además están dotados de contactos auxiliares para indicación de disparo por sobre carga o corto circuito, indicación de posición abierta o cerrada, indicación de resorte cargado. Ambos accionamientos están conectados a una barra común donde están conectadas las cargas, vienen de la barra de los generadores y de la subestación respectivamente, para evitar el accionamiento de ambos interruptores a la vez el sistema cuenta con un enclavamiento mecánico que impide que los dos interruptores cierren a una sola vez.

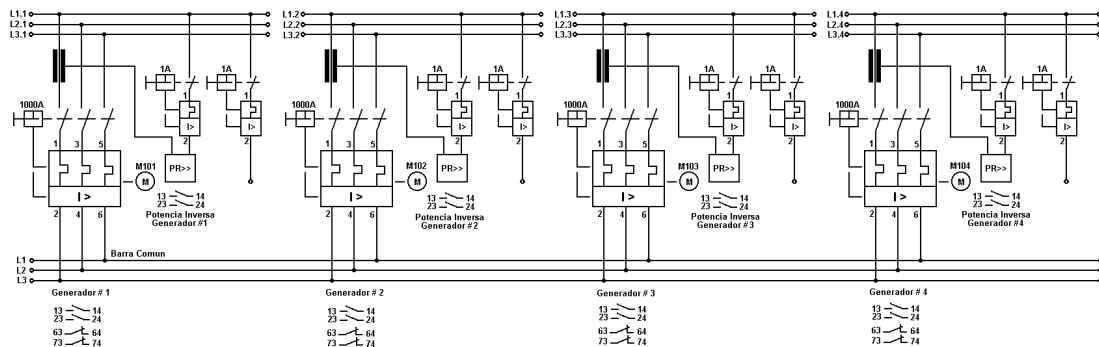
Figura 26. Esquema eléctrico del interruptor de transferencia en la barra de carga.



5.7.1.2 Barra común de generadores

La barra común de los generadores esta compuesta de cuatro interruptores, son de las mismas características a los interruptores de la transferencia sin embargo tienen una capacidad de corriente menor, como dato interesante podemos observar que no cuentan con ningún sistema de enclavamiento además que los incluidos en el esquema de mando que revisaremos posteriormente, también es importante la configuración del alambrado directamente a las bobinas de apertura de los interruptores hacia el disparo del relé de potencia inversa en caso esta exceda un valor máximo ajustado.

Figura 27. Esquema eléctrico de la barra común de generadores.



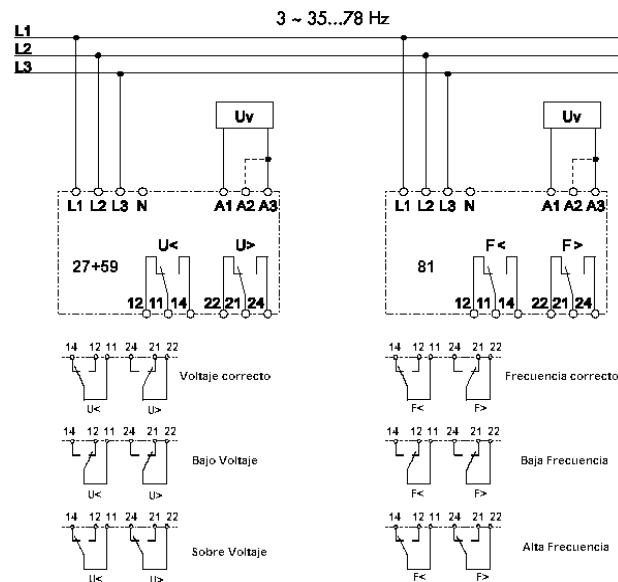
5.7.2 Circuito de mando

5.7.2.1 Relés para supervisión de voltaje y frecuencia

Los relés de voltaje y de frecuencia tienen la finalidad de verificar las características del voltaje presente en la barras de los generadores y el la barra de la acometida, en la barra de acometida deben conectarse dos relés de protección uno de voltaje y otro de frecuencia, el caso del relé de voltaje este

tiene la función de detectar el alto voltaje, bajo voltaje, voltaje correcto, desbalance de fases, pérdida de fases o falta de voltaje, por esta razón se selecciona un relé con dos salidas digitales, lo anterior permite asignar cuatro tiempos diferentes dentro del autómata para cada una de las posibilidades, es decir: a- voltaje correcto, b- alto voltaje, c- bajo voltaje, d- pérdida de fases, desbalance de fases, pérdida de voltaje. El relé de frecuencia cumple el fin de detectar perturbaciones en la red de suministro eléctrico por lo cual su acción es en la practica inmediata.

Figura 28. Esquema eléctrico de los relés de supervisión de voltaje y supervisión de frecuencia.



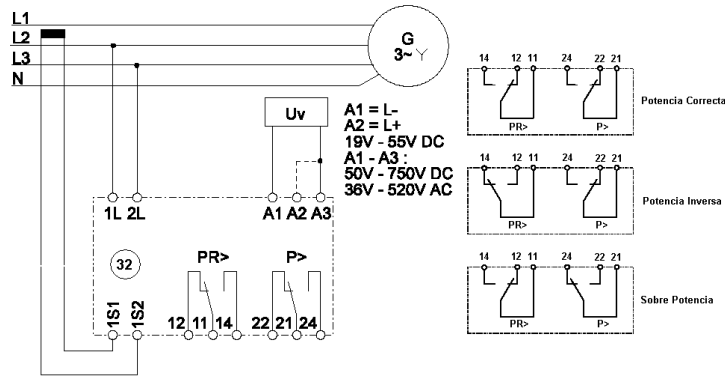
Para la barra común de generadores se realiza un arreglo del mismo tipo, en este caso se monitorea el voltaje y la caída de frecuencia de los generadores, el propósito es doble, sirven para evitar que los generadores de la barra común sean transferidos a la carga cuando están aun en etapa transitoria y además abren el circuito de la transferencia para evitar que los generadores sufran el transitoria de una sobre carga. Existe un tercer relé de frecuencia, su función es

monitorear la frecuencia del generador entrante, para evitar que los generadores entrantes intenten sincronizar a la barra común en caso estén fuera de los parámetros de frecuencia, esto con el fin de ahorrar tiempo en intentar sincronizar generadores que están fuera de frecuencia aun cuando el relé de sincronización automática por medio de sus sistemas de seguridad interna no lo permita.

5.7.2.2 Relés protección

Los relés de protección de potencia inversa evitan la transferencia de potencia reactiva entre los generadores, cuando existe una leve diferencia de voltaje entre los generadores se inicia un fenómeno transitorio que es degenerativo, la corriente debida a los armónicos circula dentro de los estatores haciendo un circuito cerrado, a este fenómeno séle denomina hunting debido a que en apariencia los generadores están buscando un punto de referencia a tierra que en este caso es el neutral por donde circula la corriente, otra circunstancia por la cual puede circular corriente en sentido inverso a los generadores es cuando el generador sufre una perdida de potencia mecánica, en este caso la potencia real circula en sentido contrario motorizando el generador. El relé de potencia inversa se conecta en una de las fases del interruptor del generador y como ya se mencionó determina la dirección de la potencia haciendo la suma vectorial de la corriente y el voltaje de una de las fases, el relé de potencia inversa actúa directamente sobre el disparo del interruptor en caso el generador supere la potencia inversa ajustada, además del disparo directo el relé de potencia inversa tiene una de sus salidas conectada al autómata para registrar el disparo del interruptor y que el mismo se tome como una variable del algoritmo de funcionamiento.

Figura 29. Esquema eléctrico del relé de protección contra potencia inversa.



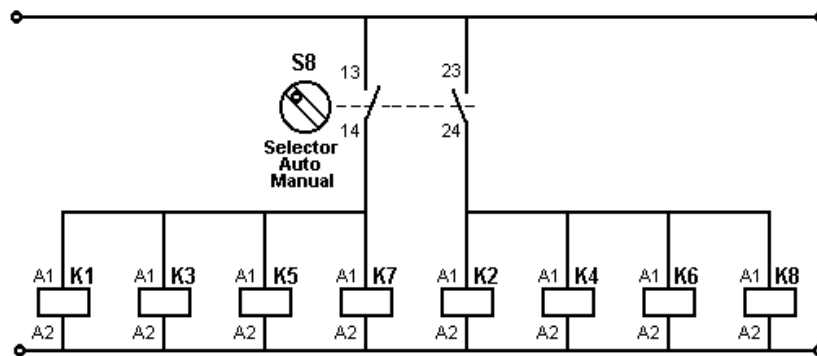
5.7.2.3 Sincronización

El sistema de sincronización se compone de varios sub-circuitos: el selector automático manual que evita que los generadores puedan sincronizarse de manera involuntaria, el selector de generador que selecciona un generador a la vez para sincronizarlo a la barra común, el circuito de cierre y apertura que abre o cierra el interruptor seleccionado, el sincronoscopio y relé de sincronización que introducen al generador entrante a la barra común solo si el mismo cumple con los parámetros de voltaje y frecuencia tanto para el modo automático como para el manual respectivamente.

El selector automático manual cumple con la misión de evitar que los generadores puedan sincronizar a la barra común de manera involuntaria en caso de falla, con esto se evita la sincronización fuera de los parámetros evitando así el daño a los generadores, el selector automático manual consta de una manija selectora de dos posiciones y un juego de accionamientos auxiliares

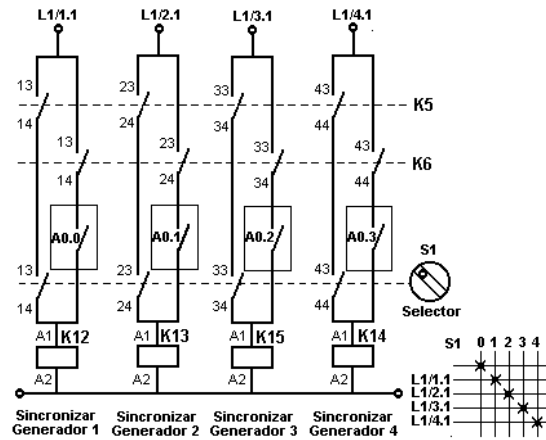
para seleccionar el modo de operación de automático o manual, como se observa, en caso de falla de uno de los accionamientos es imposible que el generador sincronice ya sea para automático como para manual, esta es una redundancia en serie.

Figura 30. Selección electromecánica automático manual del sistema de transferencia.



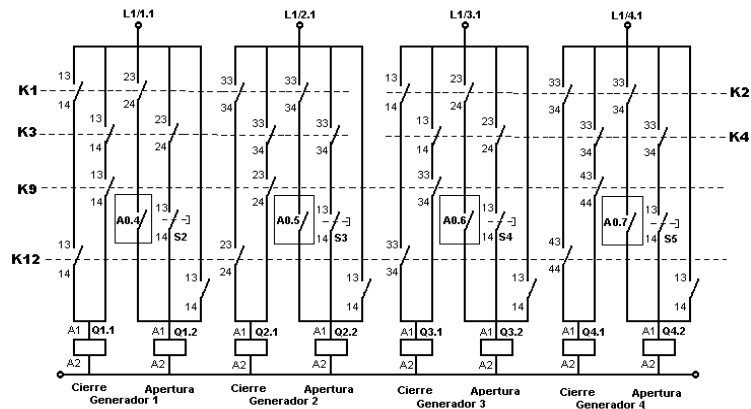
El selector de sincronización cumple la función de elegir uno generadores a la vez para ser sincronizado a la barra común, es fácilmente verificable que la selección en manual se realiza con manija selectora de varias posiciones y punto muerto; en el caso que uno de los accionamientos del selector falle es fácilmente verificable que el generador correspondiente no sincronizara, además del selector manual se dispone de un selector en paralelo que es activado por medido del autómatas para el modo de funcionamiento en automático.

Figura 31. Selección electromecánica del generador a sincronizar.



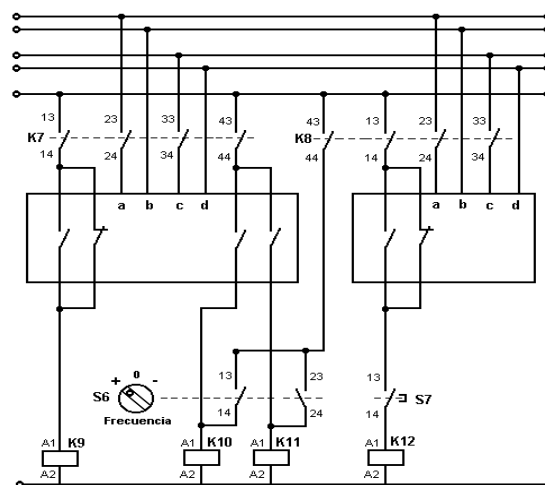
El circuito de cierre apertura cumple con la función de cerrar o abrir los interruptores de los generadores, nuevamente el mando esta duplicado tanto para el funcionamiento manual como para el automático, únicamente el circuito de apertura por falla de potencia inversa es incondicional y funciona en los modos de operación automático o manual. Es importante también mencionar que el cierre del interruptor en el modo automático lo determina el relé de sincronización automática y en el caso de la operación manual es el relé de supervisión de sincronización quien realiza la operación.

Figura 32. Selector electromecánico para sincronización de los generadores.



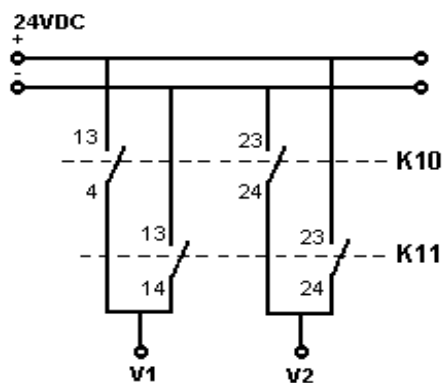
El circuito de sincronización esta compuesto de un relé de sincronización automática y de un relé de supervisión de sincronización; como observara el sistema de sincronización en automático no tiene conectado en serie el relé de sincronización automática por tanto no cuenta con redundancia en serie, esto se debe a que el relé de sincronización automática elegido es un instrumento con alto grado de seguridad, cada uno de los sistemas de sincronización es elegido por el selector automático o manual según sea el caso, si la selección es manual se activa también la manija para incremento o decremento de frecuencia de los generadores, si por el contrario la selección es automática se activa el ajuste de frecuencia automático para el generador entrante. Otros elementos que merecen mencionarse son los contactos internos del relé de sincronización automática y del relé de supervisión de sincronización, el primer generador en sincronizar debe entrar inmediatamente a la barra común, esta es una opción en casi todos los relé de sincronización automática, casi siempre se incluye un contacto normalmente cerrado que abre cuando hay voltaje en el circuito de la barra común que es donde usualmente de alimenta el instrumento, el otro contacto corresponde a la indicación de sincronía.

Figura 33. Diagrama del sistema de sincronización.



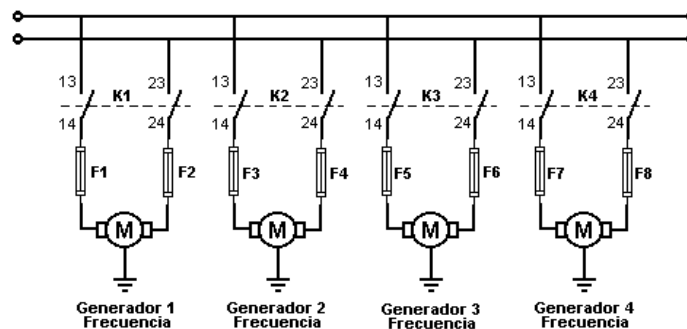
Como se mencionó en el circuito de sincronización los generadores tienen un ajuste de frecuencia para aparejarlos a la barra común, una de las limitantes es el sistema de control de frecuencia del generador propiamente dicho, en particular el sistema de control de frecuencia aun cuando es de un diseño relativamente antiguo continua vigente con pocas modificaciones del original, es un control analógico dotado con ajustes por medio de potenciómetro, en este caso también permite también la colocación de un potenciómetro para el ajuste de frecuencia de inserción del generador, este sistema es común en las plantas generadoras de potencia que trabajan con generadores de media tensión puesto que en el tablero de control general se crea un duplicado de los controles locales de cada generador, una forma sencilla de controlar la frecuencia es por medio de un interfase mecánico impulsado por un motor de corriente directa, este motor tiene conectada una caja de reducción, a la salida de la caja de reducción tenemos un vuelta por minuto, el potenciómetro de control de frecuencia tiene diez vueltas y un rango de $\pm 5\text{Hz}$ por tal razón el control de frecuencia resulta ser muy eficiente, en la figura siguiente se muestra un circuito de marcha contra marcha para los motores mencionados, este circuito es controlado por el relé de sincronización automática o bien por la manija del tablero de control según sea la operación manual o automática.

Figura 34. Diagrama eléctrico de manija para variación de la frecuencia de los generadores.



El circuito de control de los motores esta conectado al circuito del selector, esto con la finalidad de variar únicamente la frecuencia del motor que será sincronizado, cada motor esta protegido por fusibles, uno por cada terminal puesto que aleatoriamente según sea la necesidad del sistema para incrementar o reducir la frecuencia, una de las líneas actúa como positivo. En caso de ser necesaria la regulación de voltaje esta también se puede realizar con un sistema similar al de regulación de frecuencia, esto por supuesto si lo permite el relé de sincronización automática y el regulador de voltaje del generador.

Figura 35. Actuadores electromecánicos para regulación de frecuencia en generadores.

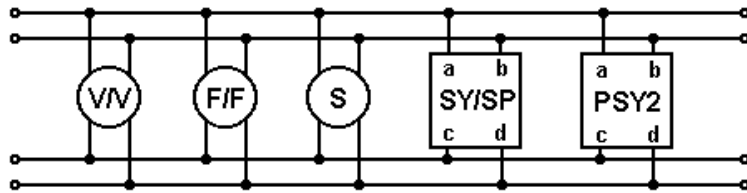


5.7.2.4 Instrumentos

El conjunto de instrumentos esta compuesto por los instrumentos de la ménsula y los medidores de potencia, en el caso de la ménsula, como se mencionó anteriormente esta compuesta por el conjunto de frecuencímetro doble, sincronoscopio, voltímetro doble, la ménsula es conectada a la barra común de generadores y al generador entrante por medio de un accionamiento electromecánico, este accionamiento electromecánico es activado ya sea por el

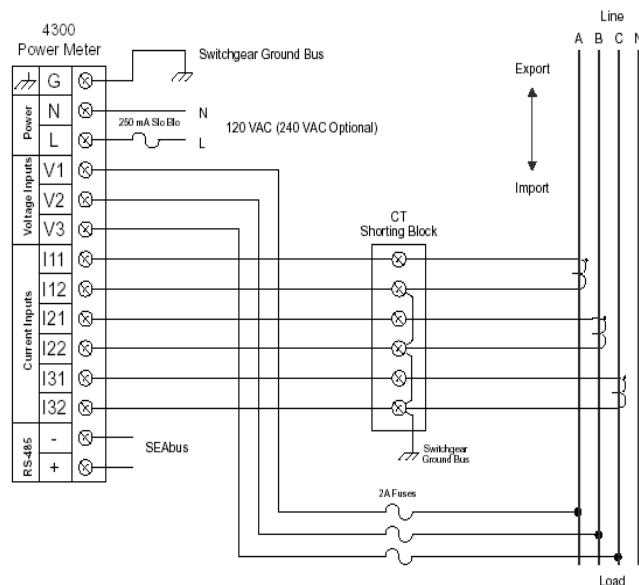
controlador lógico programable o bien por la manija de selección automático manual, el esquema de conexión para la mensula se muestra a continuación:

Figura 36. Diagrama pictórico de instrumentos en la ménsula de medición.



El sistema cuenta con 5 medidores de potencia, uno de ellos mide la potencia requerida por el tablero principal y los otros cuatro están conectados en cada uno de los generadores, los medidores tienen la finalidad de medir la distribución de carga de los generadores y el factor de potencia de los mismos, como se menciona también, el sistema está previsto para una futura conexión a red de adquisición de datos.

Figura 37. Esquema eléctrico de medidor de potencia Siemens 4300.



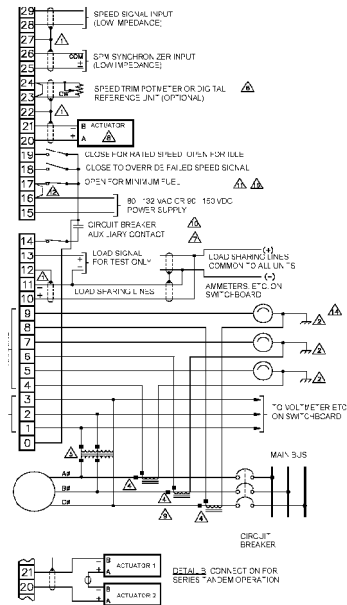
5.7.2.5 Mando generadores

El mando de los generadores esta compuesto de tres elementos fundamentales: La computadora de control, el compartidor de carga, el regulador de voltaje. Es importante aclarar que aun cuando en la mayoría de los casos el generador cuenta con un único panel de control, dentro del mismo son fácilmente distinguibles los elementos antes mencionados, caso contrario ocurre con los sistemas integrales que por medio de una única computadora controlan todas las funciones del generador, sin embargo este es un extremo poco común puesto que reduce la confiabilidad del sistema y los tiempos muertos del mismo por causa de fallo.

La computadora de control tiene la función de controlar el bimotor, monitorea la presión de aceite, las revoluciones de giro del bimotor, la temperatura, el nivel de refrigerante, el nivel de aceite, la secuencia de arranque y paro, las alarmas del sistema, y en algunos casos cuenta con interfases ya sea de contacto seco o bien por red digital de datos para monitorear el funcionamiento del generador desde un sistema de adquisición de datos.

El sistema de carga compartida que en este caso es un Woodward 2301^a, es en esencia un controlador de frecuencia, trabaja sobre el actuador, ampliando o reduciendo la frecuencia del generador de tal forma que la distribución de la potencia activa en los generadores sea siempre la misma, el Woodward cuenta con un potenciómetro para el ajuste fino de la frecuencia del generador, sin embargo éste es útil únicamente cuando se efectúa la sincronización, una vez introducido el generador a la barra común, el controlador de frecuencia depende únicamente de los requerimientos de la red y de los otros generadores, el Woodward determina que el generador esta conectado a la barra por medio de un contacto auxiliar en el interruptor del generador.

Figura 38. Diagrama esquemático de compartidor de carga Woodward 2301A.



En apariencia el generador no cuenta con ninguna protección, sin embargo resulta que dentro de los controladores de frecuencia, voltaje y el computador, esta localizado el esquema completo de protección, el regulador de voltaje actúa censando la corriente y el voltaje en las terminales, también la dirección de la corriente, luego de una análisis determina las correcciones que debe realizar en la corriente de campo, dentro del regulador de voltaje están las siguientes protecciones:

1. Protección contra alto voltaje
2. Protección contra bajo voltaje
3. Protección contra pérdida de campo
4. Protección contra sobre excitación
5. Protección contra sobre corriente
6. Protección y regulación de corriente de neutral

Además el computador ofrece las siguientes protecciones:

1. Baja presión de aceite
2. Alta presión de aceite
3. Sobre velocidad
4. Baja velocidad
5. Temperatura
6. Nivel bajo aceite
7. Nivel bajo refrigerante

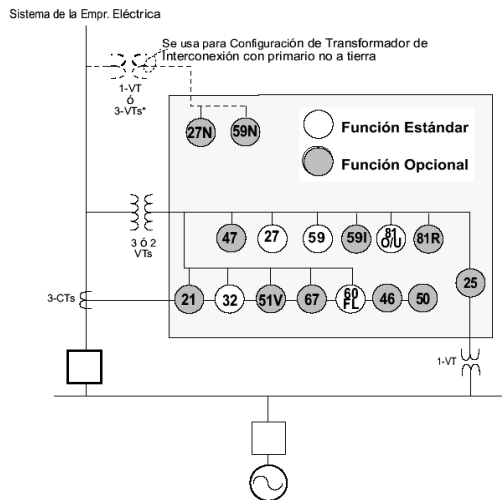
Como vemos solamente es necesario agregar las siguientes protecciones:

1. Potencia inversa
2. Corto circuito

Pueden agregarse además las siguientes protecciones: energización inadvertida, reversión de fases.

La configuración y funcionalidad del sistema no permiten estas fallas, por tal razón, las protecciones no se incluyen, a continuación se muestra un generador con el conjunto de protecciones típico, debe tomar en cuenta la justificación anterior.

Figura 39. Esquema de protección de un generador de emergencia Caterpillar 3508.

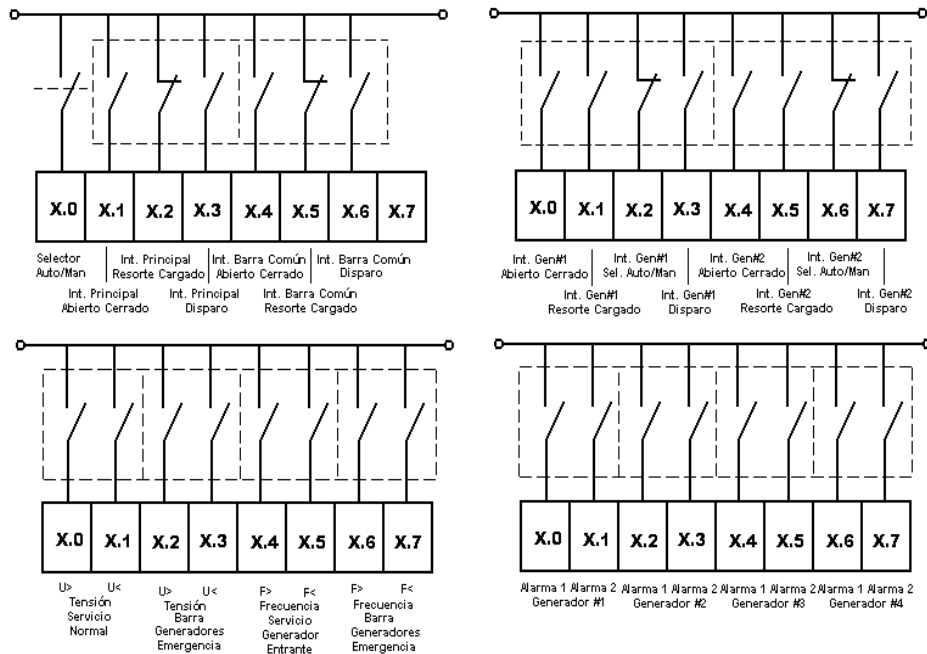


5.7.2.6 Controlador lógico programable

El autómata se selecciona según la cantidad de entradas y salidas que necesita el diseño, es importante incluir todas especificando el tipo, es decir: digitales o analógicas, y por supuesto el voltaje de operación. Primeramente se hace un diseño preliminar y luego se seleccionan los equipos indicados.

Primeramente se hace un diseño de los módulos de entradas digitales, en este caso, que es el más común, se eligen módulos de 32 entradas a 24VDC, las entradas estén divididas en grupos de 8 entonces el diseño sería similar a este:

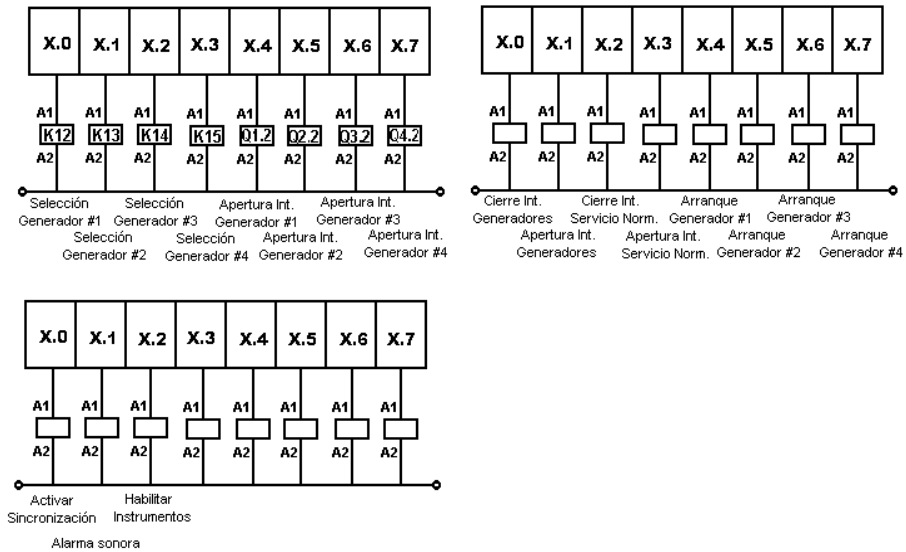
Figura 40. Esquema eléctrico de las entradas digitales del controlador lógico programable.



Puede observarse que sólo se incluyen las entradas digitales de las señales de campo para el generador #1 y #2, se asume que el diseño es el mismo para los restantes dos generadores, por tanto sólo se agrega un nuevo módulo de 32 entradas digitales, en total se requiere de dos módulos de 32 entradas digitales a 24VDC.

Para las salidas el diseño preliminar indica que son necesarios dos módulos de 16 salidas a relé, uno de los módulos se emplea por completo mientras que el otro se emplea parcialmente, cada uno de los módulos cuenta con 16 salidas, las salidas no empleadas se dejan como reserva,

Figura 41. Esquema eléctrico de las salidas digitales del controlador lógico programable.



6. ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1 Funcionalidad del sistema de transferencia automática sincronizada

La finalidad de un transferencia con sincronización automática es la de proporcionar energía eléctrica en caso de emergencia a cargas críticas, las cargas críticas son aquellas en las que un tiempo prolongado sin energía eléctrica puede causar considerables tiempos muertos por el restablecimiento de la línea de producción, también son críticos los procesos que por su naturaleza una vez iniciados no pueden detenerse como lo son los procesos de fundición de metales y en general los hornos, críticos son también los hospitales puesto que los requerimientos de energía sirven para sustentar la vida.

Como se puede comprobar en el párrafo anterior, en general todas las cargas enumeradas son significativas por tal razón se infiere que las instalaciones físicas donde se ubica la carga son considerables, además puesto que la magnitud de las cargas así lo requiere los generadores son también de dimensiones considerables y requieren de grandes cantidades de combustible, además de generar gran cantidad de ruido; por lo anterior usualmente los generadores necesarios para este tipo de aplicaciones están casi siempre en sitios alejados de las instalaciones, ¿qué ocurre entonces cuando se produce un corte de energía eléctrica?, en caso de que el sistema de transferencia sea manual seguramente alguna persona deberá de acudir a los tableros de los generadores y activar el sistema de transferencia, como es fácil de comprender esta tarea requiere de tiempo que es vital por las razones antes expuestas, además debemos tomar en cuenta la posibilidad de error humano o bien que el problema en el suministro de energía eléctrica del servicio normal se de en

horarios no hábiles, entonces se comprende la importancia de un sistema automático, sin embargo hay que hacer consideraciones de los problemas a sopesar siendo mas notables los siguientes: probabilidad de falla del sistema automático de transferencia, necesidad de personal capacitado para el mantenimiento, una rutina constante de pruebas y calibración de los instrumentos de la transferencia automática, además del manteniendo planteado por los sistemas de carga compartida y paralelismo que siempre se incluyen en la transferencia puesto que son necesarios para el funcionamiento en paralelo de los generadores.

Puede comprenderse entonces que la disponibilidad del sistema automático de sincronización y transferencia depende directamente del programa de mantenimiento y chequeo del sistema, que ocurre entonces si el sistema falla, evidentemente la transferencia deberá hacerse de forma manual, ahora bien que índice de fallas se puede considerar aceptable, esto depende de las necesidades de usuario sin embargo si el mantenimiento programado es el adecuado cualquier falla debería ser detectada y reparada antes de que cause problemas.

6.2 Costos contra beneficios

Los costos de ejecución del proyecto son definitivamente dos: los costos de ingeniería y los costos del equipo para implementar la aplicación. Los costos de ingeniería representan la inversión en honorarios profesionales por el diseño y la ejecución del proyecto, son intangibles a no ser por el funcionamiento del producto terminado, los costos por equipo representan la inversión en el equipo eléctrico necesario para la aplicación, esta inversión es tangible. Es necesario hacer un desglose tanto para la inversión en ingeniería como para la inversión

en equipo, esto es de utilidad para determinar el costo real del proyecto y también para realizar un análisis de la inversión a largo plazo.

6.3 Inversión ingeniería

A continuación se desglosan los estimados en horas requeridas para el diseño y ejecución de los trabajos extras necesarios para habilitar el sistema de sincronización automática, se hace de esta forma puesto en el mercado de los servicios profesionales en el área de instrumentación y automatización los honorarios se pagan en horas, como referencia se tomaran los siguientes precios por hora trabajada: para la hora de ingeniería, tanto en automatización como en diseño Q300.00, para la hora de técnico electricista o mecánico Q175.00. Los estimados son los siguientes:

6.3.1 Diseño del sistema de relevación

El sistema de relevación incluye los reles de protección y el sistema de selección de generador y sincronización, el diseño del sistema de relevación incluye: diseño del esquema eléctrico, elaboración de planos, elaboración de listado de partes, presupuesto de materiales y presupuesto de la mano de obra para la elaboración del tablero. Total estimado 150 horas ingeniería.

6.3.2 Elaboración del algoritmo

El algoritmo de funcionamiento del sistema de transferencia es el conjunto de pasos necesarios para que el sistema de transferencia cumpla su cometido, en el diseño del algoritmo se toma en cuenta tanto las condiciones de operación normal como la probabilidad de falla, también se considera el hardware

disponible de tal forma que se diseña de acuerdo con la necesidad en específico. Total 45 horas de ingeniería.

6.3.3 Diseño de programa

El diseño del programa se basa en el algoritmo de funcionamiento y el hardware disponible como resultado del proceso de diseño, comprende el programa operativo del sistema de transferencia y sincronización automática, así como el diseño y configuración del interfase hombre máquina (HMI), el HMI en este caso particular es un panel táctil para la operación. Total 150 horas ingeniería.

6.3.4 Montaje de sistema de control

La elaboración sistema de control comprende el montaje de los componentes, alambrado y prueba del sistema eléctrico, del circuito de control, no incluye el resto de los componentes del sistema. Total 100 horas técnico

6.3.5 Puesta en marcha

La puesta en marcha comprende todos los trabajos de ingeniería y técnico electricista que sean necesarios para poner en funcionamiento el sistema, la puesta en marcha se realiza en el sitio donde la aplicación será instalada, es decir en las instalaciones físicas del cliente o usuario final. Para la puesta en marcha se requiere de 50 horas de ingeniería, se entiende que esta consideración se hace solo para los trabajos extras que implica la sincronización automática, siendo mayor el tiempo necesario para la puesta en marcha del sistema completo.

6.3.6 Inversión en equipo para implementación de la sincronización automática

La selección de equipo extra comprende, la selección del sistema de relevación, autómatas programables PLC y el sistema de visualización.

En el caso particular del PLC se tiene el diseño preliminar que se mostró en el capítulo anterior, el diseño preliminar requiere de 32 entradas digitales y 24 salidas a rele, además se dispone del boceto del algoritmo que también se realizó en el capítulo uno, luego de verificar los requerimientos se determinó que la opción más viable era un PLC Siemens con las siguientes características:

Tabla 3. Precios costo de controlador lógico programable.

Item no.	Numero Codigo	Designación	Cantidad	Precio US	Precio Total US
1	6ES7313-5BE00-0AB0	SIMATIC S7-300, CPU 313C CPU COMPACTA CON PUERTO MPI 24 ENTRADAS DIGITALES 16 SALIDAS DIGITALE A 24VDC, CUATRO ENTRADAS ANALOGICAS CONFIGURABLES, 2 SALIDAS ANALOGICAS CONFIGURABLES, ENTRADA PARA CONTADOR RAPIDO, REQUIERE DE MEMORI CARD PARA FUNCIONAR MEMORIA DE TRABAJO 32KB, PERMITE PID	1	\$1,110.00	\$1,110.00
2	6ES7321-1BH02-0AA0	SIMATIC S7-300, ENTRADA DIGITAL SM 321, AISLAMIENTO OPTICO 16DI, 24 V DC, 20 PIN	1	\$211.40	\$211.40
3	6ES7322-1FH00-0AA0	SIMATIC S7-300, SALIDA DIGITAL SM 321, AISLAMIENTO OPTICO 16 DO, 120/230V AC, 0.5A 20 PIN	2	\$449.98	\$899.96
4	6EP1334-1SL12	SITOP POWER 10, ESTABILIZACION DE LINEA Y CARGA, ENTRADA DE FUENTE DE VOLTAJE: 120/230 V AC SALIDA: 24 V DC/10 A, DISEÑADA PARA S7-300	1	\$253.68	\$253.68

El sistema de relevación esta compuesto de los contactores auxiliares que realizan la conmutación del generador a sincronizar, además de los instrumentos, el sincronoscopio y el rele de sincronización, el listado de materiales es el siguiente:

Tabla 4. Precios costo de equipo de sincronización automática.

Item no.	Numero Codigo	Designacion	Cantidad	Precio US	Precio Total US
1	3TH4244-0AN1	CONTACTOR AUXILIAR 4NA+4NC 10A	14	\$35.00	\$490.00
2	3SB3000-2EA11	MANIJA DE TRES POSICIONES S/ENC CON ACCESORIOS	4	\$25.00	\$100.00
3		SELECTOR 8 POSICIONES CON NEUTRO, 3 CONTACTOS	1	\$150.00	\$150.00
4		MENSULA MEDICION PARA 480V, INCLUYE: SINCRONOSCOPIO, VOLTIMETRO DOBLE, FRECUENCIMETRO DOBLE	1	\$2,500.00	\$2,500.00
5	PSY/SP	RELE DE CHEQUEO SINCRONIA, MARCA SEG	1	\$250.00	\$250.00
6	PSY2	SINCRONOSCOPIO MARCA SEG	1	\$3,500.00	\$3,500.00
7		RELE DE VERIFICACION DE FRECUENCIA MARCA SEG	1	\$1,250.00	\$1,250.00
8		ACCESORIOS, BORNES, INT. MINI AUTOMATICOS	1	\$1,500.00	\$1,500.00

Para la visualización se emplea el interfase hombre máquina del tipo TP170B, el listado de partes es el siguiente:

Tabla 5. Precios costo de equipo de visualización.

Item no.	Numero Codigo	Designacion	Cantidad	Precio US	Precio Total US
1	6AV6545-0BB15-2AX0	TOUCH SCREEN TP170B, B/N	1	\$1,500.00	\$1,500.00

6.3.7 Inversión en mantenimiento preventivo y correctivo

Con base en la experiencia adquirida en el proyecto Laguna del Pino Moscamed se puede predecir la necesidad de servicio de emergencia y las hora requeridas para servicio preventivo de un sistema de transferencia con sincronización automática, luego de una revisión de los servicios prestados al cliente se concluyo que en el 70% de los casos de falla, la falla se debe a problemas con el desempeño de los generadores, los mas comunes son problemas con la distribución de la carga, sobre calentamiento, perdida de presión de aceite.

En promedio se requiere de una visita cada tres meses por concepto de reparaciones de emergencia, además se recomienda una visita cada tres meses para verificar el funcionamiento del sistema de transferencia, por el concepto de mantenimiento del tablero, reparación de los generadores, mantenimiento preventivo de los generadores no se sugiere ningún precio por concepto de mano de obra puesto que estos sistemas son parte integral del sistema de transferencia independientemente si esta es manual o automática, por tal razón no se enumeran, debe recordar que parte de los objetivos del presente trabajo de tesis es evaluar técnica y económicamente la factibilidad de implementar un sistema de transferencia automático comparado con un sistema totalmente manual.

En total son necesarias ocho horas de ingeniería cada tres meses para verificar el funcionamiento de la transferencia.

6.4 Análisis de costos de servicio y reparación a futuro

Usualmente en el análisis económico para la factibilidad de un proyecto se toma en cuenta los costos intrínsecos de la inversión mas no la inversión misma, es decir que se da prioridad en verificar el precio del mantenimiento, reparación por fallas y el monto del seguro, sin embargo se deja de lado el costo de la inversión misma, recordemos que cualquier bien material tiende a desvalorizarse por obsolescencia o desgaste, es importante entonces analizar la factibilidad de la inversión en compra de un sistema de sincronización automática tomando en cuenta para este análisis la tasa mínima de retorno puesto que es el mínimo rendimiento que se esperaría de la inversión si esta generara ganancias.

El costo de posesión es el valor costo de la inversión en este caso para adquirir una sincronización automática, tome en cuenta que únicamente se analiza el precio de la sincronización puesto que se asume que el resto de la transferencia obligadamente se tiene que adquirir para prestar el servicio de energía eléctrica de emergencia, lo que se pretende determinar el peso de agregar la sincronización automática.

Al costo de la posesión se debe agregar el costo por concepto de mantenimiento, este costo incluye las reparaciones del sistema automático de sincronización y el costo de los materiales necesarios para la separación, ahora bien esto se basa en estimados, en general para el sistema de sincronización automático se supone un tiempo de vida de diez años con un valor desvaloración del 65% para los componentes del sistema de sincronización.

Entonces el valor en dinero actual de la inversión en la sincronización automática comparado con el sistema manual es la suma del valor de la posesión mas el valor del mantenimiento, este calculo se realiza a 10 años puesto que se considera que es el tiempo mínimo de vida de los componentes del sistema de sincronización, se considera que el precio del sistema automático de sincronización para esta fecha tendrá una depreciación del 65% de su precio original.

6.4.1 Determinación del valor de posesión

Para determinar el valor de posesión necesitamos el valor de la inversión inicial P , el valor de recuperación del mercado VM , el horizonte de la inversión N , la tasa de retorno mínima I , CA consto de la adquisición (valor posesión); los datos son los siguientes:

1. P: Valor inversión inicial, es la suma del precio de todas las horas técnico y de ingeniería más el costo de los instrumentos, PLC y dispositivos de relevación, en total Q261,881.33 , este dato es el resultado de todas las horas de ingeniería más las horas técnico numeradas en la sección anterior más el precio de los materiales e insumos necesarios, la tasa de cambio aplicada para los precios en dólares U\$ es de 8.20.
2. VM: El valor de recuperación en el mercado es de Q91,658.47, es el resultado de $P \cdot 0.65$, 0.65 es un factor de depreciación ampliamente utilizado para los sistemas de automatización industrial.
3. N: El horizonte de la inversión es de 10 años, aun cuando la duración del sistema automático de transferencia es de unos 15 años se considera un tiempo menor para que el valor de recuperación de la inversión no sea cero por la obsolescencia.
4. I: Tasa de retorno mínima, como la inversión se realiza en virtud de solucionar una necesidad mas no de generar una ganancia se asume un valor de I del 12% que el mejor valor de la tasa de interés bancario contabilizado anualmente.

Ecuación 21:

$$CA = (P - VM)(A / P, i, n) + VM * i$$

Donde CA es el costo anual de la posesión, entonces:

Ecuación 22:

$$CA = (P - VM) \left| \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right| - VM * i$$

Ecuación 23:

$$CA = (261,881.33 - 91,658.47) \left| \frac{0.12(1 + 0.12)^{10}}{(1 + 0.12)^{10} - 1} \right| - 91,658.47(0.12)$$

Ecuación 24:

$$CA = 19,127.80$$

Este es el costo de automatizar la transferencia y sincronización de generadores por año, aun cuando el sistema no sea operado.

6.4.2 Costo de mantenimiento por año

Para determinar el costo de mantenimiento por año, es necesario saber la cantidad de trabajo x mano de obra para un año y el valor de los insumos a utilizar, se considera luego de un estudio de evaluación de los dos años de funcionamiento de la transferencia de la laguna de Pino que se requiere de Q9,600.00 anuales por concepto de ingeniería para revisar o reparar el sistema automático de transferencia y sincronización, además se incluye un costo adicional de Q2,500.00.

T: costo anual en mantenimiento.

S: incremento previsto anual en costo de mantenimiento (10%).

I: tasa de interés de referencia.

N: horizonte del estudio.

Entonces:

Ecuación 25:

$$CA_{Mant} = T(P/T_{-s}, i, n)(A/P, i, n)$$

Ecuación 26:

$$CA_{Mant} = 12,100 \left| \frac{\left(\frac{1+s}{1+i} \right)^n - 1}{s-i} \right| * \left| \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right|$$

Ecuación 27:

$$CA_{Mant} = 12,100 \left| \frac{\left(\frac{1+0.10}{1+0.12} \right)^{10} - 1}{0.10-0.12} \right| * \left| \frac{0.12(1+0.12)^{10}}{(1+0.12)^{10} - 1} \right|$$

Ecuación 28:

$$CA_{Mant} = 17,655.06$$

De lo anterior se deduce que el costo de posición anual total es:

Ecuación 29:

$$CA_{Total} = CA + CA_{Mant}$$

Ecuación 30:

$$CA_{Total} = 19,127.80 + 17,655.06$$

Ecuación 31:

$$CA_{Total} = 36782.86$$

Lo anterior implica que desde el punto de vista económico, si las pérdidas anuales por carecer del sistema de transferencia y sincronización automática son menores de Q36,782.86, la operación manual es la mas factible. Ahora bien existen casos en que se puede sopesar los costos económicos de la implementación del sistema de transferencia y sincronización automático, estos casos especiales se discuten en las conclusiones del trabajo de graduación.

CONCLUSIONES

1. Desde el punto de vista económico, el empleo de un sistema de transferencia y sincronización automática, comparada con un sistema totalmente manual, se justifica mientras las pérdidas anuales causadas por la falta del sistema automático exceden el costo de posesión más el costo del mantenimiento del sistema automático.
2. Desde el punto de vista técnico la única limitación al empleo del sistema de transferencia y sincronización automática es el grado de disponibilidad del sistema.
3. Desde el punto de vista de la utilidad del sistema de transferencia y sincronización automática el costo del sistema no es importante, este criterio se aplica por ejemplo: a hoteles donde el prestigio del establecimiento está en juego y las repercusiones de un mal servicio son difíciles de cuantificar, otro caso particular son los hospitales puesto que sustentan la vida humana, debiendo tener total disponibilidad en caso de catástrofe (que puede durar varios días); las empresas dedicadas a prestar servicios de comunicaciones que por su utilidad tampoco pueden dejar de prestar servicios.
4. El sistema de transferencia y sincronización automática es técnicamente factible, sin embargo, requiere de un mantenimiento más riguroso, comparado con un sistema manual, también es importante contar con un equipo de técnicos especialista o bien técnicos entrenados para el efecto.

5. El diseño del sistema de transferencia y sincronización automática debe prever el aumento de la carga instalada, como también la posibilidad de ampliaciones y modificaciones tanto del circuito eléctrico del sistema de transferencia y sincronización automática como de los paneles de distribución.
6. El panel del sistema de transferencia y sincronización automática debe contar con un sistema de tierras adecuado para la instalación, no solo para proteger al sistema de potencia sino también para proteger el circuito de mando.
7. Es importante recordar que los interruptores principales de la transferencia actúan también como los interruptores del tablero principal, por tal razón, su dimensionamiento debe ser el adecuado tanto en corriente y en capacidad interruptiva, como también debe ser capaz de operar a plena carga.
8. El sistema de adquisición y almacenamiento de datos es de gran importancia para verificar el comportamiento mecánico de los generadores, el funcionamiento de los reguladores de voltaje y los compartidores de carga de los generadores, la predicción de fallas de funcionamiento, el comportamiento de la carga, la calidad del servicio comercial de energía eléctrica, lo anterior cobra gran importancia en cuanto al análisis estadístico del servicio eléctrico y el funcionamiento del sistema de transferencia y sincronización automática.
9. El controlador lógico programable tiene ventajas significativas, entre las más relevantes tenemos: la facilidad de cambiar el funcionamiento del sistema por completo solamente cambiando el programa interno del

controlador lógico programable sin necesidad de cambiar la arquitectura del mando, la reducción de costos de fabricación al reducir la cantidad de componentes necesarios, la reducción de tiempos muertos por reparación debido a la facilidad para localizar las fallas (por lo general los controlador lógico programable de marcas reconocidas tienen herramientas de diagnóstico que son de gran utilidad para localizar fallas), reducción del espacio físico de los tableros, reducción de las pérdidas por irradiación de calor, capacidad de trabajar en red con otros sistemas inteligentes, recolección y proceso de datos entre tantos.

10. El circuito de mando del tablero de transferencia automática debe tener como elemento obligatorio una fuente de energía de emergencia que supla de energía eléctrica al mando, mientras se realiza la operación de sincronización y transferencia.
11. Es necesario un programa estricto de mantenimiento y prueba de los equipos para garantizar su correcto funcionamiento en caso de falla del servicio de energía eléctrica comercial.
12. En el caso de incrementar la carga es posible que sea necesario agregar nuevos generadores para suplir la demanda, en este caso debe verificar las características del compartidor de carga y el regulador de voltaje tanto de los generadores que ya están instalados como de los generadores que se pretende implementar, debe tomar importancia en el criterio de selección si los generadores trabajaran en el modo de operario de carga compartida o por caída.
13. En el caso de proyectos donde se desea sincronizar automáticamente varios generadores que ya están instalados y trabajan de forma

14. independiente, es de crucial importancia decidir el monto de la carga que absorberá cada uno de los generadores y el modo de control para el reparto de la potencia real y reactiva.

15. Un factor importante en el desempeño del sistema de carga compartida es el monto de las cargas que serán conectadas al sistema de transferencia automática, es necesario realizar un estudio detallado de los consumos de corriente tanto transitorios como estables de las cargas cruciales del sistema.

RECOMENDACIONES

En relación con el mantenimiento del sistema de transferencia con sincronización automática y el mantenimiento de los generadores:

1. Es necesario un plan riguroso de mantenimiento, se sugiere elaborar un cronograma para el mantenimiento del equipo donde estén previstos los tiempos muertos debidos a la ausencia de operación de los generadores o bien de los interruptores.
2. Se aconseja realizar una bitácora de mantenimiento donde se incluya todos los desperfectos que el sistema haya presentado, esto para determinar el deterioro de los componentes o bien la calendarización de los mantenimientos.
3. El programa de mantenimiento debe incluirse la reparación, ajuste de motores, cambio de aceite, cambio de filtros y verificación de refrigerante para los generadores eléctricos.
4. Para el sistema automático de transferencia debe incluir ajuste y calibración de relés automáticos y de los interruptores de potencia.
5. Es necesario crear hojas de inspección donde se anote todo los datos recabados durante las inspecciones programadas de los equipos, a su vez es necesario crear un documento de autorización donde se especifique los trabajos a realizar en el sistema.

6. Es necesario programar pruebas rutinarias del sistema trabajando a plena carga, estas pruebas tienen la finalidad de detectar fallas en el sistema visto de una forma integral. Las pruebas a plena carga deben ser programadas tomando en cuenta los tiempos muertos que puedan causar.
7. Se sugiere la adquisición de un sistema de visualización y recolección de datos, los sistemas SCADA pueden ser de utilidad para guardar historiales de funcionamiento de los generadores, para organizar los cronogramas de mantenimiento, para visualizar el comportamiento de las cargas, de la calidad del servicio de energía eléctrica comercial, el estado de funcionamiento de los generadores, la cantidad de combustible disponible, lo anterior es de utilidad para tomar decisiones en cuanto a realizar ampliaciones en la potencia instalada de los generadores o bien en la distribución de la carga en caso de emergencias.
8. Se aconseja verificar las normas nacionales para el almacenamiento de combustibles puesto que es necesario almacenar cantidades significativas de combustible para el funcionamiento de los generadores.
9. Se propone verificar las normas nacionales para la ubicación física de los generadores, es importante tomar en cuenta el ruido producido por las máquinas, la irradiación de calor y contaminantes producidos por estas.
10. Por último se sugiere el escalonamiento de las cargas para evitar problemas de oscilación o sobre cargas en los generadores trabajando en paralelo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Bahnatka M. Joseph, **Guía para la planeación de sistemas de potencia de emergencia**, Asco, Estados Unidos, febrero 1994.
2. Beckwith Thomas R., Conferencia para el territorio Oeste sobre relés de protección, **Consideraciones y métodos de sincronización automática**, Spokane Washington, Estados Unidos, octubre 1985.
3. Beckwith Thomas R. Loung D. Sanh, Anual internacional conference of Dogle Clients, **Técnicas para la prueba y verificación de relés de sincronización automática y tiempos de cierre de interruptores**, Estados Unidos, 1991.
4. Beckwith Thomas R., Nota de aplicación #4, **Adaptación de sistemas automáticos de sincronización y control digital integrado**, Estados Unidos, 1997.
5. Caterpillar, Manual de entrenamiento Caterpillar, **Ajustes del generador para operación en paralelo**, Estados Unidos, septiembre de 1991.
6. Caterpillar, Manual de entrenamiento Caterpillar, **Ajuste de generadores para una operación estable**, Estados Unidos, septiembre de 1991.
7. Caterpillar, Manual de entrenamiento Caterpillar, **Corrientes circulantes en generadores conectados en paralelo**, Estados Unidos, septiembre de 1976.
8. Caterpillar, Manual de entrenamiento Caterpillar, **Cero caída de potencial para generadores conectados en paralelo**, Estados Unidos, mayo 1988.
9. Chapman Stephen J. **Máquinas eléctricas**, Segunda Edición, Editorial Mc Graw Hill, Mexico 1995.
10. Flink G. Donald, Wayne Beaty H., **Manual de ingeniería eléctrica**, 13ª edición, Estados Unidos, Editorial Mc Graw Hill, 1996.
11. Grady Mack W., Santoso Surya, **Comprensión de los armónicos en sistemas de potencia**, Universidad de Austin Texas, Estados Unidos, septiembre 2001.

12. Kosow Irving, **Máquinas eléctricas y transformadores**, 2ª Edición, Editorial Printece Hall, Mexico, 1993.
13. Mozina J. Charles, **Protección de generadores de IPP usando tecnología digital**, Beckwith Electric company, Largo Florida, Estados Unidos, 2002.
14. Mozina J. Charles, **Mejoramiento de la protección de generadores usando tecnología digital**, Beckwith Electric company, Largo Florida, Estados Unidos, marzo 1995.
15. Varela V. Rodrigo, **Evaluación económica de inversiones**, Editorial Norma, Colombia, 1991.
16. Waren C., **Carga compartida, restauración de carga y protección de generadores usando relés de estado sólido y electromecánicos**, General Electric, Philadelphia, Estados Unidos, 1974.
17. Watanabe E. H. y Otros, **Análisis estático y dinámico de las característica de los compensadores de estado sólido para generadores sincros**, Universidad federal de Rio de Janeiro, Brazil, agosto 1998.
18. Winick K., **Equipo para chequeo de sincronización**, General Electric Multilin, Philadelphia, Estados Unidos, 1974.
19. WSCC, WSSC Manual de entrenamiento para operadores, **Generación automática, control de la frecuencia e intercambio de potencia**, Estados Unidos, 3 marzo 2002.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.