



UNIVERSIDAD LAICA “ELOY ALFARO” DE MANABÍ

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS DE GRADO

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE

INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:

**“SISTEMA DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE ENERGÍA
EN TRANSICIÓN CERRADA Y MONITOREADA VÍA GPRS EN
ESTACIÓN DE CENTRAL TELEFÓNICA EN CALDERON DEL
CANTÓN PORTOVIEJO EN LA PROVINCIA DE MANABÍ”**

AUTORES:

ÁLAVA PICO RUBÉN MARCOS

MONROY INTRIAGO LUIS ERNESTO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. KLÉBER CORONEL

MANTA – MANABI – ECUADOR

2012 - 2013

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Por la presente declaramos bajo juramento que el presente trabajo investigativo es fruto de nuestro propio trabajo y no contiene material previamente publicado o escrito por otra persona, ni material que de manera sustancial haya sido aceptado, excepto donde se ha hecho reconocimiento en el texto y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Atentamente,

ÁLAVA PICO RUBÉN MARCOS

MONROY INTRIAGO LUIS ERNESTO



UNIVERSIDAD LAICA “ELOY ALFARO” DE MANABÍ

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CERTIFICACIÓN

En calidad de director de tesis de graduación sobre el tema: **“SISTEMA DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE ENERGÍA EN TRANSICIÓN CERRADA Y MONITOREADA VÍA GPRS EN ESTACIÓN DE CENTRAL TELEFÓNICA EN CALDERON DEL CANTÓN PORTOVIEJO EN LA PROVINCIA DE MANABÍ”**; realizado por los egresados; **ÁLAVA PIO RUBÉN MARCOS** y **MONROY INTRIAGO LUIS ERNESTO**.

Certifico, que la presente tesis ha sido realizada por los egresados antes mencionados, supervisada y revisada por mí persona, el mismo que se ajusta a los reglamentos que rigen en la Facultad y su Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Ing. Kleber Coronel
Director de tesis



UNIVERSIDAD LAICA “ELOY ALFARO” DE MANABÍ

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS DE GRADO

“SISTEMA DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE ENERGÍA EN TRANSICIÓN CERRADA Y MONITOREADA VÍA GPRS EN ESTACIÓN DE CENTRAL TELEFÓNICA EN CALDERON DEL CANTÓN PORTOVIEJO EN LA PROVINCIA DE MANABÍ”

Sometida a consideración del Tribunal designado por la Facultad de Ingeniería su Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabí de la ciudad de Manta, previa la obtención del título de Ingenieros Eléctricos.

Ing. Miguel Machuca
Director de la Esc.

Ing. Kleber Coronel
Director de tesis

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

El presente trabajo deseo dedicarlo a una personita muy especial que ha sido mi inspiración y mi empuje para alcanzar este último peldaño para el ingreso a la vida profesional.

Mi hija: Melissa Álava Cedeño

Álava Pico Rubén Marcos

AGRADECIMIENTO

Finalmente y luego de pasar más de un lustro por las aulas de nuestra Alma Mater, culmina una etapa muy importante de mi trayectoria académica y profesional, quisiera hacer visible mi más profundo agradecimiento a nuestro creador por permitirme lograr esta meta con éxito.

Me permito agradecer de manera muy especial a mis padres Marlene y Luis quien con su amor, disciplina, guía y apoyo incondicional me dieron la fortaleza para cumplir los objetivos que me he trazado.

Un agradecimiento inmenso también a mi querida esposa Sra. Omayra Cedeño quien con su amor, apoyo, comprensión, dedicación y compañía, ha compartido su tiempo y ha estado presente en triunfos y fracasos presentes a lo largo de la vida.

Por último quisiera también agradecer a mis catedráticos que estuvieron siempre prestos a dar respuestas a mis curiosidades, y enseñando con el ejemplo.

Álava Pico Rubén Marcos

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a mi familia quienes me dieron su apoyo en todo momento para lograr superarme en todo, ya que para mí es un gran logro personal superarme cada día y cumplir con mis objetivos trazados.

Monroy Intriago Luis Ernesto

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres por apoyarme en cada momento y promover el desarrollo y la unión familiar, a mis hermanos quienes con su ayuda me entusiasmaron a seguir adelante.

A los ingenieros por todo el conocimiento brindado que nos ayudaron a formarnos profesionalmente

A mis compañeros de trabajo por brindarme comprensión y apoyo en todos mis años de estudio.

A mis compañeros por los buenos y malos momentos compartidos durante nuestra carrera universitaria.

A la U.L.E.A.M. por acogerme en sus aulas durante mi etapa de estudios universitarios.

Monroy Intriago Luis Ernesto

Contenido	
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	2
CERTIFICACIÓN	3
TESIS DE GRADO	4
AGRADECIMIENTO	6
CAPITULO I	14
1.1 INTRODUCCIÓN	14
1.2 JUSTIFICACIÓN	14
1.3 OBJETIVOS	15
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	15
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
CAPITULO II	16
2.1 INTRODUCCIÓN	16
2.2 EMPLEO DE GRUPOS ELECTRÓGENOS	18
2.2.1 APLICACIÓN COMO FUENTE PRIMARIA:	18
2.2.2 APLICACIÓN COMO FUENTE AUXILIAR:	20
2.3 SELECCIÓN DE UN GRUPO ELECTRÓGENO	25
2.4 DIMENSIONAMIENTO	32
2.4.1 CONSIDERACIONES SOBRE LOS MOTORES ELÉCTRICOS	37
2.4.2 PROCEDIMIENTO PARA DIMENSIONAR UN GRUPO ELECTRÓGENO	40
2.4.3 ANÁLISIS DE CARGA	42
2.4.4 EJEMPLO DE DISEÑO	45
2.4.5 CALCULOS Y RESULTADOS	46
2.4.6 DIMENSIONAMIENTO DE UN GRUPO ELECTRÓGENO CONSIDERANDO LA DEMANDA	50
2.4 EL GENERADOR	54
2.5.1 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS	54
2.5.2 CONEXIONES DE LOS DEVANADOS DEL GENERADOR DEL GENERADOR	58
2.5.3 CONSTRUCCIÓN MECÁNICA	65
2.5.4 PRUEBAS DE AISLAMIENTO DEL GENERADOR	66

2.5.5 ANOTACIONES COMPLEMENTARIAS SOBRE MANTENIMIENTO DE GENERADORES	67
2.6 REGULACIÓN Y CONTROL DE LA EXCITACIÓN EN EL GENERADOR.....	68
2.6.1 GENERADORES SIN ESCOBILLAS.....	73
2.6.2 REGULACIÓN AUTOMÁTICA DEL VOLTAJE EN EL GENERADOR DE UN GRUPO ELECTRÓGENO.....	76
2.6.3 TIPOS DE REGULADORES.....	78
2.6.4 REGULADORES ELECTRÓNICOS DE VOLTAJE.....	78
2.6.5 ESTRUCTURA BASICA DE UN REGULADOR ELECTRÓNICO DE VOLTAJE.....	82
2.6.7 AJUSTES DEL REGULADOR DE VOLTAJE	86
2.7 SISTEMA ELÉCTRICO DEL MOTOR DIESEL	88
2.7.1 SISTEMAS DE ARRANQUE	88
2.7.2 SISTEMA DE ARRANQUE ELÉCTRICO	89
2.7.3 METODOS DE ARRANQUE.....	90
2.7.4 CIRCUITOS DE ARRANQUE AUTOMÁTICO.....	90
2.7.5 SISTEMA DE PROTECCIÓN Y ALARMAS DEL MOTOR DIESEL	91
2.7.6 Condiciones para arranque y parada de un motor diésel.....	92
2.7.7 VÁLVULAS DE COMBUSTIBLE	92
2.7.8 ELECTROIMAN DE PARADA POR AIRE	93
2.7.9 SENSORES UTILIZADOS EN EL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y ALARMAS.....	94
2.8 OPERACIÓN EN PARALELO.....	94
2.8.1 CONSIDERACIONES TÉCNICAS DE LA OPERACIÓN EN PARALELO	95
2.8.2 ACCESORIOS E INSTRUMENTOS OPCIONALES	98
2.8.3 CONDICIONES DE SINCRONISMO	98
2.8.4 OPERACIÓN DE SINCRONISMO	99
2.8.5 GOBERNADORES	100
2.8.6 SISTEMA DE PARALELISMO	102
2.8.7 PROCEDIMIENTO PARA FUNCIONAMIENTO EN PARALELO (OPERACIÓN MANUAL)	103
2.8.8 PARADA	105

2.8.9 BENEFICIOS DE LA OPERACIÓN EN PARALELO Y LA AUTOGENERACIÓN.....	106
2.8.10 COSTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA CON GRUPOS ELECTRÓGENOS DIESEL.....	107
2.9 BATERÍA Y CARGADORES.....	108
2.9.1 CONEXIÓN DE LA BATERÍA A UN GRUPO ELECTRÓGENO.....	109
2.9.2 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE MANTENIMIENTO Y CONSERVACIÓN DE LA BATERÍA DE UN GRUPO ELECTRÓGENO.....	110
2.9.3 CARGADORES DE BATERÍA.....	110
2.9.4 TIPOS DE CARGADORES.....	111
2.10 EL MOTOR DIESEL.....	111
2.10.1 EL CONJUNTO DEL MOTOR DIESEL.....	112
2.11 SISTEMA DE MEDIDA.....	112
2.11.1 MEDICIONES EN EL GENERADOR.....	113
2.11.2 MEDICIONES EN EL MOTOR DIESEL.....	116
3.1 DEFINICIONES Y PARÁMETROS DE UN CIRCUITO.....	117
3.2 INTENSIDAD DE CORRIENTE Y TENSIÓN SENOIDALES.....	121
3.3 POTENCIA EN CIRCUITOS MONOFÁSICOS DE CORRIENTE ALTERNA.....	126
3.4 POTENCIA COMPLEJA.....	128
3.5 TRIANGULO DE POTENCIA.....	128
3.6 VOLTAJE Y CORRIENTE EN CIRCUITOS TRIFÁSICOS BALANCEADOS.....	129
3.7 POTENCIA EN CIRCUITOS TRIFÁSICOS BALANCEADOS.....	132
3.8 CIRCUITOS ESTRELLA Y DELTA.....	133
CAPITULO IV.....	136
4.1 SISTEMA DE PROTECCIÓN Y ALARMAS DEL GENERADOR.....	136
4.1.1 OPERACIÓN INDEPENDIENTE Y PARALELO.....	136
4.1.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	139
4.1.3 CONDICIÓN DE CORTOCIRCUITO Y SOBRECARGA.....	144
4.1.4 INTERRUPTORES DE PROTECCIÓN.....	146
4.2 PROTECCIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA.....	149
CAPITULO V.....	152
5.1 CIRCUITOS DE TRANSFERENCIA MANUAL.....	154

5.1.1	TRANSFERENCIAS AUTOMÁTICAS	156
5.1.2	MODO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE	158
5.1.3	TRANSFERENCIA	158
5.1.3.1	SELECCIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE UN EQUIPO DE TRANSFERENCIA	161
5.1.3.2	CIRCUITOS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA	163
CAPITULO VI		167
6.1	DESCRIPCIÓN	167
6.1.1	INTERFAZ DE USUARIO	168
6.1.2	TERMINALES Y CONEXIONES	168
6.1.2.1	APLICACIONES	184
6.1.2.2	PARÁMETROS	192
6.1.2.3	MODO DE OPERACIÓN	213
7.1	DESCRIPCIÓN GENERAL	218
7.2	DEFINICIÓN DEL TIPO DE TRANSFERENCIA	220
7.3	SELECCIÓN DE ELEMENTOS	221
7.4	DIMENSIONAMIENTO	222
7.5	PROTECCIONES	222
7.6	FUNCIONAMIENTO	223
CAPITULO VIII		225
8.1	PROCEDIMIENTOS	225
8.1.1	PANTALLAS DE VISUALIZACIÓN Y ESTRUCTURA DE PÁGINA	229
8.1.2	INTRODUCCIÓN DE LA CONTRASEÑA:	231
8.1.3	PANTALLA DE INFORMACIÓN DE CONTROLADOR	231
	232
8.1.4	AJUSTE DE CONTRASTE DE PANTALLA	233
8.2	GUIA PARA PRÁCTICAS	233
8.2.1.	Práctica 1: AMF (Auto Main failure) usando breakers independientes con feedback (MCB y GCB).....	233
8.2.2.	Práctica 2: AMF (Auto Main failure) usando breakers independientes con feedback (MCB y GCB) + Ejercitación con carga.....	235
8.2.3.	Práctica 3: AMF (Auto Main failure) usando interruptor de dos posiciones con feedback.....	236

8.2.3.1. Objetivos.....	236
8.2.4. Práctica 4: AMF (Auto Main failure) usando interruptor de tres posiciones con feedback a.....	238
8.2.5. Práctica 5: AMF (Auto Main failure) + transferencia manual y control de neutro usando interruptor de tres posiciones.	239
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	242
9.1. CONCLUSIONES.....	242
9.2. RECOMENDACIONES	243
9.3. ANEXOS.....	247
9.4. BIBLIOGRAFÍA.....	256

CAPITULO I

1.1 INTRODUCCIÓN

Se pretende mostrar un bosquejo del trabajo realizado en la Central Telefónica de Calderón en la Provincia de Manabí, y enumerar en detalle Y los métodos de elección, dimensionamiento y consideraciones aplicables antes de la puesta en marcha de un sistema de transferencia.

Se presenta también una opción de comunicación vía GPRS que permite el monitoreo, control y acceso a historiales de forma remota.

La comunicación GPRS permite además la recepción de alertas y notificaciones ya sea vía móvil o mediante correo electrónico del sistema de transferencia. Esta opción se considera una gran ventaja para el soporte de las transferencias en este tipo de lugares.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El servicio de energía en las Centrales Telefónicas es muy importante, puesto que de su buen estado de funcionamiento depende muchas de las comunicaciones de las que a diario hacemos uso la mayoría de las personas y por tanto es necesario que cuenten con sistemas alternativo de alimentación de energía para reducir las interrupciones del servicio, y que los periodos de interrupción sean mínimos.

Por tanto vemos necesario poner en conocimiento los procedimientos que se aplicaron en la implementación del sistema de Transferencia Automática en Transición Cerrada en la Central Telefónica de Calderón, las ventajas de la comunicación remota así como el proceso general en la implementación de transferencias.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Implementar un Sistema de Transferencia en Transición Cerrada monitoreada y controlada remotamente vía GPRS en la Central Telefónica de Calderón.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Dar a conocer los procesos correctos para el dimensionamiento e implementación de sistemas de transferencia automática.
- Presentar alternativas tecnológicas para la solución de problemas comunes al control de transferencias en localizaciones remotas.
- Crear módulos de prácticas dotados con relés inteligentes de transferencia con fines didácticos y de aprendizaje.

CAPITULO II

GRUPOS ELECTRÓGENOS

2.1 INTRODUCCIÓN

La necesidad de energía eléctrica es cada vez mayor y en cualquier caso donde se use o pueda ser usada se tiene una aplicación potencial para lo que se denomina corrientemente **GRUPO ELECTRÓGENO**.

El grupo electrógeno más empleado es aquel en el cual el generador (alternador) es accionado por un motor diésel, configurándose lo que se conoce como un **GRUPO ELECTRÓGENO DIESEL** o una **PLANTA ELÉCTRICA DIESEL**.

Se construyen también grupos electrógenos que emplean motores de gas y motores de gasolina.

En grupos electrógenos de pequeña potencia se emplea más frecuentemente el motor de gasolina que el motor de diésel. Para grupos electrógenos de gran potencia se emplean motores de gas.

Los grupos electrógenos diésel se construyeron en principio para tres categorías de empleo básicas que en inglés se conocen como:

“STAND-BY” O “EMERGENCY”

“PRIME”

“CONTINUOS”

Dichas Categorías son definidas por normas internacionales como: ISO 3046, DIN 6271, BS 5514 y otras. Los valores nominales de placa se establecen con base en normas que definen las condiciones ambientales de referencia a las cuales debe trabajar la máquina. Los fabricantes de grupos electrógenos se ajustan a la norma, y en muchos casos la sobrepasan,

garantizando las especificaciones de placa para condiciones más severas y desventajosas.

La nueva norma ISO 2528-1, que ha sido acogida por muchos fabricantes establece las siguientes condiciones de referencia para motores diésel:

- Temperatura ambiente 25°C.
- Altura sobre el nivel del mar: 152.4 mts.
- Humedad relativa: 30%.

La categoría de empleo “**STAND-BY**” sólo es aplicable en plantas que van a funcionar por períodos de corta duración originados por una interrupción en el suministro de energía normal. En esta categoría la planta no admite capacidad de sobrecarga sostenida o estacionaria y sólo puede aplicarse a sistemas que operan con carga variable con factor de potencia de 0.8 o mayor, por periodos no mayores de una hora y un máximo de 200 horas de operación por año. La categoría “stand-by” no permite la operación de la planta en paralelo a la potencia especificada de placa que en inglés se conoce como “stand-by power rating”.

La categoría de empleo “**PRIME**” es aplicable en principio a plantas eléctricas cuando se carece del servicio de energía normal, o cuando se tienen establecidos períodos de racionamiento considerables. En esta categoría es posible utilizar la planta bajo condiciones de carga variable por cualquier número de horas por año, pero limitando en todo momento el pico de demanda máxima a la potencia especificada en placa que se conoce en inglés como “prime power rating”.

En el caso de que la operación del sistema se realice bajo condiciones de carga constante se aceptan varias alternativas:

La planta puede operar como unidad independiente a la potencia especificada como “prime” sin exceder 500 horas por año, siendo admisible una capacidad de sobrecarga sostenida del 10% por períodos hasta de una hora dentro de un período de 12 horas de operación sin exceder 25 horas por año.

La planta puede operar en paralelo con la red de servicio normal por períodos hasta de 750 horas por año con demandas que en ningún momento excedan la potencia especificada de placa.

Si la planta ha de operar en paralelo con carga variable, el factor de carga no debe exceder el 70% de la potencia especificada como “prime”.

La categoría de empleo definida como “**CONTINUOS**” es aplicable al suministro de potencia de forma continua por un número ilimitado de horas bajo condiciones de carga constante o variable a la potencia especificada como “continuos power rating” o “base power rating”. En esta categoría la planta puede operarse en forma independiente o en paralelo y no admite capacidad de sobrecarga.

2.2 EMPLEO DE GRUPOS ELECTRÓGENOS

Los grupos electrógenos se pueden utilizar como fuente primaria o fuente auxiliar de energía, y en ambos casos deben considerarse las categorías de empleo teniendo en cuenta los requerimientos de la instalación eléctrica existente y el tipo de carga a conectar.

2.2.1 APLICACIÓN COMO FUENTE PRIMARIA:

Como fuente primaria, un grupo electrógeno es la fuente principal o única de energía, lo que implica un servicio continuo o por períodos de tiempo repetitivos y prolongados, con carga constante, o variable.

Las aplicaciones primarias recaen en cuatro modos de empleo principales:

A. EN SITIOS REMOTOS

Es el caso donde no hay servicio de suministro de energía eléctrica y resulta muy alto el costo de construir líneas de transmisión desde la central generadora o la fuente disponible más cercana.

Esta situación se presenta generalmente en minas, canteras, aserraderos, zona de exploración petrolífera, campamentos donde se construyeron obras civiles, etc.

B. EN ÁREAS TOTALMENTE INACCESIBLES PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION ELÉCTRICA.

Esta situación se presenta en islas alejadas de la costa, en plataformas de perforación submarina, en dragas, en embarcaciones, etc.

C. PARA PROVEER ENERGÍA ELÉCTRICA A MENOR COSTO QUE LAS EMPRESAS DE ENERGÍA.

Este puede ser el caso en el cual se dispone de combustible a costo reducido y en cantidad suficiente. En general, el costo actual de los combustibles solo hace posible una operación competitiva (como fuente primaria) cuando la generación de alternativa es de origen térmico.

D. EN LA OPERACIÓN DE EQUIPOS DELICADOS

Cuando se dispone de una fuente de servicio continuo pero de funcionamiento irregular con una regulación muy pobre, se pueden originar serios daños en los equipos y dispositivos eléctricos.

La solución a este problema es entonces la de separar las cargas delicadas y alimentarlas con un grupo electrógeno independiente que pueda producir un flujo de energía más constante y regulado.

Otra alternativa, es mantener el grupo electrógeno conectado en paralelo, realizando una operación de sincronismo con la red de la empresa de energía, para mejorar la regulación y estabilizar el nodo de voltaje.

2.2.2 APLICACIÓN COMO FUENTE AUXILIAR:

Como fuente auxiliar o de emergencia un grupo electrógeno constituye una especie de seguro eléctrico en caso de fallar el suministro de energía.

Las aplicaciones de un grupo electrógeno como fuente auxiliar o de emergencia caen en 4 grandes grupos:

A. PARA CUMPLIR REQUISITOS DE SEGURIDAD PÚBLICA.

Es el caso donde una falla de suministro o energía puede llegar a ser asunto de vida o muerte, como hospitales, estaciones de bomberos o de policías, aeropuertos, centrales telefónicas, plantas de tratamiento de agua potable, subestaciones de energía, centrales eléctricas, instalaciones militares, edificios públicos, instalaciones deportivas, etc.

Según el código eléctrico nacional Colombiano (norma 2050 sección 700) se define, **CARGA DE RESERVA LEGAL** aquellas que buscan salvaguardar la integridad física de las personas.

En dicho código se establece como **SISTEMA DE EMERGENCIA** aquel sistema requerido por ley y clasificado como tal por ordenanza municipal, decretos o códigos estatales con el cual se puede suministrar automáticamente energía eléctrica a equipos especiales o áreas críticas en caso de falla del suministro normal. Los sistemas de energía deben tener la capacidad y el régimen adecuado para el funcionamiento de todos los equipos que representan cargas de reserva requerida. En el mismo código se establece que los sistemas de emergencia que operen con carga de reserva legal deben operar con equipos de transferencia automática con una autonomía mínima de dos horas y un tiempo de transferencia que no exceda los diez segundos.

- En general son carga de reserva legal:
- Sistemas de iluminación de emergencia
- Extractores de humo

- Ventiladores en áreas críticas o cerradas
- Ascensores
- Bomba contra incendio e inundación
- Sistemas de comunicación de seguridad pública
- Otros

B. PARA CUMPLIR REQUISITOS DE SEGURIDAD PRIVADA.

Es el caso donde se tienen sitios de diversión o trabajo que exigen sistemas de aire acondicionado o ventilación; en restaurantes, hoteles, supermercados o centros comerciales donde se requieren un alumbrado de emergencia, la operación ascensores y bombas de agua; como también garantizar la operación de sistemas de control y mecanismos de seguridad.

C. PARA CUMPLIR REQUISITOS DE SEGURIDAD ECONÓMICA.

Es el caso en el cual un corte de energía puede originar daños en los equipos y pérdidas de materiales o producción.

Muchas industrias tienen procesos que una vez iniciados deben llevarse a cabo. En un proceso de inyección de plástico, por ejemplo, el material se funde y se hace pasar por las máquinas para su moldeo. El suministro de energía tiene que ser constante o el plástico se endurece dentro de la máquina originando grandes pérdidas económicas y temporales antes de que pueda reestablecerse la operación normal de los equipos.

La energía eléctrica en servicio continuo también es esencial para lecherías, frigoríficos, fábricas de hielo, laboratorios fotográficos, procesos de fabricación de pinturas y colorantes, entre otros.

D. COMO FUENTE PARA RESPALDO DE LA DEMANDA MÁXIMA.

La demanda máxima o de pico crea otro mercado para los grupos electrógenos.

Para mantener el pico de demanda en valores bajos, puede ser muy barato operar periódicamente un grupo eléctrico que se encargue de manejar las cargas exigentes separándolas del servicio normal suministrado por las empresas de energía.

También es posible acoplar transitoriamente en paralelo con la red normal un grupo eléctrico (mediante una operación de sincronismo), instalándolo cerca de la carga exigente y después del contador de demanda lo cual descarga la red reduciendo así el pico de demanda.

CONSIDERACIONES DE CARGA PARA SERVICIO AUXILIAR

En aquellos casos en que el grupo eléctrico opera en servicio auxiliar o de emergencia, la carga instalada al generador puede ser:

1. Carga plena o total
2. Carga crítica o de emergencia

La primera consideración en la elección del tamaño o capacidad (KVA) de un grupo eléctrico es definida por la carga que debe ser conectada al generador. Aunque el criterio de carga total se aplica generalmente a grupos eléctricos que operan como fuente primaria, es posible también extenderlo a la aplicación en servicio auxiliar. En la figura 2.1 se muestra el diagrama unifilar para una planta conectada a carga plena o total.

Evidentemente, si se usa la carga total para determinar el tamaño del grupo eléctrico auxiliar el costo del sistema puede resultar innecesariamente alto.

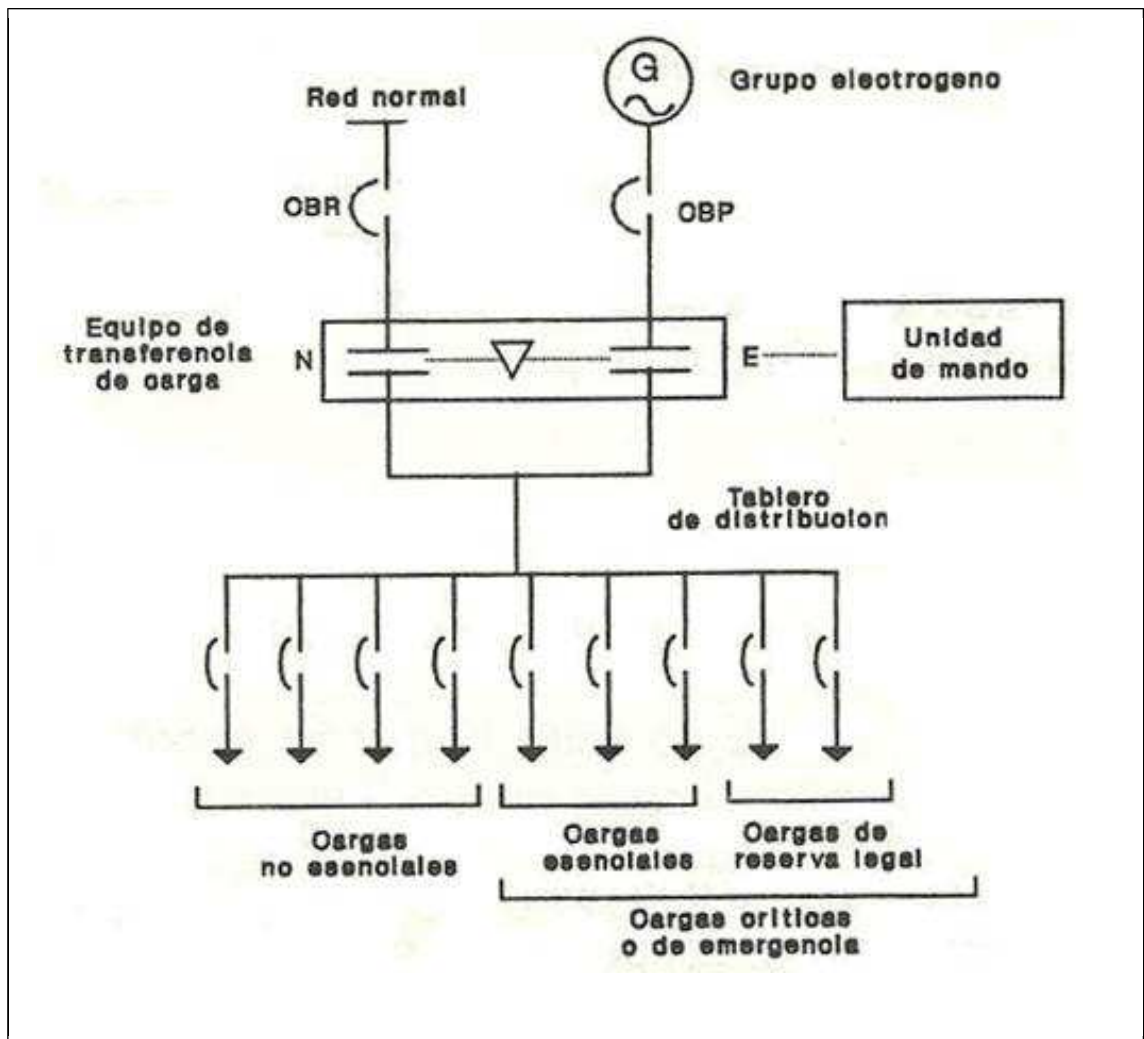


FIGURA 2.1 Grupo electrógeno conectado a carga plena o total

Se entiende como **CARGA PLENA O TOTAL** aquella carga constante o variable que alimenta normalmente la red eléctrica de la empresa de energía y en la cual se pueden originar sobrecargas transitorias o estacionarias.

Se entiende como **CARGA CRÍTICA O DE EMERGENCIA** aquella carga constante o variable en la cual se debe garantizar el servicio continuo de energía. Esta carga se define también como carga prioritaria.

En la operación de una planta eléctrica con carga crítica o de emergencia, las cargas no esenciales deben desconectarse del barraje de energía principal que alimenta el equipo de transferencia, como se indica en la figura

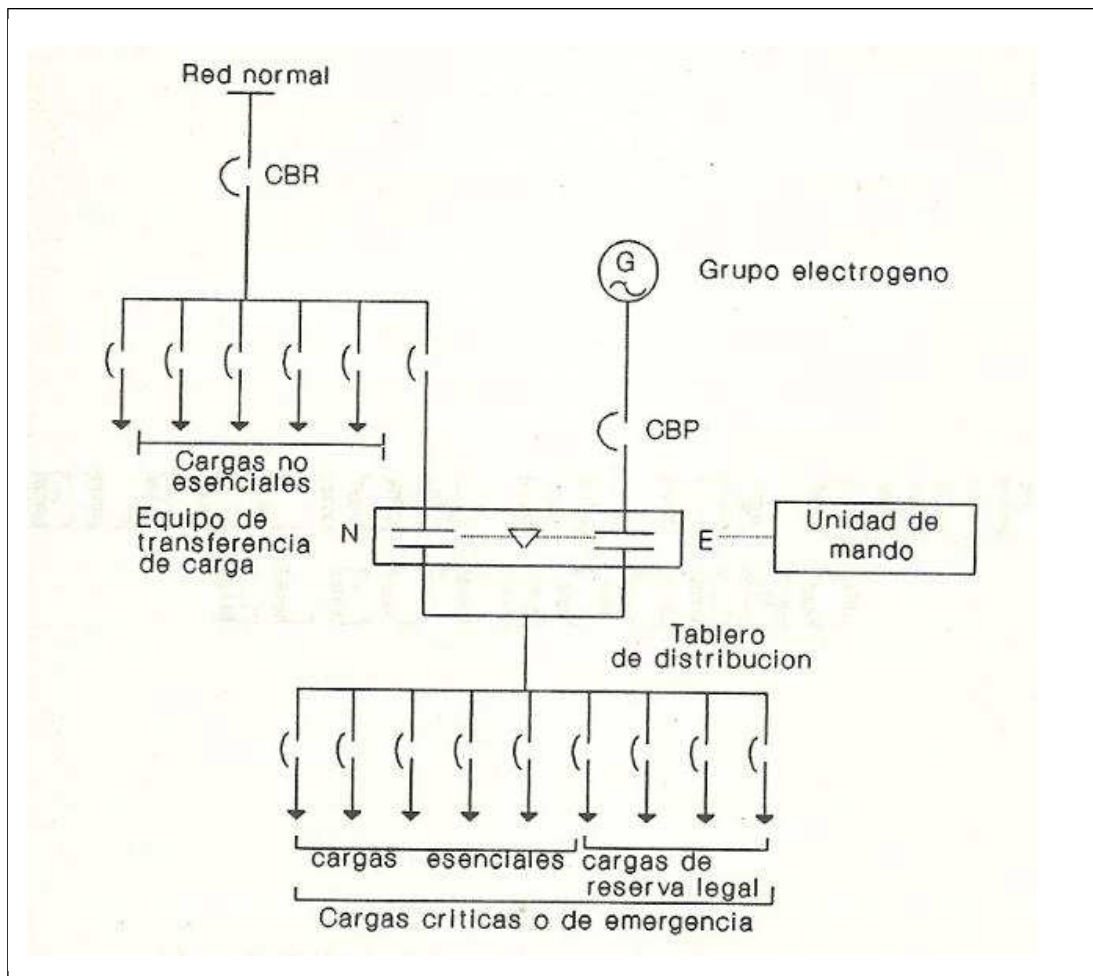


FIGURA 2.2 Grupo electrógeno conectado a carga crítica

Con las cargas críticas en un barraje separado, sólo éstas recibirán energía cuando falla el suministro de la red normal y se pone en servicio el grupo electrógeno.

Para servicio de emergencia con carga de reserva legal, la transferencia debe ser automática.

Las cargas críticas o de emergencia no solo deben incluir las cargas de reserva legal sino también aquellas que el usuario considere indispensables para garantizar la continuidad del proceso o servicio. Estas pueden ser, por

ejemplo: sistemas de aire acondicionado, ascensores, refrigeradoras, centros de cómputo, etc.

En instalaciones ya construidas donde no se tuvo en cuenta el empleo de un grupo electrógeno, resulta difícil y costoso la separación de circuitos; en este caso, una alternativa es instalar la planta y desconectar la carga no crítica manualmente antes de operar la transferencia.

2.3 SELECCIÓN DE UN GRUPO ELECTRÓGENO

FACTORES A CONSIDERAR

Un grupo electrógeno se debe planear de tal forma que satisfaga las necesidades específicas de la instalación.

El sistema escogido debe en principio adaptarse a las condiciones de frecuencia, voltaje y sistema de distribución existentes en el sitio de la instalación.

Por regla general el tamaño de un grupo electrógeno lo define la capacidad del generador en KVA, que para un sistema trifásico es:

$$KVA = \frac{\sqrt{3}VI}{1000}$$

Y para un sistema monofásico es:

$$KVA = \frac{VI}{1000}$$

Dónde:

V: Voltaje nominal entre fases del generador.

I: Corriente de línea del generador.

La capacidad de un grupo electrógeno viene indicada en la placa del generador y significa que si el equipo se opera a velocidad y voltaje nominal, el generador puede manejar una carga nominal (expresada en KVA) igual a la especificada por la categoría de empleo.

Lo enunciado anteriormente no es totalmente válido pues el rendimiento del grupo electrógeno, y muy particularmente del motor, se ve afectado cuando cambian las condiciones ambientales de referencia.

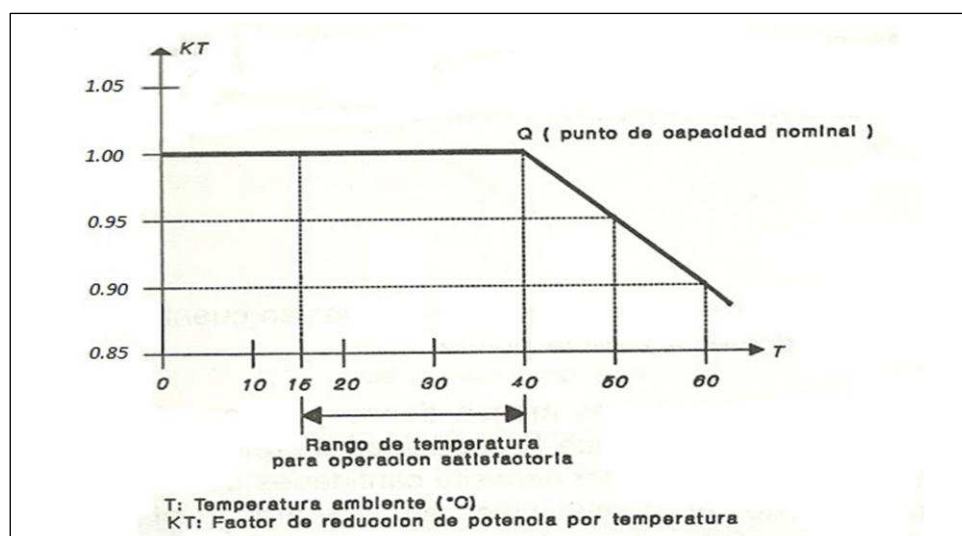
Los factores ambientales a considerar son los siguientes:

1. LA TEMPERATURA AMBIENTE EN EL SITIO DE LA INSTALACIÓN DEL GRUPO ELECTRÓGENO.

En general, para plantas eléctricas cuyo motor es refrigerado por agua, la máxima temperatura ambiente, en condiciones normales de funcionamiento, no debe exceder el valor especificado por los fabricantes, que es de 40°C.

Los grupos electrógenos refrigerados por agua trabajan satisfactoriamente entre 15°C y 40°C, aunque por norma se indique la referencia para 25°C.

Cuando la temperatura ambiente es superior a 40°C, la capacidad de placa se ve reducida entre 1 y 2.5 % por cada 5°C de elevación. Los fabricantes de grupos electrógenos suministran curvas particulares de degradación de potencia en función de la temperatura ambiente, según se ilustra en la gráfica de la figura 2.3.



EJEMPLO: Un generador de 110 KVA a 40°C qué capacidad de carga puede operar a 50°C

De la figura, para 50°C el factor de corrección es 0.95; por consiguiente la capacidad del generador se ve reducida a

$$KVA = 0.95 * 110KVA = 104.5 KVA$$

Para temperaturas inferiores a 40°C no debe pensarse en la posibilidad de incrementar la capacidad de carga del generador puesto que entre 6% y 10% del combustible que consume el motor pasa al aire circundante del grupo electrógeno, en forma de radiaciones de calor. La elevación de temperatura ambiente que resulta en el cuarto del motor influye negativamente en el rendimiento del grupo electrógeno y no permite hacer incrementos de la potencia especificada en la placa.

En general un aumento de temperatura del orden de 10°C se considera razonable para el cuarto del motor mientras éste se encuentra en funcionamiento.

Para plantas cuyo motor es refrigerado por aire la reducción de potencia puede ser del orden de 2% por cada 5°C por encima de 25°C. El valor real lo especifica el fabricante y como puede apreciarse representa condiciones más severas.

2. LA ALTURA

La altura es otro factor importante a tener en cuenta en el cálculo de la capacidad efectiva de la planta.

FIGURA 2.3 Variación de potencia vs temperatura ambiente.

A mayor altura el aire es menos denso y tiene menos oxígeno, por este motivo se ve reducida la capacidad de refrigeración y la relación aire/combustible. El motor necesita cantidades de aire suficientes para convertir todo el combustible en energía y al mismo tiempo mantener relativamente frío.

Los grupos electrógenos (refrigerados por agua) de aspiración natural se diseñan por los fabricantes para una operación a potencia nominal de placa hasta una altura de 1000 metros (3300 pies) sobre el nivel del mar, aunque por norma se indique la referencia para 152.4 metros (valor aproximado a 150 metros usualmente).

Los grupos electrógenos (refrigerados por agua) turboalimentados operan satisfactoriamente hasta una altura de 1500 metros.

Por encima de la altura de referencia una planta ve reducida su capacidad de placa hasta en un 3% por cada 330 metros (1000 pies). Adicionalmente, por encima de los 2500 metros el motor baja su potencia a un 4% por cada 330 metros.

En la figura 2.4 se muestra la gráfica de reducción de potencia típica para un grupo electrógeno.

Si por ejemplo, la capacidad nominal de la planta es de 110 KVA; a 2000 metros, la capacidad de la planta se ve reducida a:

$$KVA = 0.90 * 110KVA = 99 KVA$$

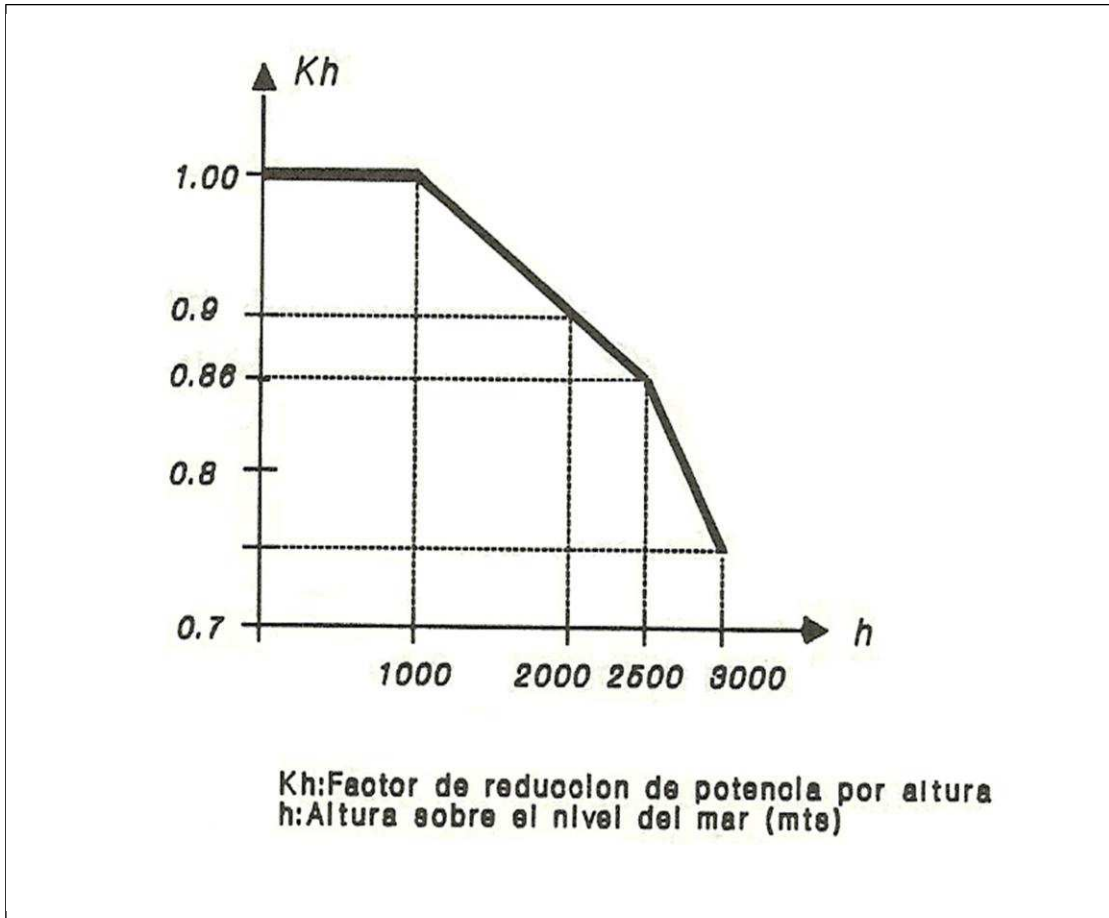


FIGURA 2.4 Reducción de potencia vs. Temperatura sobre el nivel del mar

En las plantas cuyo motor es refrigerado por aire las condiciones son más críticas y se dan mermas de potencia del orden de 3.5 % por cada 300 metros por encima de los primeros 150 metros sobre el nivel del mar.

Generalmente los motores refrigerados por aire no son turboalimentados y su diseño se hace con base en las referencias de norma establecidas anteriormente para temperatura, altura y humedad.

3. EL POLVO

El polvo es otro enemigo de los grupos electrógenos. No solo el polvo corriente, sino las muchas clases de polvo provenientes de diversos procesos industriales como: polvo de carbón, arena, grafito pulverizado, fibras de madera, pelusas, etc.

El polvo aglutinado por efecto de grasa o humedad puede ser causa de cortocircuitos y afectar la capacidad refrigerante de la planta. El polvo ataca el motor diésel, lo que obliga al empleo de filtros en la toma de aire de combustión. La vida útil de los filtros se ve considerablemente reducida en ambientes polvorientos.

En general, la mejor solución para un ambiente severo es instalar el grupo electrógeno lejos del polvo y llevar la energía generada al sitio de trabajo.

De todas formas, la limpieza periódica del grupo electrógeno con aire seco comprimido ($p < 30$ PSI) es una práctica recomendable.

4. LAS ATMOSFERAS EXPLOSIVAS

Las atmósferas explosivas y los grupos electrógenos sencillamente no son compatibles.

Acetileno, gasolina, propano, etc., son materiales peligrosos para un sistema de generación eléctrico.

La solución normal y óptima a un ambiente peligroso es ubicar el grupo electrógeno lejos de él y transportar la energía eléctrica al sitio por medio de cables.

5. LA HUMEDAD

La humedad es otro enemigo de un grupo electrógeno. El aire húmedo y en particular el aire salino, la lluvia, el granizo, el rocío, la condensación ocasionada por cambios de temperatura, el salpique de líquidos, etc., tarde o temprano originan oxidación y corrosión de las

partes metálicas del equipo y al mismo tiempo afectan el aislamiento del generador y otras partes eléctricas.

La degradación de potencia por humedad del aire se considera como poco frecuente, a excepción de aquellos casos particulares de uso en ambientes que presentan constantemente una elevada humedad relativa.

En general sólo se aplica factores de corrección cuando la humedad relativa es superior al 60%.

Los motores ven reducida su potencia hasta en un 6% máximo cuando el aire de admisión para la combustión es bastante húmedo.

La primera solución parcial a este problema se logra encerrando el grupo electrógeno en un cuarto debidamente techado y protegido, el cual se denomina **CASETA DE PLANTA**. Esto sin embargo, sólo es posible realizarlo en forma apropiada con los grupos electrógenos estacionarios.

Cuando se tienen grupos electrógenos, transportables o móviles, es conveniente el empleo de un remolque o tráiler, el cual imprescindiblemente debe construirse con techo.

Además de la protección básica del cerramiento, las partes expuestas deben pintarse o barnizarse con recubrimiento o aislantes adecuados. La norma NEMA que define las clases de aislamiento para máquinas eléctricas es de gran aceptación entre los fabricantes. Por lo general, los generadores se construyen con un aislamiento para sus devanados según clase F (105°C) o clase H (125°C) empleando barnices de resina poliésterica, lo que permite su operación satisfactoria en ambientes húmedos.

La vida útil de un generador dura lo que el aislamiento que protege a los conductores. Cuando el aislamiento falla, la vida útil de la máquina termina. Sin embargo, es una práctica corriente efectuar la reparación de la máquina a pesar de que el costo de reemplazar los embobinados es generalmente más de la mitad del costo de la misma.

Veinte años es en principio la duración normal que se espera de un generador de uso corriente con carcasa a prueba de goteo, operando en una atmósfera limpia y dentro de su temperatura nominal. En general, y mientras no se especifique un grado diferente al fabricante, la protección estándar para plantas corresponde IP22 (NEMA I).

La vida útil de un generador se ve reducida considerablemente por efecto de incrementar la temperatura en los devanados con respecto al valor nominal indicado para la clase de aislamiento.

Frecuentemente se usan calentadores eléctricos de ambiente para mantener secos los elementos eléctricos mientras el sistema no funciona.

2.4 DIMENSIONAMIENTO

El dimensionamiento del grupo electrógeno correcto exige la evaluación de la carga máxima en kW que el generador tiene que alimentar y la máxima caída admisible de voltaje.

El análisis de carga es un paso esencial en la selección del generador apropiado para cualquier aplicación particular.

La información más importante a tener en cuenta en el dimensionamiento de un grupo electrógeno se indica en la figura 2.5. Otros factores de importancia son:

- Operación independiente o en paralelo
- Operación con carga constante o variable.
- Tiempo de operación con la carga.
- Expansiones futuras.
- Condiciones ambientales y de máximo nivel de ruido aceptable o permitido.
- Sitio de instalación.

Un correcto dimensionamiento debe especificar el motor diésel, el generador y la protección de dicho generador (el interruptor automático CBp).

Tanto el motor diésel impulsor como el generador, tienen definida su velocidad por la frecuencia de voltaje de salida del generador. La relación que existe entre la frecuencia y la velocidad del generador es:

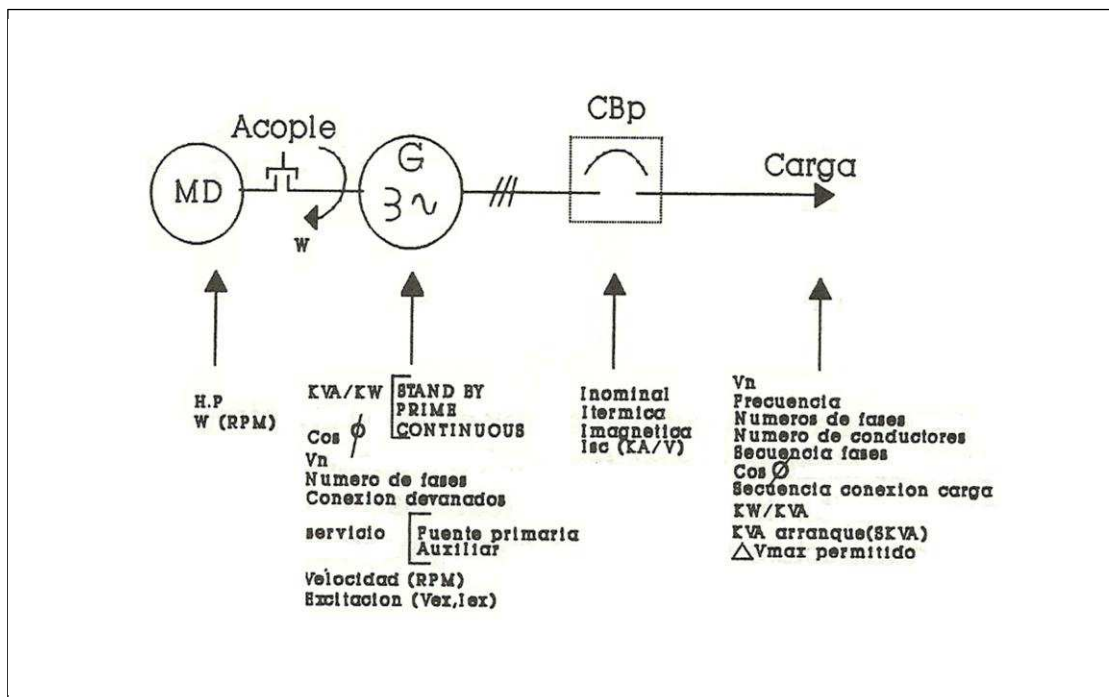


FIGURA 2.5 Grupo electrógeno. Factores a considerar en el dimensionamiento.

$$W = \frac{120f}{p}$$

En esta expresión p es el número de polos del campo excitador del generador, f la frecuencia del voltaje de salida (en Hz); y W la velocidad (en RPM) a la cual gira el generador.

Puesto que la frecuencia la impone la carga y debe ser constante (60 Hz usualmente), y el número de polos del campo del generador queda establecido en su construcción, resulta evidente que la velocidad del impulsor. Para una máquina de 4 polos y una frecuencia de 60 Hz, la velocidad de rotación del generador es 1800 RPM.

El acople entre el generador y el motor puede ser:

- Acople directo.
- Acople por banda

El acople directo establece igualdad de velocidad en el motor y el generador. Es el acople más utilizado por los fabricantes a pesar de que exige perfecta alineación para evitar los esfuerzos mecánicos en los rodamientos y la vibración de la estructura del conjunto motor-generador.

Los generadores se diseñan de 1 o 2 cojinetes. El generador de un solo cojinete tiene la parte de atrás apoyada en un cojinete que descansa en el bastidor del generador. La parte de adelante del rotor va apoyada en el volante del motor. Esto permite el uso de un acople directo sencillo, y procedimientos simples de alineación. Tiene la desventaja, que tanto el motor como el generador quedan imposibilitados de movimiento mientras se encuentre desacoplado el conjunto, lo que impide la realización de pruebas y ajustes en forma individual.

En los generadores de dos cojinetes se utiliza el bastidor del generador para apoyar el rotor totalmente. Para el caso de acople directo, la alineación es crítica. Tiene la ventaja de que tanto el motor como el generador pueden operarse separadamente.

El acople por banda es más flexible y permite el funcionamiento del motor y generador a diferentes velocidades definidas. Sólo es posible con generadores de dos cojinetes.

En general la velocidad del motor (W_1) es menor o igual a la del generador (W_2), ya que los motores diésel estacionarios no sobrepasan generalmente las 1800 RPM. La relación de velocidad queda definida por el diámetro de las poleas (D_1 y D_2) según la ecuación:

$$\frac{W_1}{W_2} = \frac{D_2}{D_1}$$

En la figura 2.6 se ilustra un acople por banda y se señalan las condiciones que optimizan el acople.

La relación entre la potencia del motor diésel y la del generador es definida por el **COEFICIENTE DE CARGABILIDAD** del motor (KC) según la expresión:

$$KC = \frac{HP_{(motor)}}{KVA_{(generador)}}$$

Los valores típicos para KC oscilan entre 1.2 y 1.6. Valores cercanos al mínimo se escogen para cargas resistivas o moderadamente inductivas que no sean exigentes en la conexión. Valores cercanos al máximo se escogen para cargas que demanden grandes corrientes en la conexión, como es el caso de motores.

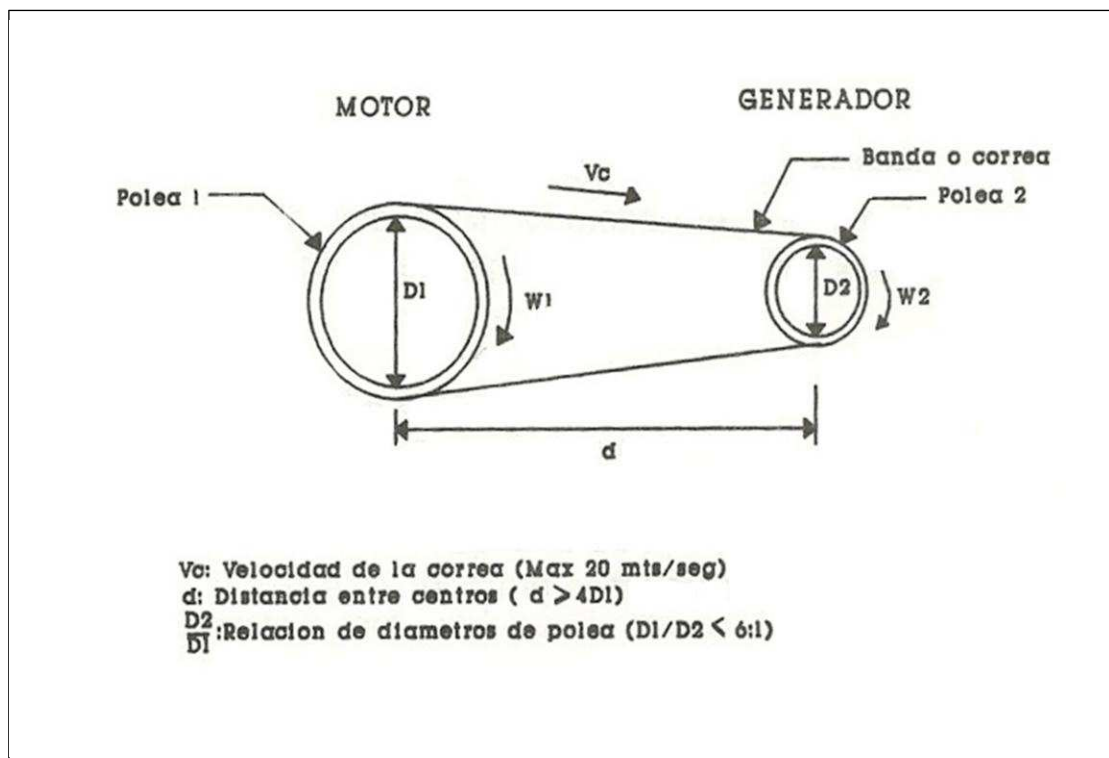


FIGURA 2.6 Acople por banda para motor-generador

El primer factor a considerar en el dimensionamiento del grupo electrógeno, es definir su aplicación, ya sea como fuente primaria o como fuente auxiliar.

En el caso de aplicaciones de energía primaria, se debe preparar una lista de todas las cargas posibles y cada carga se debe analizar en cuanto a sus condiciones de estado estacionario y transitorio, especialmente si se trata de motores.

En el caso de generadores auxiliares primero debe definirse que cargas críticas hay que alimentar. Las cargas no esenciales deben desconectarse del barraje de energía auxiliar. Con las cargas críticas en un barraje separado, solo estas recibirán energía al fallar el suministro de la red y arrancar el generador auxiliar.

Las cargas que no son sensibles a caídas de voltaje pueden conectarse a un generador diferente o en algunos casos pueden enclavarse eléctricamente para que los equipos críticos no puedan operar mientras arrancan o se conectan los equipos que ocasionan la caída de voltaje o para que los equipos que provocan la caída de voltaje no puedan arrancar mientras los equipos críticos funcionan.

La elevación y la temperatura del sitio deben considerarse por su posible efecto sobre el motor y el generador, como se anotó anteriormente. Tanto el motor como el generador deben ser disminuidos en su capacidad nominal cuando la altura y la temperatura exceden ciertos niveles de diseño. La corrección por humedad es poco frecuente.

Para el análisis de cargas es básico evaluar la carga total conectada y el tipo de carga. Esto implica la elaboración de una lista de todas las cargas, motores y no-motores que el generador tiene que alimentar. Téngase presente que el motor eléctrico es la carga más exigente para un grupo electrógeno.

Es de suma importancia evaluar la máxima caída admisible de voltaje, para que los aparatos como los contactores de línea que conectan los motores no se desenergicen al arrancar motores grandes. Por esta y otras razones, es importante que la caída de voltaje de arranque no pase de ciertos valores. Una caída del 30% o 35% es un límite práctico.

Otro factor a considerar son los métodos de arranque de motores que se tienen en la instalación. El arranque a voltaje reducido (estrella-delta, autotransformador, por resistencias, etc.) es mucho menos exigente que el arranque a pleno voltaje.

La secuencia de arranque también afecta la caída de voltaje. Una buena regla es que los motores grandes deben arrancar primero.

También hay que considerar el número de motores u otros aparatos que estén trabajando al tiempo. Esto define una carga base que en principio simplifica los cálculos del dimensionamiento.

Deben considerarse también la situación de no simultaneidad de carga para algunos casos. Así por ejemplo, los motores de aire acondicionado no se usarán mientras trabaje la calefacción.

Las cargas monofásicas deben conectarse en las fases o fases correctas, ya que la capacidad del generador se basa en la fase que soporta las cargas mayores. Esta información se puede obtener de los diagramas de cableado de la instalación. El voltaje de una carga monofásica indica si la carga está conectada entre una fase y neutro o entre dos fases. Es conveniente que el generador opere sobre una carga balanceada, donde la corriente del neutro no sobrepase el 20% del valor de la corriente promedio de línea.

Para prever el crecimiento futuro, y si hay factibilidad económica, una buena regla es dejar un 10% de reserva para expansión.

2.4.1 CONSIDERACIONES SOBRE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

Como ya se anotó el motor eléctrico es la carga más exigente para un grupo electrógeno. En su conjunto, el rotor del motor y la carga, asocian una masa inercial (j) y un rozamiento (B) que van a definir el torque que debe desarrollar el motor para arrancar y mover la carga a una velocidad determinada. Los motores se conectan usualmente a la línea por medio de contactores, como se ilustra en la figura 2.7.

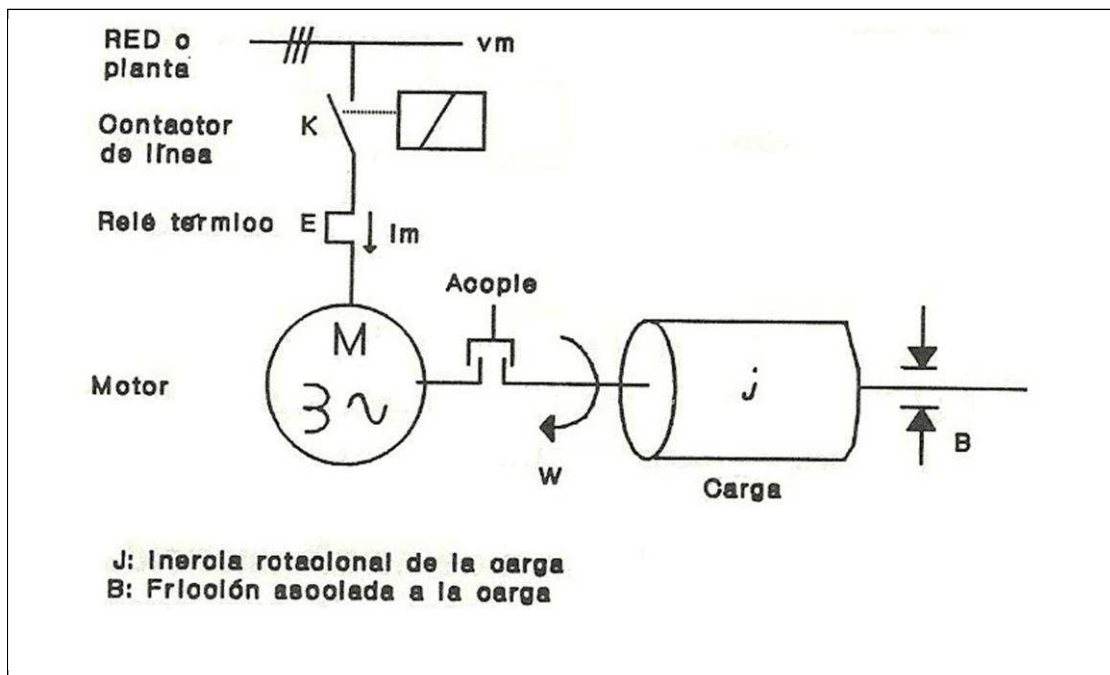


FIGURA 2.7 Conjunto carga - motor

Durante el momento de arranque, el motor debe ser capaz de entregar torque para acelerar y para vencer el rozamiento; de ahí que:

Torque motor=Torque acelerador + Torque de rozamiento

O expresado matemáticamente:

$$T_M = T_a + T_r = J \frac{dw}{dt} + BW$$

Como se puede deducir de la ecuación, el torque acelerador desaparece al final cuando el motor esté girando a su velocidad de régimen (w constante). A partir de ese momento, el motor solo demanda energía de la red para vencer el torque de rozamiento y mantener las condiciones que exige la carga en funcionamiento estable.

De la misma ecuación se puede deducir que en el momento del arranque, mientras el motor cambia de velocidad cero hasta la velocidad de régimen,

se demanda un extra de energía de la red para que el motor pueda acelerarse. Esto explica porque al arrancar un motor se presenta una sobrecorriente en la línea que alimenta a dicho motor. Dicha sobrecorriente se denomina **CORRIENTE DE ARRANQUE** (I_a) y alcanza generalmente valores entre 3 y 6 veces de la corriente nominal del motor I_n . En la figura 2.8 se ilustra la forma como varía la corriente de un motor desde el instante en que se arranca hasta que se normaliza y se fija en el valor I_n .

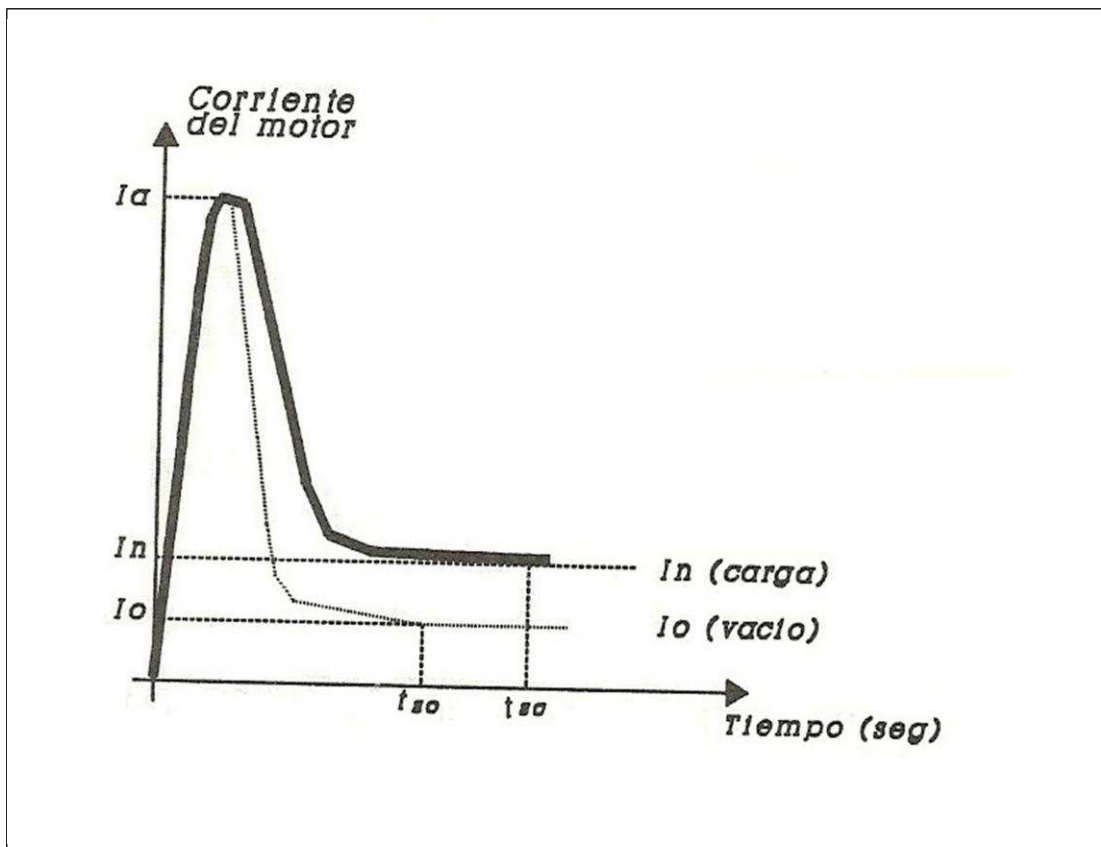


FIGURA 2.8 Variación de la corriente en un motor al arrancar

Obsérvese que la corriente de régimen de estado estable puede variar desde un valor I_o (corriente de vacío) hasta el valor I_n cuando el motor pasa de cero a plena carga.

El tiempo (t_s) que se demora el motor en alcanzar el estado estacionario, después de que se arranca, depende del grado de cargabilidad del motor.

Dicho tiempo es menor en vacío que en carga, es decir: $t_{so} < t_{sc}$.

Este tiempo, denominado: **TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN**, depende de la constante de tiempo mecánica ($T = J/B$) asociada la carga, como se indica en

la figura 2.9. Si el motor arranca en vacío, más rápido se estabiliza y menos se perturba la red. Si el motor arranca cargado, más tiempo se perturba la red y la duración de la caída de voltaje es más prolongada. De ahí que es importante considerar la posibilidad (mientras se pueda) de diseño del motor. La única forma de limitarla es recurrir al empleo de métodos de arranque a voltaje reducido.

2.4.2 PROCEDIMIENTO PARA DIMENSIONAR UN GRUPO ELECTRÓGENO

Se han desarrollado varios métodos de diseño para el dimensionamiento de un grupo electrógeno. Los criterios más importantes para su escogencia los define el tipo de carga y su consumo.

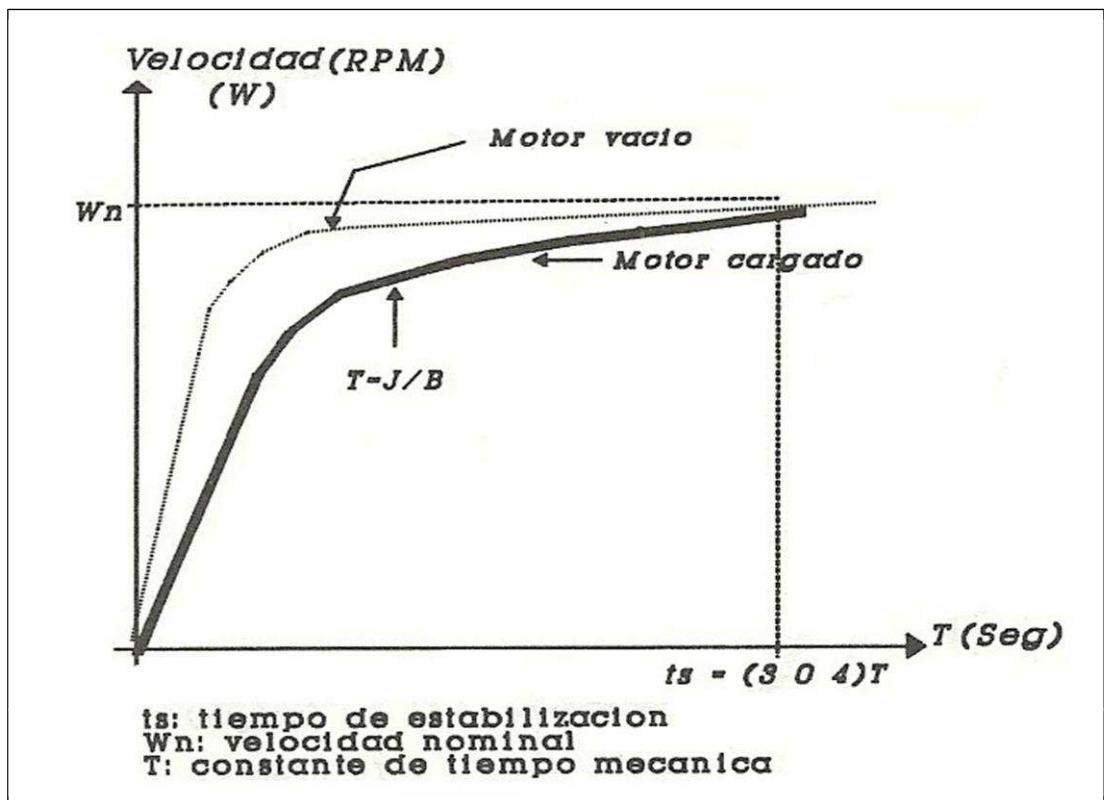


FIGURA 2.9 Curva típica de aceleración de un motor eléctrico

Las características de la carga pueden resumirse si consideramos únicamente dos tipos básicos de carga para conectar a un generador. Estas son los motores y las cargas diferentes a motores.

Las cargas diferentes a motores incluyen: cargas de calefacción e iluminación, computadores, cargas con rectificadores controlados de silicio (SCR) y cargas especiales. Cada tipo de carga tiene ciertos efectos en la operación del generador, siendo los más importantes:

- La elevación transitoria de corriente que se presenta al arrancar motores.
- El factor de potencia asociado a la carga.
- La generación de armónicos cuando se conectan cargas reguladas por SCR.
- La realimentación de energía al generador cuando se conectan cargas regenerativas.

El efecto más crítico y general es sin embargo, la caída de voltaje en el sistema debida a la fuerte elevación de corriente que deben suministrar los devanados del generador cuando un motor arranca.

Esta caída se puede reducir:

- Sobredimensionando el generador.
- Usando arrancadores a voltaje reducido.
- Usando módulos de soporte de corriente para aumentar la corriente de excitación mientras dura el estado transitorio que origina un arranque.

En los estados Unidos, la Asociación nacional de Fabricantes de Equipo eléctrico (NEMA) ha establecido normas que cumplen la mayoría de los fabricantes de motores a nivel mundial.

En Europa, las normas británicas se diferencian muy poco de las normas americanas para motores.

La NEMA hace la distinción entre motores usando **LETRAS DE DISEÑO Y LETRAS DE CODIGO**, que se hallan en la placa del motor.

Las **LETRAS DE DISEÑO** indican el par de arranque del motor y tienen poca influencia sobre los KVA o la corriente de arranque del motor. Las letras

más comunes de diseño son B, C y D. No deben confundirse con las letras de código.

Las **LETRAS DE CÓDIGO** indican los KVA de arranque por caballo de fuerza (SKVA/Hp) y son la referencia más importante al relacionar el generador de un grupo ELECTRÓGENO A CARGAS DE MOTORES. En el apéndice se tienen varias tablas de referencia para determinar los SKVA de una gama muy amplia de motores.

Las letras de código más comunes son F, G y H.

Al arrancar un motor, el factor de potencia es bastante bajo (de 0.3 a 0.5) y luego se recuperan a un valor más alto (aproximadamente 0.9) cuando está en operación normal.

Esto es importante porque los SKVA, a un factor de potencia bajo, equivale a varias veces los KW nominales de operación del motor. El motor diésel tratará de suministrar estos kilovatios, de manera que vale la pena verificar si el motor del generador tiene la potencia para arrancar un motor eléctrico grande, particularmente cuando el generador tiene una carga base o inicial.

2.4.3 ANÁLISIS DE CARGA

El primer paso en el dimensionamiento de un grupo electrógeno es hacer un análisis de cargas, mediante un cuadro resumen que contenga una lista de todas las cargas de la instalación incluyendo todos los motores y todas las cargas diferentes a motores. La información se puede obtener de los planos eléctricos o de una lista de inventario actualizada.

En el cuadro resumen se debe consignar la siguiente información básica:

- Descripción de la carga.
- Cantidad de aparatos o dispositivos.
- Voltaje.
- Número de fases.
- Potencia de los motores en Hp o Kw.
- Potencia de las cargas diferentes a motores en Kw.
- Factor de potencia de la carga.
- Tipo de arranque utilizado para los motores.

- KVA de arranque para los motores según se conecten directamente a la línea, o por medio de un arranque a voltaje reducido.

Para llenar el cuadro resumen se debe recurrir a las placas de los motores y de los demás dispositivos consumidores, o a las especificaciones técnicas y tablas que se consignan en los manuales de los equipos. Las tablas contenidas en el Apéndice pueden emplearse cuando se desconozcan alguna información técnica.

Otros datos de importancia que se deben consignar en la presentación de los resultados son:

- Nombre del cliente.
- Dirección.
- Nombre del proyecto.
- Altura.
- Temperatura ambiente.
- Humedad relativa.
- Categoría de empleo.
- Caída máxima de voltaje.
- Fecha.

Para los cálculos se recurre a la curva de arranque de motores suministrada en la hoja de datos del generador. Dicha curva se puede presentar en las formas que indican las figuras 2.10 y 2.11

La curva de la figura 2.10 muestran la manera como varía el voltaje de salida del generador en función de los KVA demandados. Obsérvese que el generador mantiene una regulación de voltaje (R_v) dentro de valores muy aceptables siempre que el consumo de la carga este por debajo del valor nominal de diseño (KVA_n). Si la demanda en KVA sobrepasa este valor crítico, la pendiente de la curva aumenta considerablemente indicando que la caída de voltaje en los bornes del generador se puede hacer inaceptable para un funcionamiento satisfactorio del sistema.

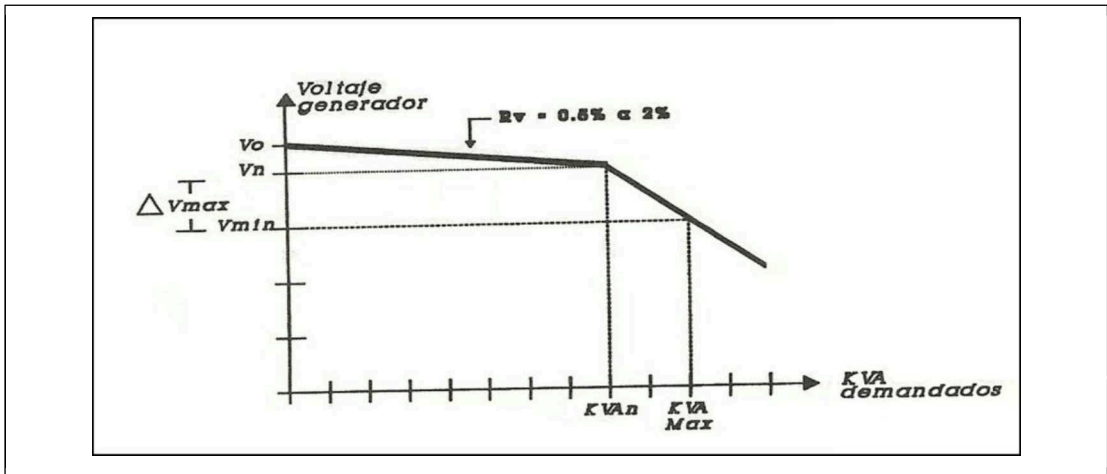


FIGURA 2.10 Variación del voltaje de salida del generador de un grupo electrógeno con la demanda.

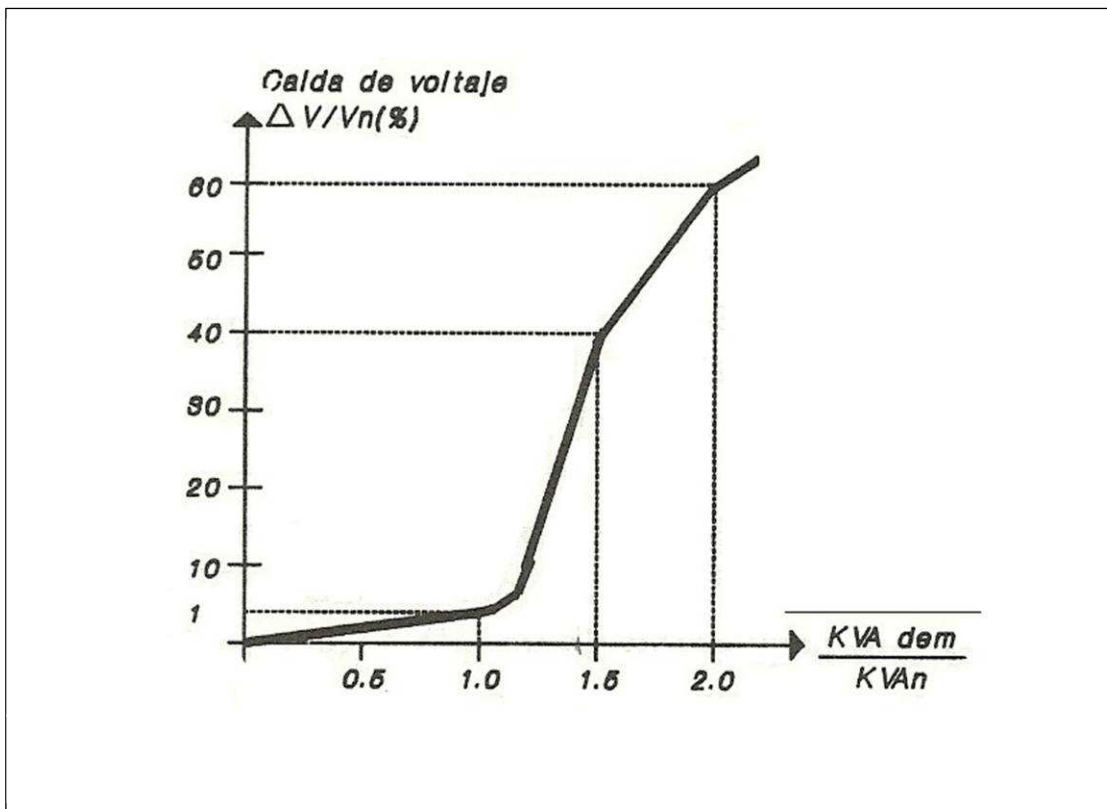


FIGURA 2.11 Curva de caída de voltaje con la demanda (forma alterna).

La curva de la figura 2.11 es una versión modificada de la curva descrita anteriormente. En ella se muestra directamente la caída de voltaje en bornes del generador en función de la cargabilidad del mismo.

Si los KVA demandados son inferiores a los nominales el comportamiento del generador es satisfactorio. Si son mayores, la regulación de voltaje es pobre y el funcionamiento del sistema se hace inaceptable.

2.4.4 EJEMPLO DE DISEÑO

Una compañía cualquiera XYZ necesita un grupo electrógeno para alimentar varios equipos eléctricos que requieren un voltaje trifásico de 120/208V a 60 HZ. El generador escogido debe suministrar energía adecuada y continua al equipo descrito en el cuadro de la figura 2.12, cuyos datos se complementaron de tablas del Apéndice.

El orden de arranque para los motores grandes es:

- Motor de 125 Hp (Trituradora).
- Motor de 40 Hp (Transportador #1)
- Motor de 30 Hp (Motobomba)
- Motor de 40 Hp (Transportador #2)

Otros datos de importancia son:

- Altura sobre el nivel del mar: 120 mts.
- Temperatura ambiente: 25°C.
- Humedad relativa: 60%.
- Máxima caída de voltaje: 30%.
- Tipo de servicio: Fuente primaria.
- Categoría de empleo: "Prime"

- Motor diésel de preferencia: Turboalimentado.

DESCRIPCION	CANT	VOLTIOS	FASES	HP	cos φ	KW	KW _T	KVA	KVA _T	SKVA MAX	SKVA LIM	ARRAN- QUE
Alumbrado Fluorescente	-	120	1	-	0.95	-	12	-	12.6	-	-	-
Horno de resistencia	1	208	3	-	1.0	-	20	-	20	-	-	-
Soldador de transformador	1	208	1	-	0.8	-	8	-	8.8	-	-	-
Taladro	2	208	1	1/2	0.7	0.59	1.08	0.75	1.6	8/u	-	Directo
Fresadora	1	208	1	1	0.7	-	1	-	1.4	5.8	-	Directo
Ventilador	2	208	1	2	0.75	1.95	8.9	2.8	5.2	10/u	-	Directo
Dobladora	2	208	1	3	0.75	2.70	5.4	3.6	7.2	18.5/u	-	Directo
Trituradora 1800RPM	1	208	3	125	0.90	-	108	-	117	390	280	Y - Δ
Motobomba 800RPM	1	208	3	80	0.90	-	25.2	-	28	100	-	Directo
Transportador 1800RPM	2	208	3	40	0.90	85.2	70.4	89	78	220/u	-	Directo

KW_T= 249.96 KVA_T= 279.2

FIGURA 2.12 Cuadro de cargas de la compañía XYZ.

2.4.5 CALCULOS Y RESULTADOS

Los valores de KVA de arranque de los motores monofásicos indicados en el cuadro de cargas pueden despreciarse, ya que ellos son pequeños comparados con la capacidad del generador la cual viene a quedar definida por el consumo de los motores trifásicos grandes. Obsérvese que los SKVA de los motores monofásicos, a pesar de que pueden arrancarse al mismo tiempo, no totaliza ni siquiera los SKVA del motor monofásico más pequeño. Esto permite simplificar el problema al suponer que el generador debe suministrar una potencia base de 48.36 KW, que corresponde a la suma de las potencias de todas las cargas excluyendo las cargas representadas por los motores trifásicos.

En principio, la potencia mínima del generador que está en capacidad de manejar toda la carga, se puede obtener totalizando los datos de la columna para KW_T El resultado es:

$$KW_T = 249.96$$

Como los generadores se diseñan para operar a un factor de potencia de 0.8 o mayor; resulta fácil determinar la capacidad mínima del generador a escoger, la cual es:

$$KVA = \frac{KW_T}{\text{Cos}\phi} = \frac{249.96}{0.8} = 312.45$$

Sin embargo, antes de entrar a considerar el efecto de la caída de voltaje, se recomienda calcular alternativamente los KVA_T , sumando todos los datos consignados para cada dispositivo en el cuadro de cargas. El resultado es:

$$KVA_T = 279.2$$

El factor de potencia con toda la carga conectada será:

$$\text{Cos}\phi = \frac{KW_T}{KVA_T} = \frac{249.96}{279.2} = 0.89$$

Como el factor de potencia de toda la carga es mayor de 0.8 se deduce que la capacidad mínima del generador escogido es suficiente para manejar la carga propuesta.

Si el factor de potencia de la carga es menor de 0.8, implica que los KVA totales son mayores que los KVA del generador escogido. En consecuencia se impone corregir el factor de potencia de la instalación por medio de bancos de condensadores, dejando el valor calculado como valor mínimo definitivo para el generador, o sea:

$$KVA = 312.45$$

A continuación se debe considerar el efecto de la caída de voltaje en bornes del generador cuando se conectan o arrancan los motores grandes.

El primer paso es obtener la curva de variación de voltaje en función de la demanda, la cual es suministrada por el fabricante. En la figura 2.13 se muestra las curvas para tres tamaños de generador. Se escoge la curva para el generador de tamaño 1 que tiene una capacidad nominal de 320 KVA, cuyo valor es el más próximo a 312.45 KVA.

Se puede observar como al arrancar el primer motor de acuerdo con la secuencia establecida, los KVA demandados (según el cuadro de cargas) se elevan a:

$$KVA_{dem} = 56.20 + 230 = 286.2 \quad (\text{Primer arranque})$$

Puesto que este valor es inferior a 320 KVA, el voltaje en bornes del generador permanece constante y no se presenta ningún efecto de caída de voltaje sobre la carga, como se deduce de la figura 2.13.

Una vez estabilizado el arranque del primer motor, su consumo se reduce y la potencia base aumenta a:

$$KVA_{base} = 56.20 + 117 = 173.2$$

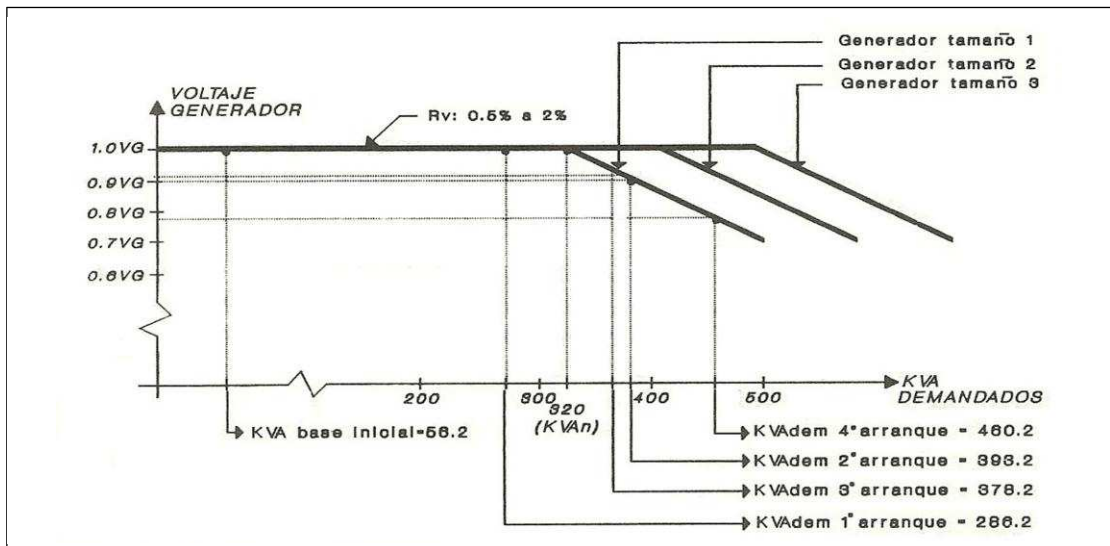


FIGURA 2.13 Variación del voltaje en bornes de la carga con la demanda para generadores de diferente capacidad.

Si a continuación arrancamos el segundo motor, los KVA demandados se elevan a:

$$KVA_{dem} = 173.2 + 220 = 393.2 \quad (\text{Segundo arranque})$$

Como este valor es superior a los KVA nominales establecidos para el generador, se debe verificar en la curva de variación de voltaje si la caída sobrepasa del 30%. Para la curva del generador seleccionado, se encuentra

que la caída es del 10% lo cual asegura su funcionamiento satisfactorio con la carga.

Una vez estabilizado el arranque del segundo motor su consumo se reduce y la potencia base aumenta a:

$$KVA_{base} = 173.2 + 39 = 212.2$$

Si a continuación arrancamos el tercer motor, los kva demandados se elevan a:

$$KVA_{dem} = 212.2 + 166 = 372.2 \quad (\text{Tercer arranque})$$

De la curva de variación de voltaje del generador se encuentra que la caída es del 9% lo cual asegura también el funcionamiento satisfactorio del generador con la carga.

Una vez estabilizado el arranque del tercer motor, su consumo se reduce y la potencia base aumenta:

$$KVA_{base} = 212.2 + 28 = 240.2$$

Si finalmente arrancamos el cuarto motor, los KVA demandados se elevan a:

$$KVA_{dem} = 240.2 + 220 = 460.2 \quad (\text{Cuarto arranque})$$

De la curva de variación de voltaje del generador se encuentra que para esta demanda la caída de voltaje es del 23%, lo cual asegura todavía el funcionamiento satisfactorio del generador con la carga.

Una vez estabilizado el arranque del último motor, su consumo se reduce y la potencia base final queda igual al valor totalizado en el cuadro de cargas.

$$KVA_{base} = 240.2 + 39 = 279.2$$

De lo anterior se deduce que el generador de tamaño 1 escogido, según las curvas disponibles, puede operar sin ningún problema con la carga. Para el

caso de que la caída de voltaje hubiese sobrepasado el valor máximo permitido solo quedan las alternativas ya descritas de sobredimensionar el generador (escogiendo uno de tamaño mayor); o usar arranque a voltaje reducido para los motores grandes; o emplear un módulo de aumento o soporte de corriente.

Finalmente, el problema de diseño se concluye considerando la posibilidad de incrementar la capacidad del generador en KVA, para compensar los efectos que tenga la elevación, la temperatura y la humedad en el sitio de la instalación. Para las condiciones de trabajo establecidas encontramos que no es necesario hacer reajustes en el valor de la capacidad nominal del generador escogido.

ANOTACIONES FINALES AL EJEMPLO DE DISEÑO

- Obsérvese que la selección del generador se determinó por la potencia requerida para limitar la caída de voltaje en vez de la carga continua del generador.
- Para cualquier diseño, ténganse presente que si dos o más motores arrancan simultáneamente debe añadir sus cargas en Hp y por consiguiente sus SKVA. Si algún motor usa sistema de arranque a voltaje reducido, debe multiplicar los SKVA por el factor dado en la tabla #6 del Apéndice.
- Téngase en cuenta futuras ampliaciones o garantice una reserva moderada. Esto se puede conseguir sin sobrecostos exagerados seleccionando el tamaño de generador o grupo electrógeno con la capacidad nominal superior y más cercana al valor teórico calculado.

2.4.6 DIMENSIONAMIENTO DE UN GRUPO ELECTRÓGENO CONSIDERANDO LA DEMANDA

El tamaño de un grupo electrógeno se puede determinar también a partir de una curva de demanda, la cual se obtiene haciendo mediciones cronológicas de los Kw consumidos por la carga.

Para la medición, se recomienda emplear un vatímetro registrador, conectado durante varios días, para observar el comportamiento de la demanda y garantizar un diseño más confiable. Se recomienda, si es posible, la medición simultánea del factor de potencia y la demanda del sistema en KVA.

Si no se dispone de instrumentos registradores, las lecturas se hacen manualmente por intervalos de 15 o 30 minutos. Evidentemente, esto resulta tedioso pero necesario.

El diseño más confiable se obtiene a partir de curvas que muestran condiciones de máxima demanda de energía de la instalación.

Las curvas de máxima demanda se deben obtener en el sitio de la instalación que reúne las cargas que serán conectadas al generador.

Una curva de demanda típica es la que se muestra en la figura 2.14. De ella se pueden obtener datos importantes para el cálculo como:

- Demanda máxima (KW_{Max}).
- Duración de la demanda máxima.
- Demanda mínima (KW_{Min}).
- Duración de la demanda mínima.

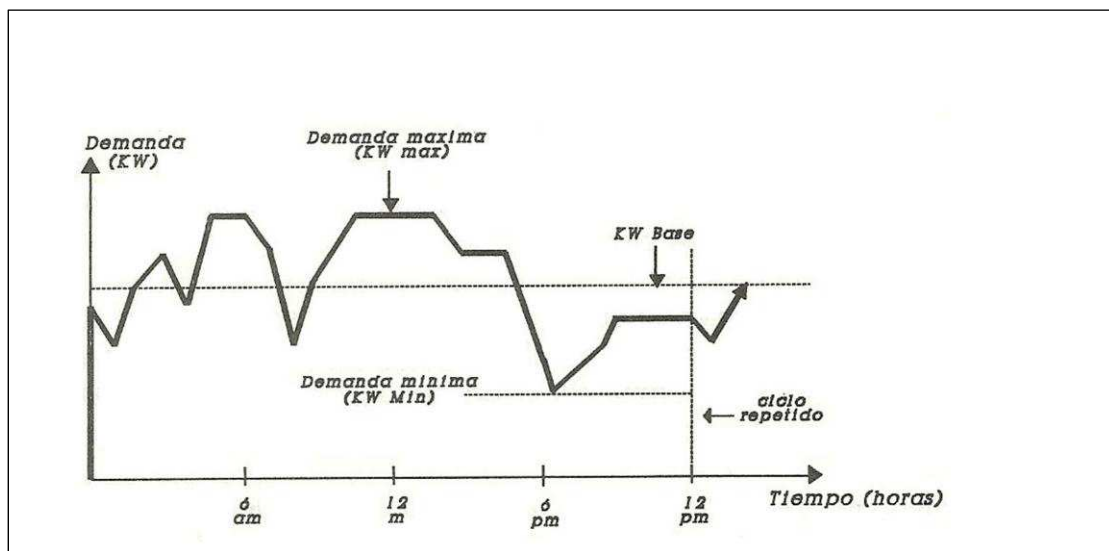


FIGURA 2.14 Curva de demanda de una instalación con carga variable

Es posible analizar la demanda y reprogramar la conexión y desconexión de consumidores con el fin de lograr la máxima eficiencia en el funcionamiento, buscando una curva más plana, para evitar o reducir los picos de demanda.

El método de dimensionamiento de un grupo electrógeno con base en la curva de demanda se emplea en aquellas grandes o medianas empresas, ya instaladas, que conectan un gran número y diversidad de consumidores.

En una empresa donde los consumidores (motores) o no-motores) se cuentan por cientos, se hace tedioso elaborar el listado de cargas y mucho más, llenar los cuadros de carga.

En estas empresas, lo corriente es la situación de simultaneidad de conexión, o de aparatos que trabajen al tiempo, o de motores que arranquen aleatoriamente sin secuencia especial.

Para una situación tan complicada como esta, la solución al problema de dimensionamiento es la curva de demanda.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

1. Se hace un listado de los motores más grandes de la instalación, descartando el más pequeño entre grupos de dos que no puedan operar simultáneamente.
2. Se determina el consumo en Kw de cada motor, de acuerdo con los datos de placa o mediciones de campo, y se totalizan (KW_T).
3. Se obtiene la demanda base en Kw de la instalación, la cual se calcula por la siguiente expresión.

$$KVA_{base} = KW_{Max} - KW_T$$

Donde;

KW_{Max} : Es la demanda máxima leída de la curva de demanda.

KW_T : Potencia de todos los motores grandes.

4. Se define si los motores grandes tienen una secuencia de arranque particular o si el arranque es aleatorio.
5. Se define si existe la posibilidad de arranque simultáneo de dos o más motores grandes y cuales emplean métodos de arranque a voltaje reducido.
6. Se hace un cuadro de cargas para los motores grandes, similar al de la figura 3.8.
7. Se procede al dimensionamiento con base en la caída de voltaje, como ya se ilustró para el ejemplo anterior, tomando la potencia base calculada y asumiendo una posible secuencia de arranque.

Si no es posible establecer secuencia de arranque debe considerarse la situación peor, que consiste en dejar el motor más grande para el último arranque. En este caso debe pensarse seriamente en la posibilidad de implementarse un arrancador a voltaje reducido, si no lo tiene.

La potencia del generador (Kw), que resulta de aplicar este procedimiento, debe ser con mínimo igual al valor de la demanda máxima en Kilovatios que indica la curva de demanda, es decir:

$$Kw = KW_{Max}$$

Para determinar los KVA del generador se aplica la expresión:

$$KVA = \frac{KW}{0.8}$$

Se recomienda medir el factor de potencia durante el tiempo que dura la demanda máxima. Si el valor es ≥ 0.8 , el tamaño de generador (KVA) queda definido por la expresión anterior. Si es menor de 0.8, lo pertinente es hacer una corrección del factor de potencia de la instalación, para evitar el sobre costo que implica el escoger un grupo electrógeno de mayor tamaño.

La duración de la demanda máxima es un dato valioso para la selección del grupo electrógeno ya que ello puede definir su funcionamiento como "Prime" o "Stand-by".

De la curva de demanda, también se puede deducir si el grupo electrógeno va a funcionar con carga constante o con carga variable, lo cual es importante para completar y definir su categoría de empleo.

Muchos fabricantes suministran a usuarios y futuros clientes, programas de computador que realizan los cálculos de dimensionamiento aquí anotados. Estos programas son una ayuda valiosa especialmente cuando los datos y la información a considerar son voluminosos. Evidentemente, los resultados están orientados a recomendar un equipo de marca.

2.4 EL GENERADOR

El generador de un grupo electrógeno es la máquina que convierte la energía mecánica rotativa del motor diésel en energía eléctrica, mediante fenómenos de inducción electromagnética.

El generador recibe el nombre de la máquina sincrónica ya que en condiciones estacionarias la velocidad a la cual gira es impuesta y definida por la frecuencia del sistema eléctrico sobre el que opera.

El generador se conoce también como **ALTERNADOR** pues que la salida suministra potencia de corriente alterna.

Como la mayoría de las máquinas giratorias, la máquina sincrónica puede funcionar como generador o como motor.

La generación de energía eléctrica en todos los países es suministrada casi en su totalidad por alternadores o generadores sincrónicos.

Las máquinas sincrónicas pueden ser monofásicas o polifásicas. La máquina predominante es la trifásica pero los principios son aplicables a cualquier número de fases.

2.5.1 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS

El generador consta básicamente de dos componentes principales.

1. El conjunto giratorio, denominado ROTOR.
2. El conjunto estacionario, denominado ESTATOR.

Tanto el rotor como el estator están conformados por devanados. Uno de ellos se denomina **INDUCIDO** y el otro **CAMPO**. En bornes del devanado del inducido se obtiene el voltaje generado. En bornes del devanado de campo se aplica una señal de corriente directa para producir un campo magnético. El inducido puede estar conformado por varios devanados, según el número de fases.

Los generadores usan dos métodos para inducir voltaje en bornes. Un método es el del **INDUCIDO ROTATORIO** y el otro el del **CAMPO GIRATORIO**.

En el método del inducido rotatorio, el devanado del inducido se hace girar en un campo magnético estacionario producido por el devanado de campo. En el método del campo giratorio se hace girar un campo magnético para inducir un voltaje en un devanado estacionario o de inducido.

En los generadores pequeños (menos de 25 Kw) es posible usar el sistema de inducido giratorio. En los medianos y grandes generadores se usa siempre el sistema de campo giratorio. Este último arreglo es preferible por un número de razones:

- Con aumentos de potencia, se hace cada vez más difícil transferir dicha potencia a la carga a través de los anillos deslizantes. La potencia del campo es por el contrario un pequeño porcentaje de la potencia del inducido, lo cual no dificulta su transferencia a través de los anillos.
- El peso y el volumen del inducido de los generadores es sustancialmente mayor del que tiene el campo. Esto hace que las fuerzas mecánicas que actúan sobre el rotor sean menores con un campo rotatorio.
- Los devanados del rotor deben asegurarse contra fuerzas electromagnéticas y si gira, contra la fuerza centrífuga. El anclaje y la fijación resulta más fácil cuando los devanados del inducido se encuentran en el estator.

- Los devanados del inducido de los generadores se pueden refrigerar más fácil cuando estos estacionarios.

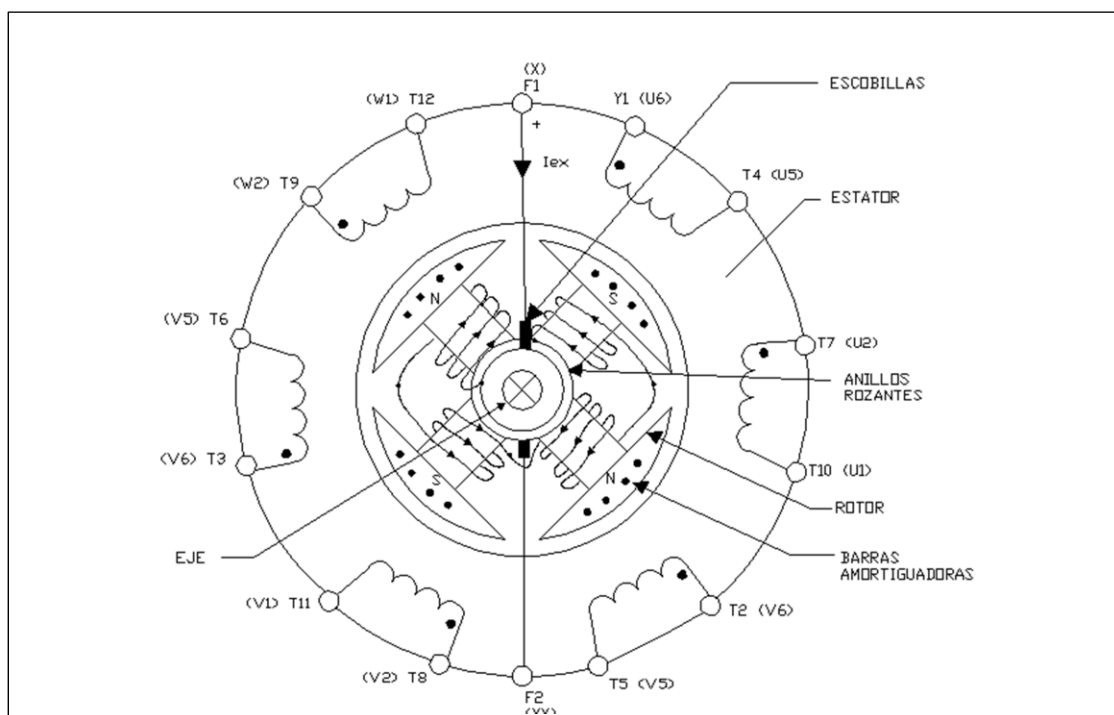
Cuando se tiene un generador de campo giratorio este puede ser ya sea del tipo de **ROTOR CILINDRICO O LISO** o bien del tipo de **POLOS SALIENTES**.

El primer tipo se usa en máquinas de alta velocidad (o frecuencia) tales como generadores de turbina. El segundo tipo es adecuado para generadores de baja velocidad ($W \leq 1800$ RPM) en generadores hidráulicos y grupos electrógenos diésel.

Además de los devanados de inducido y campo, las máquinas sincrónicas tienen **BARRAS AMORTIGUADORAS** en el rotor. Estas operan durante los transitorios y en el arranque, proporcionando par de arranque o produciendo corrientes inducidas que tienden a restaurar la velocidad sincrónica ante cualquier desviación.

En la figura 2.14 se ilustra un generador de polos salientes e inducido estacionario, cuyo rotor está formado por un electroimán de cuatro polos de polaridades alternas norte y sur.

El devanado del rotor recibe corriente continua (I_{ex}) a través de los anillos y las escobillas.

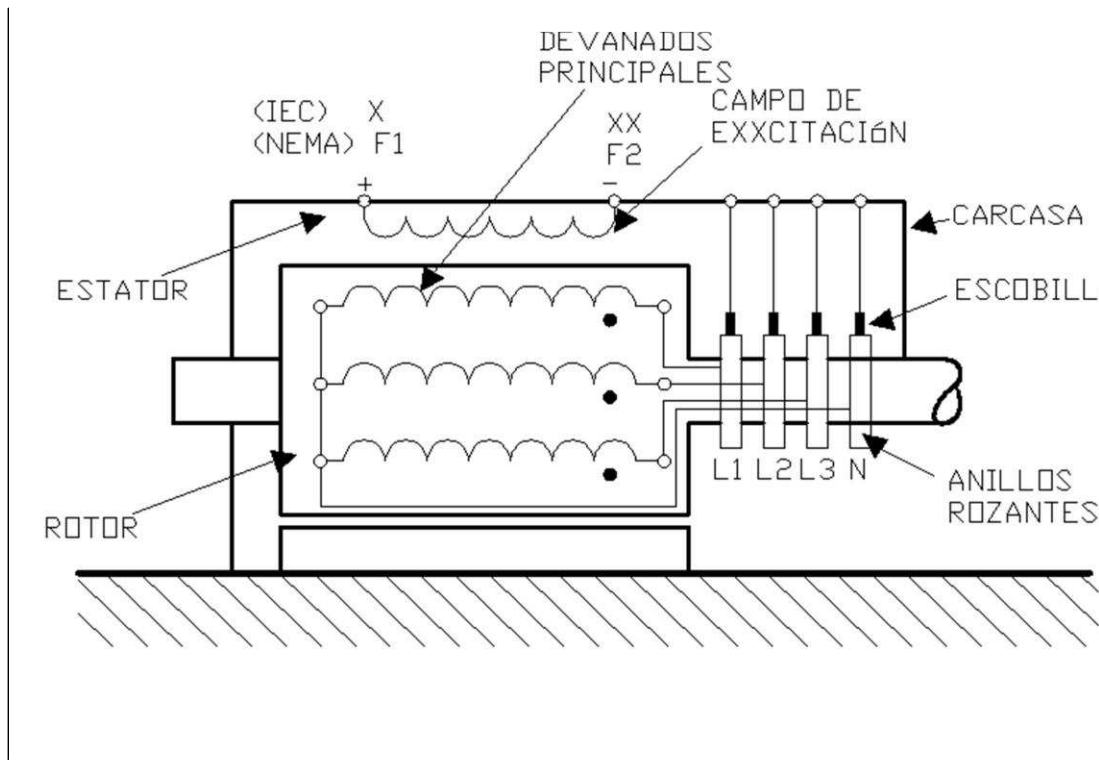


Los bornes de los devanados están marcados según normas NEMA e IEC de uso generalizado.

En la figura 2.15 se muestra un generador de inducido rotatorio y campo estacionario. Como ya se anotó, esta construcción está restringida a máquinas pequeñas.

Con una máquina de inducido estacionario resulta fácil obtener diferentes voltajes de salida ya que en la construcción estandarizada de dos devanados por fase permite múltiples conexiones. Esto no es posible en las máquinas de inducido giratorio que se construyen generalmente con un solo devanado por fase.

FIGURA 2.14 Generador de campo giratorio
FIGURA 2.15 Generador de inducido rotatorio



2.5.2 CONEXIONES DE LOS DEVANADOS DEL GENERADOR DEL GENERADOR

En generadores de inducido estacionario de doble devanado por fase, como se indica en la figura 2.16, se tiene gran flexibilidad para obtener diferentes voltajes de salida en bornes, mediante conexiones estrella-delta con devanados conectados en serie o en paralelo.

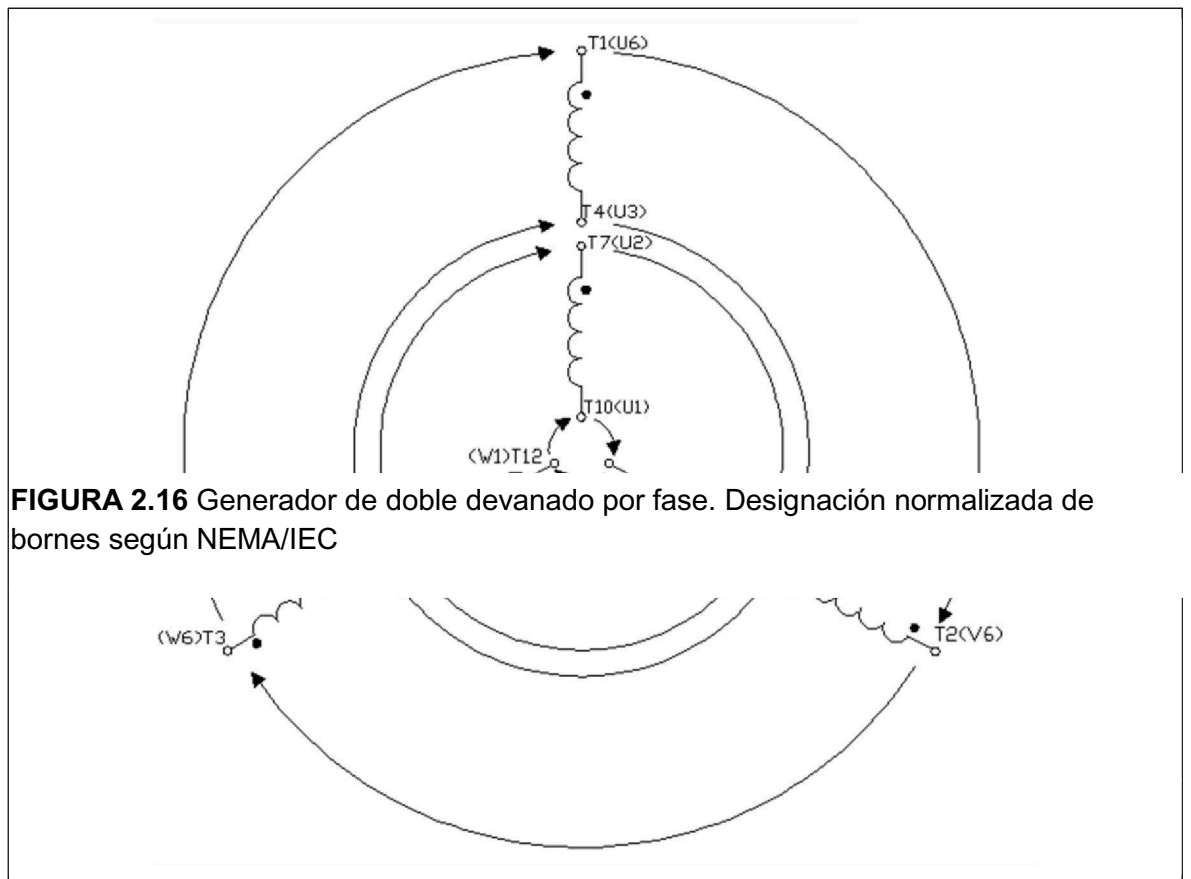


FIGURA 2.16 Generador de doble devanado por fase. Designación normalizada de bornes según NEMA/IEC

Las conexiones se efectúan generalmente en la caja de bornes del generador, y el valor final del voltaje se puede establecer dentro del rango seleccionado, mediante un ajuste del regulador de voltaje.

Algunos generadores vienen disponibles con los doce conductores terminales de devanados al exterior; otros se entregan de fábrica con preconexiones internas de tres bobinas en estrella, lo cual simplifica el conexionado a realizar.

Los fabricantes suministran información al usuario en la forma de un **DIAGRAMA DE CONEXIONES** para que éste pueda efectuar sin contratiempos las uniones requeridas. Los empalmes se efectúan algunas veces mediante barras de cobre que forman puentes, y en otras, por medio de tornillos y tuercas de presión que sujetan los bornes terminales de cobre garantizando uniones eléctricamente conductoras y mecánicamente fuertes. Dichas uniones se revisten de cintas aislantes para evitar la posibilidad de cortocircuito.

En la figura 2.17 se muestra la conexión **ESTRELLA-SERIE**, denominada también conexión de **ALTA**, que permite obtener un voltaje línea a línea entre 416 y 480v, ajustable con el potenciómetro de ajuste de voltaje del regulador automático de voltaje del generador.

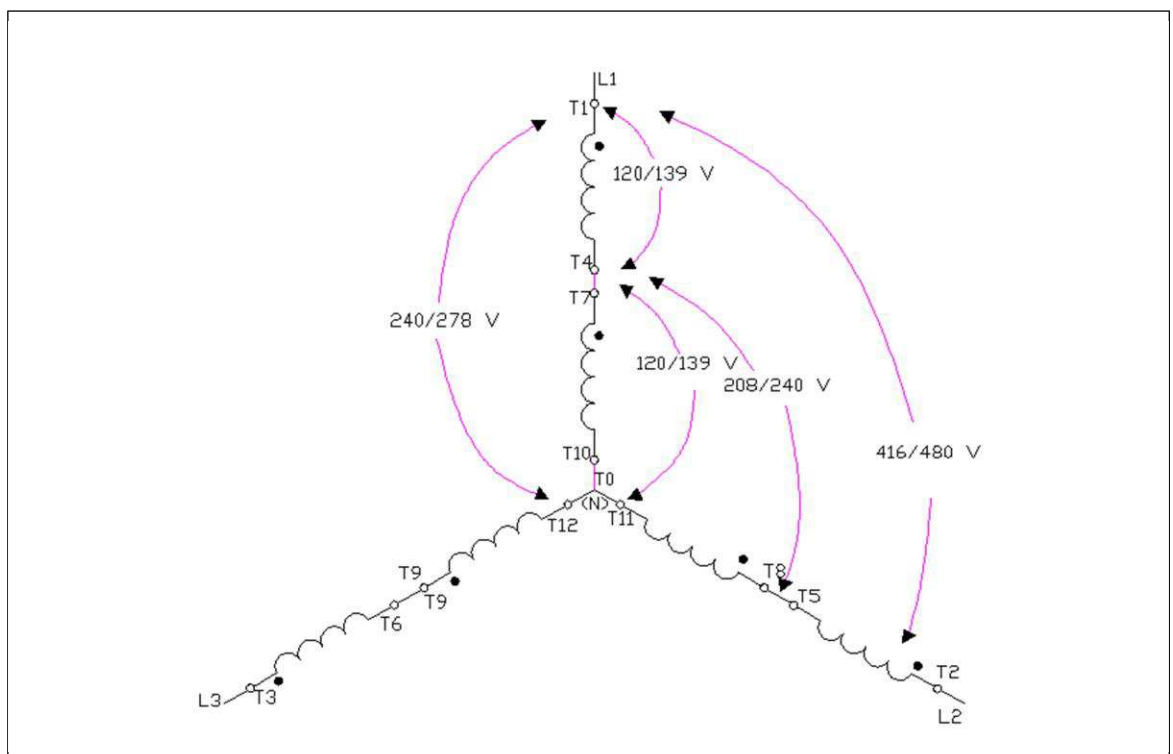


FIGURA 2.17 Conexión de “alta”

Otra conexión posible es la denominada **ESTRELLA PARALELO** conocida también como conexión de **BAJA**, la cual se muestra en la figura 2.18. Esta conexión permite obtener un voltaje línea a línea entre 208v y 240v, o un voltaje línea a neutro entre 120v y 127v, ajustable con el potenciómetro de ajuste del regulador de voltaje.

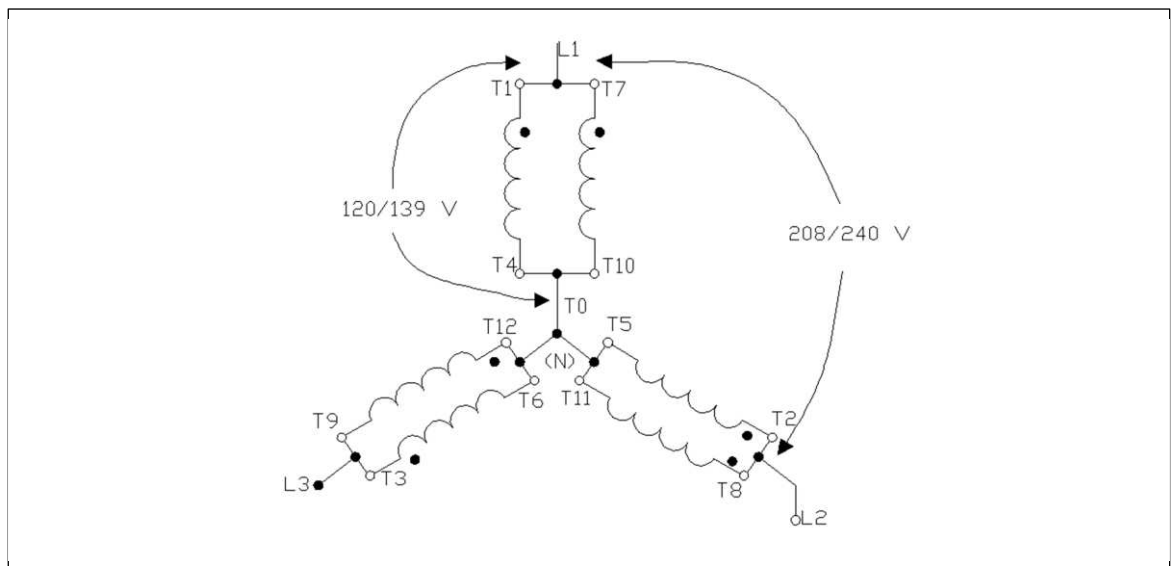


FIGURA 2.18 Conexión de baja

Por diseño, los devanados de cada fase están dimensionados para un voltaje nominal de 120 voltios que puede extenderse hasta 139v mediante ajustes en el regulador de voltaje. Esto proporciona un rango muy amplio de voltajes lo que permite acomodar el generador del grupo electrógeno a cualquier requerimiento industrial o uso particular.

Los generadores trifásicos pueden utilizarse para alimentar cargas monofásicas bifilares o trifilares, aunque no sea esta la opción de trabajo más adecuada. Cuando un generador trifásico alimenta una carga monofásica trifilar (dos líneas-neutro), sólo es posible aprovechar un máximo de dos terceras partes de su capacidad nominal.

Para evitar el desequilibrio térmico garantizando una temperatura más uniforme en toda la estructura metálica del generador, es conveniente hacer que todos los devanados del generador trabajen y aporten KVA a la carga. Esto se consigue conectando los devanados del generador en conexión delta-serie y zigzag-paralelo como se muestra en la figura 2.19 y 2.20.

No se recomienda emplear grupos electrógenos trifásicos para alimentar cargas monofásicas. Su mayor tamaño y consumo de combustible hacen la operación antieconómica.

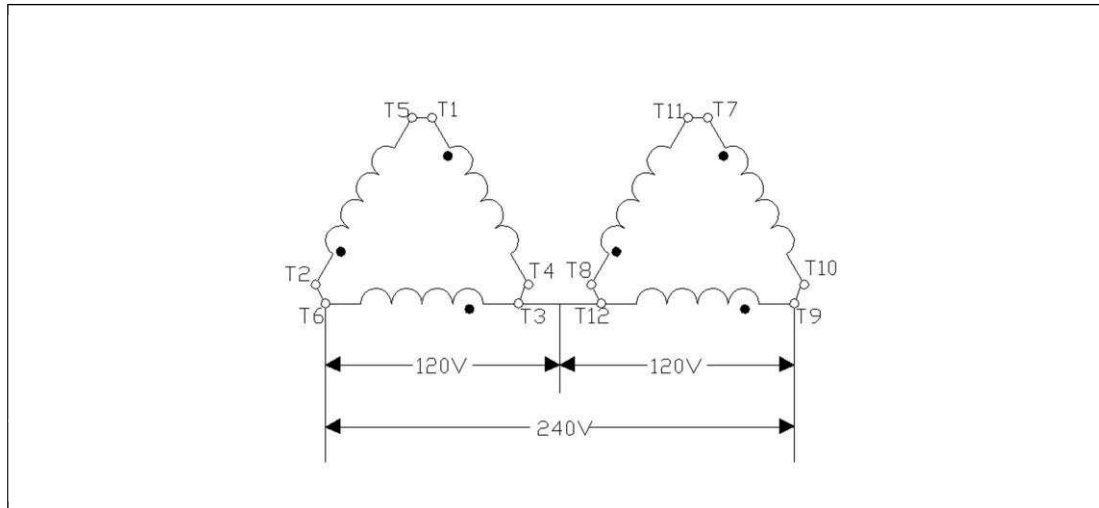


FIGURA 2.19 Conexión monofásica trifilar (delta-serie)

Muchas otras conexiones son posibles para los devanados de un generador trifásico. La conexión delta (serie o paralelo), aunque se utiliza con alguna frecuencia, no tiene la acogida ni la generalidad de la conexión estrella, que da la posibilidad de los voltajes de fase cuando se utiliza el neutro.

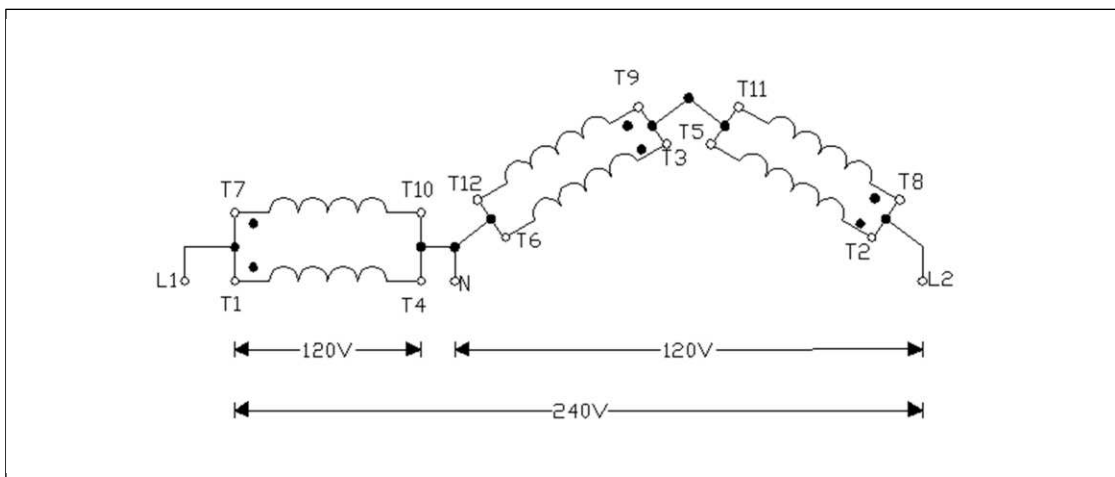


FIGURA 2.20 Conexión monofásica trifilar (Zig – Zag paralelo)

En las figuras mostradas anteriormente, los puntos en los terminales de los devanados señalan su polaridad instantánea, la cual debe ser respetada al efectuar las conexiones serie o paralelo entre los devanados. Una conexión incorrecta de los bornes terminales puede originar, en el peor de los casos, cortocircuitos internos que destruyen el generador.

La caja de bornes de los generadores empleados en grupos electrógenos cuenta generalmente con espacio suficiente para manipular con comodidad los cables terminales del generador, así como para instalar interiormente el regulador de voltaje, el interruptor automático y otras opciones.

Para reducir al mínimo la transmisión de vibración, se usa conductor portacables flexibles al efectuar las conexiones eléctricas del generador.

Es exigencia de norma la conexión a tierra de la carcasa del generador por medio de un conductor cuyo calibre, según la norma 2050 del Código Eléctrico Nacional Colombiano, se indica en la tabla #9 del apéndice.

La conexión a tierra previene posibles daños en la integridad física de las personas ante una falla eléctrica del generador.

La norma NFPA 70-1984, (Artículo 250, sección 94), que es recomendada ampliamente por los fabricantes, establece los requisitos para la puesta a tierra del generador de un grupo electrógeno.

ANOTACIONES GENERALES SOBRE GENERADORES DE GRUPOS ELECTRÓGENOS

- Las potencias nominales y las características electromecánicas de los generadores, son establecidas por normas internacionales que son de obligatoriedad para los fabricantes en sus respectivos países. Algunas de estas normas son: IEC 34.1, BS 5000/99, VTE 51100, NEMA MG1-22, VDE 0530, UTE 100, CSA 22.2.
- Para generadores trifásicos el rango de potencias nominales se extiende desde 10Kw hasta 2500Kw.

- Las condiciones ambientales de referencia para los generadores sincrónicos según la norma IEC, son:
- Temperatura ambiente: 40°C (30°C según NEMA).
Altura: 1000 metros sobre el nivel del mar (674 mmHg).
- Las frecuencias de diseño típicas son 50Hz y 60Hz (400 Hz, en aplicaciones especiales).
- Las velocidades de uso corriente son 1500 RPM (50Hz) y 1800 RPM (60Hz), que corresponden a máquinas de 4 polos. Otras velocidades para 60 Hz son: 1200 RPM, y 900 RPM.
- Los generadores se diseñan para que operen satisfactoriamente con un factor de potencia de la carga entre 0.8 y 1.0. Para un factor de potencia inferior a 0.8, el sistema de excitación se sobrecarga, pudiendo sobrepasar las condiciones o limitaciones del devanado de campo y del regulador de voltaje. Cuanto más tiende a cero el factor de potencia, más se sobrecarga el circuito de excitación.
- Las normas de diseño para generadores establecen que estos puedan soportar excesos en velocidad y sobrecargas. En general, los alternadores deben soportar sin problemas, y por períodos de 2 horas, sobrevelocidades de 1.25 veces la velocidad nominal. También deben soportar sin deterioro de sus devanados sobrecargas hasta el 50%, durante un minuto, y corrientes de cortocircuito trifásico, con un 5% de sobrevoltaje, durante 30 segundos.
- Los generadores son sometidos por los fabricantes a pruebas de aislamiento para sus devanados. La norma NEMA, por ejemplo, establece un voltaje de prueba del 100% por encima de 480 voltios, que es el voltaje máximo línea –línea que se obtiene del generador.
- Los generadores mientras no se especifique lo contrario, se suministran para un sentido de giro anti horario, visto desde el extremo libre.
- A menos que se indique lo contrario, todas las máquinas se suministran para proporcionar una secuencia de fase L1, L2, L3 (U, V,

W), cuando el generador funciona con rotación anti horaria, mirándolo desde el extremo libre.

- La forma de onda del voltaje de salida del generador está limitada generalmente a un máximo de distorsión armónica total (THD) de 3.5%. La mayoría de los fabricantes sin embargo, ofrecen máquinas con valores de distorsión total que no sobrepasa del 2%, bajo condiciones de plena carga.
- Para atender los requisitos de seguridad a las personas y para proteger la estructura interna del generador contra condiciones ambientales desfavorables, los generadores se diseñan conforme a exigencias de protección establecidas por normas. La forma usual de construcción es mediante el empleo de una carcasa metálica que cubre totalmente la parte exterior del generador, con rejillas lateral e inferior para facilitar la ventilación. Esta construcción proporciona protección contra contactos involuntarios y al mismo tiempo lo convierte en un generador a prueba de goteo. Las protecciones más estandarizadas son la IP21 y la IP22 de acuerdo con la norma IEC 34.5. Estas protecciones no son adecuadas para el montaje del generador al aire libre, a menos que se halle protegido por una cubierta.
- Durante el funcionamiento, los generadores no deben interferir los equipos de radio ni los equipos telefónicos, por efecto de los armónicos de alta frecuencia que se originan en la red debido a la operación de los reguladores estáticos de voltaje con tiristores. Las normas exigen el empleo de dispositivos supresores para garantizar la operación satisfactoria dentro de los límites permitidos. Una medida de esa interferencia la establece el factor TIH.
- Los fabricantes de grupos electrógenos, deben garantizar al usuario una buena regulación del voltaje de carga. Esto se logra con el empleo de un buen regulador.
- Con los reguladores estáticos modernos, es posible mantener la regulación de voltaje para valores inferiores al 3% (de 0.5% al 3% típicos), con cambios de carga del 0% al 100%, variaciones de velocidad hasta de +/-5%, y factor de potencia de carga entre 0.8 y

1.0. Los tiempos de respuesta, que definen el tiempo que tarda la máquina en recuperarse ante una perturbación, no sobrepasa generalmente de 250 mseg, con este tipo de reguladores.

- Los devanados de los generadores están diseñados para soportar elevadas temperatura sin deterioro ni merma notable de sus propiedades eléctricas y mecánicas. La norma NEMA, que define las clases de aislamiento para máquinas eléctricas es de gran aceptación entre los fabricantes.
- Las clases de aislamiento F y H son los de uso corriente, siendo la clase H más exigente que la F.
- Para lograr el aislamiento de los devanados tanto rotóricos como estáticos se emplean resinas epóxicas termoendurecibles, fibra de vidrio, barnices y otros materiales, todos ellos resistentes a la humedad, aceites, hongos y ácidos.
- Para garantizar una penetración total de las resinas y barnices en los devanados, se emplean métodos de impregnación al vacío y procesos térmicos de ciclo controlado que aseguran un perfecto secado.

2.5.3 CONSTRUCCIÓN MECÁNICA

Los generadores para grupos electrógenos son todos de eje horizontal sobre cojinetes de rodamiento, autoventilados y con núcleos magnéticos de acero al silicio de baja pérdida.

En todos ellos (cuando se trata de generadores autoexcitados de excitatriz rotativa), la excitatriz va montada coaxialmente al generador.

Para generadores de un cojinete, el generador y el motor se acoplan mediante discos flexibles de empalme, que garantizan una coaxialidad y alineación perfecta y una mínima vibración rotacional.

Para generadores de dos cojinetes, el acople directo entre el generador y el motor es más crítico y se realiza generalmente mediante acoples tipo brida con separadores de caucho para evitar la distorsión durante el

funcionamiento, lo cual perturbaría los rodamientos y posiblemente crearía vibraciones.

Los soportes extremos del generador se fabrican generalmente de hierro fundido para dar la rigidez necesaria y para sostener adecuadamente los rodamientos. La mecanización de la estructura permite distintas sujeciones a diferentes tipos de apoyo.

En los generadores, el conjunto rotor lleva incluido un ventilador de fundición de aluminio que aspira aire a través de las rejillas frontales y laterales, lo pasa por la superficie de los devanados del excitador y de inducido y luego lo expulsa a través de la malla de ventilación cerca al extremo de acople al motor. Este sistema de refrigeración resulta muy eficaz ya que distribuye uniformemente el aire por todo el interior del generador. En todos los generadores el devanado de campo rotórico principal está enrollado en capas y bien acuñado para soportar las fuerzas de rotación y el conjunto rotórico completo, que incluye también las barras amortiguadoras, es dinámicamente balanceado.

Tanto el motor como el generador se montan sobre una base metálica de apoyo, rigidez adecuada, que sostiene el grupo motogenerador por medio de soportes elásticos para eliminar la transmisión de vibraciones sobre la misma y por consiguiente también sobre el piso.

2.5.4 PRUEBAS DE AISLAMIENTO DEL GENERADOR

Los generadores que están fuera de servicio por algún tiempo, en lugares sin calefacción y húmedos pierden aislamiento y antes de volver a ponerlos en servicio se recomienda limpiarlos y secarlos.

Un método de comprobación y de aceptación general, consiste en medir la resistencia de cada devanado con respecto a la carcasa y a los restantes devanados y luego calcular la resistencia de aislamiento mínima aceptable por la expresión:

$$R_{MIN} = \left[\frac{V_{L-L}}{1000} + 1 \right]$$

Donde;

V_{L-L} : Voltaje entre líneas del generador.

R_{min} : Resistencia mínima de aislamiento, expresada en megaohmios.

CAMBIO DE FRECUENCIA

El cambio de frecuencia en un generador, y por consiguiente el de la velocidad, trae consigo una variación de la potencia que puede entregar la máquina.

Sin embargo, no siempre los instrumentos de medida y el interruptor automático que protege al generador están ajustados para el cambio. Este hecho debe ser previamente verificado.

También es necesario tener presente que un cambio de frecuencia implica reajustar la bomba de inyección y ajustar la salida de voltaje del generador al valor escogido para funcionar.

El paso de 50Hz a 60Hz comporta un ligero aumento de potencia del generador. El paso de 60Hz a 50Hz comporta, por el contrario, una disminución de la potencia de generador. A igualdad de voltaje nominal, es necesario efectuar un reajuste de la corriente de excitación recurriendo a los dispositivos de ajuste que tiene el regulador.

Los cambios de frecuencia sólo se justifican en casos muy particulares, siendo la opción menos comprometedoras para el conjunto motor-generador aquella que representa el paso de 60Hz a 50Hz.

2.5.5 ANOTACIONES COMPLEMENTARIAS SOBRE MANTENIMIENTO DE GENERADORES

- Aunque los generadores se inspeccionan y se prueban cuidadosamente funcionando antes de salir de la fábrica, es recomendable verificar el apretado de todos los pernos y el aislamiento de los cables.

- La tierra y el polvo son los enemigos comunes de un generador. Para la limpieza puede emplearse aire comprimido seco de aproximadamente 30 PSI para soplar el interior del generador.
- Las acumulaciones de polvo y tierra no solo contribuyen a la avería del aislamiento, sino que también pueden aumentar la temperatura al restringir la ventilación y bloquear la disipación de calor en las superficies de la carcasa y devanados. Algunas máquinas están expuestas a acumulaciones de materias como talco, pelusas, polvo de cemento, los que pueden obstruir la ventilación. Los tipos más dañinos de materias extrañas incluyen polvo de carbón y virutas metálicas que forman una película conductora encima del aislamiento. Las máquinas que funcionan en lugares sucios deben desmontarse y limpiarse periódicamente.
- Para la limpieza de los componentes eléctricos puede emplearse un diluyente suave derivado del petróleo que quite con facilidad la suciedad de grasa y aceite. El diluyente no debe atacar los barnices del aislamiento.
- Los componentes eléctricos después de la limpieza o almacenamiento, deben secarse antes de ponerlos en servicio si las pruebas indican que la resistencia de aislamiento está por debajo del valor mínimo aceptable. Son varios los procedimientos de secado que pueden emplearse. El secado al horno o el secado con este método no sobrepasa de 30 minutos generalmente, aunque es conveniente repetir el procedimiento dos o tres veces, dejando enfriar previamente la máquina, para evacuar totalmente la humedad.
- Es de uso corriente entre fabricantes que los generadores lleven cojinetes de bolas herméticos que no requieren cuidado alguno. Solamente cuando se emplean cojinetes de rodillos o de bujes se hace necesario una lubricación periódica de los rodamientos, según indicaciones que se dan en los manuales de la máquina.

2.6 REGULACIÓN Y CONTROL DE LA EXCITACIÓN EN EL GENERADOR

La amplitud máxima del voltaje de salida de un generador (V_m), dependerá básicamente de la velocidad de la máquina y del flujo de excitación:

$$V_m = KN\phi_{ex}W$$

Donde;

$$W = 2\pi f$$

f: Es la frecuencia (en Hz) de la señal de voltaje inducido.

V_m: Amplitud máxima del voltaje.

Y también, el voltaje inducido por fase es:

$$V_g = V_m \text{ Sen } 2\pi ft$$

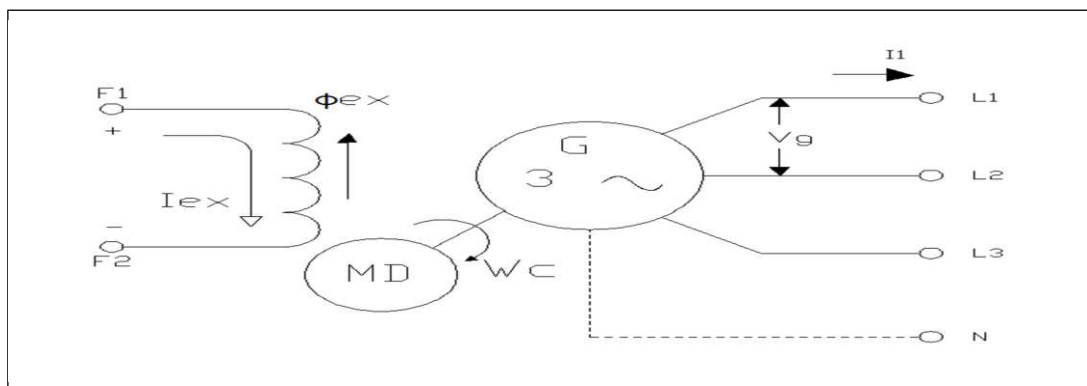
Si mantenemos constante la velocidad del generador, el voltaje de salida sólo dependerá del flujo de excitación:

$$V_g = K_1\phi_{ex} \text{ Sen } 2\pi ft$$

O lo mismo, de la magnitud de la corriente continua que circula por el devanado de campo, es decir:

$$V_g = K_2 I_{ex} \text{ Sen } 2\pi ft \quad (2.1)$$

Como puede deducirse de la ecuación 2.1, la condición que impone el sistema, de mantener constante el voltaje de salida del generador ante las variaciones de carga, es posible lograrla ajustando en forma permanente la corriente de excitación, I_{ex} , que circula por el devanado de campo (bornes F1, F2), como muestra la figura 2.21.



La operación de regulación de la corriente de excitación o de campo puede efectuarse en forma MANUAL o AUTOMÁTICA.

El circuito de regulación manual de la figura 2.22, presenta una forma simple de excitar un generador.

La alimentación se obtiene de la misma batería del grupo electrógeno y, mediante el reóstato Rv se modifica la corriente de excitación para mantener el voltaje de salida del generador sustancialmente constante ante las variaciones de la carga.

Este método de regulación, resulta bastante tedioso y sólo es recomendable para carga constante. Para cargas de magnitud y factor de potencia variable, la acción de control se complica para el operario dando como resultado una deficiente regulación del voltaje en la carga.

La cantidad de potencia de corriente continua requerida por el campo varía no solamente con los KVA nominales del generador sino también con la velocidad a la cual gira la máquina. El número de polos necesarios para una frecuencia de 60 Hz aumenta a medida que disminuye la velocidad y como puede deducirse de la ecuación 5.1, las velocidades bajas demandan más potencia de excitación para idéntico voltaje del generador. Para máquinas normalizadas, los voltajes de excitación en el devanado de campo principal son del orden de 2% a 6% de la potencia en Kw del generador a 1800 RPM; para velocidades menores (180 RPM por ejemplo), la potencia de excitación se puede elevar a valores significativos del orden de 15% de la potencia en Kw del generador.

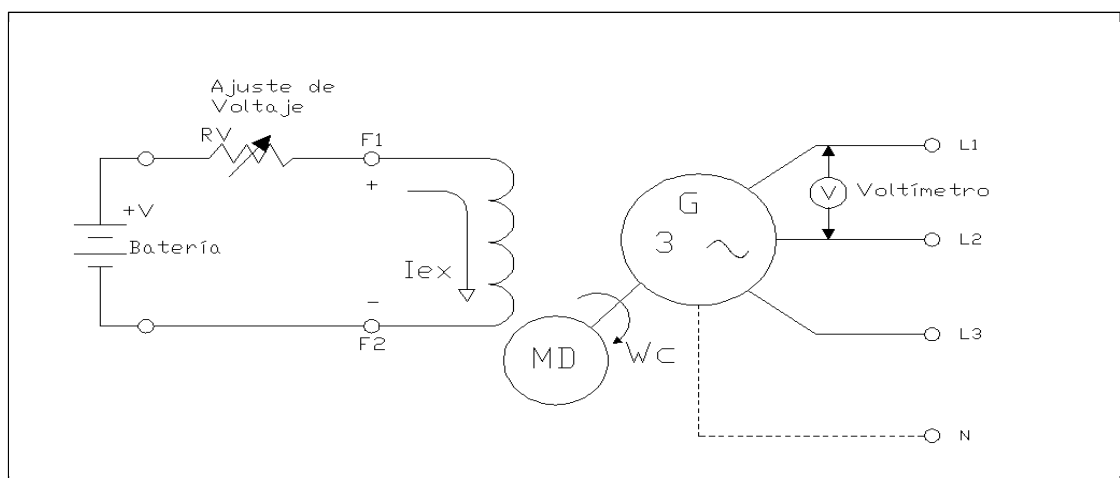


FIGURA 2.22 Regulación manual de excitación independiente

conmutador y escobillas para luego introducirse al campo principal del alternador por medio de escobillas y anillos deslizantes.

Los contactos de escobillas en este sistema, no son ideales y son imprácticos para grandes generadores sincrónicos cuando la corriente de excitación requerida sobrepasa de cierto valor. El sistema puede mejorarse sustancialmente mediante el uso de una excitatriz de corriente alterna, en lugar del generador de corriente continua.

De acuerdo a la figura 2.23, el voltaje en bornes del generador puede controlarse ajustando la corriente del devanado de campo del generador de corriente continua, el cual genera el voltaje de salida por autoexcitación. El reóstato de campo conectado en la forma indicada tiene la ventaja de que maneja una corriente muy reducida, situación contraria si dicho reóstato estuviera intercalado en el circuito del campo principal. El sistema mostrado, lo mismo que en el caso anterior, no garantiza una buena regulación del voltaje de salida del generador, de ahí que su aplicación está restringida a aplicaciones donde las variaciones de salida del generador, de ahí que su aplicación este restringida a aplicaciones donde las variaciones de la carga sean ligeras, o se tenga carga constante.

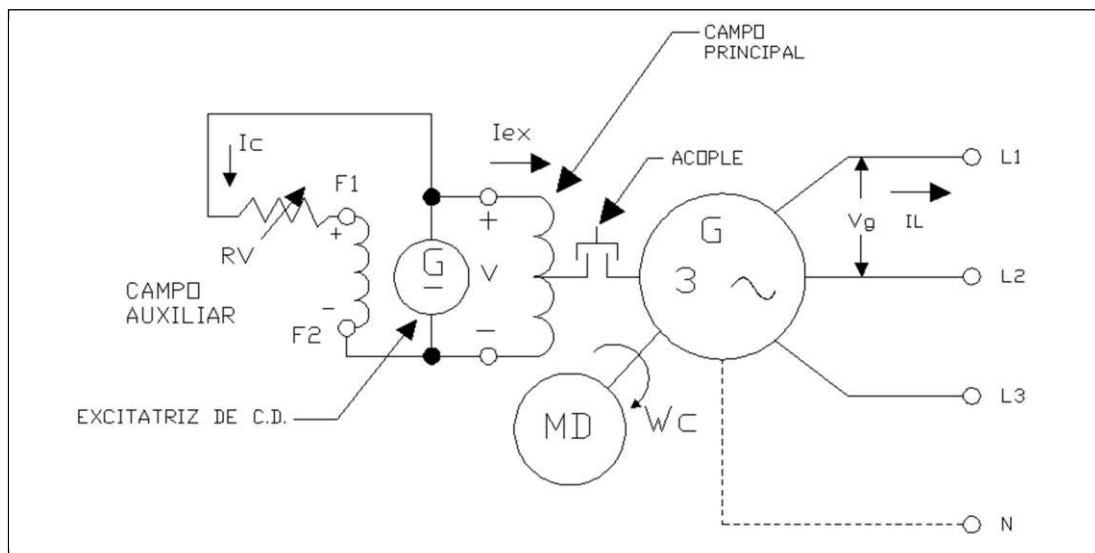


FIGURA 2.23 Sistema de excitación con máquina excitatriz de corriente continua.

En la mayoría de los generadores sincrónicos se puede aplicar el método de **AUTOEXCITACIÓN** para obtener la corriente de campo que demanda la máquina en su funcionamiento.

En la figura 2.24 se ilustra el principio básico de autoexcitación para generadores, aprovechando el pequeño voltaje generado en bornes de la máquina debido a la remanencia del campo.

El voltaje generado por la remanencia del núcleo del devanado de campo no sobrepasa generalmente de 10v; sin embargo, es suficiente para iniciar el proceso de realimentación que lleva a la máquina a la excitación plena. Cuando se cierra el interruptor, el pequeño voltaje en bornes del generador se aplica al puente rectificador el cual, convertido en un voltaje de corriente continua, se emplea para alimentar el devanado de campo del generador. Mediante el reóstato R_v intercalado en el circuito, es posible regular manualmente la corriente de excitación I_{ex} , y ajustar la salida del generador al voltaje deseado.

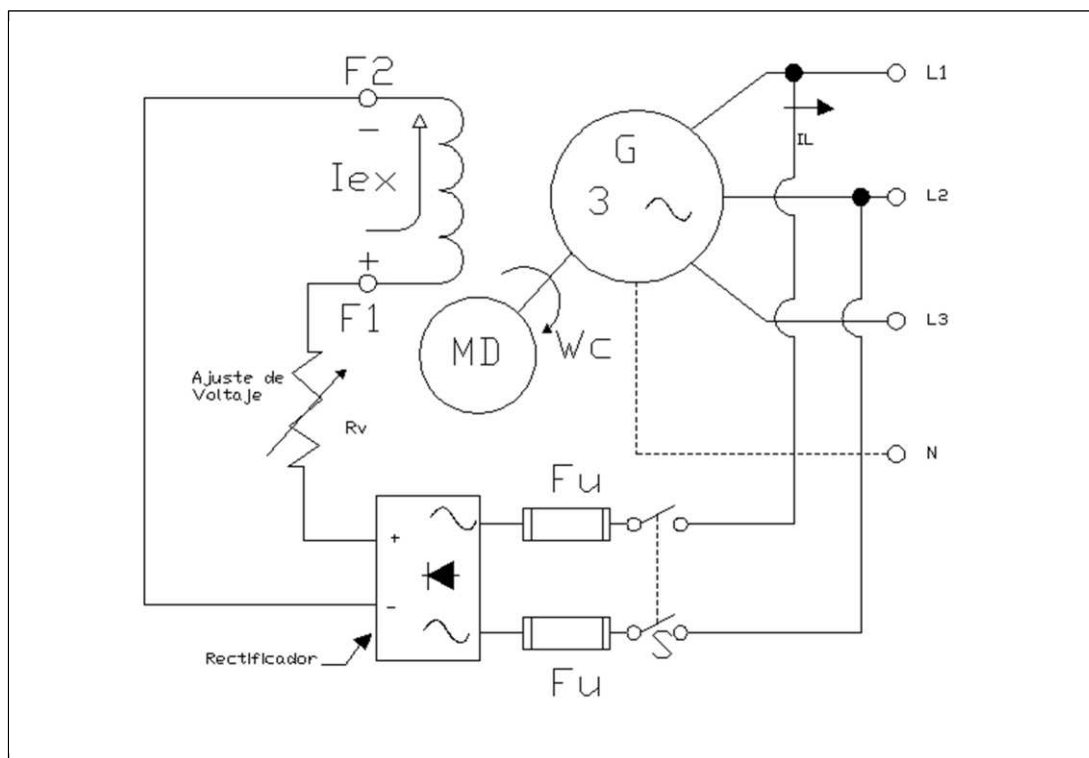


FIGURA 2.24 Principio básico de “autoexcitación” para generadores.

El mismo principio de la autoexcitación puede aplicarse al circuito de la figura 2.23 separando el campo del generador de corriente continua y

alimentándolo directamente de un circuito rectificador conectado a los bornes de salida del generador.

El circuito de la figura 2.24 y cualquier otra versión circuital autoexcitada, está pensando de manera que se alcance la elevación del voltaje en bornes del generador a partir solamente, de niveles residuales.

Los circuitos que proporcionan la corriente de campo a partir del principio de la autoexcitación presentan el inconveniente de que bajo condiciones de cortocircuito, la corriente de cortocircuito toma valores muy reducidos que no permiten la discriminación ni la actuación de los dispositivos de protección.

Es evidente que bajo condiciones de cortocircuito el voltaje en bornes del generador es cero y por consiguiente no puede entregarse ninguna corriente de excitación, I_{ex} , al campo. En consecuencia, al no haber excitación, el establecerse la corriente de carga I_L , que en este caso corresponde a una corriente de cortocircuito.

2.6.1 GENERADORES SIN ESCOBILLAS ("Brushless generators")

Los generadores sincrónicos modernos, particularmente los empleados en los grupos electrógenos, poseen sistemas de excitación sin escobillas que los hacen más confiables y fáciles de mantener. Uno de estos sistemas se ilustra en la figura 2.25.

La excitatriz es un generador trifásico de corriente alterna de campo excitador estacionario e inducido rotatorio. La salida de la excitatriz se aplica a un rectificador trifásico (no controlado) de onda completa en puente, que se monta sobre una estructura rotórica y gira con el eje común del inducido del alternador excitador y el campo del generador principal.

De la figura 2.25 se puede observar que los devanados principales del generador y el de campo auxiliar (o de excitación de la excitatriz) son estacionarios y por consiguiente libres de las limitantes e inconvenientes que

se derivan del empleo de anillos deslizantes y escobillas en los generadores convencionales.

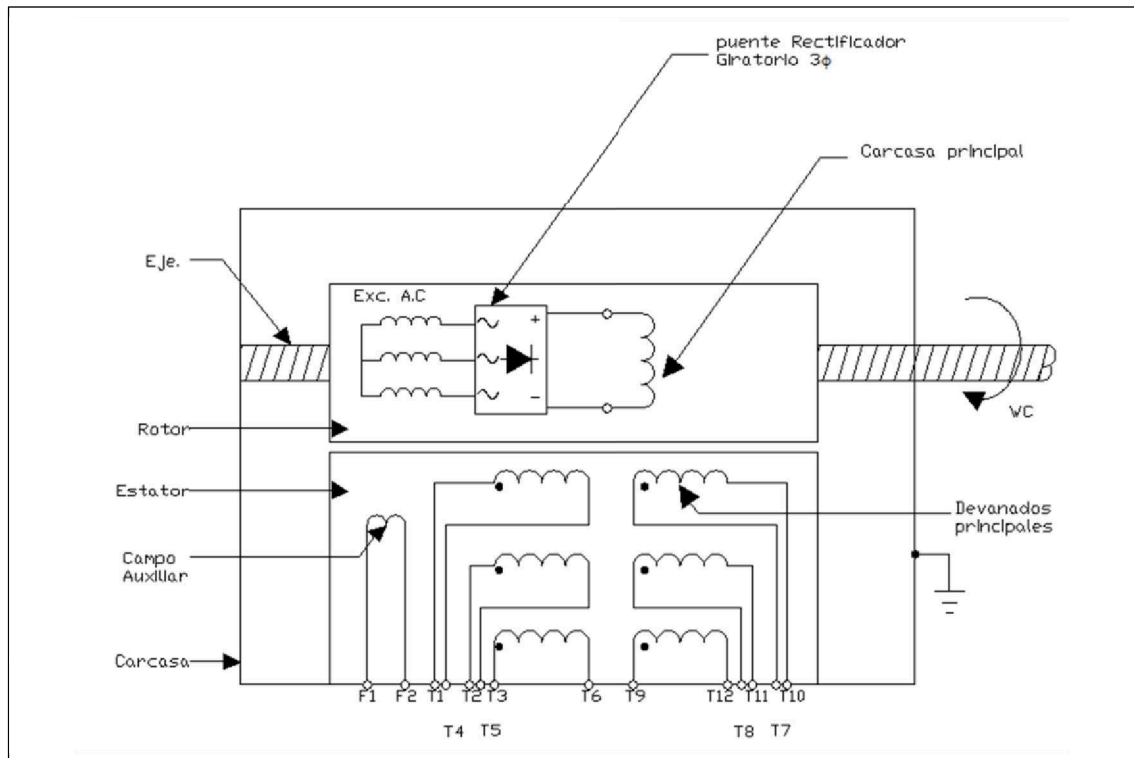


FIGURA 2.25 Generador sin escobillas.

La variación o ajuste del voltaje de salida del generador se efectúa regulado la corriente continua que circula por el devanado del campo auxiliar. Este devanado se alimenta generalmente con voltajes de 62.5v o 125v, y con intensidades de excitación inferiores a 5 amperios. Esto es una ventaja importante porque permite la utilización de reguladores automáticos de voltaje de tamaño pequeño y consumo reducido.

Una característica especial del campo auxiliar es el número mayor de polos que tiene (hasta 10 y más), en comparación con el número de polos del campo principal (4 polos para 1800 RPM). Esto trae consigo que la frecuencia del voltaje inducido en la excitatriz de corriente alterna sea de alta frecuencia, lo que implica que a la salida del rectificador se tiene prácticamente una señal de corriente continua pura, con un rizado

despreciable causado por un armónico –los otros no deben considerarse siquiera- de seis veces la frecuencia de la señal de voltaje de la excitatriz de corriente alterna.

La intensidad de corriente continua para los campos principales de los generadores sin escobillas utilizados en grupos electrógenos se encuentra entre 30 y 150 amperios.

Los diodos empleados en el conjunto rectificador giratorio son del tipo de encapsulado metálico e tornillo como se ilustra en la figura 2.26.

Este tipo de encapsulado facilita el montaje sobre placas metálicas que sirven de disipadores de calor y que en su conjunto conforman el puente rectificador giratorio.

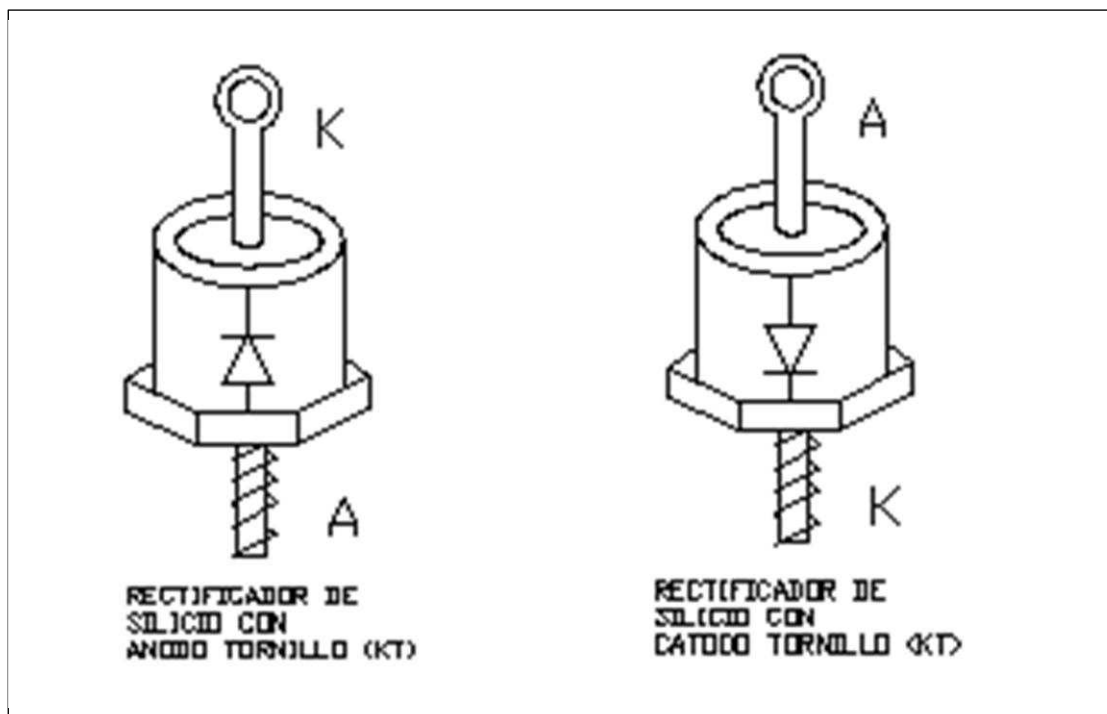


FIGURA 2.26 Rectificador de silicio.

La conexión de los rectificadores para conformar un rectificador trifásico en puente se ilustra en la figura 2.27

El conjunto rectificador tiene conectado a la salida un dispositivo que impide el diseño de los diodos debido a sobretensiones transitorias originadas por efectos secundarios de descargas atmosféricas o fenómenos de conmutación de carga, incluyendo cortocircuitos y problemas de sincronismo cuando la máquina trabaja en paralelo.

El dispositivo utilizado es generalmente un varistor (**METAL OXIDE VARISTOR: MOV**), el cual cambia su resistencia con el voltaje aplicado en bornes.

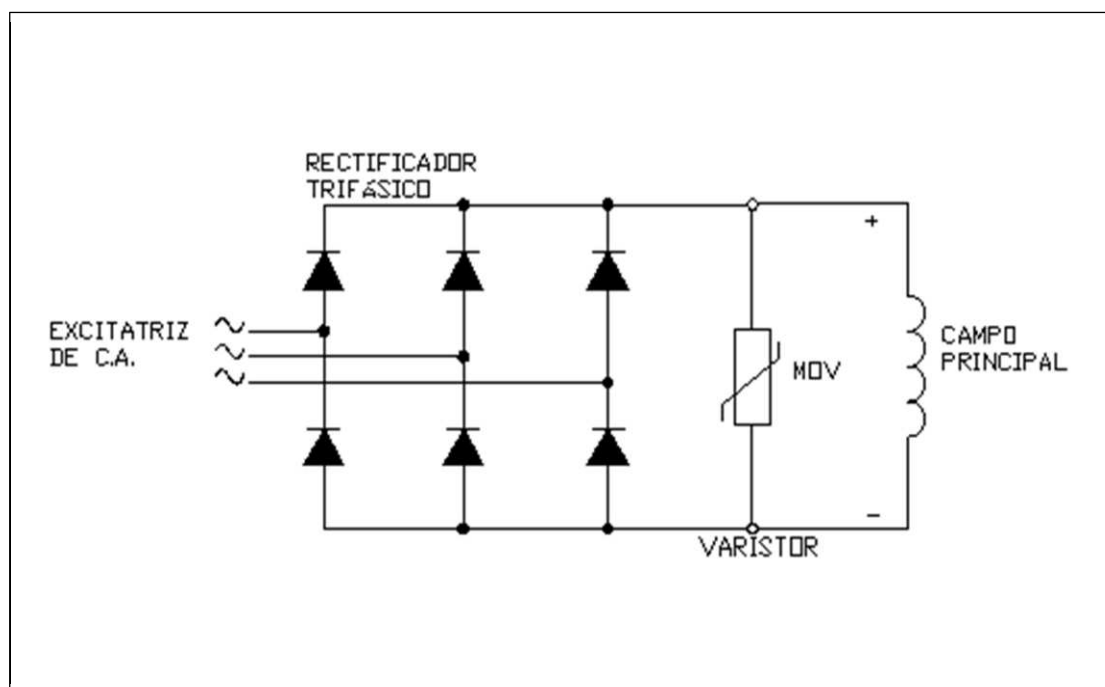


FIGURA 2.27 Rectificador trifásico en puente.

2.6.2 REGULACIÓN AUTOMÁTICA DEL VOLTAJE EN EL GENERADOR DE UN GRUPO ELECTRÓGENO.

El voltaje en bornes de la mayoría de los alternadores se regula mediante un sistema de realimentación que varía la corriente de excitación del campo en respuesta a cambios en la carga.

La regulación de "voltaje" (realmente no es regulación de voltaje sino regulación de la corriente de salida del generador (para mantenerla

constante) conmutando una carga resistiva auxiliar que compensa las variaciones de la carga asociada a los consumidores) basada en la excitación de campo constante y carga secundaria conmutable, sólo se aplica a pequeños generadores hidráulicos, cuya turbina no cuenta con un regulador automático de velocidad.

Esta situación no es aplicable a grupos electrógenos que disponen de un gobernador para controlar en forma automática la velocidad del motor diésel ante las variaciones de carga mecánica.

La regulación automática del voltaje exige un mínimo de elementos que en su conjunto conforman el denominado **REGULADOR AUTOMATICO DE VOLTAJE**.

Los elementos básicos de un AVR (**"AUTOMATIC VOLTAGE REGULATOR"**, en inglés) son:

- Un circuito de **SENSING** o muestreo que mide y realimenta en todo momento las condiciones del voltaje en bornes del generador y detecta cualquier alteración ante los cambios de carga.
- Un circuito detector de error que compara el voltaje del generador con un voltaje de referencia, que representa el valor deseado para el voltaje en bornes del generador.
- Un circuito controlador que realiza una **ACCIÓN DE CONTROL** correctora tomando como entrada la señal de error actuante que entrega el detector de error y produciendo una salida que afecta directamente la corriente de excitación del campo de manera que el error o diferencia inicial tenga la tendencia a anularse y las condiciones del voltaje en la carga se igualen con las de referencia.

Dos son las acciones básicas de control que cumple un regulador de voltaje:

- Cuando hay cambios repentinos en la carga, el regulador debe restaurar el voltaje del generador al valor normal con prontitud y sin oscilaciones prolongadas.
- Para funcionamiento en paralelo, el regulador debe controlar la división de carga reactiva entre las máquinas.

2.6.3 TIPOS DE REGULADORES

Son muchos los reguladores automáticos de voltaje desarrollados para generadores de grupos electrógenos. Sin embargo, todos ellos caen en dos categorías:

- Reguladores de amplitud.
- Reguladores de fase.

Los reguladores de amplitud emplean dispositivos lineales como elementos finales de control para variar la corriente de excitación del campo de la excitatriz, de manera que se realice la acción correctora y el voltaje del generador se mantenga en su valor normal. Estos dispositivos pueden ser resistencias variables o transformadores ajustables.

Los reguladores de fase emplean dispositivos no-lineales, como rectificadores controlados de silicio (SCR), para variar la corriente de excitación del campo de acuerdo a las exigencias que se imponen para el voltaje en la carga.

Los reguladores de voltaje de tipo resistivo, intercalan una resistencia variable en serie con el devanado del campo auxiliar, la cual es accionada por vibradores o electroimanes que responden a las variaciones del voltaje en bornes del generador.

Los reguladores automáticos emplean resistencias variables se utilizaron por mucho tiempo; ahora han caído en desuso y prácticamente solo se construyen reguladores electrónicos de estado sólido con tiristores (SCR).

2.6.4 REGULADORES ELECTRÓNICOS DE VOLTAJE

Los reguladores de voltaje utilizados actualmente en los generadores de grupos electrógenos son reguladores electrónicos de estado sólido, estáticos.

En la figura 2.28 se muestra la conexión típica de un regulador electrónico a un generador. La alimentación y el “sensing” se toman simultáneamente de

los mismos bornes del generador. El regulador proporciona un voltaje variable de corriente continua con el cual se alimenta el campo de la excitatriz.

En este sistema, se emplea el principio de la autoexcitación para levantar el voltaje inducido por la remanencia del campo. El paso inicial de la corriente de excitación refuerza el campo remanente, incrementando en consecuencia el voltaje el voltaje de salida. Una vez establecido y normalizado el voltaje del generador, en un valor de referencia ajustado con el potenciómetro R_v , cualquier variación de la carga produce cambios en el voltaje de salida y el circuito electrónico debe responder modificando la corriente de excitación I_{ex} , para restablecer el voltaje de su valor inicial o de referencia.

La apertura del interruptor S desconecta el regulador y por consiguiente la máquina deje de generar. Se debe seguir este procedimiento siempre que la máquina funcione a baja velocidad ya sea en operaciones de prueba, mantenimiento o precalentamiento, a no ser que el regulador este acondicionado con un circuito de protección de baja frecuencia. Los fusibles F_u sirven de protección tanto del regulador como del campo, para aquellas situaciones en los cuales la máquina se sobreexcita o se da una condición de cortocircuito.

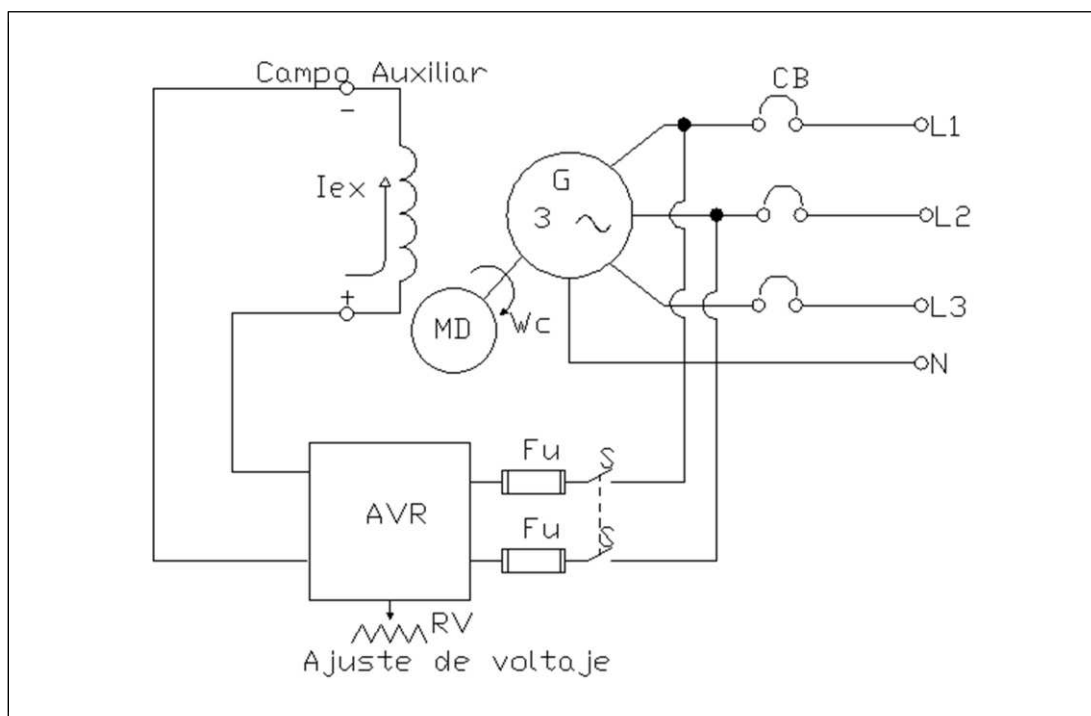


FIGURA 2.28 Conexión básica de un regulador electrónico de voltaje a un generador. (En la figura no se ilustra la excitatriz)

Una característica del sistema mostrado en la figura 2.28 es que ante un cortocircuito en bornes del generador, el regulador de voltaje se queda sin alimentación y por consiguiente se corta la corriente de excitación I_{ex} . Esta situación no es deseada ya que la máquina no puede generar el voltaje inducido V_o , el cual garantiza la circulación de la corriente cortocircuito.

La solución a este inconveniente, que impide el funcionamiento apropiado de las protecciones del generador y la carga, se logra cuando la máquina incorpora un generador de imán permanente (PMG) con el cual se puede alimentar separadamente el regulador de voltaje, como se ilustra en la figura 2.29.

Cualquier situación de cortocircuito, con el generador funcionando a una velocidad W_c , garantiza la circulación de corriente de campo I_{ex} y por consiguiente, el sostenimiento de la corriente de cortocircuito.

Es evidente que ante esta situación el regulador debe limitar la corriente de excitación a un valor de seguridad para no averiar el devanado de campo. La corriente máxima que puede hacer circular un regulador por el campo está definida por la expresión:

$$I_{ex_{Max}} = \frac{V_F}{R_C}$$

Donde;

V_F : Voltaje deforzado (“Forcing voltaje”, en inglés), obtenido para un ángulo mínimo de disparo de los tiristores del regulador, durante un tiempo máximo definido (1 minuto generalmente).

R_C : Resistencia de corriente continua del devanado de campo.

Algunas veces debe intercalarse una resistencia externa (en serie con el campo) para limitar la corriente de excitación a un valor de seguridad.

El circuito de muestreo o “sensing” del regulador de voltaje puede tener una alimentación monofásica o trifásica. En la mayoría de los reguladores prácticos se emplea el “sensing” monofásico pues se supone que el generador actúa sobre cargas trifásicas balanceadas. El “sensing” trifásico garantiza una acción de control más efectiva ante perturbaciones que se den en cualquiera de las líneas que alimentan la carga desde el generador, pero esto, se traduce generalmente en un sobrecosto para el regulador.

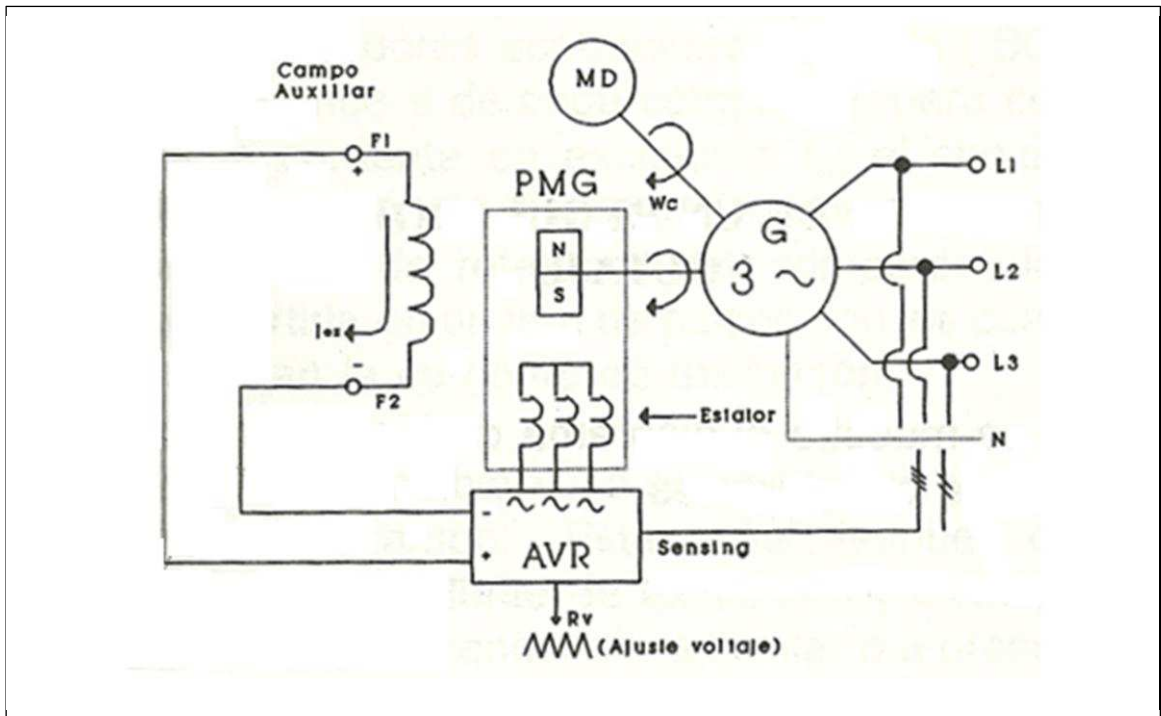


FIGURA 2.29 Generador trifásico con excitador piloto de imán permanente, PMG.

(En la figura no se ilustra la excitatriz)

En la figura 2.30 se muestra las curvas de variación del voltaje del generador con la corriente de carga, para máquinas que tienen o no excitador piloto, PMG. La corriente de cortocircuito, sin excitador piloto, I_{SC} , debida únicamente a la remanencia del campo, no es suficiente para activar la protección del generador.

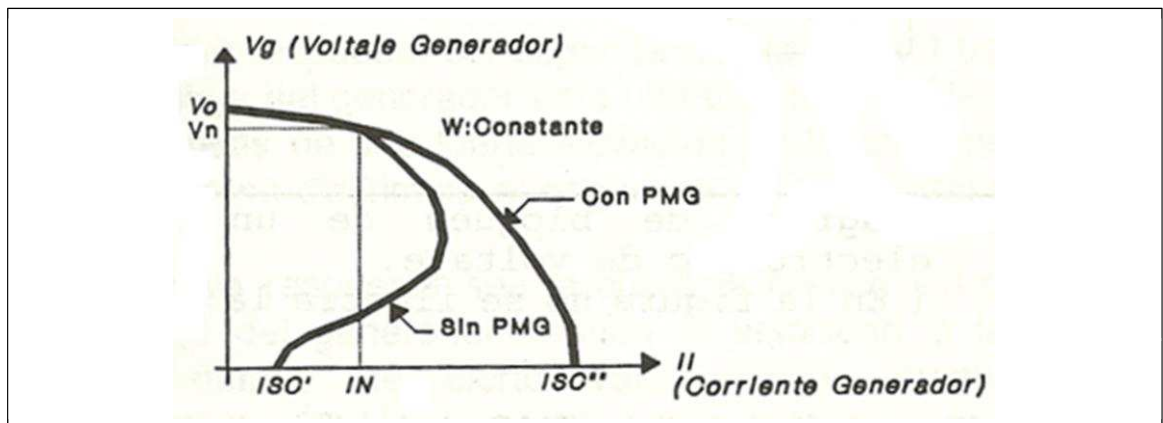
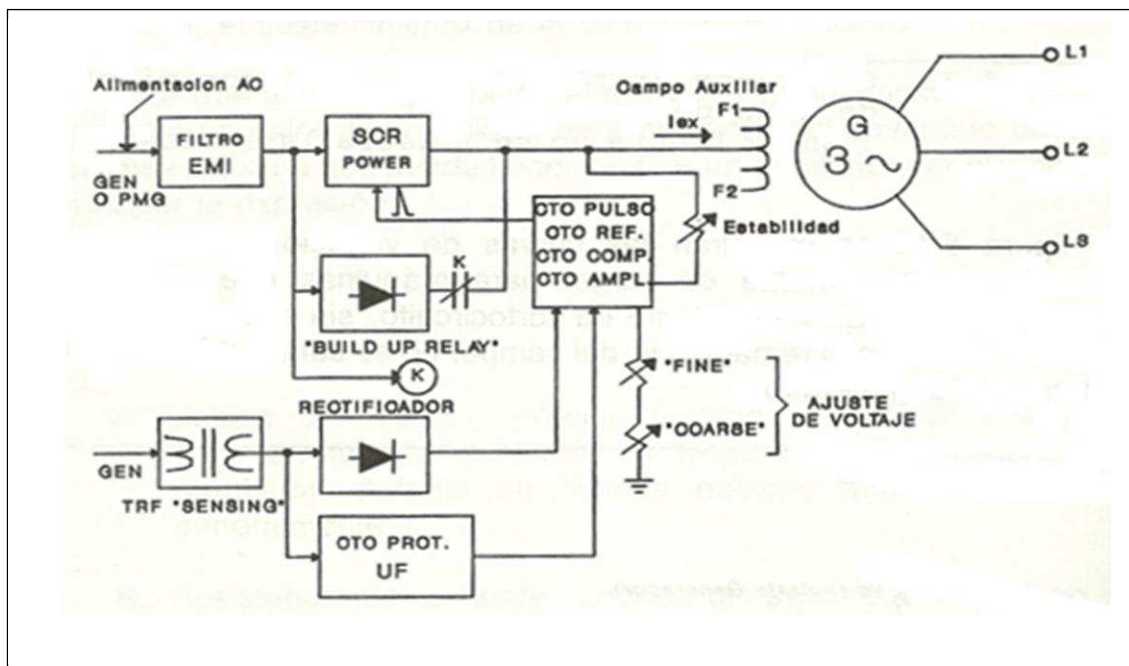


FIGURA 2.30 Variación del voltaje del generador con la corriente de carga, con y sin excitador piloto, PMG

Los grupos electrógenos modernos se construyen actualmente con generadores sin escobillas y excitadores piloto de imán permanente, PMG.

2.6.5 ESTRUCTURA BASICA DE UN REGULADOR ELECTRÓNICO DE VOLTAJE.

En la figura 2.31 se muestra el diagrama de bloques típico de un regulador electrónico de voltaje con tiristores.



Si la máquina no tiene excitador piloto, PMG, de la alimentación de potencia, proporciona por el mismo generador se puede derivar también la alimentación para el circuito de "sensing". El filtro EMI ("Electromagnetic interference supresor"), reduce los armónicos de alta frecuencia por la línea, debido a la conmutación de los SCR, evitando interferencias electromagnéticas o de radiofrecuencia. El circuito de potencia, implementado con rectificadores controlados de silicio (SCR), en conexión rectificadora de media onda o de onda completa, opera como un regulador de fase y controla la corriente de excitación I_{ex} ; el circuito de pulsos, de referencia, de comparación y amplificación, reciben en conjunto la señal del circuito de "sensing" y la de referencia, la comparan, la amplifican y la

procesan, hasta convertirla en un tren de pulsos con los cuales se comandan los tiristores que regulan la corriente de excitación.

El circuito de pulsos, recibe una señal de realimentación proveniente del mismo devanado de campo. Esta señal después de procesada se emplea para estabilizar la corriente de excitación y evitar que el voltaje en bornes del generador tenga la tendencia a oscilar o a presentar un marcado grado de inestabilidad, (“Hunting”).

Un buen regulador debe incluir dos funciones adicionales de gran importancia: el circuito para protección de baja frecuencia y el circuito para garantizar la elevación del voltaje del generador a partir del valor residual o de remanencia.

El circuito de protección de baja frecuencia (under frequency”, UF, en inglés) disminuye la corriente de excitación a medida que la velocidad de la máquina se reduce. Esta característica es fundamental para evitar la situación contraria de sobrecitación, que se da en reguladores corrientes, y que conduce a la destrucción del campo o del propio regulador.

En la figura 2.32 se ilustran tres posibles comportamientos de un regulador, ante variaciones de frecuencia, o lo mismo, de la velocidad de la máquina.

Un regulador cuya respuesta corresponda con la curva 1 trata de mantener constante el voltaje del generador ante una disminución de velocidad. Esto se hace a expensas de una fuerte elevación de la corriente de excitación, pues el regulador no discrimina el origen de la “caída” del voltaje.

Un regulador cuya respuesta sea la curva 3, reduce substancialmente el voltaje de salida del generador cuando la velocidad o la frecuencia se reducen por debajo de cierto valor crítico cercano al nominal (aproximadamente 55 Hz. Ajustable, para sistemas de 60 Hz). Un regulador que garantice este comportamiento, que desexcita el campo en lugar de sobrecitarlo, se dice que tiene “protección de baja frecuencia”. Un regulador cuya respuesta sea la curva 2, es un regulador que protege la máquina, pero no en la forma tan sensible y definida como lo hace el regulador que se comporta de acuerdo a la curva 3. Los circuitos de protección de baja frecuencia tienen retardos ajustables de accionamiento para evitar los inconvenientes que se presentarían ante cambios transitorios de frecuencia.

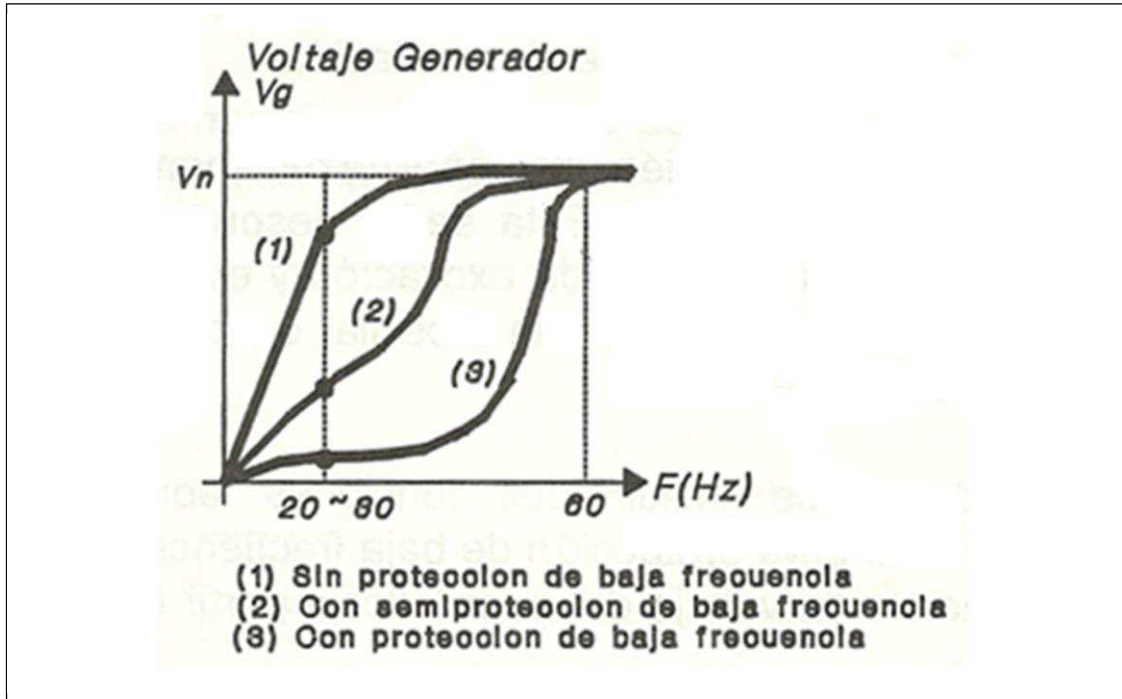


FIGURA 2.32 Curvas características de respuesta de un regulador ante variaciones de frecuencia.

Los circuitos electrónicos que conforman el regulador de voltaje requieren para su funcionamiento satisfactorio de una fuente de polarización de corriente continua. Si el generador no tiene PMG y el regulador funciona por autoexcitación, es evidente que el bajo voltaje inicial, debido a la remanencia del campo, es insuficiente para suplir los requisitos de polarización que exigen los circuitos electrónicos; en consecuencia, el regulador no puede funcionar y tampoco establecer la corriente de excitación que se requiere para elevar el voltaje del generador a su valor nominal.

Este inconveniente se soluciona estableciendo un “by-pass” inicial para los tiristores, por medio de diodos rectificadores, como se ilustra en la figura 2.33.

El voltaje del generador se aplica directamente al campo de la excitatriz a través del diodo D, que rectifica la corriente del circuito. La circulación de corriente de excitación refuerza el campo remanente incrementando en consecuencia el voltaje de salida del generador; este aumento a su vez se refleja en un nuevo incremento de la corriente de excitación, y el sistema, mediante una realimentación positiva, eleva suficientemente el voltaje de salida para establecer la polarización requerida por los circuitos electrónicos

del regulador y, para energizar el relé K que desconecta el diodo rectificador y le transfiere controlado de silicio (SCR).

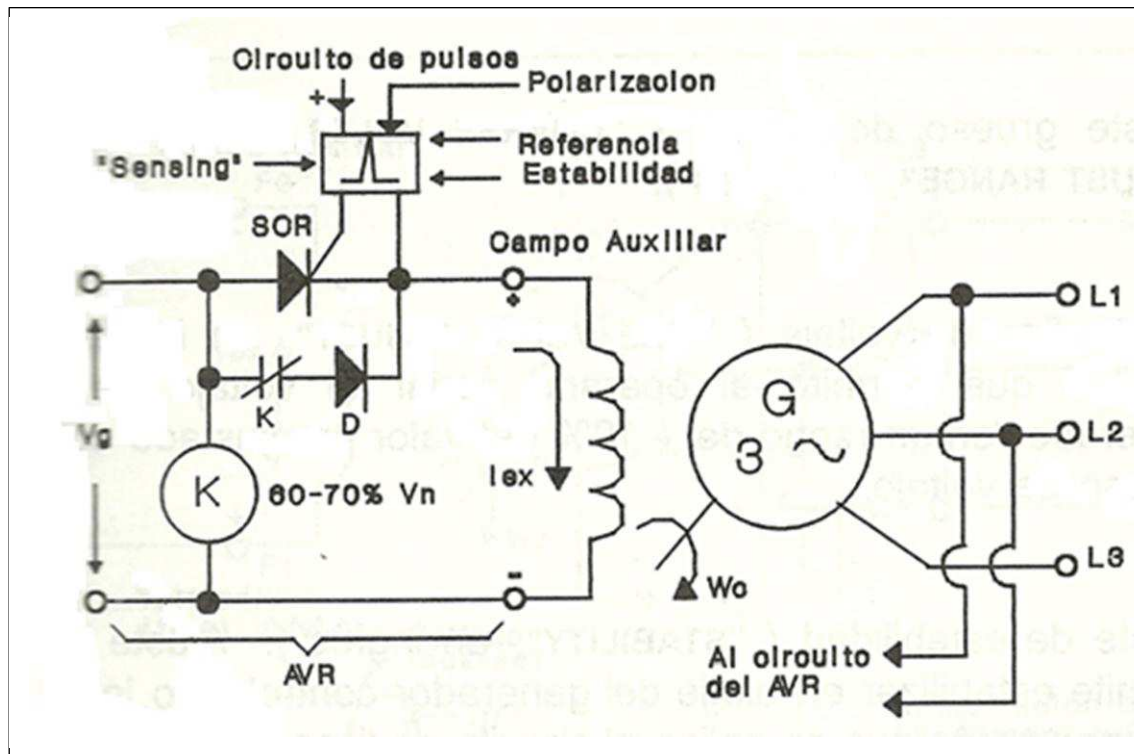


FIGURA 2.33 Circuito de elevación de voltaje del generador: “build-up voltaje circuit” (En la figura no se ilustra la excitatriz).

Este sistema, implementado en casi todos los reguladores electrónicos que se construyen recibe en inglés el nombre de **“BUILD-UP VOLTAGE CIRCUIT”**.

Una función adicional que se implementa en los reguladores de voltaje de grupos electrógenos que operan en paralelo, es la de compensación de la corriente reactiva del generador. El circuito que realiza esta función hace que la corriente de excitación del campo disminuya a medida que aumenta la corriente de carga reactiva (con factor de potencia atrasado) del generador.

2.6.7 AJUSTES DEL REGULADOR DE VOLTAJE

Los ajustes más comunes son:

1. Ajuste grueso de voltaje (“**COARSE VOLTSADJUST**” o “**VOLTAJE ADJUST RANGE**”, en inglés).
2. Ajuste fino de voltaje (“**FINE VOLTS ADJUST**”, en inglés). Ajuste externo que permite al operario variar el voltaje de salida del generador en un rango de +/- 10% del valor preajustado con el ajuste grueso de voltaje.
3. Ajuste de estabilidad (“**STABILITY**”, en inglés). Ajuste interno que permite estabilizar el voltaje del generador controlando la cantidad de realimentación que se aplica al circuito de “sensing” y disparo de los SCR. Con este ajuste se puede anular cualquier oscilación del voltaje de salida debido a inestabilidades de frecuencia, o baja respuesta del generador. La estabilidad es más crítica en vacío que en carga.
4. Ajuste de caída (“**DROOP COMPENSATION**”, en inglés), requerido para realizar la compensación de la corriente reactiva del generador, cuando trabaja en paralelo.

En la figura 2.34 se muestra la conexión de un regulador automático de voltaje y se indica los ajustes típicos que se implementan en dispositivos de esta naturaleza.

La mayoría de los AVR se conectan a 120/139 V o 208/240 V-1 fase o 220V-3 fases. Es raro encontrar conexiones a 415/480 V o de mayor voltaje. Cuando el generador tiene conexión de “alta” (415/480), el AVR se conecta normalmente entre los puntos medios de los devanados de fase para obtener así el voltaje reducido que demanda el dispositivo para su alimentación.

Para generadores cuyos devanados están en conexión de **ALTA** (416v a 480v o superiores) se puede emplear también un transformador reductor

para adecuar el voltaje de alimentación a los terminales de entrada del regulador. La capacidad de este transformador debe ser superior al “**BURDEN**” o consumo que demanda el circuito de potencia del regulador, para que puedan satisfacer las exigencias del campo excitador.

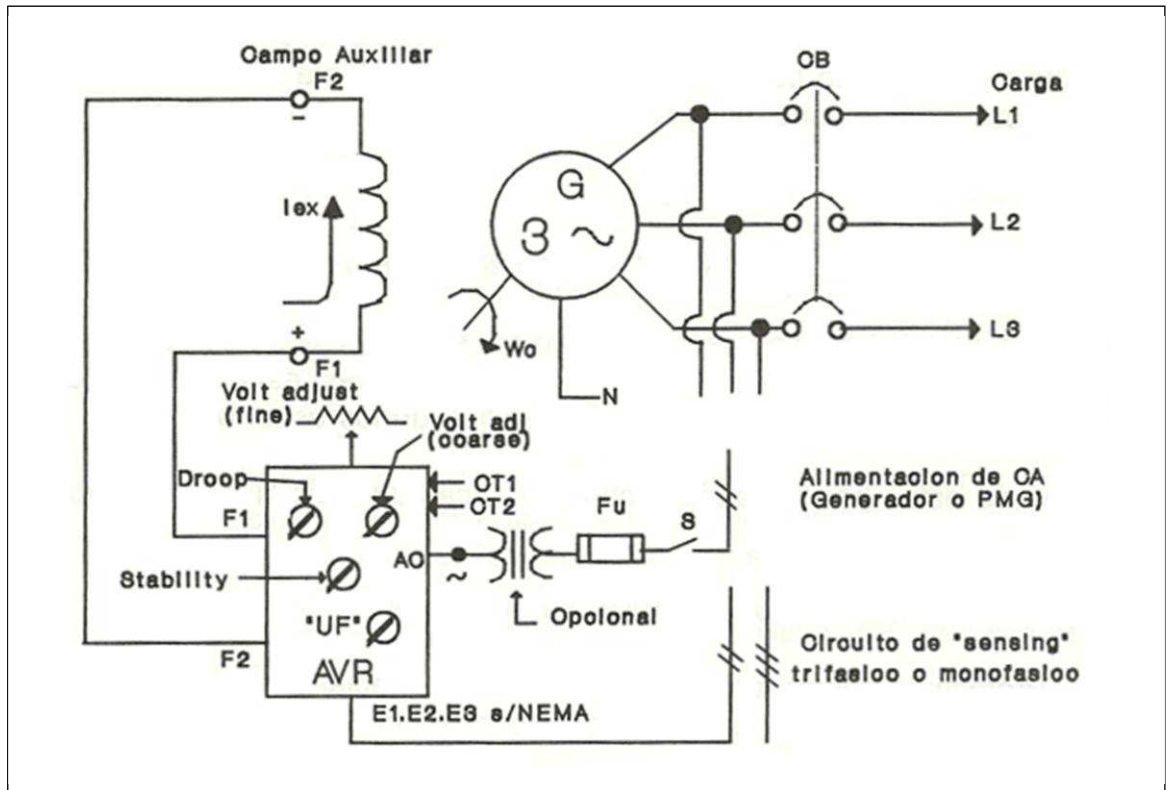


FIGURA 2.34 Ajustes en un regulador electrónico de voltaje.

Para generadores sin excitador piloto PMG, la autoexcitación depende del voltaje residual que proporciona la remanencia del campo para comenzar la acción de elevación que produce el voltaje nominal.

Si el generador no produce voltaje después que ha llegado a la velocidad nominal, puede ser necesario aplicar momentáneamente corriente al campo de la excitatriz. Este procedimiento debe efectuarse mientras el generador este girando y con el regulador automático de voltaje desconectado.

Para remagnetizar el campo, se puede conectar momentáneamente la batería a través de sus terminales F_1/x y F_2/xx . El terminal positivo de la batería debe conectarse al borne F_1/x y el terminal negativo al borne F_2/xx .

Los generadores pierden o reducen la remanencia cuando el campo se conecta con polaridad contraria a una fuente de corriente continua o cuando se desarma para reconstruir sus devanados o para mantenimiento.

2.7 SISTEMA ELÉCTRICO DEL MOTOR DIESEL

En principio los motores diésel no requieren de ningún sistema eléctrico para su funcionamiento, empleándose en principio y aún en la actualidad el método de arranque por manivela.

Con la necesidad de un encendido más fácil y una operación más confiable y segura, se incorporó a estos motores un sistema de arranque eléctrico, circuitos de protección y alarmas, ayudas de arranque y un sistema de carga de baterías.

El sistema eléctrico del motor consiste básicamente de los componentes y de la instalación eléctrica necesaria para hacer girar el motor, suministrar el combustible y apagar el motor en caso de exceso de velocidad, temperatura excesiva del agua de refrigeración o baja presión del aceite de lubricación. Estas son las condiciones que establece un sistema de protección mínima para un grupo electrógeno.

2.7.1 SISTEMAS DE ARRANQUE

1. Primario
2. Por aire
3. Eléctrico

El arranque primario es un sistema de arranque manual que utiliza una manivela de fácil acople al eje impulsor del motor.

El arranque por aire es un método sumamente eficaz y seguro empleado por algunos fabricantes. Tiene la ventaja de que tiene insensibilidad a las variaciones de temperatura ambiente por encima de los 10°C, lo cual facilita el arranque en climas fríos; gran par de arranque y disponibilidad para operación manual automática.

El sistema de arranque eléctrico es el más utilizado actualmente para grupos electrógenos. Es compacto, cómodo, económico y confiable.

2.7.2 SISTEMA DE ARRANQUE ELÉCTRICO

Un sistema de arranque eléctrico consiste básicamente de los siguientes dispositivos:

- Un motor eléctrico de corriente directa.
- Un impulsor.
- Un contactor de arranque.
- Un interruptor de mando.
- Una batería.

El motor utilizado es invariablemente un motor de CD, tipo serie, de alto par de arranque.

Los motores empleados son diseñados para funcionar únicamente durante cortos períodos; de lo contrario se corre el riesgo de quemarlos debido a las elevadas intensidades que se demandan durante el arranque. Las potencias típicas son del orden de 3 a 5 KW para 12 o 24V con alimentación por baterías.

El motor eléctrico se caracteriza por su bajo costo y tamaño reducido. Se instala sobre la caja del volante para facilitar el acople al motor diésel. Su conexión a la batería se hace a través de los contactos de potencia del contactor de arranque. El circuito del motor de arranque nunca se protege. El impulsor es el dispositivo que permite engranar el motor de arranque con el volante.

En la práctica son varios los dispositivos interruptores de mando que utilizan los fabricantes de grupos electrógenos para arrancar manualmente la máquina:

- Interruptores tipo pulsador de botón o codillo.
- Interruptores de encendido de llave
- Conmutadores de muletilla.

2.7.3 METODOS DE ARRANQUE

La complejidad de los controles de arranque y parada de grupos electrógenos varía con la aplicación y las exigencias de diseño por parte del usuario para atender sus necesidades específicas. Hay dos categorías generales de instalaciones: **MANUALES y AUTOMÁTICAS.**

En las instalaciones de arranque manual, el operador tiene que determinar el tiempo aproximado para desenganchar el dispositivo de arranque. Con operadores competentes el sistema resulta confiable, sobre todo si se tiene en cuenta que la operación manual requiere controles relativamente sencillos y generalmente se cuenta con el apoyo de dispositivos de parada automática del motor.

2.7.4 CIRCUITOS DE ARRANQUE AUTOMÁTICO.

En los grupos electrógenos que funcionan con sistemas de arranque automático la orden de mando es proveniente de la actuación de un contacto de relé que actúa por lo regular como vigilante de una condición de falla o anomalía en el sistema eléctrico de la red pública. En otros casos por ejemplo, el arranque automático es ordenado por un ejercitador horario que previamente está programado para que el grupo electrógeno se ponga en funcionamiento en determinados días u horas con el propósito de efectuar un precalentamiento de rutina o disponerlo para una operación de servicio normal en forma manual o automática.

Los sistemas de arranque automático se emplean básicamente en grupos electrógenos que están previstos para funcionar como fuentes auxiliares de energía o fuentes de emergencia.

Cuando hay una emergencia, tal como una caída en el voltaje de la red, una inversión de la secuencia de fases o la pérdida de una fase, entre otras, el sistema de emergencia debe pasar la energía de la fuente normal a la fuente auxiliar. Esto se logra con un equipo de transferencia de carga en el cual se incorpora un relé supervisor que en todo momento monitorea las condiciones de la red pública y ante la anomalía para la cual está prevista su actuación envía una señal de arranque al motor diésel para que se ponga en

funcionamiento y permita la operación del grupo electrógeno como fuente auxiliar.

Para lograr que un motor diésel arranque en forma automática es necesario incorporar al sistema eléctrico del motor un circuito especial denominado **MODULO DE ARRANQUE AUTOMÁTICO** (MAA) el cual puede implementarse con relés electromagnéticos convencionales o con dispositivos electrónicos de estado sólido.

2.7.5 SISTEMA DE PROTECCIÓN Y ALARMAS DEL MOTOR DIESEL

A continuación se resumen las protecciones y el tipo de alarmas que se implementan normalmente en un grupo electrógeno.

Protecciones estándar:

- Por alta temperatura del refrigerante
- Por baja presión del aceite del lubricante.
- Por sobrevelocidad
- Por arrastre excesivo (“overcrank”)

Señales de alarma estándar:

- Alta temperatura del agua de refrigeración.
- Baja presión del aceite de lubricación.
- Sobrevelocidad
- Arrastre excesivo (“overcrank”)

El sistema de protección y alarmas del motor diésel debe realizar dos acciones básicas:

1. Para el motor y, en casos especiales, abrir el interruptor automático del generador.
2. Producir una señal de alarma que anuncie la falla.

2.7.6 Condiciones para arranque y parada de un motor diésel

Para lograr que un motor diésel arranque y se ponga en funcionamiento, suponiendo que todos los sistemas del motor trabajan satisfactoriamente, es necesario:

1. Impulsarlo hasta una velocidad determinada (por debajo de la nominal); condición que se logra por medio del motor de arranque o por el arrastre que proporciona la manivela si se usa.
2. Suministrarle combustible sin restricciones y en forma continua.
3. Suministrarle aire limpio y seco sin restricciones y en forma continua.

Para detener un motor diésel que se encuentren en funcionamiento, basta simplemente:

1. Cortar el suministro de combustible.
2. Cortar al paso de aire al sistema de admisión.

Es de uso corriente entre fabricantes el empleo de válvulas solenoide o electroimanes, que en forma directa o indirecta permiten o restringen el paso de combustible o aire por las turbinas de alimentación o los ductos de aspiración.

Estos dispositivos están previstos para funcionar con baterías de 12v 024 v bajo condiciones de funcionamiento continuo o funcionamiento transitorio y con disposición lógica de reposo "NORMAL" ABIERTA o "NORMAL CERRADA".

2.7.7 VÁLVULAS DE COMBUSTIBLE

Las válvulas de combustible son válvulas solenoides constituidas por un actuador de electroimán de CD alimentado por la batería y un cuerpo de válvula convencional. Se instalan en la línea de alimentación de combustible, a la entrada o a la salida del gobernador y después de la bomba. La disposición típica es la de "Normalmente cerrada", es decir, debe ser energizada al momento de arrancar el motor, y permanecer en esta condición (operación continua) mientras el motor se encuentre en funcionamiento. La desenergización de la válvula conlleva a la detención d la máquina por corte

del combustible. En algunos casos se emplean válvulas solenoides con disposición normalmente abierta.

El mismo funcionamiento se logra con electroimanes utilizados en ciertos casos en lugar de las válvulas. Los electroimanes actúan indirectamente sobre el sistema de alimentación de combustible, en gobernador, permitiendo que el motor funcione o se detenga.

2.7.8 ELECTROIMAN DE PARADA POR AIRE

Es un dispositivo diseñado para apagar el motor en una emergencia. Básicamente es una válvula de mariposa accionada por un electroimán, montada en la cubierta de admisión de aire.

La válvula se mantiene normalmente abierta mediante un mecanismo de retención. Si se presenta una condición de falla por alta temperatura del agua, baja presión del aceite o sobrevelocidad, el sensor que detecta la anomalía se activa y da la orden para energizar el electroimán lo cual libera el mecanismo de detección y detiene el motor.

Una vez activado el electroimán de la válvula, debe desconectarse enseguida para que se dañe por sobrecorriente ya que el dispositivo está diseñado para disposición transitoria.

Para arrancar de nuevo el motor es necesario reponer manualmente la válvula. Al circuito eléctrico de la bomba también se le incorpora un pulsador de paro de emergencia que permite al operario hacer una detección rápida del motor sin necesidad de actuar sobre el mecanismo de apagado manual (por reducción de velocidad).

Téngase presente que el funcionamiento de ésta válvula está reservado al paro automático o paro manual de emergencia y no para la detección de rutina.

2.7.9 SENSORES UTILIZADOS EN EL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y ALARMAS

La protección mínima de un motor se consigue generalmente mediante tres sensores de tipo eléctrico que captan las variables más importantes que deben controlarse para garantizar un funcionamiento seguro y confiable de la máquina. Estos sensores son los siguientes:

1. Interruptor de temperatura para detección de alta temperatura del líquido refrigerante.
2. Interruptor de presión para detección de baja presión del aceite lubricante.
3. Interruptor de velocidad para detección de condiciones de sobrevelocidad del motor.

En algunos motores se incorporan con frecuencia ciertos sensores que si bien no siempre son parte fundamental del sistema de protecciones, son indispensables para el correcto funcionamiento de la máquina. Estos sensores son los siguientes:

1. Interruptor para detección de la elevación de presión del combustible en la línea de conducción del mismo.
2. Interruptor para detección de "terminación de arranque" con el objeto de evitar el arrastre excesivo o condición de "overcrank".
3. Interruptor para detección de alta temperatura de aceite lubricante.
4. Interruptor de nivel (nivóstato) para detección del nivel de combustible en el tanque de almacenamiento.

2.8 OPERACIÓN EN PARALELO

Los grupos electrógenos se conectan en paralelo para alimentar carga eléctrica común. La energía se alimenta a un barraje común a través de interruptores automáticos, que permiten la conexión del generador al sistema.

La conexión en paralelo proporciona mayor economía, confiabilidad y menor tiempo fuera del servicio. En algunas aplicaciones puede ser más ventajoso

instalar dos o más grupos pequeños que uno solo de mayor capacidad, por la flexibilidad y economía que se obtiene al operar solamente las unidades necesarias que satisfacen la demanda real. Los grupos generadores no necesarios se pueden apagar para darles servicio de mantenimiento sin afectar todo el sistema.

La operación en paralelo se considera satisfactoria cuando los generadores entregan potencia y corriente en proporción a su capacidad.

Cuando se conectan muchos generadores en paralelo. La adición o retiro de un generador individual no tiene efecto apreciable sobre las características de línea y el análisis de comportamiento del generador se basa en la suposición de que se conecta a un barraje; ésta situación se tiene cuando opera en paralelo con la red de distribución comercial, la cual es alimentada por muchos generadores de gran capacidad.

En contraste con el “barraje infinito”, si solo se conectan en paralelo dos generadores de especificaciones comparables, los cambios en uno afectaran las características terminales de ambos y las condiciones internas del segundo.

La operación de un generador cuando sus características electromagnéticas se varían, no se pueden aislar de la operación de su motor impulsor. Así, para mantener una frecuencia constante, un cambio en la potencia del generador requiere un reajuste (manual o automático) en el dispositivo regulador de combustible del impulsor.

El funcionamiento en paralelo exitoso significa que los generadores entreguen potencia al sistema externo sin entregarse potencia unos a otros, o aceptar potencia de la red de energía eléctrica o barra colectora de la carga.

2.8.1 CONSIDERACIONES TÉCNICAS DE LA OPERACIÓN EN PARALELO

En un grupo electrógeno, la unidad motriz es la que provee la velocidad y el par motor necesario para mantener las máquinas funcionando

sincronizadamente. La velocidad controla directamente la carga (KW) y la frecuencia de la unidad.

La velocidad del motor está controlada por un gobernador, el cual debe tener disposiciones especiales para conexión en paralelo y caída de velocidad con la carga (“**speed droop**”) con el fin de que pueda funcionar en paralelo con otras máquinas permitiendo la repartición adecuada de la carga.

El regulador de voltaje controla el voltaje de salida del generador, y la energía reactiva suministrada por el generador, cuando este trabaja en paralelo. Para ello es necesario que el regulador disponga de un módulo circuital especial (ya sea interna o externamente) que permita controlar la corriente reactiva que fluye entre los grupos electrógenos sincronizados.

Cuando solo trabajan dos o tres máquinas en paralelo, el aumentar la excitación de una máquina tiende a elevar el voltaje en la barra y a incrementar la potencia reactiva suministrada por dicha máquina. El aumentar el reglaje de la velocidad del regulador del motor tiende a producir un aumento de la frecuencia en barras y a aumentar la potencia activa que tiene que suministrar la máquina, a la vez que se reduce la carga de los otros grupos. Así pues, para que varíe el voltaje o la frecuencia en barra preservando el equilibrio en KVA y KW entre las máquinas, es preciso el ajuste simultáneo de las excitaciones de los generadores y de los ajustes de los reguladores de velocidad de todas las máquinas.

Para que tenga lugar una correcta distribución de la carga en los grupos a todas las potencias de utilización, es preciso que los reguladores de los motores estén igualados para que tengan características similares de caída de marcha con variaciones de la carga.

Si los reguladores de los motores y los sistemas de excitación de los generadores se ajustan para una caída determinada, entonces cuanto mayor sea la caída de velocidad de los motores al aplicar la carga (KW) y cuanto mayor sea la caída de voltaje de los generadores con corriente circulante (I_L), tanto más flexible y estable se pone el sistema al compartir la carga cuando los generadores están acoplados en paralelo. Por el contrario, cuanto menor sea la caída, más estable es la frecuencia y el voltaje pero más sensible y difícil se hace la repartición de la carga entre los generadores pudiendo llegar incluso al caso de oscilaciones pendulares entre los mismos.

Los siguientes son los requisitos básicos que deben cumplirse en un grupo electrógeno antes de realizar la operación de paralelaje.

1. Dispositivos adicionales:

- Regulador de voltaje acondicionado con módulo de paralelismo o disposición circuital interna para conexión en paralelo.
- Disposiciones para conexión en paralelo en los controles del gobernador del motor.
- Acondicionamiento del interruptor automático del generador con un mecanismo de disparo de bobina o motor.
- Instalación de un relé de potencia inversa que actúe sobre el interruptor automático del grupo electrógeno cuando se invierte la dirección del flujo de potencia en el generador.

2. Instrumentos adicionales:

- Un Kilovatímetro para medir la potencia que produce el generador, con el objeto de facilitar el balanceo o repartición de la carga durante el funcionamiento.
- Un sincronoscopio que detecta la separación angular entre los voltajes terminales y que a la vez indica cuando el generador que entra va demasiado rápido o despacio. También indica cuando los generadores están en fase.

3. Las características individuales de regulación de voltaje de los generadores deben ser similares.

4. Los motores impulsores deben tener las mismas características de regulación de velocidad y los gobernadores deben estar ajustados para entregar la misma regulación de velocidad.

2.8.2 ACCESORIOS E INSTRUMENTOS OPCIONALES

1. Un Cosenofómetro para medir el factor de potencia de la carga que se conecta al generador o al sistema.
2. Un brazo de sincronismo, que es simplemente un montaje de instrumentos duales para la medición de voltaje, la frecuencia y el desfase de la señal de salida del generador a paralelar y la señal que se tiene en las barras de carga.
3. Circuitos lógicos para “soltar” carga, los cuales son utilizados para desconectar cargas de baja prioridad.
4. Relevador de supervisión de sincronismo (“Synchronism Check relay”, función AIEE/NEMA 25) que impide el cierre del interruptor automático del generador si no se dan todas las condiciones de sincronismo con el barraje del lado de la carga.
5. Un sincronizador automático, usado, como su nombre lo indica, para paralelar automáticamente el grupo electrógeno con la red o con otros grupos, ordenando el cierre del interruptor del generador.
6. Otros equipos, utilizados eventualmente en sistemas de paralelismo automático, como los denominados controladores automáticos de KW (potencia activa) o con los cuales se busca que el generador opere en paralelo a una potencia definida previamente.

2.8.3 CONDICIONES DE SINCRONISMO

Para efectuar el paralelaje de un generador a una red o a otro generador es indispensable que se den las condiciones de sincronismo que son:

- Igualdad de secuencia de fases.
- Igualdad de voltajes.
- Igualdad de frecuencias.

- Igualdad de ángulos de fase (desfase nulo entre voltajes), con el ángulo de fase del voltaje referido a una base de tiempo común a ambas máquinas o a la máquina y al sistema.

Para determinar la secuencia de fases se emplea un instrumento denominado secuencímetro.

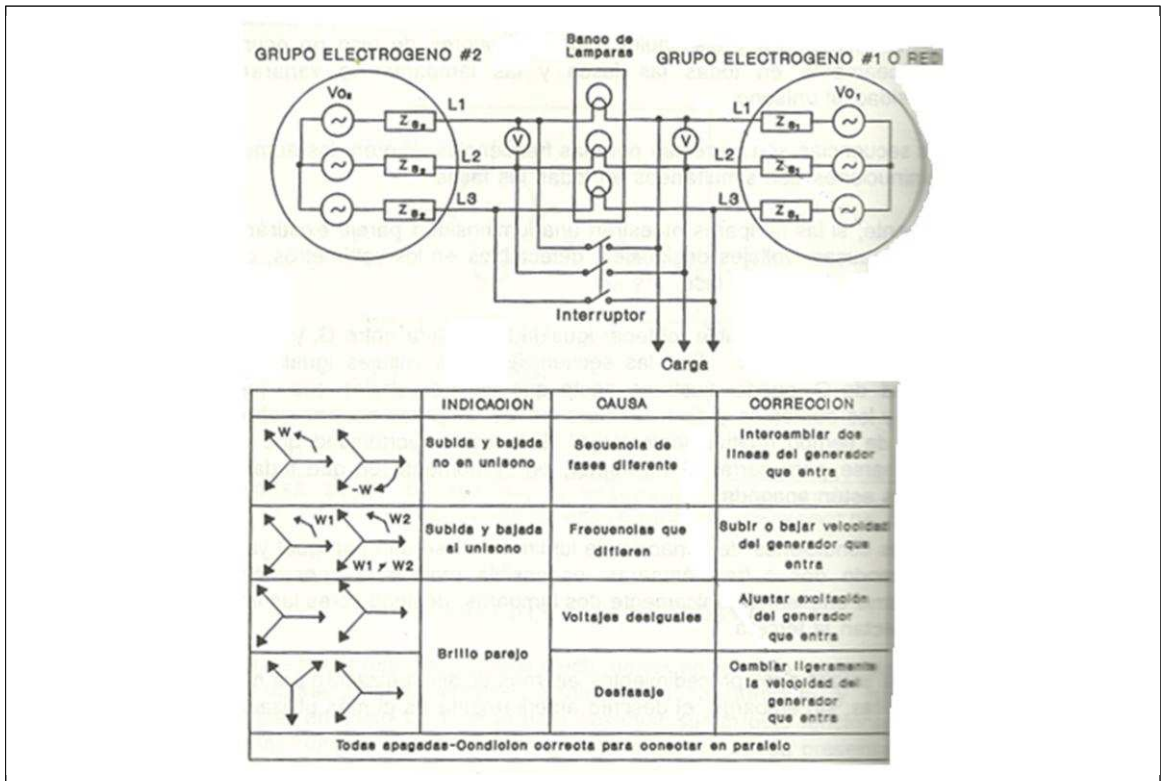
La operación de igualación de voltajes se consigue reajustando el potenciómetro de ajuste de voltaje del regulador automático de voltaje del generador.

La operación de igualación de frecuencia se obtiene reajustando la posición del actuador del gobernador lo cual hace variar la velocidad del motor y por consiguiente la frecuencia del voltaje generado.

2.8.4 OPERACIÓN DE SINCRONISMO

Antes de hacer funcionar grupos electrógenos en paralelo, cada grupo debe comprobarse individualmente arrancándolo, ajustándolo y haciéndolo funcionar en vacío y en carga para observar su correcto funcionamiento y detectar cualquier posible falla o anomalía que se pueda presentar.

En la figura 10.3 se ilustra un método para sincronizar un generador (G_2) con otro (G_1) o con la red. Este método, denominado **METODO DE SINCRONIZACIÓN CON LAMPARAS** es comparable en principio con los métodos más sofisticados. En cada par de terminales correspondientes de G_1 y G_2 se conecta un banco de lámparas. Cuando los voltajes terminales de los generadores son idénticos, no aparece voltaje en la lámparas y estas se apagan (es cuando se debe cerrar el interruptor), pero cualquier diferencia hará que se prendan.



2.8.5 GOBERNADORES

Como ya se ha indicado, la potencia y la velocidad de un grupo electrógeno son controladas por la cantidad de combustible que se inyecta en las cámaras de combustión del motor. La cantidad de combustible es regulada por el **ACTUADOR** del gobernador el cual es un dispositivo diseñado para controlar la velocidad del motor entre ciertos límites.

El gobernador sensa la velocidad del motor (o del generador), la compara con una velocidad de referencia (ajustable externamente), que es la velocidad deseada, y realiza los ajustes correspondientes sobre el actuador para mantener la velocidad de salida igual a la de referencia.

Las muchas clases de gobernadores disponibles caen en tres categorías generales:

- Mecánicos.
- Eléctricos.
- Hidráulicos.

Los gobernadores mecánicos e hidráulicos generalmente solo captan la velocidad del motor. Los gobernadores eléctricos no solo captan la velocidad sino que pueden adaptarse fácilmente para captar la carga del generador lo cual es importante en sistemas de sincronismo automático.

La especificación de un gobernador se hace con base en términos que describen su funcionamiento. Los términos más significativos son:

1. **ANCHO DE BANDA DE ESTADO ESTACIONARIO** (“Steady state bandwidth”)
2. **TIEMPO DE RECUPERACIÓN** (“Recovery time”)
3. **SOBREIMPULSO** (“Overshoot”/”undershoot”).
4. **CAÍDA DE VELOCIDAD** (“Speed droop”)

El ancho de banda de estado estacionario es la variación de velocidad bajo condiciones de carga constante, la cual puede ser cualquier valor entre cero y plena carga.

El tiempo de recuperación o de estabilización, t_s , es el tiempo que pasa entre la aplicación o eliminación de una carga hasta el momento en que la velocidad alcanza y se mantiene dentro del ancho de banda especificado para estabilidad de estado estacionario.

El sobreimpulso es el aumento o caída momentánea de la velocidad del motor por encima o por debajo de la nueva velocidad para la carga impuesta.

Un sobreimpulso de magnitud considerable puede dar lugar a serios daños en el sistema. Este puede limitarse a valores razonables mediante el control de ajuste de ganancia (“Gain”) del gobernador.

La caída de velocidad es la diferencia que se presenta entre las velocidades promedio para una condición de carga inicial y una nueva condición de carga.

Los gobernadores eléctricos funcionan generalmente con reguladores electrónicos que actúan sobre un actuador de tipo electromagnético. Para la captación de la señal de velocidad usa un tacogenerador o un sensor magnético (“magnetic pick-up”, MPU) montado en la cubierta del volante. Se alimenta de la batería y disponen, entre otros, de los ajustes necesarios para hacer compatible la repartición de carga cuando el grupo electrógeno trabaja en paralelo.

2.8.6 SISTEMA DE PARALELISMO

Se dispone de tres tipos de sistemas diferentes para poner en paralelo generadores;

- Manual

-Semiautomático

-Automático.

El **PARALELISMO MANUAL** es el sistema de costo inicial más bajo para poner a trabajar dos o más generadores juntos, pero se requiere un operario capacitado para operar el sistema.

El sistema manual se usa normalmente con lámparas de sincronización, interruptores automáticos y gobernadores de caída de velocidad para dividir las cargas. Este sistema no es apto para aplicaciones de emergencia donde la continuidad del servicio exige rapidez de maniobra.

El **PARALELISMO SEMIAUTOMÁTICO** se usa primordialmente para operación supervisada no automática de dos o más grupos generadores. El sistema automáticamente sincroniza los generadores y los coloca en fase dando una orden al operatorio para que cierre manualmente el interruptor, pero tanto el ajuste de cargabilidad como la salida de sincronismo de la máquina son manuales lo cual exige un entrenamiento del operario.

El **PARALELISMO AUTOMÁTICO** permite que se establezca un servicio eléctrico de emergencia con dos o más grupos electrógenos, o que un grupo

eléctrico se pueda sincronizar con la red para atender la demanda durante las horas pico.

Este sistema adiciona al semiautomático: un control de arranque automático, un interruptor automático con operación de cierre y apertura por electroimán o motor, un **SINCRONIZADOR AUTOMÁTICO**, y dispositivos automáticos para control de potencia activa y reactiva.

Una vez que el motor arranca y alcanza el voltaje nominal y la velocidad de trabajo, el sincronizador ajusta automáticamente para las condiciones de sincronismo y da la orden para que el interruptor automático se cierre y el grupo eléctrico tome la carga que se le ha definido previamente.

2.8.7 PROCEDIMIENTO PARA FUNCIONAMIENTO EN PARALELO (OPERACIÓN MANUAL)

La puesta en paralelo de un grupo eléctrico requiere atención especial. Antes de intentar el paralelaje se debe asegurar el cumplimiento de las siguientes condiciones:

1. Igual rotación de fases.
2. Ajuste adecuado del control de caída del gobernador (“**SPEED DROOP ADJUST**”) para garantizar una repetición adecuada de la carga. Este ajuste se realiza siguiendo instrucciones del fabricante.
3. Ajuste adecuado del control de caída de voltaje, no forma parte integral del regulador sino que se construye como unidad independiente para conectar al sistema del regulador. Esta unidad se conoce con el nombre de **MÓDULO DE PARALELISMO**.
4. Operación satisfactoria del grupo como unidad independiente en vacío y en carga.

Los pasos a seguir para poner en paralelo un grupo eléctrico son los siguientes:

1. Poner el grupo eléctrico a funcionar en vacío con el interruptor automático abierto. Permitir un tiempo de precalentamiento adecuado.

Muchos reguladores de velocidad disponen de un interruptor de dos posiciones para operar la máquina a dos velocidades: **“RUN”-“IDLE”**. En posición “Idle” (para marcha en vacío) la máquina funciona a baja velocidad posibilita el precalentamiento. En posición “Run” (marcha) la máquina funciona a la velocidad nominal y está disponible para el servicio.

Es conveniente que el regulador de voltaje tenga protección de baja frecuencia si la máquina esta provista de un regulador de velocidad que involucra esta opción de control para dos velocidades

2. Verificar el funcionamiento del equipo de medida requerido para la operación de sincronismo.
3. Ajustar el voltaje del generador para obtener igualdad de voltajes.
4. Ajustar el voltaje del generador para obtener igualdad de voltajes.
5. Conectar el sincronoscopio y utilizar el control de ajuste de velocidad para dar pequeños cambios hasta que la aguja del sincronoscopio esté girando lo más despacio posible en la dirección **“FAST”**. Si es necesario, reajustar la frecuencia y el voltaje del generador hasta que se igualen a las condiciones del barraje de carga.

En cuanto la aguja del sincronoscopio está acercándose a la posición vertical superior (zona neutra), cerrar el interruptor automático que conecta al generador con el barraje de carga y desconectar el sincronoscopio. Si es con lámparas cuando las tres (o dos) estén apagadas (o brillando por igual, dependiendo del sistema que se use) se cierra el interruptor automático.

6. Ajustar el regulador de velocidad (como si se tratará de aumentar velocidad) para incrementar la potencia aportada por la máquina (KW) hasta el valor deseado. Puede ser necesario reajustar el regulador de velocidad del otro grupo para definir su carga y mantener la frecuencia en el valor deseado.

7. Ajustar el regulador de voltaje para establecer el valor deseado de la potencia reactiva (o mejor, del factor de potencia) del generador.

2.8.8 PARADA

Mientras un grupo electrógeno se encuentre operando en paralelo bajo condiciones de carga, no debe sacarse de sincronismo abriendo el interruptor automático. Esta operación puede originar serios daños en el generador o en el sistema y solo se reserva para situaciones de falla por actuación de los relés de protección o por condiciones de sobrecarga o cortocircuito.

Para sacar de servicio un grupo electrógeno que está esperando en paralelo, se debe realizar el siguiente procedimiento:

1. Ajustar el regulador de velocidad (como si se tratara de disminuir velocidad) para descargar la máquina hasta que la lectura del Kilovatímetro marque cero.
2. Ajustar el regulador de voltaje (como si se tratara de disminuir voltaje) hasta anular la corriente del generador, indicada por el amperímetro.

En estas condiciones, la máquina regresa a la condición de **FLOTACIÓN** en las barras, es decir, no suministra potencia ni corriente.

3. Abrir el interruptor automático del generador.
4. Abrir el interruptor del regulador de voltaje.
5. Dejar enfriar el motor, operando en vacío.
6. Parar el motor.

El procedimiento de paralelaje descrito solo puede realizarse si el grupo electrógeno está convenientemente protegido e instrumentado.

2.8.9 BENEFICIOS DE LA OPERACIÓN EN PARALELO Y LA AUTOGENERACIÓN.

El funcionamiento en paralelo de un grupo electrógeno con otros y/o la red de energía eléctrica ofrece un gran número de ventajas. Las instalaciones de energía eléctrica ofrecen un gran número de ventajas. Las instalaciones conformadas por unidades múltiples aumentan la capacidad de energía eléctrica y, con efecto despreciable sobre las características del sistema, se pueden adicionar o retirar individualmente para atender requisitos de carga, reparaciones y mantenimiento. En principio, la operación en paralelo provee una operación más confiable, eficiente y económica del sistema.

Se entiende por **AUTOGENERACIÓN** la operación de generar energía eléctrica para uso de quien la produce.

La autogeneración se puede dar en dos modalidades:

1. AUTOGENERACIÓN INDEPENDIENTE.
2. AUTOGENERACIÓN EN PARALELO CON LA RED PÚBLICA.

La autogeneración independiente admite la posibilidad de operación con un grupo funcionando en forma individual o varias funcionando en paralelo, y según la cantidad aumenta tanto la confiabilidad, costo, como la complejidad del sistema. Esto cuando se utilizan como fuente primaria.

La forma más común de autogeneración independiente es en la modalidad de fuente auxiliar o de emergencia.

La autogeneración en paralelo con la red pública es la forma más eficiente y económica de operar un grupo electrógeno a pesar de que naturalmente se hace imprescindible un sistema de protección y medida más elaborado para asegurar el correcto funcionamiento de la máquina.

Estas son algunos de los beneficios de la autogeneración en paralelo con la red pública:

1. Mayor continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica con un escaso mínimo de suspensiones.

2. Mejor regulación del voltaje en las barras de carga, es decir, más calidad de la energía ofrecida.
3. Posibilidad de atender mejor los picos de demanda máxima permitiendo sin contratiempos, la salida de unidades generadoras para revisión y mantenimiento.
4. La venta de energía por parte del usuario a las empresas que manejan la red pública, para atender sin mayor contratiempo suspensiones o racionamientos en el sector comercial y residencial.

2.8.10 COSTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA CON GRUPOS ELECTRÓGENOS DIESEL

El costo de generar electricidad con combustible diésel tiene dos grandes componentes:

1. Costo del combustible e insumos de mantenimiento periódicos (aceite y filtros).
2. Costos de otros insumos:
 - Mano de obra por operación, mantenimiento y reparaciones totales o parciales.
 - Costos de materiales y repuestos.
 - Pérdida de vida después de cada reparación general.

Con excepción del combustible, estos costos son prácticamente independientes de la demanda de energía y por tanto su aporte al costo unitario del KWH es inversamente proporcional a la demanda que se haga de la máquina. En el análisis no se incluye el rubro por conceptos financieros, pero es importante dejar claro que aún con este rubro incluido y sin racionamiento, es un magnífico negocio para los empresarios operar los grupos electrógenos para atender los picos de demanda máxima operando en paralelo con la red pública.

En principio, no debe descartarse la autogeneración independiente o en paralelo con la red para manejar los picos de demanda máxima para

cualquier esquema tarifario oficial que se tenga, ya que en el mediano o largo plazo la operación se hace rentable.

Estudios sencillos que permiten medir el retorno de una inversión en autogeneración con grupos electrógenos operando en paralelo con la red pública, demuestran que la inversión retorna en un tercio (1/3) de la primera vida de la máquina, que en tiempo quiere decir unos 5 a 7 años. De ahí en adelante la operación se vuelve rentable.

Los fabricantes de grupos electrógenos estiman que la máquina recibirá dos reparaciones generales y luego de trabajar su tercera vida se sacará de servicio por obsolescencia. Si suponemos una operación anual de 1600 a 1700 horas su tercera vida útil estará terminando al cabo de 20 o 22 años de servicio.

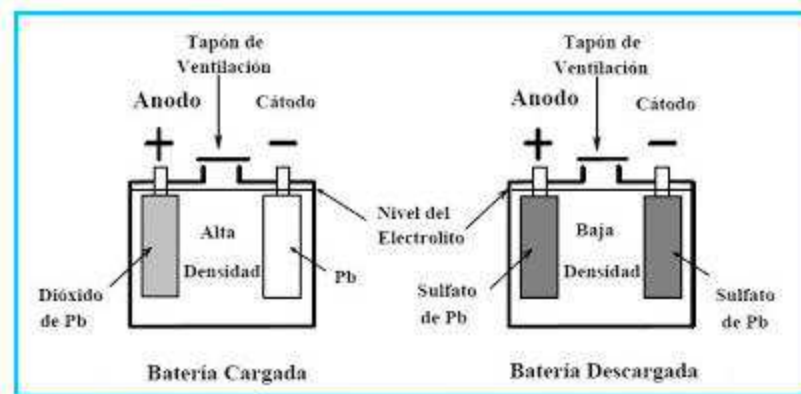
2.9 BATERÍA Y CARGADORES

La batería cumple funciones de gran importancia durante la puesta en marcha y el funcionamiento de un grupo eléctrico.

Son tres las funciones de la batería:

1. Constituye la fuente de corriente para poner en marcha el motor de arranque, cuando el motor dice que está provisto con sistema de arranque eléctrico.
2. Funciona como estabilizador del voltaje en el sistema eléctrico que alimenta a la batería.
3. Por tiempo limitado, puede suministrar la corriente que demanda los circuitos de protección y alarmas e instrumentación y control, tanto del motor como del generador.

La batería utilizada en grupos electrógenos es la de **ACIDO-PLOMO** por su alto rendimiento, gran capacidad de corriente y bajo costo.



El voltaje de una batería es el producto resultante del número de celdas conectadas en serie y el voltaje nominal de cada elemento. Como el voltaje nominal de una celda de una batería es de 2 voltios una batería de 12 voltios está conformada por 6 celdas.

La capacidad de las baterías se mide en amperios-hora (A-h), para un tiempo de referencia de 8 horas y 25 °C generalmente. Para aplicaciones en grupos electrógenos es más importante sin embargo, seleccionar la batería por su capacidad de corriente de cortocircuito a 0°C que se indica como **AMPERIOS DE ARRANQUE EN FRÍO**.

Las baterías se clasifican en dos categorías que definen su mayor utilización:

La tipo ESTACIONARIA utilizada como fuente auxiliar en centrales telefónicas, subestaciones eléctricas, sistemas de alimentación ininterrumpidos, etc.; y la tipo AUTOMOTRIZ diseñada para trabajo pesado que es la usada en grupos electrógenos.

2.9.1 CONEXIÓN DE LA BATERÍA A UN GRUPO ELECTRÓGENO

Si bien la batería de un grupo electrógeno está prevista para las condiciones que se exigen en esta aplicación, es necesario asegurar su correcta instalación y conexionando a la máquina.

La conexión de una batería al grupo electrógeno se recomienda hacerla utilizando cable flexible multifilar con aislamiento termoplástico tipo THW para 250 V mínimo. La capacidad de conducción de corriente de los cables debe estar comprendida entre 1.8 y 2.0 Amp/mm² máximo.

La separación de la batería al motor diésel debe ser lo más corta posible para evitar la caída de voltaje y reducir su efecto sobre el arranque. No es recomendable el empleo de cables cuya longitud total sea superior a 1.5 metros.

Para facilitar la conexión de los cables al motor y a la batería se emplean terminales de cobre en los extremos. Estos terminales deben mantenerse limpios y bien apretados a los puntos de conexión para garantizar una unión eléctricamente conductora y mecánicamente fuerte.

2.9.2 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE MANTENIMIENTO Y CONSERVACIÓN DE LA BATERÍA DE UN GRUPO ELECTRÓGENO.

Si se tiene en cuenta todas las observaciones y recomendaciones anotadas anteriormente, el mantenimiento y conservación de una batería se hace muy simple. Las siguientes son algunas de las rutinas de mantenimiento más importante y para las cuales, se supone, hay acción correctiva.

1. Medición del voltaje de la batería
2. Revisión del nivel del electrólito en cada celda.
3. Medición de la densidad del electrólito en cada celda
4. Revisión y limpieza de los bornes y terminales de la batería y de la misma batería, especialmente en la parte superior.

2.9.3 CARGADORES DE BATERÍA.

La carga de la batería de un grupo electrógeno se efectúa mediante cargadores; el desarrollo correcto del proceso de carga es importante para la vida de la batería. Debe prestarse cuidado a que se mantenga los voltajes e intensidades de carga admisible.

Las funciones básicas del cargador de baterías de un grupo electrógeno son:

1. Mantener el estado de carga de la batería.
2. Cargar la batería después de iniciado el arranque.

3. Suministrar la energía que consumen los circuitos de protección y alarmas, medida, regulación y control y otros dispositivos cualesquiera que estén asociados al circuito de la batería y dependan de ella para su alimentación.

2.9.4 TIPOS DE CARGADORES

Los hay del tipo **rotativo** que son **DINAMOS** o **ALTERNADORES** que se acoplan al motor por medio de poleas y correas impulsoras.

El otro tipo es el **estacionario** que lo conforman circuitos electrónicos que constan en esencia de los siguientes elementos:

- Un transformador que adapta el voltaje de la red al voltaje de corriente directa deseada y establece la separación galvánica entre la red de corriente alterna y la batería.
- Un circuito rectificador de media onda u onda completa construido con diodos de silicio.
- Dispositivos de filtrado en el lado de corriente directa.
- Un circuito electrónico de regulación y control.
- Circuitos y dispositivos de protección
- Dispositivos de mando y control.
- Dispositivos de medida.

2.10 EL MOTOR DIESEL

Los motores electrógenos diésel emplean como impulsor el motor de ignición por compresión denominado **MOTOR DIESEL**, en honor a Rudolf Diesel quien lo patentó en Alemania en 1893.

Dicha máquina es un motor de combustión interna que en sus aspectos básicos es similar en diseño y construcción a un motor de gasolina. Sin embargo, hay diferencias notorias particularmente en el método para hacer llegar el combustible a los cilindros del motor y en la forma como ocurre la combustión.

El nombre de ignición por compresión está relacionado con el modo de funcionamiento del motor. Los motores diésel se diseñan con relaciones de

compresión muy altas que producen presiones muy elevadas del orden de 20000 PSI y por tanto, temperaturas muy altas en el aire que se comprime en las cámaras de combustión del motor. Estas temperaturas son lo bastante altas para hacer que se inflame el combustible en forma de chorro de rocío atomizado por un inyector en la cámara de combustión.

El motor diésel emplea un combustible diferente de la gasolina, de mayor densidad y más económico denominado **ACPM** (Aceite Combustible Para Motor).

La eficiencia mecánica de los motores diésel es del orden del 80% al 85%

2.10.1 EL CONJUNTO DEL MOTOR DIESEL.

El motor en sí y el equipo auxiliar de accesorios para su funcionamiento, constan básicamente de lo siguiente:

1. El motor en sí
2. El sistema de combustible
3. El sistema de enfriamiento
4. El sistema de lubricación
5. El sistema de admisión de aire
6. El sistema de escape
7. El sistema de arranque.

2.11 SISTEMA DE MEDIDA

Los instrumentos de medida utilizados en un grupo electrógeno son fundamentales para la puesta en servicio, supervisión, y vigilancia del correcto funcionamiento del conjunto motor-generator dentro de sus especificaciones y limitaciones.

Son varias las normas que definen la nomenclatura, construcción, dimensiones, rangos, tolerancias, características de operación, pruebas del servicio para el cual se utilizan. Algunas de estas normas son:

ANSI C39.1
IEC 51 Y 414
VDE 0410

DIN 43780

2.11.1 MEDICIONES EN EL GENERADOR

Para los generadores que operan en forma independiente, los instrumentos estandarizados son:

- Amperímetro
- Voltímetro
- Frecuencímetro
- Horómetro

Opcionales

- Kilovatímetro
- Cosenofímetro

Para generadores que operan en paralelo, los instrumentos estandarizados son:

- Amperímetro
- Voltímetro
- Frecuencímetro
- Kilovatímetro
- Sincronoscopio
- Horómetro

Opcionales.

- Cosenofímetro
- Contador de energía (activa o reactiva)

En la figura 2.35 se muestra el diagrama unifilar para las mediciones de un grupo electrógeno monofásico que opera independientemente. Cada amperímetro se conecta a través de un transformador de corriente (TC) y los instrumentos con elementos de potencial se protegen por medio de dos fusibles.

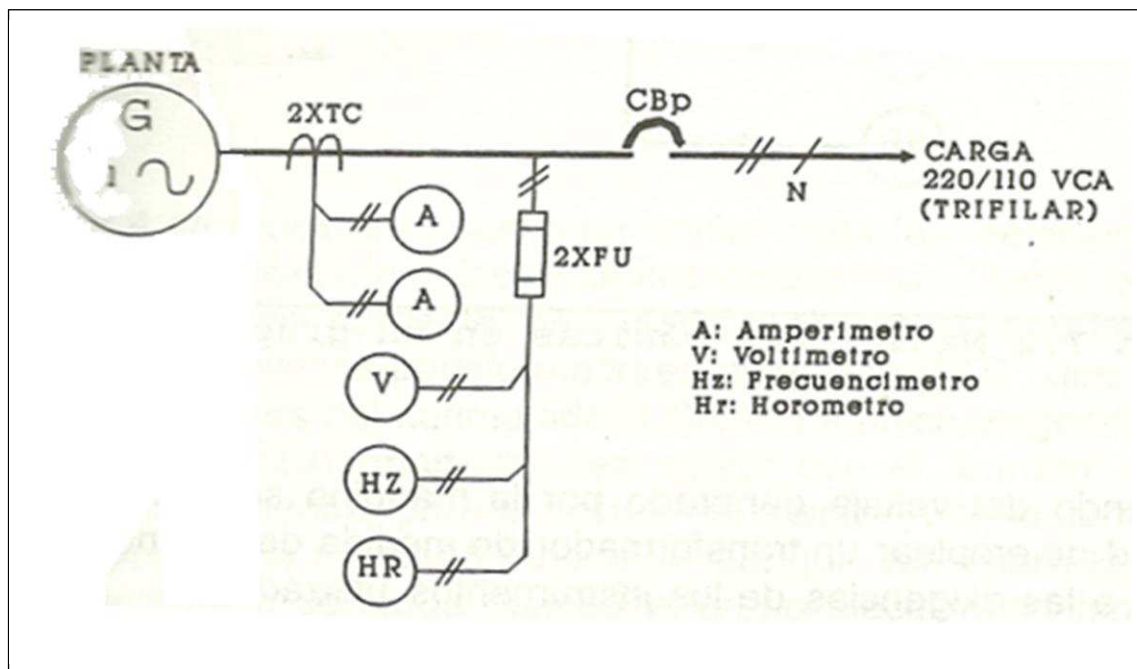


FIGURA 2.35 Mediciones básicas en un grupo electrógeno monofásico.

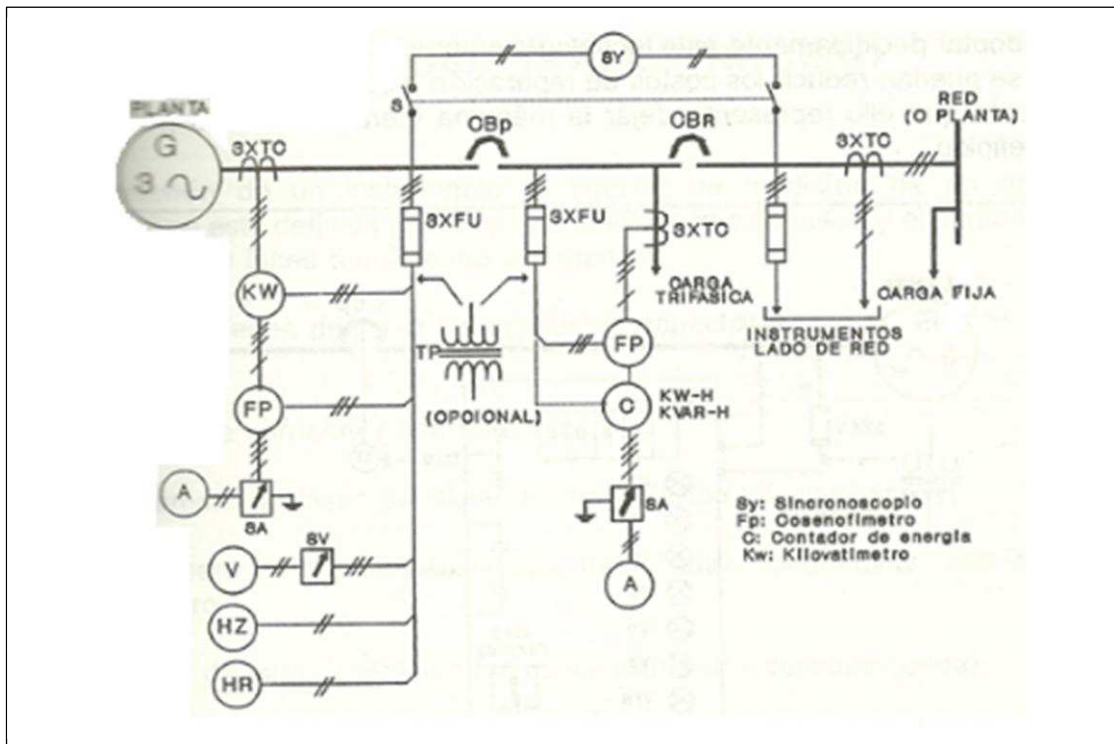


FIGURA 2.36 Mediciones básicas en un grupo eléctrico que opera en paralelo.

Los instrumentos digitales construidos con la técnica de los microprocesadores están siendo ya utilizados por algunos fabricantes de grupos eléctricos. Estos medidores presentan ciertas ventajas importantes como la de reducir el cableado y el número de medidores a uno solo. Además resultan más precisos, confiables y fáciles de instalar.

La conexión de un instrumento al circuito de medición de un grupo eléctrico está definida por el tipo de medidor que se utilice y el número de conductores y fases que impone el sistema.

En principio deben definirse los siguientes aspectos:

- Tipo de corriente
- Número de fases del sistema
- Número de conductores
- Tipo de carga
- Tecnología (análogo-digital)

- Tipo de instrumento análogo
- Número de elementos de medición de corriente del instrumento.
- Número de elementos de medición de potencial del instrumento.
- Voltaje y corriente nominal de los elementos de medición del instrumento.

2.11.2 MEDICIONES EN EL MOTOR DIESEL

El motor de un grupo electrógeno requiere una instrumentación básica para facilitar la puesta en servicio, la supervisión y la vigilancia del correcto funcionamiento del motor dentro de sus especificaciones y limitaciones.

Los instrumentos standard son:

- Medidor de temperatura del líquido refrigerante (para grupos electrógenos por agua)
- Medidor de presión de aceite de lubricación
- Tacómetro (medidor de velocidad del motor).
- Horómetro de CD (implementado algunas veces en el circuito de medida del generador).
- Indicador de carga de batería (para grupos electrógenos que funcionan con alternador).

Los instrumentos opcionales son.

- Medidor de temperatura de aceite
- Indicador o monitor de nivel de combustible.
- Indicador o monitor de temperatura de gases de salida.
- Indicador de nivel de aceite de lubricación.
- Indicador o monitor de restricción del aire de admisión.

CAPITULO III

SISTEMAS DE POTENCIA

3.1 DEFINICIONES Y PARÁMETROS DE UN CIRCUITO

Sistema de unidades

En ingeniería eléctrica se emplea el sistema internacional de unidades S.I. Abreviadamente, este sistema se llama *mksa*, que corresponden al siguientes iniciales; metro (m), Kilogramo (Kg), segundo (s) y amperio (A). Todas las fórmulas aparecen relacionadas, la constante de la ley de Coulomb de la electrostática se igual $1/4\pi \epsilon$ al igual que la ley de Laplace del magnetismo se iguala $\mu/4\pi$.

La fuerza en el sistema *mksa* se llama newton y su símbolo es N. Una fuerza es un Kilogramo de masa por una aceleración de un metro por segundo en cada segundo y por consiguiente:

$$\text{Fuerza (N)} = \text{masa (Kg)} \times \text{aceleración (m/s}^2 \text{)}$$

Y por tanto la energía es derivada; se llama Julio (J) y corresponde a un newton(N) cuando se desplaza un metro en dirección al movimiento. La unidad de potencia se llama vatio (W) y corresponde a Julios por segundo, pues:

$$1 \text{ J} = 1\text{N} \times \text{m} \text{ y } 1\text{W} = 1\text{J/s}$$

Ley de Coulomb

Es la atracción o repulsión entre sus cargas puntuales, q y q' es directamente proporcional al producto de ambas e inversamente proporcional al cuadrado de su distancia r.

$$F = K \frac{qq'}{r^2}$$

Siendo k una constante proporcional que depende de donde estén situadas las cargas y del sistema empleado. En el sistema *mksa* se la denomina carga eléctrica y su unidad es el columbio (C), y en el vacío o espacio libre su valor es:

$$k_0 = 9 \times 10^9 \text{ N} \cdot \text{m}^2 / \text{C}^2$$

En el aire el valor ϵ es ligeramente superior ϵ_0 , pero en la práctica se consideran iguales y este valor se define:

$$\epsilon = K\epsilon_0$$

En donde K es la constante de proporcionalidad adimensional llamada constante dieléctrica o capacidad inducida específica. El valor $\epsilon = K\epsilon_0$ se denomina permitividad o constante dieléctrica absoluta, en donde ϵ_0 es la permitividad del vacío. Para espacio libre $K=1$ y $\epsilon = \epsilon_0$.

La carga elemental correspondiente al electrón (-e), o al protón (+e), vale $e=1,602 \times 10^{-19}$ C.

Diferencia de Potencial

Es la diferencia de potencial o tensión en dos puntos de un campo eléctrico, la unidad de medida en sistema *mksa* es el voltio (V) y un $1\text{V}=1\text{J/C}$.

Si entre dos puntos existe una diferencial de potencial, el trabajo necesario para mover una carga q será qV y se moverá de punto de mayor o menor potencial.

La fuerza electromotriz (f.e.m.) suministra una carga suficiente que hace mover del menor al mayor potencial. La f.e.m. se mide en los bornes del generador cuando el circuito se encuentra abierto

Corriente Eléctrica

Todo cuerpo con electrones libres capaces de moverse de un punto a otros en un conductor diremos que circula una corriente eléctrica. La corriente eléctrica tiene una intensidad de un amperio (A), la intensidad de corriente instantánea i de un conductor

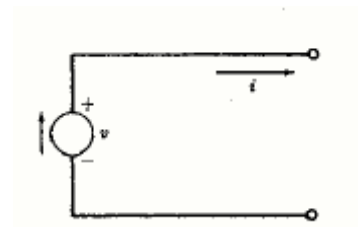
$$i(A) = \frac{dq (C)}{dt (s)}$$

Potencia

La potencia eléctrica P se define por el producto de la diferencia del potencial aplicado (V) y la corriente (A) y su unidad de medida es los vatios (W) y se escribe:

$$P (W) = v (V) \times i (A)$$

Por definición la potencia positiva es cuando la corriente eléctrica circula desde la fuente desde el terminal positivo al negativo.



Energía

Como la potencia es la variación de energía en la unidad de tiempo,

$$P = \frac{dw}{dt} \text{ de donde } W = \int_{t_1}^{t_2} p dt$$

Siendo W el suministro total en un intervalo de tiempo, y su unidad de medida es el W.s

Elemento resistivo, bobina y condensador

Al suministrar una corriente eléctrica a un elemento pasivo y este se comportan o responde de tres formas. Si la energía se disipa el elemento es resistivo; si la almacena en campo magnético, es una bobina pura y si la aumenta en campo eléctrico es un condensador.

Resistencia

Es la división entre la diferencia de potencial y la intensidad de corriente, su unidad de medida es el ohmio (Ω) que corresponde a la resistencia de un elemento, es decir $1\Omega = 1 \text{ V/A}$

$$R(\Omega) = \frac{v \text{ (V)}}{i \text{ (A)}}$$

Autoinducción

El coeficiente de proporcionalidad L o llamado coeficiente de autoinducción o simplemente de autoinducción de una la bobina. Su unidad de medida es el henrio (H), es decir $1\text{H} = 1\text{V}\cdot\text{s/A}$ en la cual circula una corriente que varié a razón de 1 A/s se induce f.e.m entre sus bornes. Y su fórmula es:

$$v(t) = L \frac{di}{dt} \text{ o bien } i(t) = \frac{1}{L} \int v dt$$

Capacidad

La diferencia de potencial v en los bornes de un condensador es proporcional a la carga q . la constante de proporcionalidad C se llama capacidad del condensador y se expresa

$$v(t) = \frac{1}{C} \int i dt$$

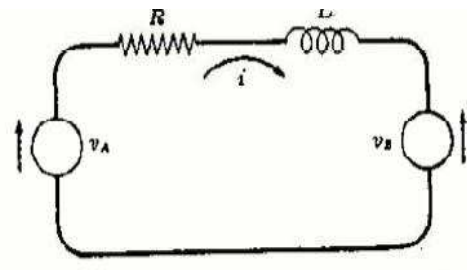
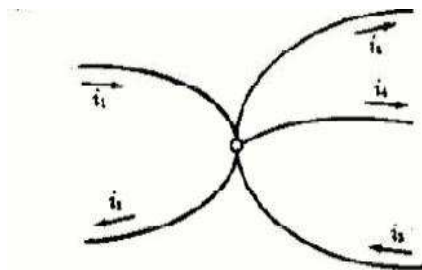
Su unidad de medida es el faradio (F) y se emplea los siguientes submúltiplos:

$$1\mu F = 1 \text{ microfaradio} = 10^{-6} F$$

$$1pF = 1 \text{ picofaradio} = 10^{-12} F$$

Leyes de Kirchhoff

1. La suma de las intensidades de la corriente que llegan a un nudo es igual a la suma de la que salen. Se consideran que llegan son positivas y las negativas son las que salen, todas las corrientes que concurren en un nudo son cero
2. En un circuito o malla, la suma de las diferencias de potencial en un circuito cerrado es nula. Hay que considerarse que las fuentes o generadores que contengan malla tienen que sumarse algebraicamente, considerando como positivas las fuentes con polaridades de $-$ a $+$ que coincida previamente la corriente del circuito



3.2 INTENSIDAD DE CORRIENTE Y TENSIÓN SENOIDALES

Intensidad de Corriente y Tensiones Senoidales

En la tabla se muestran los elementos R, L y C puros.

Tensión en bornes de un elemento puro si la corriente es senoidal

Elemento	Tensión i es general	Tensión si $i = I_m \text{ sen } wt$	Tensión si $i = I_m \text{ cos } wt$
Resistencia R	$v_R = Ri$	$v_R = RI_m \text{ sen } wt$	$v_R = RI_m \text{ cos } wt$
Autoinducción L	$v_L = L \frac{di}{dt}$	$v_L = \omega LI_m \text{ cos } wt$	$v_L = \omega LI_m (-\text{sen } wt)$

Capacidad C	$v_C = \frac{1}{C} \int i dt$	$v_C = \frac{I_m}{\omega C} (-\cos \omega t)$	$v_C = \frac{I_m}{\omega C} \text{sen } \omega t$
----------------	-------------------------------	---	---

Corriente en los elementos puros si la corriente es senoidal

Elemento	Tensión v es general	Tensión si $v = V_m \text{sen } \omega t$	Tensión si $v = V_m \text{cos } \omega t$
Resistencia R	$i_R = \frac{v}{R}$	$i_R = \frac{V_m}{R} \text{sen } \omega t$	$i_R = \frac{V_m}{R} \text{cos } \omega t$
Autoinducción L	$i_L = \frac{1}{L} \int v dt$	$i_L = \frac{V_m}{\omega L} (-\cos \omega t)$	$i_L = \frac{V_m}{\omega L} \text{sen } \omega t$
Capacidad C	$i_C = C \frac{dv}{dt}$	$i_C = \omega C V_m \text{cos } \omega t$	$i_C = \omega C V_m (-\text{sen } \omega t)$

Impedancia

La impedancia de un elemento aislado, es la relación entre la tensión aplicada y la intensidad de la corriente que circula.

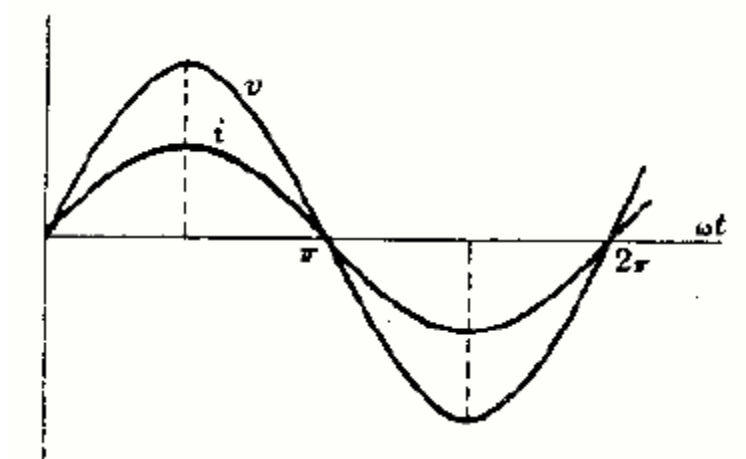
$$\text{Impedancia} = \frac{\text{Función de tensión}}{\text{Función de intensidad}}$$

Si las tensiones e intensidades de corrientes son senoidales, esta relación tiene un módulo y un argumento (ángulo). El ángulo o el argumento de la tensión y la intensidad se llaman ángulo de fase o simplemente fase.

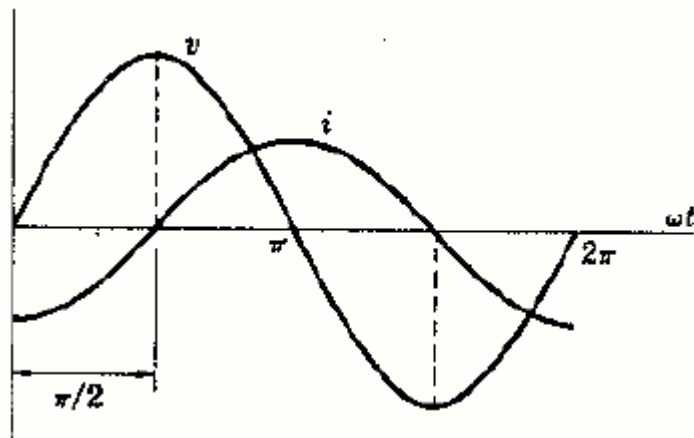
Angulo de Fase

Si tanto la tensión como la corriente son función es senoidales del tiempo y se representan gráficamente con la misma escala de tiempo aparece un desplazamiento. Dicho desplazamiento es el ángulo de fase y nunca puede ser superior a 90° o $\pi/2$ radianes.

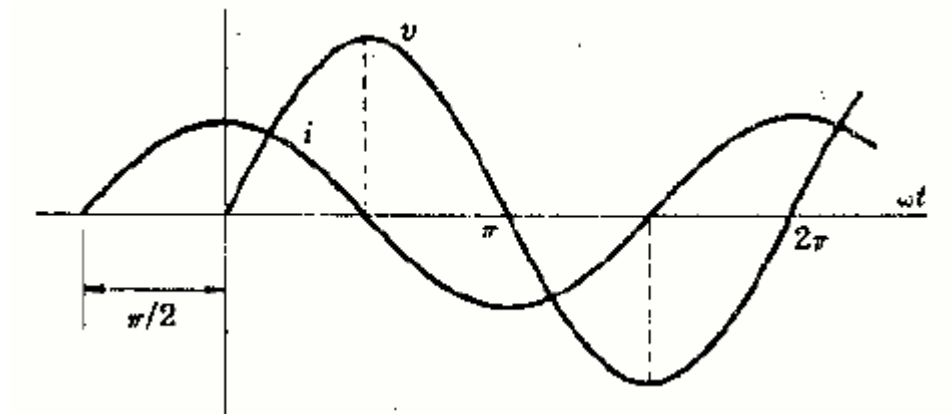
- Resistencia R
Es un elemento puro la intensidad de corriente y la tensión están en fase y su módulo es R



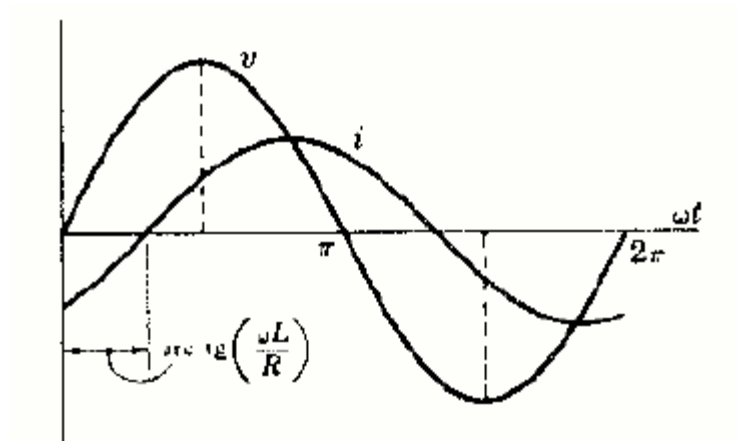
- Autoinducción L
En una bobina pura la intensidad de corriente se retrasa 90° o $\pi/2$ respecto a la tensión y su módulo es ωL



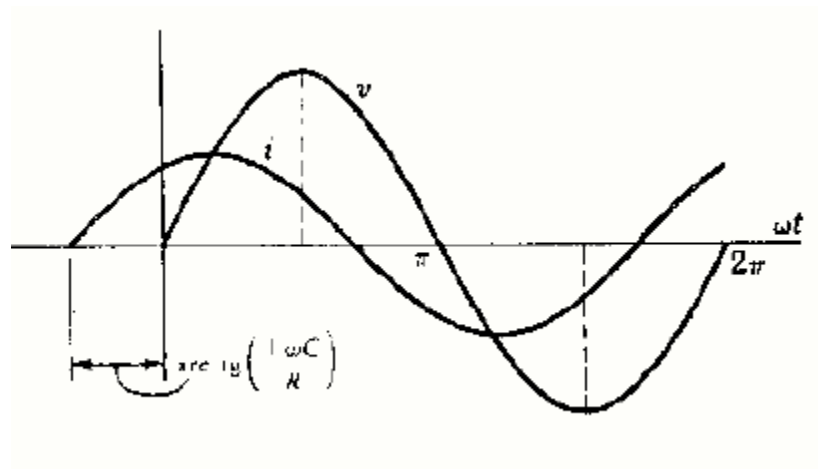
- Capacidad C
Es un condensador puro, la intensidad de corriente adelanta 90° o $\pi/2$ respecto a la tensión y el modulo es $\frac{1}{\omega C}$



- Circuito serie RL
La intensidad se retrasa respecto de la tensión un ángulo igual $\text{arc tg}(\omega L/R)$ y su módulo de la impedancia es $\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}$

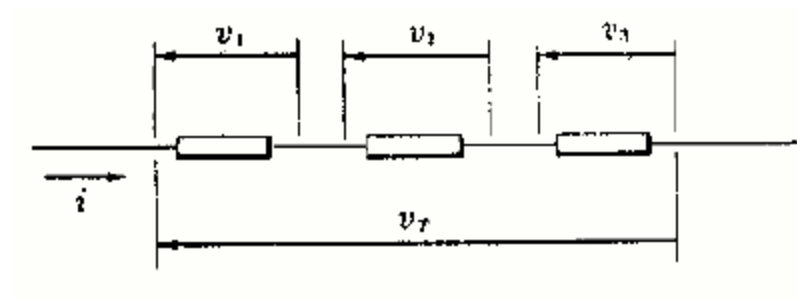


- Circuito serie RC
La intensidad de la corriente adelanta a la tensión en un ángulo a $\text{arc tg}\left(\frac{1}{\omega C}\right)$ y el modulo es $\sqrt{R^2 + \left(\frac{1}{\omega C}\right)^2}$

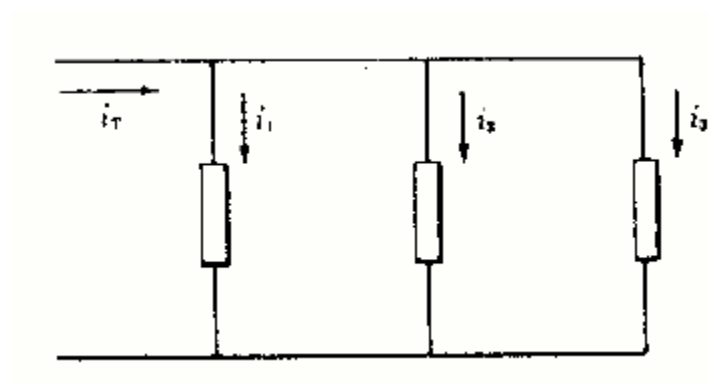


Circuito serie y paralelo

En un circuito que está conectado en serie la intensidad de la corriente es la suma de las caídas de tensión



En un circuito paralelo la intensidad de la corriente es la suma de las intensidades que circulan por el elemento y esto se puede aplicar a la primera ley de Kirchoff pues las cuatro intensidades tienen un nodo común



3.3 POTENCIA EN CIRCUITOS MONOFÁSICOS DE CORRIENTE ALTERNA

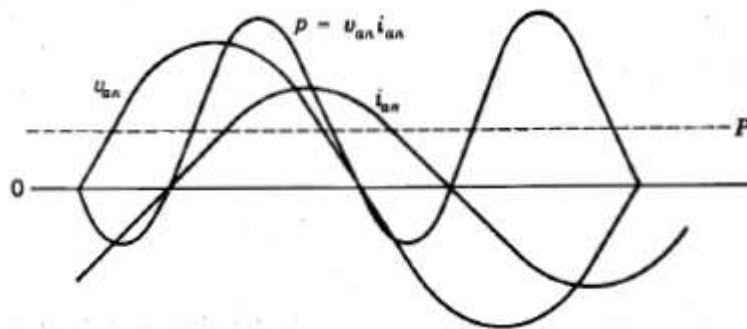
La teoría fundamental de la transmisión de energía describe su propagación en términos de la interacción de los campos eléctricos y magnéticos. La potencia es absorbida en un instante, el producto de la caída de voltaje y de la corriente y se la expresan:

$$V_{an} = V_{max} \cos \omega t \quad \text{y} \quad i_{an} = I_{max} \cos (\omega t - \theta)$$

La potencia aparente es:

$$P = V_{an} i_{an}$$

Un valor positivo p es absorbido por una parte del sistema que se encuentra entre los puntos a y n y esto resulta obvio a la poca potencia instantánea y cuando es negativo tienen signos contrarios. Cuando la corriente fluye en dirección de elevación de voltaje y representa la energía que es transferida desde la carga al sistema, la potencia instantánea nunca será negativa. Si la corriente y el voltaje están fuera de los 90° , la potencia instantánea tendrá medios ciclos positivos y negativos y su valor será cero



Hay otra forma de ver la expresión de la potencia instantánea si se considera la componente en fase a la componente de 90° fuera de fase con V_{an} . La componente de i_{an} en fase con V_{an} es i_R . Si el valor máximo i_{an} es i_{max} . La corriente instantánea i_R debe estar en fase con V_{an} para $V_{an} = V_{max} \cos \omega t$ se tiene

$$i_R = I_{max} \cos \theta \omega t$$

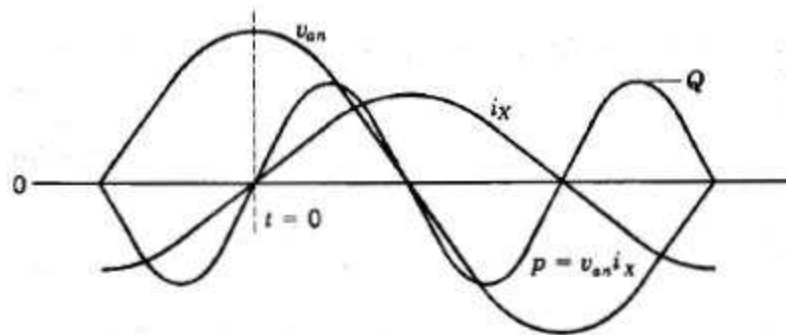
De manera similar la componente i_{an} que está en atraso 90° con respecto a V_{an} es i_x y tiene un valor máximo de $I_{max} \sin \theta$. Debido a que i_x debe atrasar a v_{an} 90° se tiene

$$i_x = I_{max} \sin \theta \cos wt$$

Entonces,

$$v_{an} i_x = V_{max} I_{max} \cos \theta \cos^2 wt$$

$$= \frac{V_{max} I_{max}}{2} \cos \theta (1 + \cos 2 wt)$$



Si la potencia instantánea expresada por la ecuación es la potencia en un circuito predominante capacitivo con el mismo voltaje aplicado θ es negativo, y hace que sean θ y Q también sean. Si los circuitos capacitivos e inducidos están en paralelo, la potencia reactiva para el circuito RL es 180° .

Generalmente los ingenieros en sistemas de potencia piensan en capacitor en términos de un generador de potencia reactiva positiva en lugar de que se requiere potencia reactiva negativa. Ese concepto resulta lógico en el caso de un capacitor que consume una Q negativa y que está en paralelo, en otras palabras el capacitor suministra la Q requerida por la carga inductiva. Por esta razón el ingeniero de sistemas de potencia encuentra conveniente utilizar capacitor porque suministran potencia reactiva a la carga inductiva. Cuando no se usen positivas o negativas se supondrá que la potencia es positiva

3.4 POTENCIA COMPLEJA

Los tres lados S, P y Q del triángulo de potencia se deducen del producto VI^* de la tensión conjugado de la intensidad. El resultado es un número complejo que se llama *potencia compleja*, su parte real es la potencia activa (P) y su parte imaginaria es la potencia reactiva (Q) donde:

$$S = P - jQ$$

El módulo S de la potencia aparente $S=VI$. Un ángulo en adelanto implica que la potencia reactiva (Q) está adelanta o también se la llama potencia capacitiva, mientras que un ángulo de fase se retrase la potencia Q es inductiva. Esto tiene que tenerse muy presente en el triángulo de potencias

$$\text{Potencia Activa } P = VI \cos \theta = R I^2 = \frac{VR^2}{R}$$

$$\text{Potencia Reactiva } Q = VI \sin \theta = X I^2 = \frac{Vx^2}{X}$$

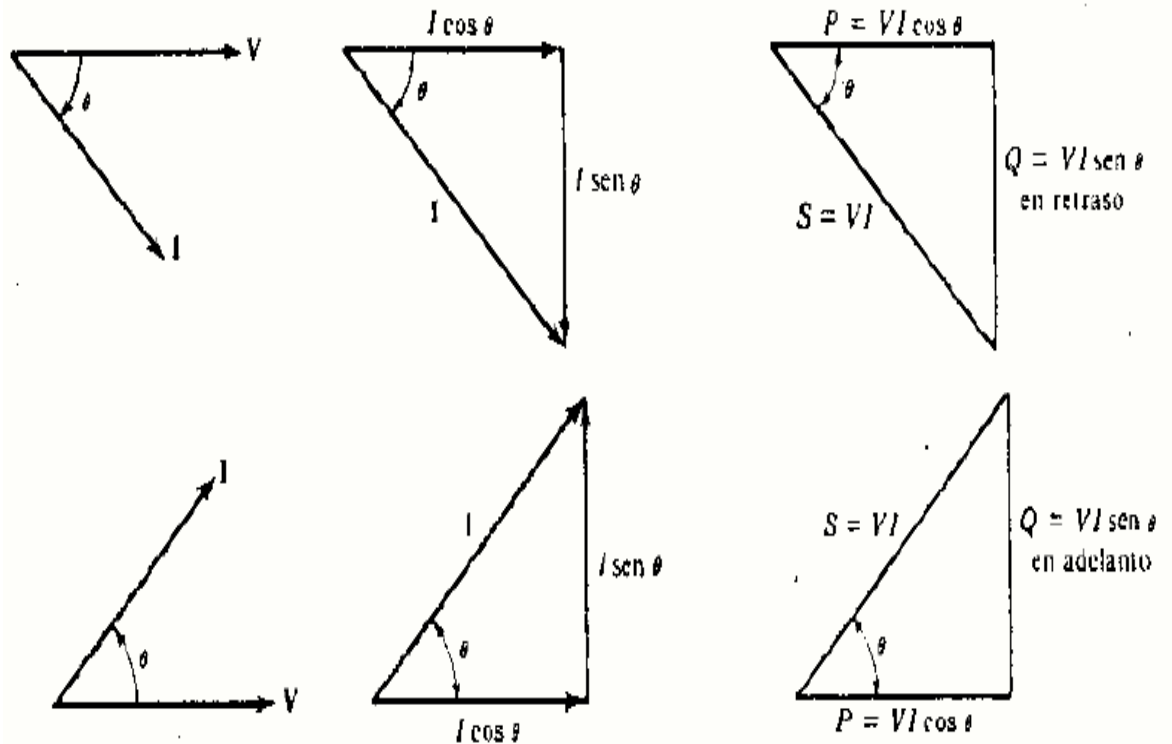
$$\text{Potencia Aparente } S = VI = Z I^2 = V^2/Z$$

$$\text{Factor de Potencia } fp = \cos \theta = \frac{R}{Z} = \frac{P}{S}$$

3.5 TRIANGULO DE POTENCIA

Las expresiones de las potencias se las puede representar geoméricamente mediante el *triángulo de potencia*.

Sea un circuito inductivo donde la intensidad de corriente está retrasada, esto tomando de referencia la tensión V, es decir está desfasada 90° . Así igual cuando este adelantada la corriente con respecto al voltaje en 90° de desfase la podemos representar en el triángulo de potencia. Así podemos construir los componentes que los conforman



3.6 VOLTAJE Y CORRIENTE EN CIRCUITOS TRIFÁSICOS BALANCEADOS

Los sistemas de potencia suministrados por los generadores trifásicos suministran cargas trifásicas balanceadas lo que significa que tienes impedancias idénticas. Los sistemas de distribución se diseñan para que todas sus fases estén balanceadas.

En un circuito equivalente un generador trifásico consiste de una f.e.m en cada una de sus fases, cada f.e.m está en serie con una resistencia o una reactancia lo que componen un impedancia Z , esta impedancia no se puede separar de la fase. Las f.e.m del generador están desfasadas una con otra con 120° ejemplo:

$$E_{a'o} = 100/0^\circ V$$

$$E_{c'o} = 100/120^\circ V$$

$$E_{b'o} = 100/240^\circ V$$

Las corrientes también son iguales en magnitud y están desfasadas 120° la una de la otra. Lo mismo se cumple para los voltajes V_{an} , V_{bn} , V_{cn} y en este caso se dice que las corrientes están balanceadas, estas corrientes o voltajes forman un triángulo cerrado y es obvio que la suma es cero.

Debido al desfase de voltajes en un sistema trifásico balanceado para indicar su rotación del fasor 120° . El resultado de la multiplicación de dos números complejos es el producto de sus magnitudes y la suma de sus ángulos.

Comúnmente, la letra a se usa para designar el operador que origina una rotación de 120° en dirección a las manecillas del reloj. Tal operador es un número complejo de magnitud unitaria con un ángulo y se define:

$$a = 1/120^\circ = -0.5 + j0.866$$

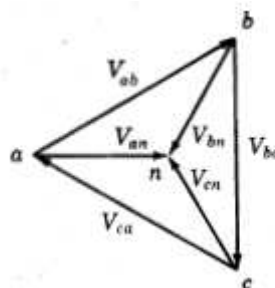
Si se aplica dos veces sucesivas un operador al fasor rotará 240° y tres veces el fasor 360°

$$a^2 = 1/240^\circ = -0.5 - j0.866$$

$$a^3 = 1/360^\circ = 1$$

Otra forma de exhibir los voltajes línea a línea y línea a neutro es a través de triángulos donde se muestran los desfases que coinciden con la referencia seleccionada que van el caso de V_{an} . Los fasores de voltaje de línea a neutro serán dibujados en el interior del triángulo y los de línea a línea estarán en el exterior formando un triángulo cerrado.

El orden de los vértices que se suceden uno a otro a , b , c cuando este se rota en sentido contrario a las manecillas del reloj alrededor de n indica las secuencias de fases.



Frecuentemente las cargas balanceadas se conectan en del delta. Las propiedades del operador a, que la magnitud de la corriente de línea I_a es igual $\sqrt{3}$

Veces la magnitud de la corriente de fase.

El circuito se resuelve mediante ley de voltajes de Kirchhoff a lo largo de la trayectoria cerrada que influye una fase y el neutro es equivalente a los cálculos que se hagan en todo circuito trifásico y debe recordarse que están desfasadas 120° y 240° y esto es irrelevante si la carga esta balanceada.

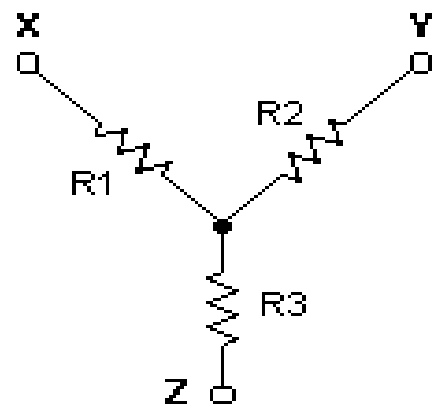
Da lo mismo si a carga esta balanceada, especificada por su voltaje línea a línea, potencia total y factor de potencia, si está conectado en delta o en estrella siempre podrán reemplazarse para su cálculo. La impedancia de cada fase de la equivalente estrella es un tercio de la delta a la cual reemplaza como se muestran en las formulas a continuación:

Delta – Estrella

$$R_1 = \frac{R_a \times R_c}{R_a + R_b + R_c}$$

$$R_2 = \frac{R_b \times R_c}{R_a + R_b + R_c}$$

$$R_3 = \frac{R_a \times R_b}{R_a + R_b + R_c}$$

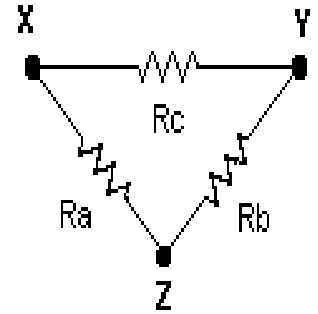


Estrella - Delta

$$R_a = [(R_1 \times R_2) + (R_1 \times R_3) + (R_2 \times R_3)]/R_2$$

$$R_b = [(R_1 \times R_2) + (R_1 \times R_3) + (R_2 \times R_3)]/R_1$$

$$R_c = [(R_1 \times R_2) + (R_1 \times R_3) + (R_2 \times R_3)]/R_3$$



3.7 POTENCIA EN CIRCUITOS TRIFÁSICOS BALANCEADOS

La potencia entregada por el generador trifásico es absorbido por cargas trifásicas se encuentra simplemente sumando la potencia en cada una de la fases.

Si la magnitud de los voltajes al neutro V_p para una carga conecta en Y es:

$$|V_p| = |V_{an}| = |V_{bn}| = |V_{cn}|$$

Y si la magnitud de la corriente es igual al de los voltajes la potencia trifásica sería

$$P = 3 |V_p| |I_p| \cos \theta_p$$

De donde θ_p es el ángulo por el cual la corriente de fase I_p atrasa el voltaje de fase V_p .

En redes trifásicas balanceadas generalmente se conocen lo voltajes de línea a línea, la corriente y el factor de potencia y potencia trifásica respectivamente.

Si la carga está conectada en A, el voltaje a través de cada impedancia es el voltaje línea a línea, y la magnitud de la corriente que la atraviesa es la corriente de línea dividida entre $\sqrt{3}$

Al sustituir la ecuación se obtiene

$$P = \sqrt{3} |V_L| |I_L| \cos \theta$$

3.8 CIRCUITOS ESTRELLA Y DELTA

Las tres bobinas pueden ser unidad para formar una conexión en estrella o triángulo. Uniendo un punto común en los tres principios o finales de la bobinas, obtendremos una conexión estrella con neutro.

Cada uno de sus arrollamientos se los llama fase del generador.

- Conexión Estrella Y
Podemos representar un generador con un punto común y tensiones desfasadas 120° así tendremos voltajes líneas a líneas o líneas a neutro y con secuencias positivas o negativa

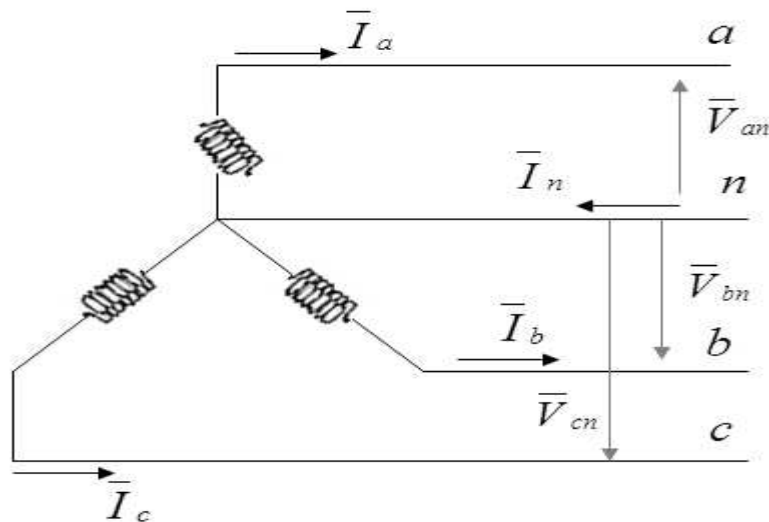
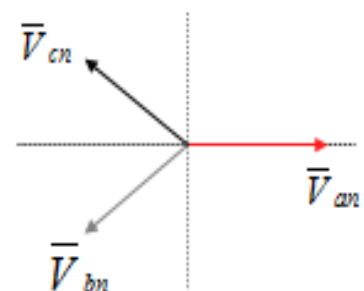


Diagrama Fasorial



$$\bar{V}_{cn} = 120 \angle 120^\circ V_{RMS}$$

$$\bar{V}_{an} = 120 \angle 0^\circ V_{RMS}$$

$$\bar{V}_{bn} = 120 \angle -120^\circ V_{RMS}$$

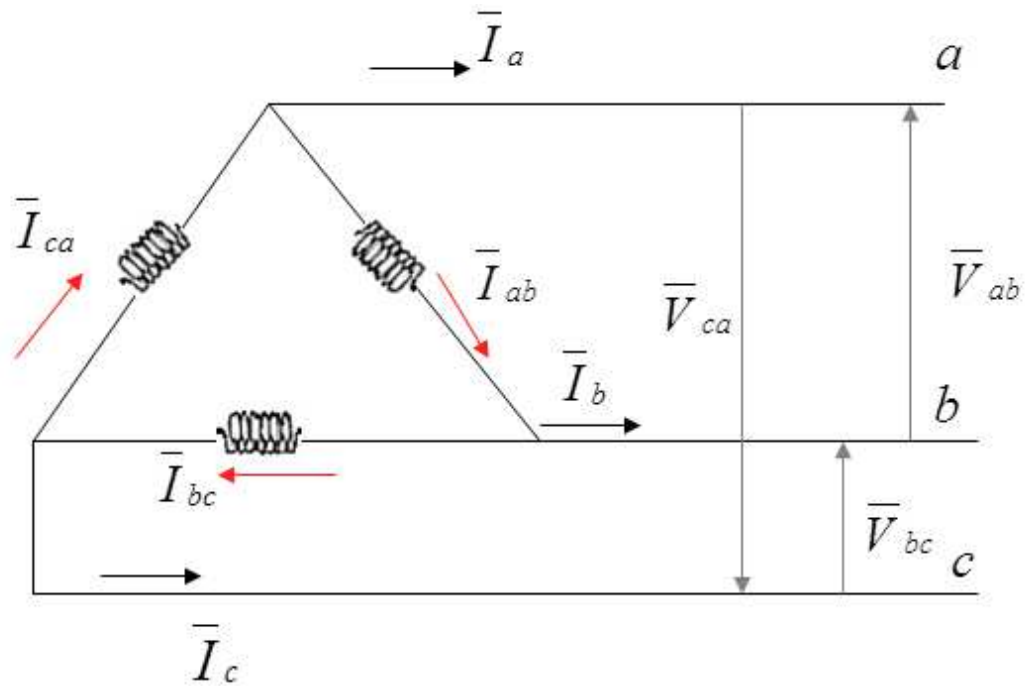
$$V_{an}(t) = 120\sqrt{2} \cos \omega t$$

$$V_{bn}(t) = 120\sqrt{2}(\cos \omega t - 120^\circ)$$

$$V_{cn}(t) = 120\sqrt{2}(\cos \omega t + 120^\circ)$$

- Conexión Delta Δ

Podemos representar la carga con un conexión delta esta desfasa 120° de línea a línea, también tiene corrientes de adelanto y retraso



$$|\bar{I}_a| = |\bar{I}_b| = |\bar{I}_c| \longrightarrow \text{Corrientes de línea}$$

$$|\bar{I}_{ab}| = |\bar{I}_{bc}| = |\bar{I}_{ca}| \longrightarrow \text{Corrientes de fase}$$

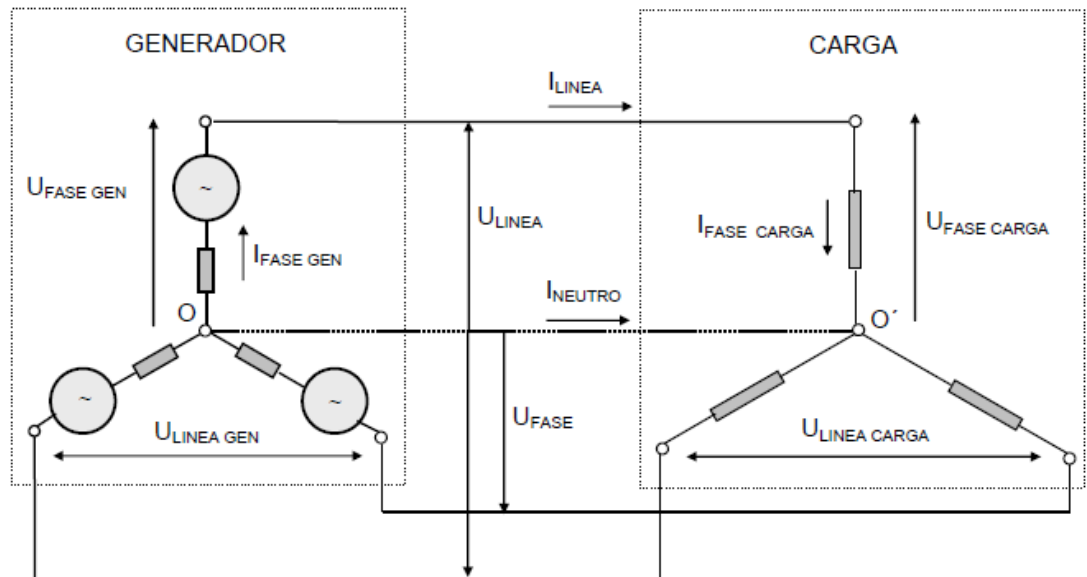
$$\frac{|I_L|}{|I_F|} = \sqrt{3}$$

En secuencia +: I_L atrasa 30° a su I_F

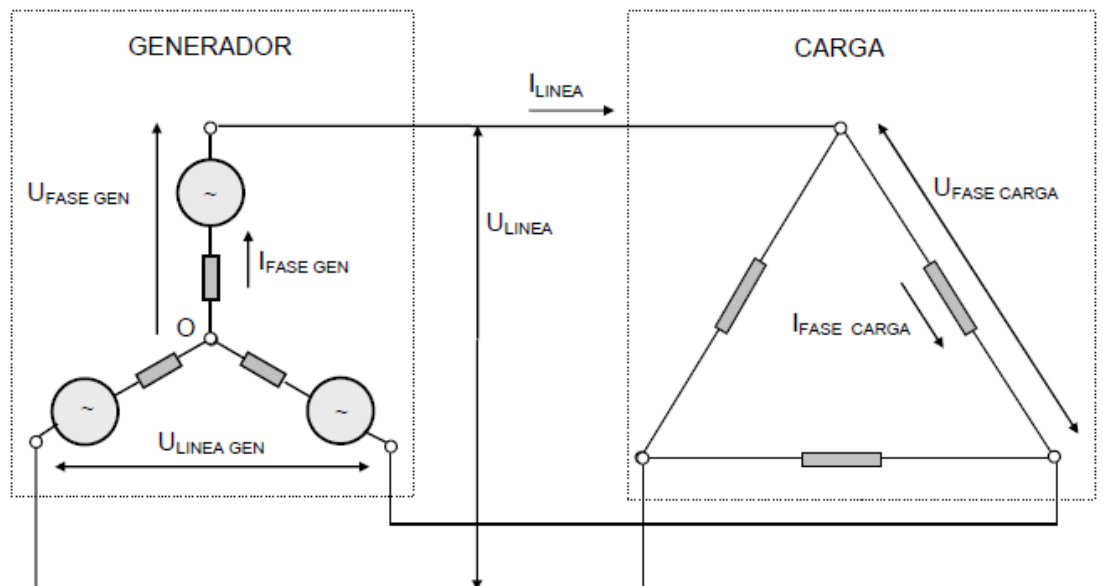
En secuencia -: I_L adelanta 30° a su I_F

Tipos de Conexiones

- Estrella – Estrella



- Estrella – Delta



CAPITULO IV

PROTECCIONES

4.1 SISTEMA DE PROTECCIÓN Y ALARMAS DEL GENERADOR

Todo generador de un grupo electrógeno debe tener un mínimo de protecciones para evitar posibles daños en la máquina o en los equipos asociados.

4.1.1 OPERACIÓN INDEPENDIENTE Y PARALELO

Las protecciones de un generador se implementan dependiendo de que la máquina trabaje en forma independiente o en paralelo. Las protecciones básicas son:

OPERACIÓN INDEPENDIENTE

- Standard: Protección de sobrecarga y cortocircuito por medio de un interruptor automático.

- Opcionales:
 - Protección de sobre voltaje (función AIEE/NEMA 59).
 - Protección de bajo voltaje (función AIEE/NEMA 27).
 - Protección de sobre frecuencia función AIEE/NEMA 81-0).
 - Protección de baja frecuencia función AIEE/NEMA 81-U).
 - Protección de temperatura función AIEE/NEMA 49).

OPERACIÓN EN PARALELO

- Standard: Protección de sobrecarga y cortocircuito por medio de un interruptor automático con mecanismo de disparo de bobina o electroimán denominado en inglés “SHUNT TRIP COIL”.

Protección contra flujo de potencia en sentido inverso (función AIEE/NEMA 32).

- Opcionales:
 - Protección contra pérdida de excitación en el campo (función AIEE/NEMA 40).
 - Protección de falla a tierra (función AIEE/NEMA 40).
 - Protección de temperatura
 - Protección de baja frecuencia
 - Protección de sobre voltaje

Para grupos electrógenos que operan independientemente, en los cuales se desea implementar protecciones especiales, es necesario que el interruptor automático se acondicione con el mecanismo de disparo de bobina indicado anteriormente.

Todo sistema de protección, para grupos electrógenos que operen en paralelo, debe ir acompañado de un sistema de señalización de alarmas que discrimine la falla y advierta al operario de la anomalía existente. Al mismo tiempo, debe generar la orden para la apertura del interruptor automático con el propósito de desconectar la carga y eventualmente, según el tipo de falla, detener el motor diésel.

La señalización de las alarmas se implementa mediante un circuito o dispositivo que recibe el nombre de **MODULO DE SEÑALIZACION DE ALARMAS** o **ANUNCIADOR DE ALARMAS**. Este módulo puede ser de instalación local o remota, según los requisitos del usuario. La instalación remota facilita la supervisión del equipo cuando se tiene un centro de control desde el cual se manejan varias máquinas.

Un módulo de señalización de alarmas debe producir dos tipos de señales:

- Señal luminosa con discriminación de la falla
- Señal acústica de desconexión manual o con opción de desconexión automática retardada.

La señalización luminosa se consigue por medio de lámparas de filamento convencionales (generalmente de color rojo) dimensionadas para el voltaje de la batería (12v o 24v).

Los módulos de señalización de alarmas funcionan con la batería del grupo electrógeno ya que ésta puede garantizar una fuente más segura y permanente. Un diseño apropiado del módulo de señalización incluye lo siguiente:

- Salida adicional por contacto seco de relé (o de estado sólido) para manejar la bobina de disparo. (“**Shunt trip coil**”) del interruptor automático del generador.
- Pulsador para prueba o verificación simultánea del estado de las lámparas de señalización.
- Pulsador de reposición para anular las indicaciones de la falla que se pueda haber presentado.
- Dispositivo de alarma sonora de alta frecuencia (mayor de 5 KHz) y de alta densidad (mayor de 90 db) tipo “**SONALERT**” que permita al usuario discriminar y escuchar con facilidad la presencia de una falla o anomalía detectada en la máquina.

En grupos electrógenos de pequeña capacidad, para operación independiente, no es acostumbrado el empleo de sistemas completos de protección como los descritos anteriormente. Lo usual en este caso es protección contra sobrecarga y cortocircuito. La implementación con todas las protecciones y el respectivo sistema de señalización se reserva en principio para grupos electrógenos de gran tamaño, particularmente cuando deben operar en paralelo.

4.1.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

La protección del generador de un grupo electrógeno se lleva a cabo mediante la utilización de dispositivos de protección denominados relés funcionales.

Los dispositivos de protección o relés funcionales modernos se caracterizan por lo siguiente: son electrónicos, de estado sólido, bajo "burden", diseño compacto, con señalización luminosa para indicar condiciones de alarma y falla, con salida por contacto de relé de uno o varios contactos y larga vida útil medida en millones de operaciones.

Son muchas las funciones a realizar consideradas para dispositivos de protección de equipos eléctricos. La AIEE/NEMA ha establecido un código numérico que define la función que realiza el dispositivo y su naturaleza. Este código es de gran aceptación entre los fabricantes americanos de grupos electrógenos.

La protección básica que lleva todo generador la proporciona un breaker o interruptor automático el cual tiene asignado el código funcional 52. Este dispositivo a su vez debe cumplir dos funciones básicas que son: protección de sobrecarga (función 51) y protección de cortocircuito (función 50). Si el interruptor dispone del mecanismo de disparo por electroimán, denominado "**Shunt trip coil**", es posible que la apertura del interruptor por medio de las señales de salida que proporcionan algunos de los relés funcionales implementados en la protección del generador. El mecanismo de disparo por electroimán tiene definido el código funcional 94.

Para funcionamiento en paralelo, el generador requiere de un relé que abra el interruptor automático cuando el suministro de energía mecánica al generador sea inferior a las pérdidas totales de la máquina ya que la unidad comienza a consumir potencia, es decir, la máquina se motoriza. Esta condición se evita mediante el empleo de un relé denominado **RELE DE POTENCIA INVERSA** o **RELE DIRECCIONAL DE POTENCIA** cuyo código funcional es 32. Dicho relé requiere un muestreo tanto del voltaje como de la corriente que suministra el generador.

Los daños en los reguladores electrónicos de voltaje, que ocurren con alguna frecuencia debido a efectos secundarios de descargas atmosféricas,

cortocircuitos y operaciones incorrectas de sincronismo, pueden alterar gravemente el comportamiento del sistema y dañar el generador o afectar la carga. La peor condición es aquella en la cual el generador se sobreexcita y en sus terminales se establece voltaje muy por encima del nominal. El relé funcional 59, que proporciona protección de sobre voltaje es la solución a este problema y puede disponerse para que actúe sobre la bobina de disparo que abre el interruptor automático y también sobre el circuito de protecciones del motor diésel para que éste se detenga.

El relé funcional 40 tiene como función proteger el generador contra pérdida o reducción significativa de la corriente de excitación que circula por el campo. La subexcitación se presenta cuando el generador maneja carga capacitiva con bajo factor de potencia. La pérdida de excitación, se origina por conexiones defectuosas o daños en el devanado de campo y lleva a la pérdida de sincronismo y a un rápido sobrecalentamiento del generador, además de producir inestabilidad general del sistema. El contacto de salida del relé funcional 40 debe actuar sobre la bobina de disparo del interruptor automático, con el objeto de desconectar la máquina del sistema.

En la figura 4.1 se muestra la estructura básica a partir de la cual se implementan los relés de protección funcionales.

La señal de entrada, que representa la variable a controlar es captada por medio de un circuito de "sensing" o muestreo y convertida seguidamente en una señal de voltaje. Mediante el empleo de un amplificador operacional se compara el voltaje medido con otro de referencia, ajustable, que representa el valor deseado o "set - point". Si el valor medido aumenta o disminuye con respecto al valor de referencia, el comparador produce una salida que se amplifica y se lleva a un relé a través de un circuito retardador que permite ignorar los cambios transitorios de la variable medida. La señalización luminosa proporciona una señal de alerta que indica la anormalidad. Los contactos del relé pueden actuar sobre un módulo de señalización de alarmas (anunciador de alarmas) o directamente sobre la bobina de disparo del interruptor automático del generador.

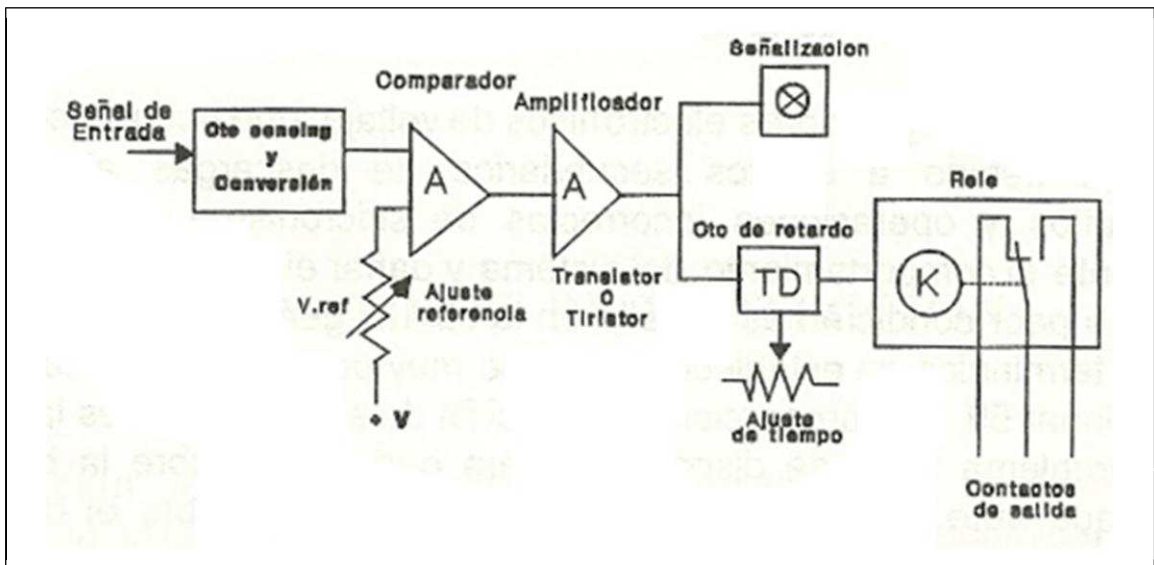


FIGURA 4.1 Relé de protección funcional. Estructura electrónica básica.

En la figura 4.2 se muestra el circuito básico de un módulo de señalización de alarmas con tiristores.

El circuito se conecta a la batería del grupo electrógeno para alimentar las lámparas de señalización y el relé K, cuyos contactos manejan directamente la bobina de disparo del interruptor automático o actúan sobre el circuito de protecciones del motor diésel para detenerlo.

Los interruptores S1, S2, S3, etc., representan los contactos de salida de los relés de protección funcionales, o de cualquier otro dispositivo de protección asociado al conjunto motor-generador.

El circuito mostrado se puede expandir para el número de entradas que se desee agregando módulos idénticos como los representados por los circuitos 1, 2, 3.

Si en el circuito se cierra el interruptor S1 por ejemplo, circula corriente de compuerta por S1, D11 y R1, permitiendo que el SCR, se conmute y conecte la lámpara L1 que indica en forma discriminada, la presencia de una falla en el sistema. Aunque el interruptor S1 se abra nuevamente, la lámpara S1 permanece encendida ya que el SCR1 queda automantenido.

Simultáneamente el relé K se energiza por S1, D11 y D12 quedando (si se desea) retenido su propio contacto K de retención que lo conecta con la batería.

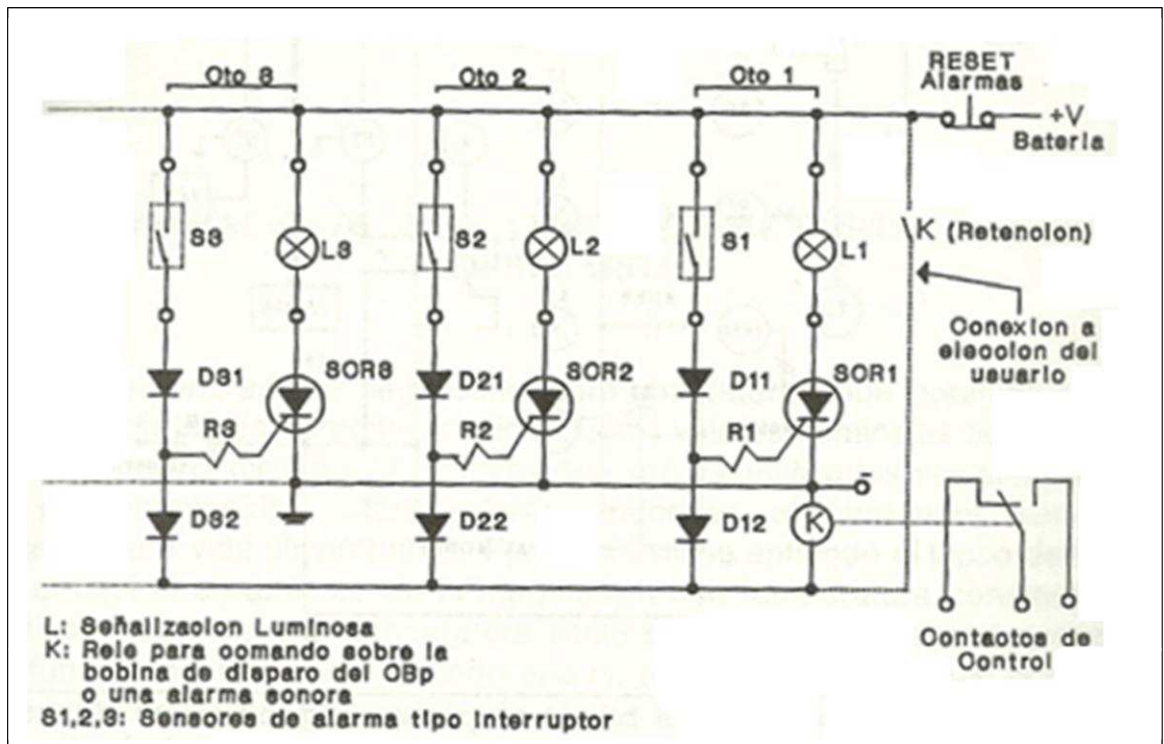


FIGURA 4.2 Módulo de señalización de alarmas (MAA).

El pulsador de reposición de alarmas permite regresar al circuito a la condición inicial, desconectando las lámparas que se encuentran encendidas y el relé K.

En la figura 4.3 se ilustra un diagrama unifilar completo que muestra la forma como se implementan las protecciones de un grupo electrógeno que trabajo en paralelo con la red.

Los relés funcionales, o cualquier otro dispositivo o relé de protección, se conectan a través de sus salidas por contacto al módulo de señalización de alarmas. La presencia de una falla activa el relé K energizando la bobina de disparo ST del interruptor automático CB, y sacando de servicio el grupo electrógeno.

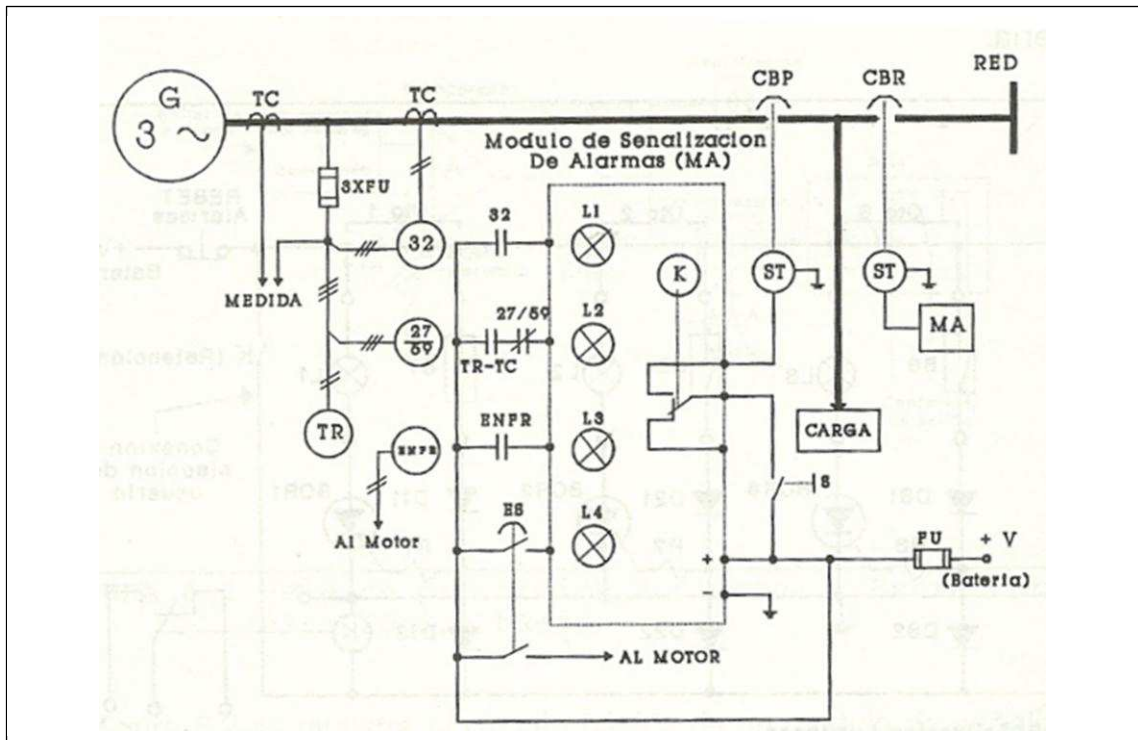


FIGURA 4.3 Protecciones básicas para el generador de un grupo electrógeno que opera en paralelo con la red

En la figura (4.3 PENDIENTE), el relé ENFR es el relé de falla del motor diésel y pertenece al circuito de protecciones del motor. El interruptor ES es el pulsador de paro de emergencia con el cual no solo se abre el interruptor automático sino también se detiene el motor diésel. El relé temporizado TR impide la activación del módulo de señalización de alarmas cuando el generador inicia la elevación de voltaje. Con el interruptor S se habilita la activación de la bobina de disparo del interruptor automático.

Un circuito de protecciones similar se debe implementar para la red o para cualquier otro generador que funcione en paralelo con el sistema.

Algunos fabricantes construyen tableros de protección y alarmas para grupos electrógenos manejados por microprocesador, lo cual proporciona muchos beneficios. Dichos equipos adicionan generalmente la medición digital de las variables eléctricas del generador.

El tablero electrónico elimina la necesidad de multiplicar los sensores de medición y alarmas; reduce notablemente el cableado del equipo, el número de instrumentos independientes y otros aparatos, lo que mejora la confiabilidad del sistema y facilita la supervisión u operación de la máquina.

4.1.3 CONDICIÓN DE CORTOCIRCUITO Y SOBRECARGA

Todos los generadores se calculan para una determinada potencia nominal y una determinada corriente nominal. Estos valores nominales tienen validez bajo ciertas condiciones normativas que son especificadas por el fabricante. Si son mantenidos estos valores, entonces el generador tiene una determinada vida útil probable, Por **VIDA ÚTIL** se entiende el lapso de tiempo en el cual el aislamiento de la máquina, a una temperatura constante, (la cual corresponde a la temperatura límite permitida), permanece seguro en su funcionamiento. Si se excede uno de estos valores, hay que contar con una sobrecarga del generador, aún si este trabaja a potencia nominal. Si no se reduce el suministro de potencia, la temperatura del generador alcanza valores extremadamente altos lo cual reduce su vida útil. Mientras más elevada sea y más dure la sobretemperatura, más rápidamente se reduce la vida útil o, como normalmente se dice, más prematuramente “envejece” el material de aislamiento.

Por otro lado, sobreintensidades elevadas destruyen el aislamiento en un tiempo relativamente corto, lo cual puede conducir a arcos perturbadores y finalmente a cortocircuitos. El cortocircuito es sin lugar a dudas la más severa y molesta falla en un generador y en su equipo asociado.

Un cortocircuito interrumpe el suministro de energía, lo cual puede llevar a graves y elevadas consecuencias económicas.

Los cortocircuitos destruyen no solamente partes del sistema, si no también ponen en peligro al personal operador del mismo. Además, las elevadas corrientes de cortocircuito ejercen enormes fuerzas mecánicas en los conductores que portan la corriente y los calientan en tiempos extremadamente cortos a temperaturas elevadas.

La corriente máxima de cortocircuito que puede producir un generador está afectada solo ligeramente por el tipo de regulador y depende en realidad de

los parámetros eléctricos del generador. La máxima corriente trifásica de cortocircuito se presenta cuando los bornes del generador se ponen en corto. Sin embargo, es posible calcular la cantidad de corriente de cortocircuito que suministra un sistema en cualquier punto de instalación.

En principio, para garantizar una protección adecuada, la capacidad interruptora del dispositivo de protección debe ser igual o mayor que la intensidad de corriente de cortocircuito que puede llegar hasta el punto del sistema en que se instala el interruptor.

El valor de la corriente de cortocircuito es una función de la impedancia que se encuentra desde el generador hasta el punto de cortocircuito. La máxima corriente trifásica de cortocircuito que puede desarrollar un generador (por fase) es la siguiente:

$$I_{sc} = \frac{V_o}{X''d}$$

Dónde:

I_{sc} : Es la corriente de cortocircuito durante el periodo subtransitorio.

$X''d$: Es la reactancia subtransitoria de la máquina por fase.

V_o : La fuerza electromotriz inducida por fase.

Un generador normalmente produce hasta ocho veces su corriente nominal en una falla trifásica. Sin influencia externa, la corriente de cortocircuito que desarrolla el generador decaerá dentro de tres a cinco ciclos y caerá finalmente, a un valor estacionario (ya definido anteriormente) representado por la expresión:

$$I = \frac{V_o}{Xd}$$

Los interruptores modernos, tienen tiempos reales de apertura por cortocircuito de menos de un ciclo (16.6 mseg), lo cual garantiza una protección muy efectiva del generador.

Durante un cortocircuito, el generador debe continuar suministrando un alto nivel de corriente para que haya tiempo de coordinar todos los dispositivos de protección. El tiempo real necesario normalmente es de menos de tres segundos, pero los requisitos de norma especifican que el generador debe

ser capaz de mantener durante un mínimo de 10 segundos niveles de corriente de 300% por encima de lo nominal. Para satisfacer estos requisitos, el generador requiere que el regulador de voltaje sea alimentado por medio de un excitador piloto (PMG) o se acondicione con un módulo de soporte de excitación.

La coordinación, o selectividad, de todos los dispositivos de protección de sobrecorriente del sistema de distribución es fundamental para que el sistema no falle en su totalidad en caso de presentarse un cortocircuito.

4.1.4 INTERRUPTORES DE PROTECCIÓN

Los interruptores de protección utilizados en generadores son dispositivos diseñados para abrir y cerrar un circuito por medios manuales y para abrir el circuito automáticamente en caso de que ocurra una sobrecorriente, sin que el dispositivo mismo sufra daño. Se conocen también como **INTERRUPTORES AUTOMATICOS**.

El tipo más común es el denominado **TERMOMAGNETICO** de caja moldeada, tripolar, que da protección contra sobrecargas y/o cortocircuitos.

Una ventaja del interruptor automático es que una sobrecarga en un polo activa un disparador común que abre todos los polos simultáneamente.

Los interruptores automáticos termomagnéticos son por lo general interruptores de potencia que tienen en cada vía de corriente disparadores de sobreintensidad térmicamente retardados (de tiempo inverso); y para la detección rápida de corriente de cortocircuito poseen disparadores electromagnéticos (bobinas) sin retardo (instantáneos). En la figura 4.4 se puede apreciar la curva característica de disparo que poseen estos dispositivos.

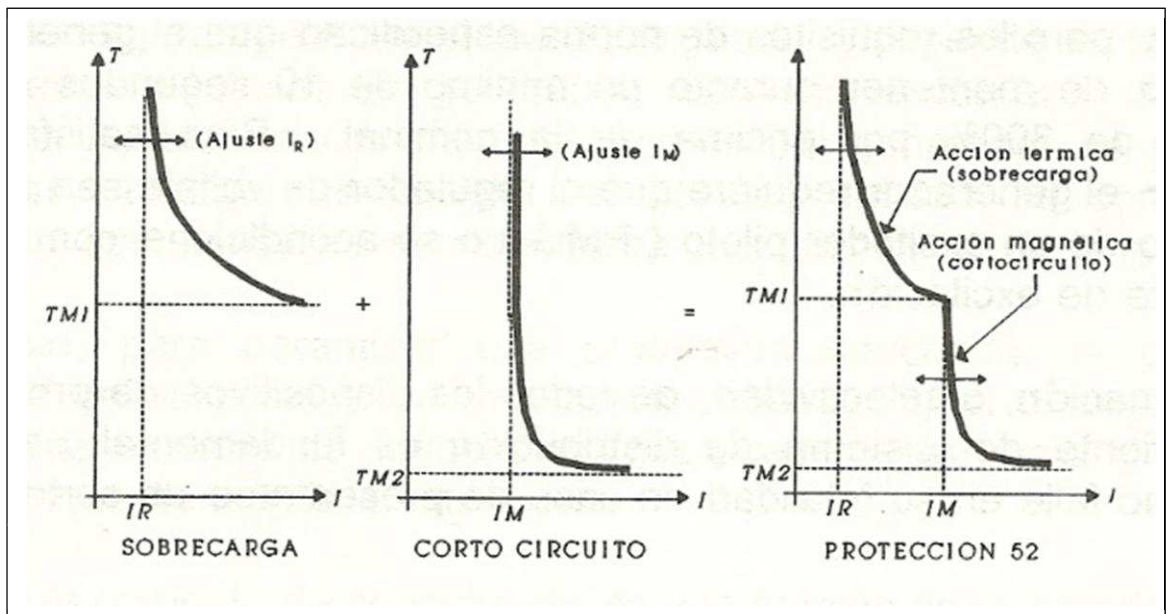


FIGURA 4.4 Curvas t vs I de un Interruptor automático.

Los interruptores automáticos se especifican en amperios (RMS) a una temperatura ambiente de referencia (normalmente 40°C). La capacidad nominal en amperios I_n , es la máxima corriente que el interruptor podrá conducir, sin disparo, a la temperatura para lo cual es calibrado.

La capacidad de interrupción del interruptor se refiere a la máxima cantidad de sobrecorriente (a un voltaje de línea determinado) que puede interrumpir sin dañarse a sí mismo. Se especifica usualmente en KA.

Los interruptores pueden ser de corriente fija o ajustable. Para grandes generadores es deseable el empleo de interruptores ajustables.

El disipador contra sobrecargas se puede ajustar frecuentemente entre:

$$I_R = (0.5 \text{ a } 1.0)I_n$$

Donde:

I_R : es la corriente térmica o de sobrecarga.

El disparo para cortocircuito se puede ajustar generalmente entre:

$$I_M = (3 \text{ a } 10)I_R$$

Donde:

I_M : Es la corriente magnética o de cortocircuito.

El interruptor se debe calibrar siempre para:

$$I_R = I_{Nominal\ del\ Generador}$$

Para calibrar la corriente magnética I_{M1} se debe calcular primero la reactancia subtransitoria y la fuerza electromotriz inducida. Los valores típicos de ajuste se hacen generalmente entre:

$$I_M = (3\ a\ 6)I_R$$

El tiempo de disparo por sobrecargas puede variar, dependiendo de la intensidad de la corriente, entre 4 seg. y 2 horas. Los tiempos mínimos de disparo (tiempos muertos) por sobrecarga y cortocircuito (TM_1 , TM_2) son del orden de segundos y pocos milisegundos respectivamente.

Los interruptores automáticos modernos empleados en grupos electrógenos que operan en paralelo se especifican con mecanismos de disparo de electroimán ("Shunt trip coil") y contactos auxiliares, como muestra la figura 4.5.

El mecanismo de disparo resulta muy práctico para hacer que el interruptor se dispare desde cierta distancia cuando hay un mal funcionamiento del motor o del generador, como ya se anotó anteriormente.

Algunos interruptores automáticos vienen equipados con mecanismo de disparo remoto de accionamiento por motor en lugar del mecanismo de electroimán. Otros tienen mando motorizado para apertura y cierre, y bonina de disparo para abrirlo ante ciertas fallas. Esta combinación es de especial importancia en sistemas de control remoto.

Los contactos auxiliares permiten la señalización luminosa local o remota por actuación del interruptor, o el enclavamiento eléctrico con otros interruptores.

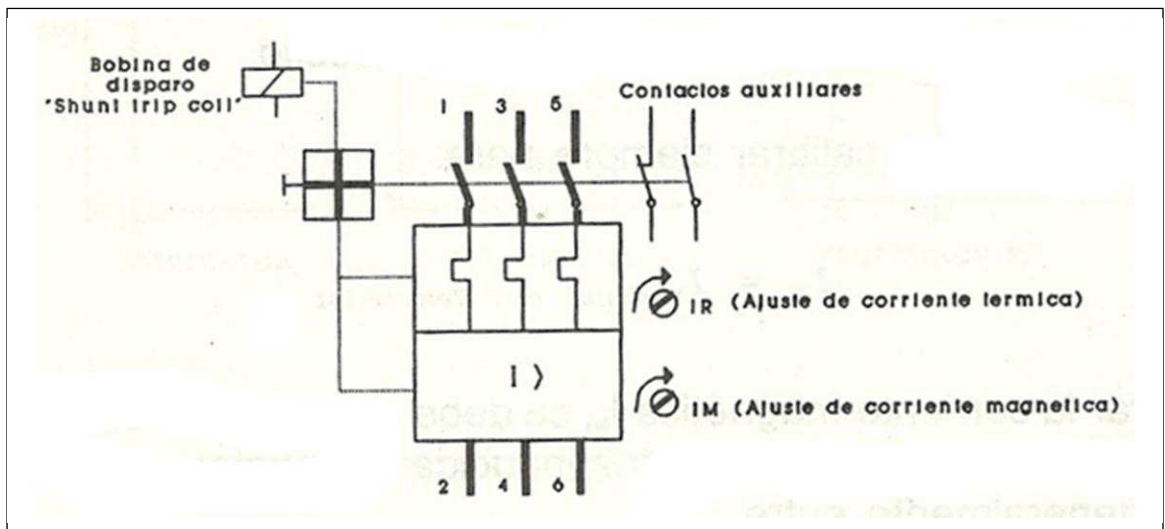


FIGURA 4.5 Interruptor automático termomagnético con dispositivos auxiliares para operación en paralelo.

En los interruptores automáticos con bobina de disparo, en caso de accionarse ésta, se requiere una reposición manual no importa si el interruptor es de mando motorizado.

Un brazo o palanca (manija) se utiliza para el accionamiento manual del operador.

El interruptor automático debe instalarse directamente en el grupo electrógeno, al lado del generador. Para garantizar una protección adecuada no es conveniente la instalación separada a gran distancia ante la posibilidad de daños en los cables de acometida que conectan el generador con el interruptor.

4.2 PROTECCIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA

La continuidad hace referencia que se debe garantizar la energía producida en los centro de generación sea suministrada de forma interrumpida a los centros de consumo, lo interrupción tiene repercusiones en los centros de consumo de la energía eléctrica.

La actuación de las protecciones va encaminada a mantener una calidad de servicio. Para ellos es necesario que la red sea planificada y posibiliten una adecuada alimentación y aunque se produzcan fallas no afecten a los elementos de generación, transmisión y distribución

Aun una falla puede aparecer en cualquier momento, la primera reacción del sistema de protección es desconectar el circuito de falla, para impedir que la falla se propague y disminuir el tiempo de desconexión. Y estas fallas tienen origen a diferentes alteraciones como sobretensiones, bajo voltaje, sobre frecuencia y varios factores externos.

Las perturbaciones en la instalación

Cortocircuito

Se produce cuando existe una conexión directa entre 2 o más conductores de distinta fase. Se caracteriza por un aumento instantáneo de la intensidad de la corriente cuyo valor limitado únicamente por la impedancia de cortocircuito y las maquinas asociadas.

Sobrecarga

Es una elevación de la intensidad de la corriente por encima de los valores máximos permisibles para la instalación.

Por frecuencia.

Cuando la frecuencia no está en los 60Hz y está por menor o mayor de este valor puede ocasionar fallas en el sistema y esto puede provocar muy problemas si no se tiene una buena protección.

Sobre tensión

Es el valor de la tensión por encima de los valores normales. Sus consecuencias son perforaciones de aislamiento provocando arcos.

Baja tensión

Este fenómeno puede presentarse en circuitos con generadores lo cual provoca una tensión inferior a la nominal. Esto puede disminuir su potencia por los que déficit de tensión con un mayor consumo de corriente, es decir presenta una sobretensión o sobrecarga.

Relés electromagnéticos

Se basan en la atracción ejercida entre pinzas de un material magnético las cuales sería una fija y otra móvil y esta se moverá en disminución de la reluctancia el campo magnético

Las principales ventajas son sus robustez, simplicidad y economía. Por el contrario sus desventajas son la dificultad de ajustes y regulación

Relés de inducción

Su estructura básica consta de un disco móvil que gira sobre su eje y deja un entre hierro con respecto a los núcleos magnéticos de bobinas inductoras. Cuando un par inducido el disco girara hasta conseguir que el contacto móvil haga presión sobre el contacto fijo.

Relés Electrodinámicos

Están basados a los aparatos de medida tipo galvanómetro que trata de una bobina fija sobre la acción de una bobina móvil, esta hará girar un ángulo determinado el conjunto móvil. Estos relés se los conoce también como ferrodinámicos.

Estos relés tienen una ventaja una elevada sensibilidad, pero en contra debido al recorrido angular no se las puede temporizar.

Relés electrónicos

Los relés electrónicos estáticos cumplen las exigencias básicas de protección e introducen protecciones ralentizan téis y desgastes innecesario.

Relés Térmicos

Se utilizan principalmente en sobrecargas y se aplican en máquinas eléctricas con preferencia. Su misión es desconectar los devanados en alcance de temperaturas perjudicial al aislamiento. Consta una imagen térmica del elemento, cuya ley de calentamiento sea similar a la del objeto protegido.

CAPITULO V

SISTEMAS DE TRANSFERENCIAS

Se conocen como sistemas de transferencia aquellos que permiten el suministro de energía eléctrica a una carga desde dos fuentes diferentes con el propósito de garantizar la continuidad del servicio.

En operación normal la carga es atendida por la red de servicio público y cuando se presenta una falla o condición anormal en dicha red, el sistema transfiere la energía eléctrica de la fuente normal a la fuente auxiliar o de emergencia. Una vez que la energía se restablece en forma satisfactoria el sistema de transferencia conecta la carga nuevamente a la red normal.

Los sistemas de transferencia están constituidos básicamente por lo siguiente:

1. Un conmutador o interruptor de transferencia.
2. Un mecanismo de enclavamiento.
3. Un circuito de control.
4. Dispositivos de medida y señalización (opcionales)

Como se ha dicho, una de las aplicaciones de un grupo electrógeno es su empleo como fuente auxiliar conectado a través de un equipo de transferencia de carga. En este caso, el dimensionamiento del generador debe hacerse considerando la posibilidad de conectarlo a carga plena o total o únicamente a las cargas críticas y las de reserva legal. Esto define también el tamaño del equipo de transferencia en cuanto a la intensidad de la corriente que debe manejar.

Los equipos de transferencia se pueden clasificar de acuerdo con:

1. EL TIPO DE ACCIONAMIENTO
2. LA NATURALEZA DEL INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA.

Según el tipo de accionamiento pueden ser:

1. MANUALES
2. SEMIAUTOMÁTICAS

3. AUTOMÁTICAS

Según la naturaleza del interruptor de transferencia pueden estar constituidos por:

1. INTERRUPTOR DE CUCHILLO SECCIONADORES.
2. COMBINADORES DE MANDO.
3. CORTACIRCUITOS
4. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS O BREAKERS.
5. CONTACTORES.

Según el tipo de carga pueden ser:

1. PARA CARGA TRIFÁSICA (Tripolares)
2. PARA CARGA MONOFÁSICO (Bipolares o Monopolares)

Los equipos de transferencia manuales son aquellos que requieren de un operador para su accionamiento, al igual que la semiautomática pero en menor medida.

Los equipos de transferencia automática se encargan ellos mismos de poner en servicio la planta, efectuar la transferencia y la retransferencia (conectar la carga desde la fuente auxiliar a la fuente principal de forma adecuada) y luego apagar la planta cumpliendo todas las exigencias de la estación en operación. Se emplea en este caso un módulo de arranque automático.

El tipo de interruptores que se utilicen para la construcción de un equipo de transferencia depende de varios factores a saber:

- El consumo de la carga (Corriente y voltaje)
- El tipo de carga.
- Condiciones de seguridad
- Rapidez de la maniobra.
- Confiabilidad del sistema.
- Costo.

5.1 CIRCUITOS DE TRANSFERENCIA MANUAL

En la figura 5.1 se ilustra un equipo de transferencia de carga que emplea un interruptor o seccionador manual de cuchilla de tres polos dos posiciones. Tanto la red como el grupo electrógeno tienen sus respectivas protecciones

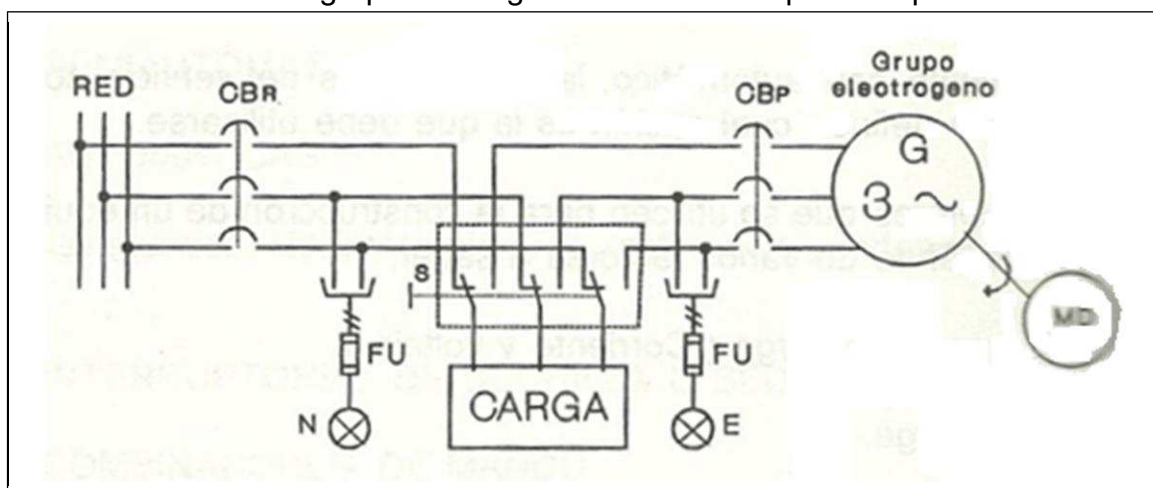


FIGURA 5.1 Circuito de transferencia manual con interruptor de cuchilla.

de sobrecarga y cortocircuito por medio de los interruptores automáticos CB_R y CB_P con los cuales también se puede desconectar y aislar la carga.

La maniobra de retransferencia debe ejecutarse una vez se restablezcan las condiciones normales de la red, dejando que el grupo electrógeno funcione en vacío durante cierto tiempo para permitir su enfriamiento.

El empleo de interruptores de cuchilla está restringido a intensidades menores a 100 amperios.

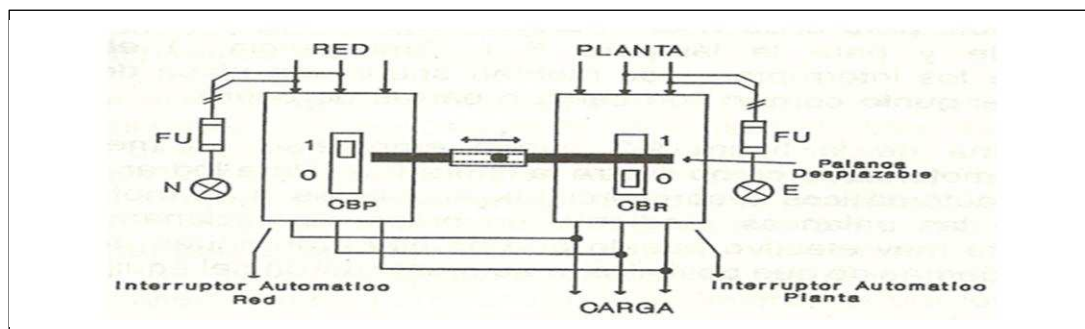


FIGURA 5.2 Equipo de transferencia manual con interruptores automáticos o cortacircuitos.

La construcción de una transferencia con interruptores automáticos tiene la ventaja de que estos mismos interruptores pueden ser los que protegen el grupo electrógeno y la red, siempre y cuando el grupo electrógeno está retirado del equipo de transferencia. Normalmente se emplean en su lugar cortacircuitos de caja moldeada que garantizan una operación confiable y segura bajo todas las condiciones de operación; tienen alta capacidad de ruptura y una excelente resistencia mecánica.

Para evitar la posibilidad del accionamiento simultáneo de los interruptores se emplea un enclavamiento mecánico de palanca desplazable.

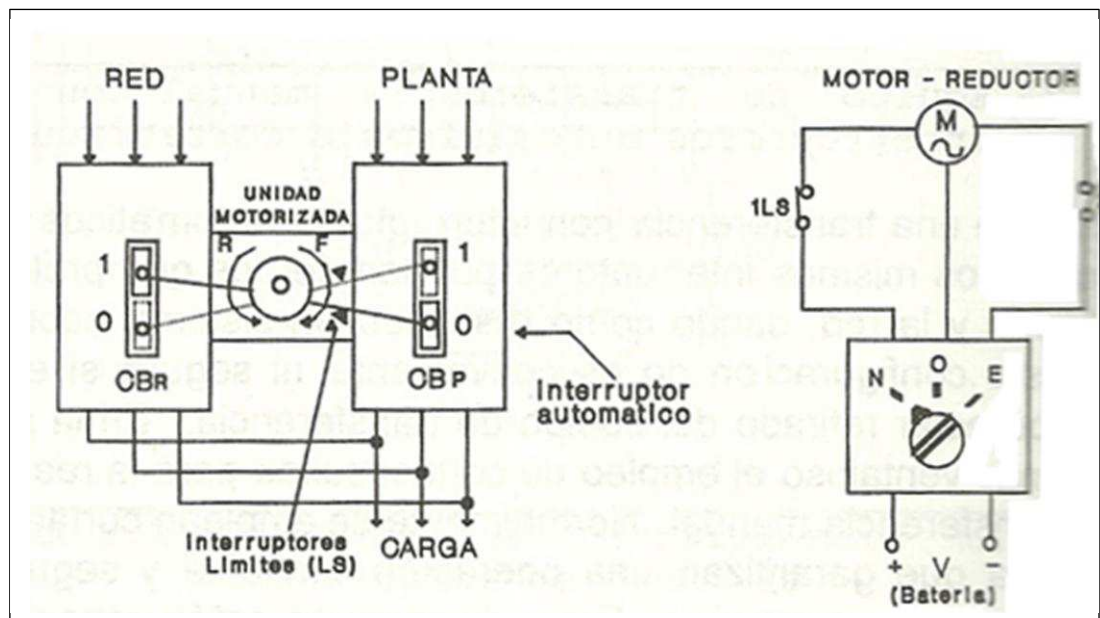


FIGURA 5.3 Equipo de transferencia manual con interruptores automáticos operados por mecanismo moto-reductor.

A este sistema se le puede agregar un mecanismo de transferencia motorizado acoplándole un motor reductor reversible de C.D. tipo serie el cual es alimentado por la batería de la planta. Es también de uso corriente el empleo de dos pequeños motores monofásicos de C.A. acoplados independientemente a cada interruptor con sus respectivos enclavamientos eléctricos que impiden la operación simultánea de los mismos. La energización para el mecanismo de transferencia motorizado se toma de la fuente hacia la cual se va a transferir la carga. La fuente normal es la fuente preferida y el sistema siempre la buscará si está disponible.

El tamaño de los contactores es definido por la corriente de carga. Normalmente se emplean contactores para categoría AC1 puesto que la maniobra de conexión de los mismos se hace generalmente en vacío o con carga ligera; solo para aplicaciones industriales con cargas muy inerciales e inductivas, se considera el empleo de contactores en categoría AC3.

DESVENTAJAS DE LAS TRANSFERENCIAS MANUALES

Aunque demandan de una menor inversión inicial y son simples de operar, las transferencias manuales presentan varios inconvenientes.

1. Requieren mayor tiempo para cambiar la alimentación de la carga.
2. Son de menor confiabilidad
3. No dan protección contra anomalías que se pueden presentar en la red como: sobre o bajo voltaje, pérdidas de fase, inversión de fase, inversión de secuencia de fases y otras.
4. Están sometidas a los malos procedimientos del operario, lo cual puede originar accidentes y daños en los equipos.
5. En muchos casos demandan el pago de prestaciones laborales para el operador.

5.1.1 TRANSFERENCIAS AUTOMÁTICAS

El empleo de transferencias automáticas elimina la necesidad de operario y reduce considerablemente el tiempo de “puesta en servicio” de la fuente auxiliar, lo que es una exigencia de norma para muchas aplicaciones especiales.

En una transferencia automática la conmutación de los interruptores es ordenada por un circuito de control que recibe información directa e inmediata de las condiciones presentes en la red pública y en la planta.

Los circuitos utilizados para realizar la acción de control en los equipos de transferencias son básicamente de dos tipos:

1. ELECTROMECÁNICOS

2. ELECTRÓNICOS

Los circuitos de control electromecánicos se implementan con relés convencionales de tipo electromagnético, algunos de ellos temporizados neumática o electrónicamente para dar los retardos requeridos durante toda la secuencia de conmutación desde el momento de la detección de la falla o anomalía hasta el paro final del grupo electrógeno, una vez se restablecen las condiciones normales en la red.

Los circuitos de control electrónicos se implementan con dispositivos de estado sólido como transistores, diodos, tiristores, circuitos integrados y otros más. En muchos casos son circuitos híbridos que incorporan dispositivos electromagnéticos.

Los controladores electrónicos se caracterizan por su bajo consumo de energía, menor costo y tamaño, mayor precisión en la operación, fácil mantenimiento, vida media elevada y mayor confiabilidad. El empleo de los microprocesadores permite integrar en un solo dispositivo todas las funciones de control tanto del generador como del motor y la de todos los equipos asociados al grupo electrógeno.

Los equipos de transferencia automática requieren para su funcionamiento que el grupo electrógeno tenga incorporado un módulo de arranque automático.

Para garantizar la correcta protección de la carga mediante una conmutación adecuada y oportuna, el sistema de transferencia se acondiciona con relés de protección que vigilan y monitorean en todo momento las condiciones eléctricas de la red y la planta. Cuando hay una anomalía, el equipo de transferencia da una orden al módulo de arranque automático de la planta para que ésta inicie el arranque y se ponga en servicio. Al mismo tiempo, debe ordenar la conmutación de la carga a la fuente auxiliar para restablecer el servicio bajo condiciones normales. Tanto la transferencia como la retransferencia se deben hacer con una secuencia temporizada.

El relé de protección de uso general en equipos de transferencia es el relé de sobre y bajo voltaje. Con este relé se reducen los riesgos de quema de las bobinas de electroválvulas, contactores y motores, además de lámparas y

electrodomésticos. En casos especiales se pueden incorporar relés de pérdida de fase, de inversión de secuencia y de sobre o baja frecuencia.

No siempre se vigilan al mismo tiempo las condiciones eléctricas de la red normal y de la planta o fuente auxiliar. En la mayoría de los casos, a no ser que se especifique lo contrario, los equipos de transferencia se acondicionan únicamente con relés de vigilancia en el lado de la red.

En la figura 5.4 se muestra la configuración básica de un sistema de transferencia automática de carga para un grupo electrógeno. En este sistema el relé K es el relé de vigilancia de la red el cual, a través del contacto de arranque remoto RSC, ordena el funcionamiento del módulo de arranque automático cuando se presentan las condiciones de anomalía o falla. Al operar la transferencia el interruptor N se abre y la carga queda disponible para conectarse al grupo electrógeno a través del interruptor E. Cuando las condiciones en la red de servicio público se normalizan, el contacto remoto se abre y el módulo de arranque sale de servicio retransfiriendo la carga y apagando la planta.

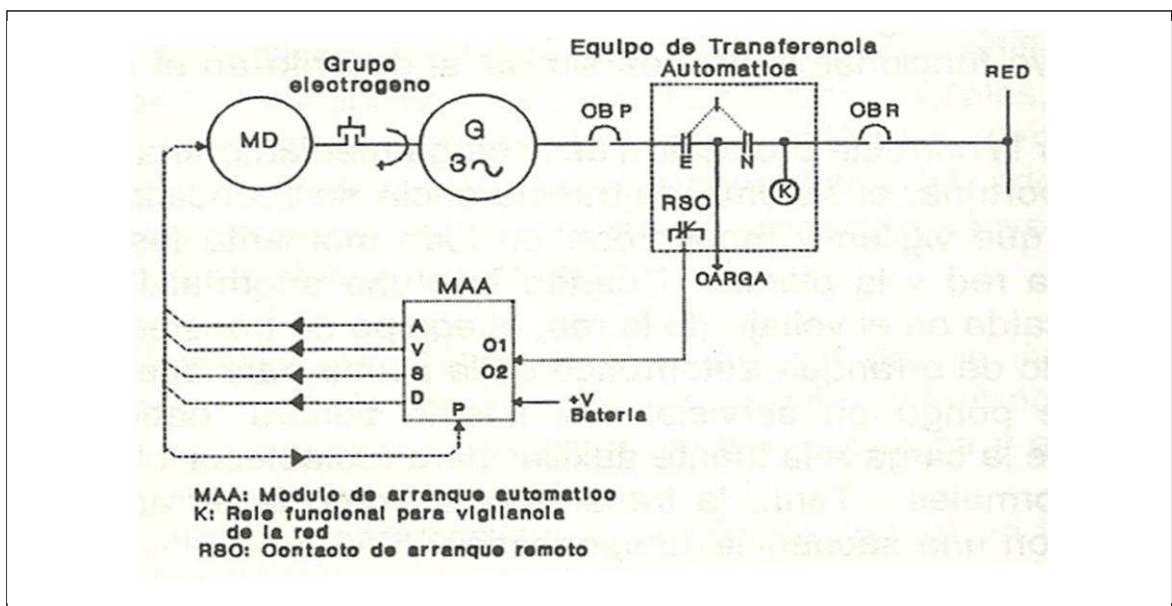


FIGURA 5.4 Sistema de transferencia automática de carga para un grupo electrógeno.

5.1.3 TRANSFERENCIA

La operación de un equipo de transferencia, sea en forma manual o automática, se debe efectuar siguiendo una serie de pasos secuenciales a partir del instante en que presenta una falla en la red normal y se detecta la

anormalidad. Dichos pasos se realizan en una secuencia temporizada definida por los siguientes tiempos:

1. TIEMPO DE ESPERA.

Es un retardo para demorar el arranque del motor diésel con el fin de desatender fallas y fluctuaciones momentáneas en el suministro de energía normal. En los sistemas de transferencia automática este tiempo puede hacerse ajustable de 0 a 10 segundos.

2. TIEMPO DE ARRANQUE:

Después de la espera, es el tiempo que demora el grupo electrógeno en arrancar y normalizar las condiciones para el suministro de energía. En los sistemas de transferencia automática este tiempo puede prolongarse hasta que terminen todos los pulsos de arranque que envía el módulo de arranque que envía el módulo de arranque automático al contactor de arranque del motor diésel. Si el arranque no es exitoso se genera la señal de arrastre excesivo (“Overcrank”) y el equipo de transferencia no puede operar, dejando desatendida la carga.

3. TIEMPO DE PRECALENTAMIENTO:

Una vez se dé el arranque exitoso y las condiciones de la fuente auxiliar sean normales para el servicio, la planta debe operar en vacío antes de tomar la carga, para permitir una correcta lubricación de todas las piezas móviles del motor y homogenizar la temperatura del bloque. En los equipos de transferencia automática este tiempo se hace ajustable normalmente de 10 a 60 segundos. En climas fríos debe ajustarse al máximo y en condiciones extremas puede ser necesario prolongarlo.

Para grupos electrógenos que utilizan el sistema de precalentadores de agua de las camisas del motor, el tiempo de precalentamiento se ajusta normalmente al mínimo.

4. TIEMPO DE RECIERRE:

Es el tiempo que permanece operando la planta con la carga conectada antes de iniciar la retransferencia, contado a partir del instante en que retorna el servicio de energía de la fuente principal.

Normalmente, en los equipos de transferencia automática este tiempo se hace ajustable de 0 a 60 segundos. Para tiempo fijo se acostumbra el valor máximo.

5. TIEMPO DE TRANSFERENCIA:

Al manejar cargas grandes de tipo inductivo, particularmente motores con alta inercia (ventiladores, bombas centrífugas, secadoras centrífugas, etc.), hay que considerar el problema de las altas corrientes que se presentan al pasar los motores de una fuente de energía a otra.

Hay algunas soluciones básicas para transferir cargas de motores sin que se presenten corrientes excesivamente altas durante la conmutación. El método más simple es el de demorar la conexión de la carga a la red normal a partir del instante en que la planta suelta la carga, una vez transcurrido el tiempo de recierre.

En instalaciones industriales que conectan plantas de emergencia se debe tener presente la necesidad de implementar una demora o tiempo de retransferencia en los equipos de transferencia automática. Este tiempo puede ser fijo o ajustable dentro de un rango de 0 a 30 segundos.

6. TIEMPO DE ENFRIAMIENTO:

Es el tiempo que permanece la planta trabajando en vacío, con la carga conectada a la red normal, contado a partir del instante de la retransferencia cuando ya el servicio de energía de la red principal de ha normalizado. Con ello se busca que el motor diésel pueda evacuar fácilmente el calor interior y homogenizar la temperatura del bloque evitando recalentamientos internos que originan la actuación de la

protección térmica o dañan las empaquetaduras de la máquina. El sistema de refrigeración del motor cumple una función importante durante este tiempo hasta que la máquina se detenga al terminar el ciclo de transferencia. En los equipos de transferencia automática el tiempo de enfriamiento se hace ajustable normalmente de 2 a 6 minutos más.

No siempre los equipos de transferencia automáticos realizan la secuencia de operación involucrando todos los tiempos; algunos pueden hacerse cero. Sin embargo se deben respetar mínimo: el tiempo de precalentamiento y el tiempo de enfriamiento. Por eso al especificar un equipo de transferencia debe definirse el número de tiempos, su ajustabilidad y cuales son. El grado de confiabilidad y seguridad, y en cierta medida el costo del equipo, se ve afectando por los factores anotados.

5.1.3.1 SELECCIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE UN EQUIPO DE TRANSFERENCIA

Las dos primeras consideraciones a tener en cuenta en la selección de un equipo de transferencia se relacionan con el tipo de interruptores a emplear y el número de tiempos. Debe determinarse si la transferencia es manual, semiautomática o automática, y si los interruptores principales son de cuchilla, combinadores de mando, interruptores automáticos, cortacircuitos o contactores.

En todo equipo de transferencia (especialmente en equipos automáticos) también se debe especificar:

1. EL voltaje de alimentación de la carga y el de los actuadores de los interruptores sin lleva.
2. Tipo de corriente
3. Número de fases y de polos a interrumpir.
4. Tipo de carga.
5. El tipo y número de tiempos de retardo a utilizar para la vigilancia de las condiciones de la red normal
6. El tipo de dispositivo de protección a utilizar para vigilancia de las condiciones de la red normal y la planta.

7. El tipo de tecnología empleada en el circuito de control.
8. Opciones especiales.

Los equipos de transferencia se construyen en gabinetes metálicos autosoportados o para fijación sobre muro utilizando generalmente lámina de acero estirado en frío.

En la fabricación de los mismos se aplican normas que definen diferentes grados de protección según las necesidades del usuario. Los más utilizados según normas americanas son: **NEMA 1** de uso general, NEMA 3R, NEMA 4 Y NEMA 12 para uso industrial.

En todo equipo de transferencia, particularmente los de tipo automático, es importante tener la opción de mando manual para abrir los interruptores de potencia y aislar la carga de cualquiera de las fuentes disponibles.

En los equipos de transferencia automáticos es costumbre entre fabricantes incorporar un dispositivo de naturaleza electromecánica o electrónica denominado "**EJERCITADOR HORARIO**". Con este dispositivo el grupo electrógeno se pone periódicamente en servicio, generalmente en vacío, y dejando la carga conectada a la red normal para no perturbarla. Esto mantiene en óptimas condiciones el sistema.

Cuando una transferencia está acondicionada con relés de vigilancia en la red normal (y eventualmente en la planta) para protección de sobre o bajo voltaje, pérdida de fase, inversión de secuencia, sobre o baja frecuencia o cualquier otra protección que sea exigida por el sistema o el usuario, la transferencia de contactores abre inmediatamente se presente una anomalía sostenida protegiendo en forma instantánea el circuito de la carga.

Normalmente las transferencias que emplean interruptores automáticos, cortacircuitos o seccionadores no abren en forma inmediata. En principio, se requiere que el grupo electrógeno arranque y suministre energía para que el motor que la acciona pueda hacer el cambio. Sin embargo, cuando emplean interruptores automáticos o cortacircuitos es posible acondicionarlos con una bobina de disparo ("Shunt trip Coil") para que puedan abrir en forma inmediata si se presenta alguna de las fallas antes mencionadas. Evidentemente, el circuito de control del equipo de transferencia resulta más complejo y por consiguiente más costoso.

5.1.3.2 CIRCUITOS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

Los equipos de transferencia automática con unidad motorizada están constituidos básicamente por los siguientes dispositivos:

1. Dos interruptores automáticos o dos cortacircuitos, o un interruptor automático y un cortacircuito. En este caso se emplea el interruptor automático en el lado de la planta para proteger al mismo tiempo el generador, y el cortacircuito en el lado de la red, ya que generalmente ésta tiene sus respectivas protecciones, El montaje puede resultar económico cuando se tienen grupos electrógenos de gran tamaño.
2. Dos pequeños motores monofásicos reversibles del tipo de fase partida, utilizados para accionar cada uno en forma independiente un interruptor de potencia. La alimentación de estos motores se hace por separado; un con la fuente principal o normal, y el otro con la fuente auxiliar o de emergencia.
3. Un conjunto de interruptores límites dispuestos para cada motor con el propósito de detenerlo al final de su recorrido cuando ya el interruptor que es accionado por el mecanismo se encuentra abierto o cerrado.
4. Un interruptor de mando de dos posiciones con el cual el operario puede seleccionar el modo de funcionamiento “manual” o “automático”.
5. Un interruptor de mando de tres posiciones con el cual es posible seleccionar la fuente de suministro de energía a la carga, sea esta la fuente “normal” o la fuente de “emergencia”. En la posición de “apagado” la carga permanece desconectada. Estas alternativas solo son posibles con el interruptor de mando dispuesto en la posición de “manual”. En posición “automática” toda la secuencia operativa de la transferencia es efectuada por el circuito de control.
6. Un circuito de control de tipo electromecánico o electrónico que recibe información de la red y la planta y ordena la conmutación de los interruptores de acuerdo a una lógica predeterminada.

7. Un conjunto de relés de protección instalados en la red o en la planta con el propósito de detectar las irregularidades que afectan el comportamiento de la carga y ordenar la transferencia.
8. Un mecanismo de desplazamiento con arrastre por tornillo sin fin y sistemas de enclavamiento mecánico.
9. Dispositivos de medida y señalización (opcionales).
10. Ejercitador horario (opcional).

En la figura 5.5 se ilustra el esquema básico de una transferencia automática motorizada que emplea dos pequeños motores monofásicos para el accionamiento de los interruptores de potencia. Los interruptores límites detienen los motores al final de su recorrido. El módulo electrónico de control recibe alimentación de la red y la planta y ordena la operación de los motores de acuerdo a la secuencia establecida para estos equipos.

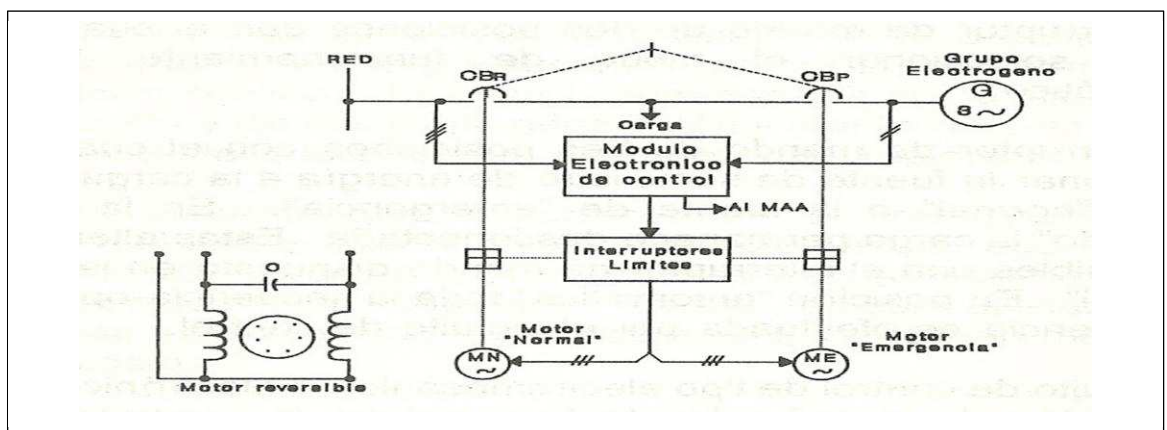


FIGURA 5.5 Diagrama funcional de una transferencia automática motorizada.

En la figura 5.6 se muestra un circuito de transferencia automática con contactores N y E enclavados eléctrica y mecánicamente que involucra solo dos tiempos: el tiempo de precalentamiento y el tiempo de enfriamiento. Abriendo los interruptores SN y SE se inhabilita la operación de los contactores y en consecuencia la carga queda sin alimentación. Esta situación es utilizada para revisiones, reparaciones y el mantenimiento de los dispositivos y los circuitos de carga.

El relé K es un relé de vigilancia que detecta cualquier anomalía o falla en el lado de la red. El relé se escoge para que responda a las condiciones que más afectan el sistema o las exigencias del usuario. En principio se pueden utilizar los relés que sean necesarios.

En operación normal, con la fuente principal en servicio, el contactor N está energizado y lo mismo los relés K y 1T la carga permanece conectada a la red y mientras tanto la planta se encuentra en posición de automático. Si se presenta un corte en el suministro de energía o el relé K detecta alguna anomalía en la red, el relé 1T y el contactor N se desenergizan dejando la carga sin alimentación. A continuación, el contacto 1T-TO se cierra quedando unidos los bornes C1 y C2 lo cual permite que el módulo de arranque automático (MAA) inicie el funcionamiento y ponga en servicio la planta.

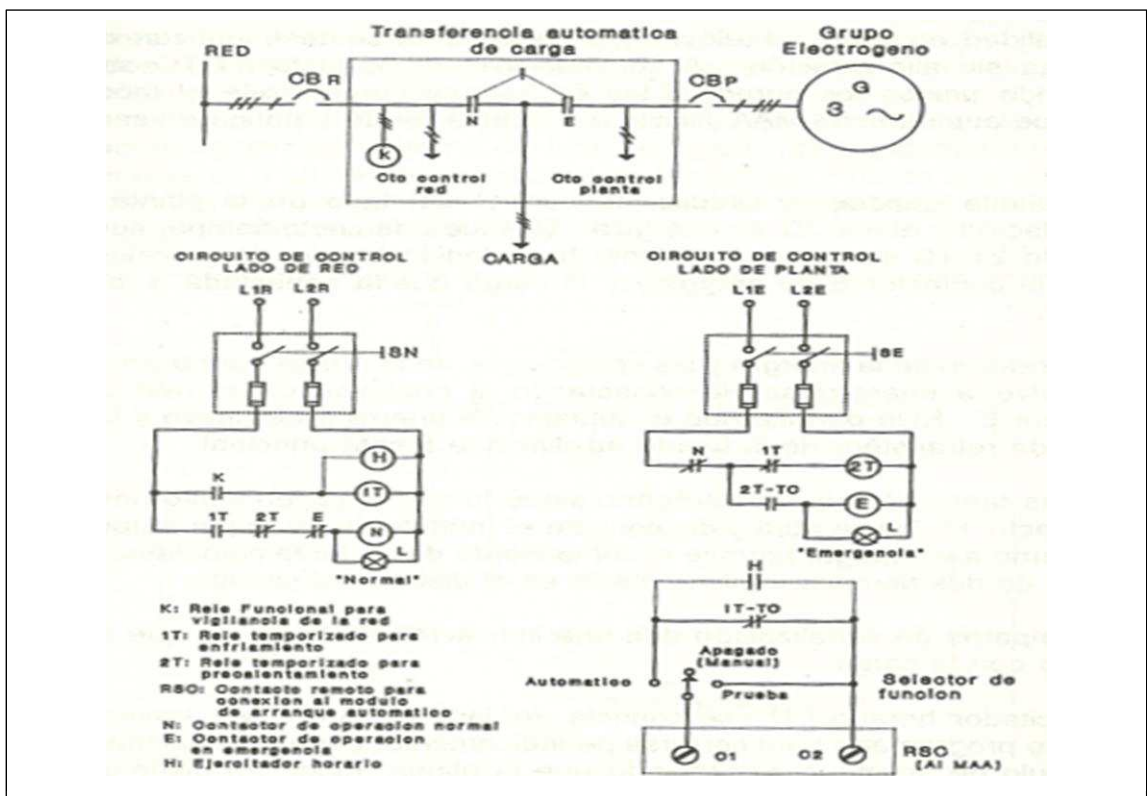


FIGURA 5.6 Circuito de transferencia automática de dos tiempos con contactores.

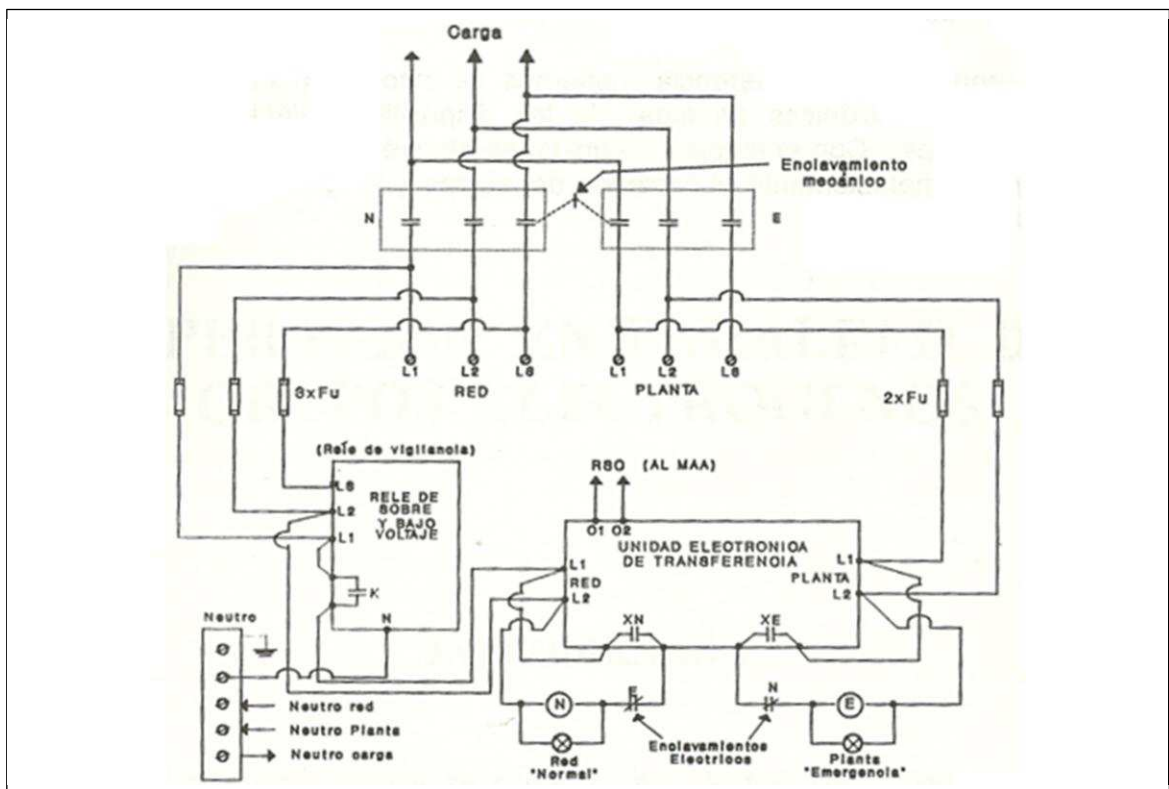
Si la planta genera, el circuito de control del lado de la planta recibe alimentación y el relé 2T se energiza. Después de cierto tiempo, cuando el contacto 2T-TC se cierre y la planta haya tenido tiempo de precalentar en vacío, el contactor E se energiza y la carga queda conectada a la fuente auxiliar.

Si hay retorno de la energía y las condiciones de la red se normalizan el relé 1T vuelve a energizarse desconectando a continuación el relé 2T y el contactor E. Esto permite que el contactor N energice de nuevo y la carga se pueda retransferir de la fuente auxiliar a la fuente principal.

Mientras tanto el grupo electrógeno sigue funcionando en vacío hasta que se abre el contacto 1T-TO y desconecta el módulo de arranque automático.

Las lámparas de señalización dan una indicación de la fuente que está en servicio con la carga.

En la figura 5.7 se ilustra un circuito de transferencia automática que emplea contactores y una unidad de control electrónica. La unidad electrónica adiciona un enclavamiento lógico que impide que los contactos de salida XN y XE puedan cerrarse al mismo tiempo. El circuito de control recibe la alimentación de corriente alterna del lado de red y de la planta a través de los terminales L1 y L2 de donde se conecta también el circuito que alimenta las bobinas de los contactores.



En los equipos de transferencia modernos se incorporan cada vez más dispositivos electrónicos en lugar de los dispositivos electromecánicos convencionales.

CAPITULO VI

MÓDULO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA INTELI ATS NT POWER

6.1 DESCRIPCIÓN

INTELIATS NT es un controlador muy completo que realiza transferencias automáticas, y nos permite monitorear las diferentes anomalías en el suministro de CA. En caso de anomalía en la red el controlador realizara un arranque remoto y hará una transferencia entre el suministro de la red y el grupo de electrógenos.

El controlador es capaz de proveer tres tipos de transferencias

- Transición abierta con retraso
- Transición abierta en fase con comprobación de sincronismo
- Transición cerrada con paralelismo de contra duración (100ms), con comprobación de sincronismo

El controlador fue mejorado con “comprobación de sincronismo” o también llamada sincronización pasiva la cual nos permite “sincronizar” la red eléctrica y el grupo de electrógenos sin la necesidad de regulación de velocidad, o mejor dicho espera a que las dos fuentes estén en fase.

El sistema evalúa el momento exacto que las dos fuentes estén fase de acuerdo a los parámetros predefinidos de diferencia de voltaje y frecuencia, si están en fase antes que termine el tiempo de sincronismo se toman en cuenta parámetros de demora para que el sistema compute y prediga el momento exacto de la operación.

El controlador INTELIATS NT posee pantallas graficas que muestran iconos, símbolos y gráficos de barra, los que nos permite una operación intuitiva gracias a esta gran funcionalidad establece nuevos estándares en grupo de electrógenos

Sus características principales son:

- Fácil operación e instalación, la configuración de fábrica que cubre la gran mayoría de las aplicaciones.

- Gracias a su configurabilidad el cliente lo puede adaptar a sus necesidades específicas.
- Excelente capacidad para configuraciones remotas.
- Alta fiabilidad.

6.1.1 INTERFAZ DE USUARIO

El controlador INTELIATS NT nos permite visualizar dos modos diferentes de interfaz de usuario.

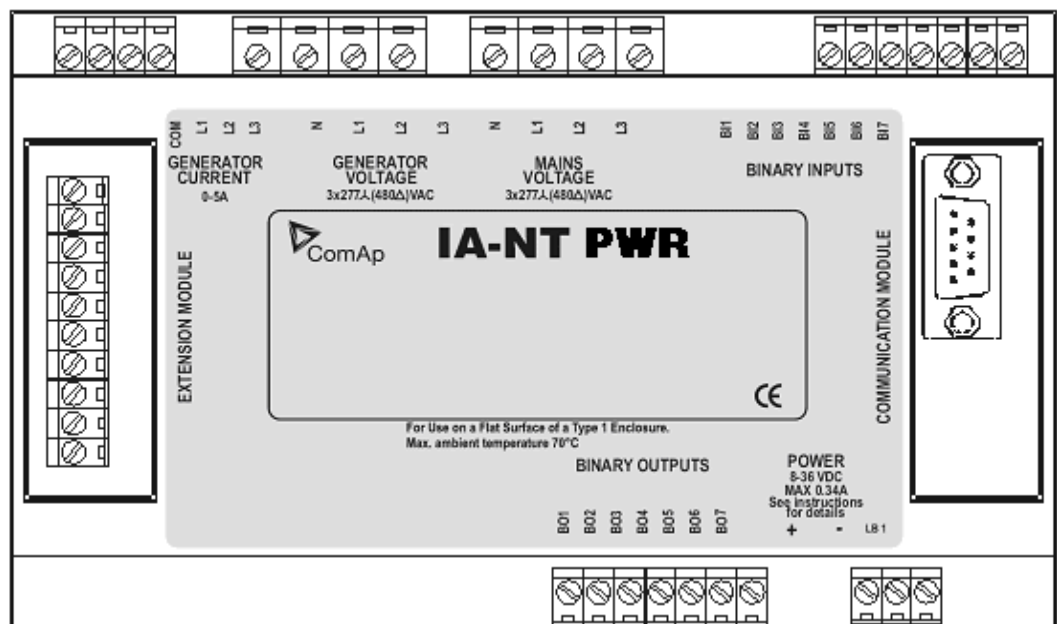
El primer modo o modo Usuario está dedicado para funciones sencillas tales como valores, alarmas y cambiar parámetros de lenguaje.

El segundo modo o modo Ingeniero se pueden realizar funciones avanzadas que nos permiten cambiar parámetros del controlador, monitorear todos los valores y revisar todo los eventos

En el Capítulo VIII mostraremos la configuración de la interfaz de usuario más detalladamente y también todos los accesos y funciones del controlador.

6.1.2 TERMINALES Y CONEXIONES

- TERMINALES



En la figura podemos ver con gran detalle los terminales del controlador

- (GENERATOR CURRENT) Corriente del generador, estos terminales van conectados los transformadores de corriente (TC) para una lectura de los amperios (A) en el generador, estos tienen dos tipos de conexiones trifásicos y monofásicos, para la medición exacta se deben utilizar cable 25mm^2 y transformadores de 5A.
- (GENERATOR VOLTAGE) Voltaje del Generador, estos terminales van a estar conectado a las líneas del generador (L1, L2, L3, N) y nos proporcionan los voltajes del generador, así también los podemos conectar de diferente maneras.
- (MAINS VOLTAGE) Voltaje de la Red, son iguales a los terminales Voltaje del Generador.
- (BINARY INPUTS) Entradas Binarias, son configuradas a través del software del controlador (LiteEdit) consta con 7 terminales (BI1- BI7) y estas pueden ser alarmas y de control entre las cuales tenemos:

Rem Start/Stop (Inicio / Paro Remoto)

Petición externa para arranque / paro del generador. Solo en modo automático (AUT)

Rem Transfer (Transferencia Remota)

Petición externa para realizar una transferencia de red a generador inmediata sin esperar que el tiempo **AMF Settings: EmergStart Del** haya transcurrido. En caso que la transferencia no tenga éxito, el sistema permanecerá en posición neutral. La entrada *MainsFailBlock* hará su trabajo normalmente.

GCB Feedback (Realimentación Interruptor Generador)

Utilice esta entrada para indicar si el breaker del generador está abierto o cerrado. Si esta retroalimentación no se utiliza, conecte la entrada a la salida GCB CLOSE/OPEN.

MCB Feedback (Realimentación Interruptor Red)

Utilice esta entrada para indicar si el breaker de red está abierto o cerrado.

Emergency Stop (Paro de Emergencia)

Si esta entrada se abre, se envía al generador la señal de detención y el MCB y GCB se abren. En configuración de fábrica esta entrada es invertida (normalmente cerrada).

Access Lock (Acceso Bloque)

Si esta entrada está cerrada, no podrán cambiarse parámetros desde el panel frontal, y el modo del controlador no podrá ser cambiado (OFF-MAN-AUT-TEST).

Remote OFF (OFF Remoto)

Si se cierra, el IA-NT cambiará su modo a OFF. Cuando se abra, retornará al modo previo.

Remote MAN (MAN Remoto)

Si esta entrada se activa, el controlador se fuerza al modo MAN, independientemente del modo en que se haya encontrado previamente.

Remote AUT (AUT Remoto)

Si esta entrada se activa, el controlador se fuerza al modo AUT independientemente del modo en que se haya encontrado previamente. Si otra entrada remota se activa al mismo tiempo, AUT tendrá la mínima prioridad.

Remote TEST (TEST Remoto)

Si se activa, el modo del IA-NT se cambia a TEST. Cuando se abre, retornará al modo previo.

Rem TEST OnLd (TEST En Carga)

Afecta el comportamiento del modo TEST. Cuando la entrada se cierra el controlador automáticamente transferirá la carga al generador. El parámetro **AMF Settings: ReturnFromTEST** debe ser puesto en MANUAL. La carga se retransfiere automáticamente a la red si aparece alguna alarma en el generador.

RemControlLock (ControlRemBloq)

Si la entrada se activa, se bloquea el cambio de parámetros o comandos desde terminales externas.

FaultResButton (BotonResetFall)

La entrada binaria tiene la misma función que el botón Fault Reset en el panel frontal del IA-NT.

GCB Button (Botón IntG)

La entrada binaria tiene la misma función que el botón GCB en el panel frontal del InteliATSNT. Solo opera en modo MAN.

MCB Button (Botón IntR)

La entrada binaria tiene la misma función que el botón MCB en el panel frontal del InteliATSNT. Solo opera en modo MAN.

MainsFailBlock (ArrBloqFallRed)

Si la entrada se cierra, se bloquea el arranque automático del generador ante una falla de red. En caso que el generador haya estado operando, el GCB se abrirá, el generador se enfriará y apagará.

GenReadyToLoad (GenListoCarga)

Indica si el generador está listo para recibir carga. Dependiendo del parámetro *GenerProtect*, las condiciones para asegurar que el generador está listo para recibir carga pueden ser evaluadas a partir del voltaje y frecuencia del generador, o por el estado de esta entrada. Las condiciones deben cumplirse antes que transcurra el tiempo dado por el parámetro *MaxGenStartDel* (el cual incluso puede ser ilimitado). Más información se encontrará en la descripción de este parámetro.

Neutral Pos (Posición Neutr)

En modo MAN, esta entrada conmuta un ATS de tres posiciones a su posición neutral. Activa la salida binaria *NeutralPosition*, y abre los MCB y GCB.

MainsHealthy (Param Red OK)

Esta entrada fue creada principalmente para aplicaciones en cascada, en donde controladores esclavos no cuentan con conexiones de medición de voltaje de red o generador. Entonces, esta entrada binaria le informaría al controlador el estado de la red, y así poder reaccionar ante una falla.

Retraso programable en alarmas

Existe la posibilidad de programar tiempos de retraso en las alarmas configuradas en las entradas binarias 6 y 7. Si se configura, la alarma respectiva a esa entrada se bloqueará durante ese tiempo.

Si la razón de la alarma persiste después que el tiempo expiró, la alarma se activa. Sino, la alarma no aparecerá. Esta característica permite al usuario “filtrar” alarmas por un determinado tiempo. La duración del retraso se configura a través de los parámetros **Gener Protect: BI6 Delay** y **BI7 Delay**.

- (BINARY OUTPUTS) Salidas binarias, al igual que la entradas binarias tienen 7 terminales (BO1 – BO7) y son configuradas por el software del controlador (LiteEdit), y se las utiliza para alarmas, protecciones y control. Entre las que tenemos a continuación:

GenStart/Stop (Gen Arra/Pare)

El relé al cerrarse envía la señal remota de arranque al generador. Las protecciones del generador, así como el GCB, están bloqueados cuando esta salida está inactiva. La salida puede ser invertida (CLOSE-OFF) utilizando el parámetro Basic Settings: *GenStart Logic*.

Prestart (Prearranque)

La salida se cierra al momento de solicitar el arranque del generador, y se abre después de concluir el tiempo AMF Settings: *Prestart Time*. Posteriormente, la salida *GenStart/Stop* se activará.

Pretransfer

Se activa durante la fase de *Prestart*, siempre y cuando haya habido una falla de red resultando en el arranque del generador. Vea el parámetro Engine Params: *Prestart Time* para más información.

Alarm (Alarma)

La salida se cierra si se presenta alguna alarma. La salida se abre si se presiona FAULT RESET. La salida se cierra nuevamente si se presenta una nueva alarma.

GCB Close/Open (Aper/Cier IntG)

La salida controla al breaker del generador.

GCB ON Coil (BobinaON IntG)

La salida activa la bobina del GCB. La duración del impulso es del doble del parámetro *GCB Delay*.

GCB OFF Coil (BobinaOFF IntG)

La salida desactiva la bobina del GCB. La duración del impulso es del doble del parámetro GCB Delay.

GCB UV Coil (BobinaMin IntG)

La salida controla la bobina del GCB después de una caída de voltaje. La duración del impulso es del doble del parámetro GCB Delay.

MCB Close/Open (Aper/Cier IntR)

La salida controla el breaker de red MCB.

MCB ON Coil (BobinaON IntR)

La salida activa la bobina del MCB. La duración del impulso es del doble del parámetro MCB Delay.

MCB OFF Coil (BobinaOFF IntR)

La salida desactiva la bobina del MCB. La duración del impulso es del doble del parámetro MCB Delay.

MCB UV Coil (BobinaMin IntG)

La salida controla la bobina del MCB después de una caída de voltaje. La duración del impulso es del doble del parámetro MCB Delay.

Fault Reset (Restab Fallos)

La salida es una copia del botón Fault Reset del controlador, y de la entrada binaria FaultResButton.

Gen Healthy (Param Gen OK)

La salida es una copia del LED de status del generador en el panel frontal. La salida está activa si el generador está encendido y todos los valores eléctricos del mismo están dentro de rango.

Gen On Load (Gen En Carga)

(LBO) Gener On Load <= (LBO) Gen Params OK y (LBI) GCB Feedback OK

Ready To AMF (ListoParTransf)

La salida esta activa cuando la entrada Rem Start/Stop está activa, el generador está encendido, y simultáneamente el controlador está en modo AUT sin ninguna alarma activa.

Ready (Listo)

La salida se cierra si se cumplen las siguientes condiciones:

- El generador está apagado
- El controlador no está en modo OFF

Ready To Load (Listo p/Carga)

La salida se cierra si el generador está encendido y todos los valores eléctricos están dentro de los límites y no hay alarmas activas. En este estado es posible cerrar el GCB, o ya está cerrado. La salida se abre durante el tiempo de enfriamiento.

Mains Healthy (Param Red OK)

La salida es una copia del LED de status de la red en el panel frontal del IA-NT. La salida se cierra si el voltaje y frecuencia de la red están dentro de los límites.

Mains On Load (Red En Carga)

(LBO) Mains On Load \leq (LBO) Mains Healthy y (LBI) MCB Feedback OK

AL Gen >V (AL >Volt Gen)

La salida se cierra si se activa la alarma de apagado por sobre voltaje.

La salida se abre si:

- La alarma no está activa, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL Gen <V (AL <Volt Gen)

La salida se cierra si se activa la alarma de apagado por bajo voltaje.

La salida se abre si:

- La alarma no está activa, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL Gen Volts (AL Volt Gen)

La salida se cierra si se activa la alarma de apagado por bajo/alto voltaje, o asimetría de voltaje.

La salida se abre si:

- La alarma no está activa, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL Gen Freq (AL Frec Gen)

La salida se cierra si se activa la alarma por baja/alta frecuencia.

La salida se abre si:

- La alarma no está activa, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL Gen >Freq (AL >Frec Gen)

La salida se cierra si se activa la alarma por sobre frecuencia.

La salida se abre si:

- La alarma no está activa, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL Gen <Freq (AL <Frec Gen)

La salida se cierra si se activa la alarma por baja frecuencia.

La salida se abre si:

- La alarma no está activa, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL Mains Volts (AL Volt Red)

La salida se cierra si se activa la alarma por bajo/alto voltaje, o asimetría de red.

La salida se abre si:

- La alarma no está activa

AL Mains Freq (AL Freq Red)

La salida se cierra si se activa la alarma por sobre/baja frecuencia de red. Se abre si

- La alarma no está activa

AL Overload Sd (AL Sobrecarga)

La salida se cierra si se activa la alarma de sobrecarga del generador.

La salida se abre si

- La alarma no está activa, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL Stop Fail (AL FalloParada)

La salida se cierra cuando el generador debe estar detenido, pero se detecta velocidad, frecuencia, voltaje o presión de aceite. Esta protección se activa 60 segundos después de comando de detención. La protección se desactiva con el comando de arranque del generador.

La salida se abre si

- La alarma no está activa, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL Mains Fail (AL Fallo Red)

La salida se cierra si se activa la alarma de sobre/bajo voltaje, asimetría, o baja/sobre frecuencia de red. La salida se abre si

- La alarma no está activa

AL Start Fail (AL ArranFallo)

La salida se cierra si el arranque del generador falla.

Se abre si

- La alarma no está activa, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL Overcurrent (AL SobreCorri)

La salida se cierra si se activa la alarma de sobre corriente IDMT, o desbalance de corriente, o cortocircuito.

La salida se abre si

- La alarma no está activa, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL BatteryFail (AL Fallo Bat)

La salida se cierra cuando el controlador IA-NT se reinicia durante el arranque del generador (probablemente debido una batería baja) o cuando aparece la alarma de alto/bajo voltaje de batería.

La salida se abre si

- La alarma no está activa, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL Common Wrn (AL Aviso Común)

La salida se cierra cuando aparece cualquier alarma de precaución (warning).

La salida se abre si

- No hay alarmas de precaución activas, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

AL Common Trip (AL Dis Común)

La salida se cierra cuando aparece cualquier alarma de disparo (trip).

La salida se abre si

- No hay alarmas de disparo activas, y
- Se presiona el botón FAULT RESET

Mode OFF (Modo OFF)

La salida se cierra si se selecciona el modo OFF.

Mode MAN (Modo Manual)

La salida se cierra si se selecciona el modo MAN.

Mode AUT (Modo Auto)

La salida se cierra si se selecciona el modo AUT.

Mode TEST (Modo TEST)

La salida se cierra si se selecciona el modo TEST.

Exerc Timer 1 (Timer 1)

La salida se cierra cuando el Timer 1 está activo. Simultáneamente, el generador se enciende si está en modo AUT.

Exerc Timer 2 (Timer 2)

La salida se cierra cuando el Timer 2 está activo. Simultáneamente, el generador se enciende si está en modo AUT.

Not In AUT (No en AUT)

La salida se activa cuando el controlador no está en modo AUT.

Neutral Pos (Posición Neutr)

Conmuta el switch de ATS a su posición neutral. Es un complemento a las salidas binarias *MCB*

Close/Open y *GCB Close/Open*. Es una señal constante abierta o cerrada.

La salida *MCB Close/Open* conmuta el switch ATS de tres vías a la posición I.

La salida *GCB Close/Open* conmuta el switch ATS de tres vías a la posición II.

La salida *Neutral Pos* conmuta el switch ATS de tres vías a la posición 0 (medio).

El comportamiento resultante del switch ATS diferirá dependiendo de la prioridad de las entradas del mismo. Si la entrada de posición neutral del switch ATS tiene la más alta prioridad, esta forzará la posición actual del switch hacia la posición neutral.

Neutral Coil (Bobina Neutral)

Activa la bobina de posición neutral del switch de ATS. Es un complemento a las salidas *MCB ON*

Coil y *GCB ON Coil*, y opera mediante un pulso.

La salida *MCB ON Coil* conmuta el switch ATS de tres vías a la posición I.

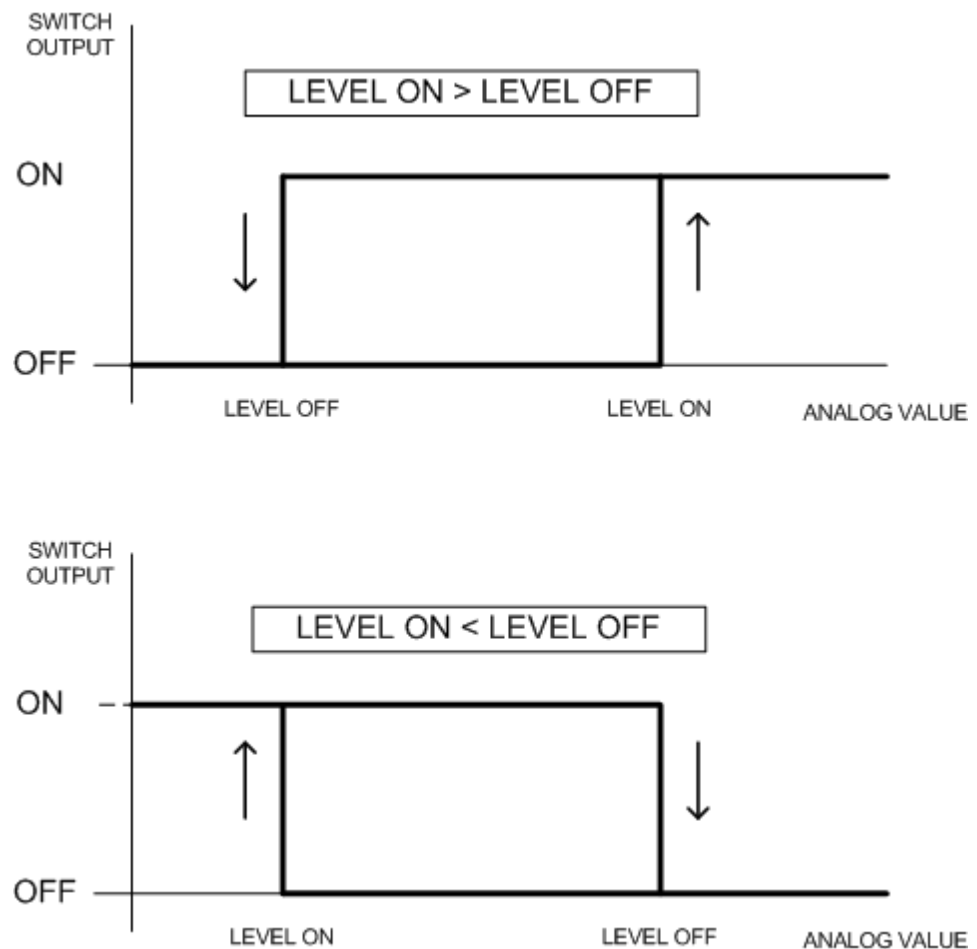
La salida *GCB ON Coil* conmuta el switch ATS de tres vías a la posición II.

La salida *Neutral Coil* conmuta el switch ATS de tres vías a la posición 0 (medio).

Power Switch (Switch Carga)

Este switch esta relacionado a la potencia activa del generador. Los parámetros *PowerSwitch ON [kW]* y *PowerSwitch OFF [kW]* para el ajuste de los niveles de activación / desactivación de la señal, se encuentran junto al grupo de parámetros *Engine Params*. El uso típico para esta salida binaria podría ser la activación / desactivación de

bancos de carga. La salida se comporta en base al tipo de ajuste de parámetros de acuerdo al siguiente gráfico:



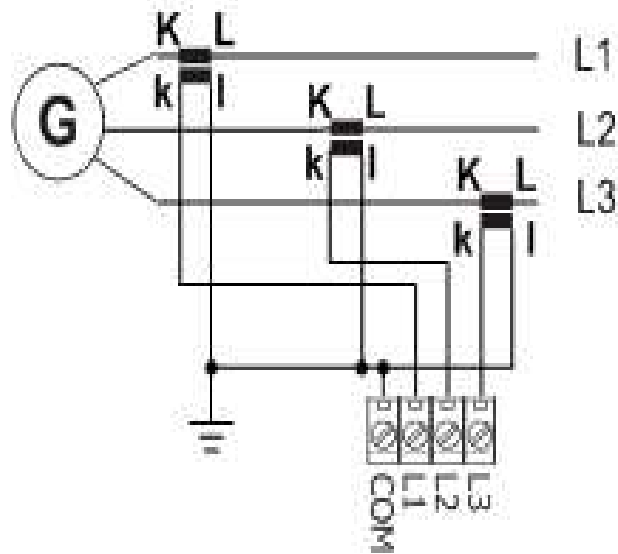
Shunt Trip (Disparo Shunt)

Se activa cuando el sistema está trabajando en paralelo con la red (transición cerrada), y el tiempo de paralelismo supera los 300ms. Es un tipo de protección contra paralelismos de larga duración con la red cuando se está efectuando una transferencia cerrada.

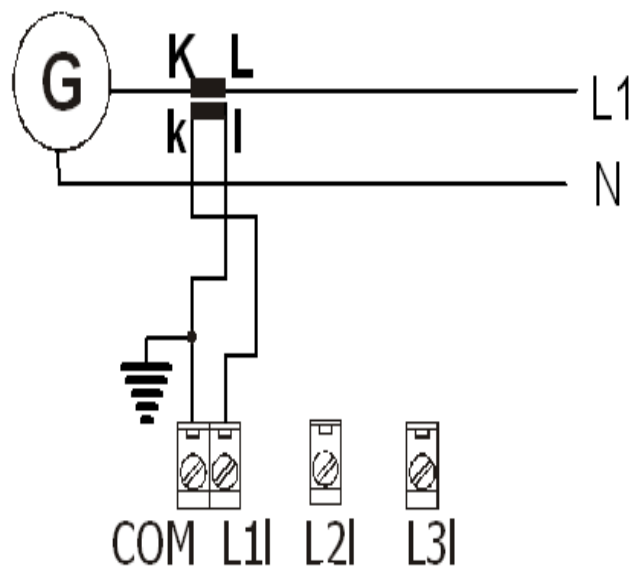
- (POWER SUPPLY) Fuente de Poder, los terminales del controlador de la fuente de corriente directa (CD) trabajan a un voltaje permitido de 36VCD hasta un máximo de 39VCD. Los terminales del controlador están protegidos contra disturbios de alto voltajes, en caso de riegos potenciales se deberá utilizar equipos de protección. Para su correcta operación utilizar un mínimo de cable $15mm^2$.

- CONEXIONES
- (CONEXIONES GENERATOR CURRENT). Existen dos tipos conexiones para los terminales de la Corriente del Generador que se muestran en las figuras.

Conexión Trifásica



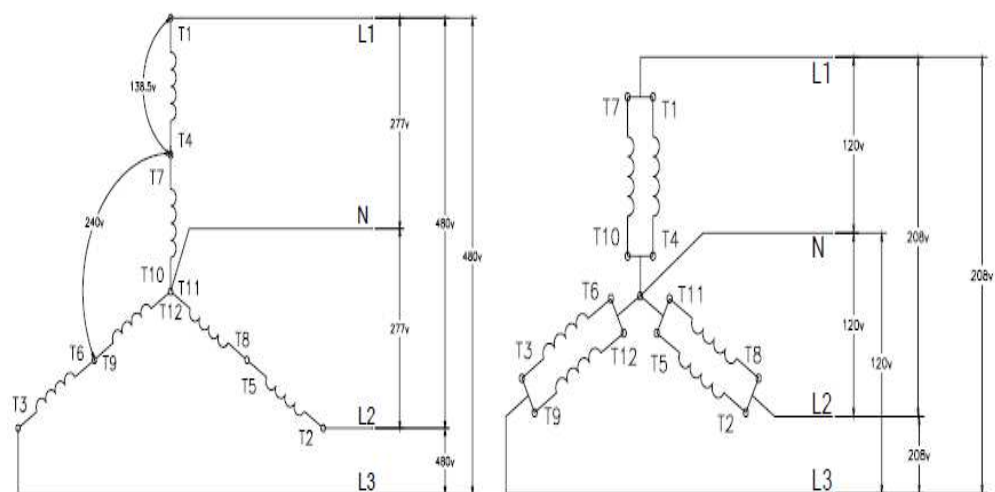
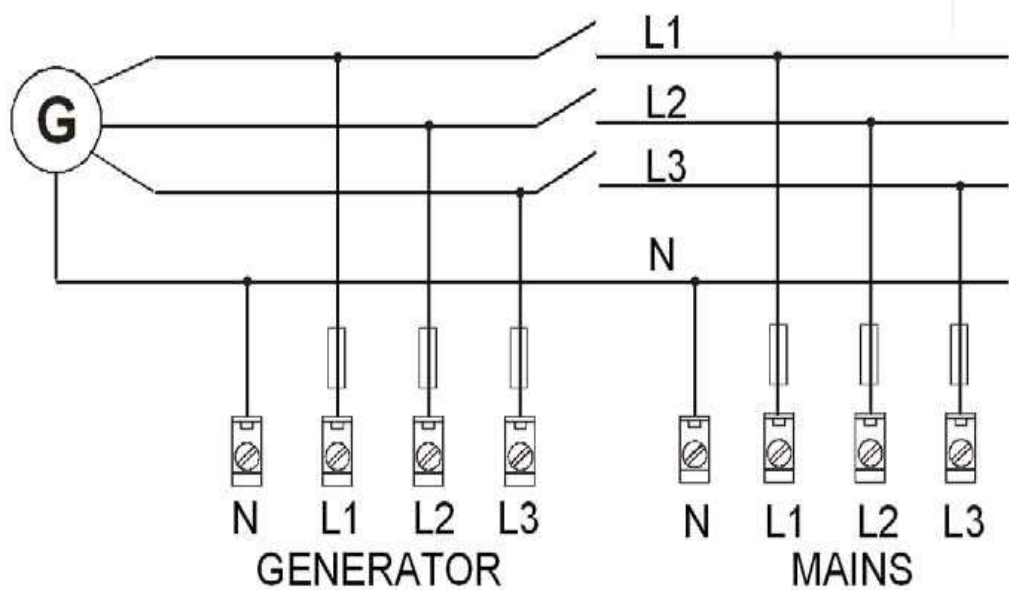
Conexión Monofásica



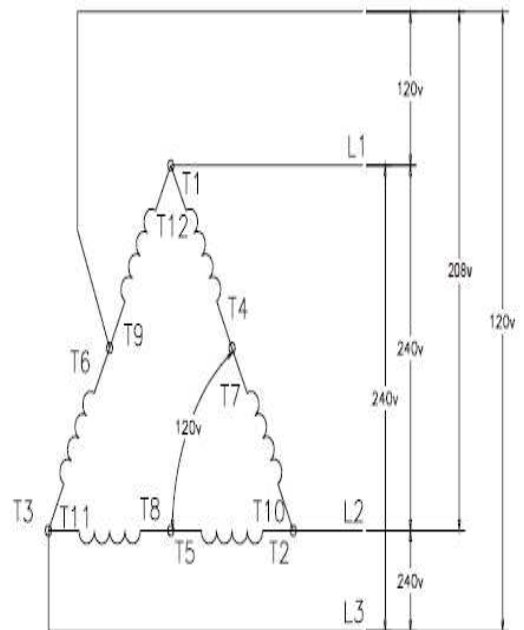
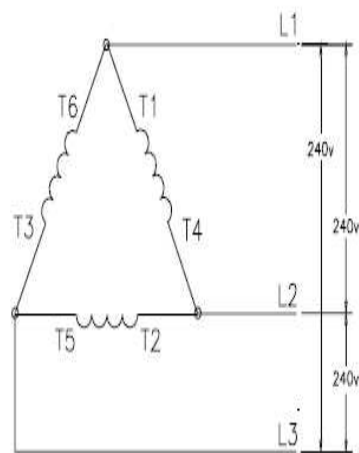
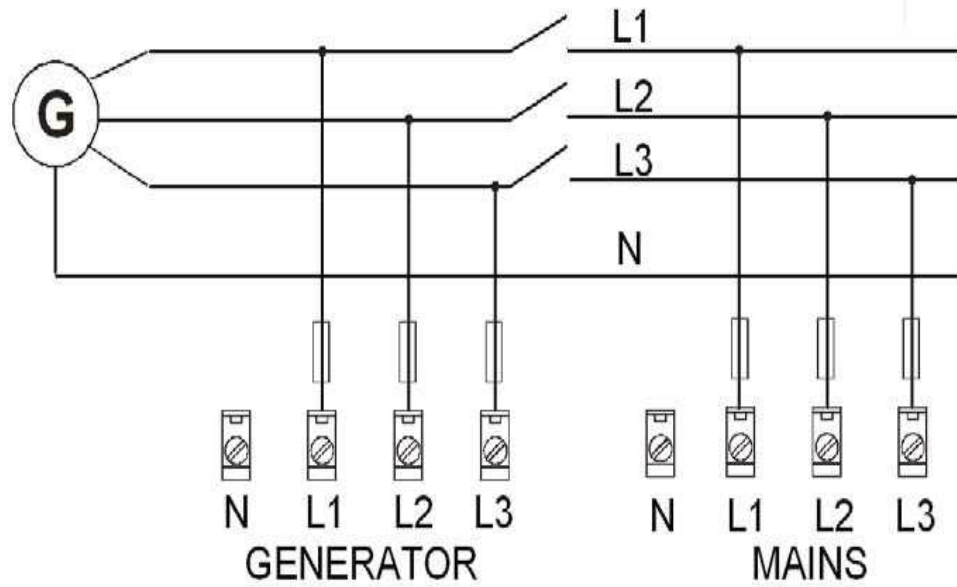
- (CONEXIONES GENERATOR VOLTAGE AND MAINS VOLTAGE)
Conexiones del Voltaje del Generador y el Voltaje de la Red, en las figuras se muestran formas de conectar los terminales del controlador.

Conexiones trifásicas

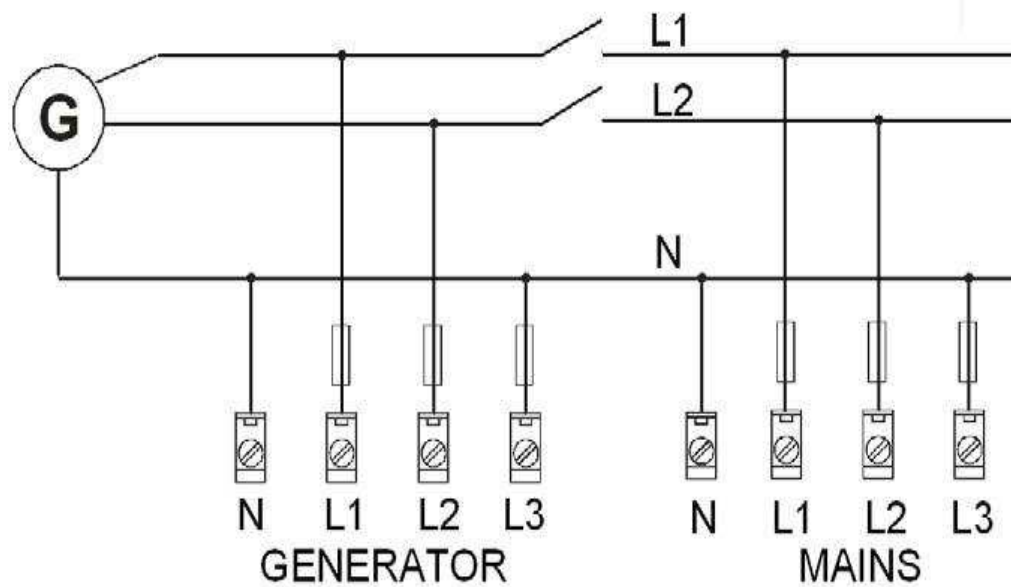
Conexión Estrella (3 fases, 4hilos)



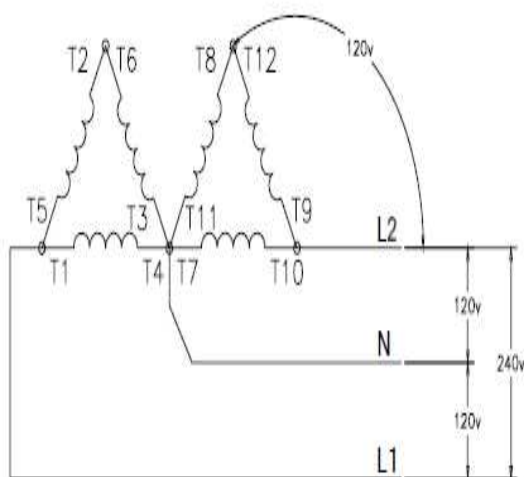
Conexión Delta (3 fases, 3 hilos)



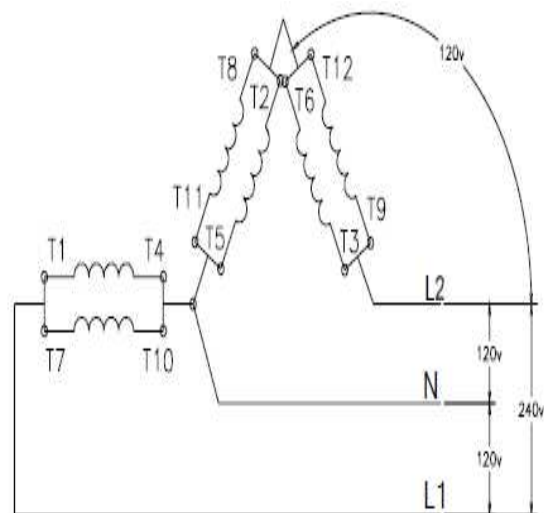
Conexión Bifásica



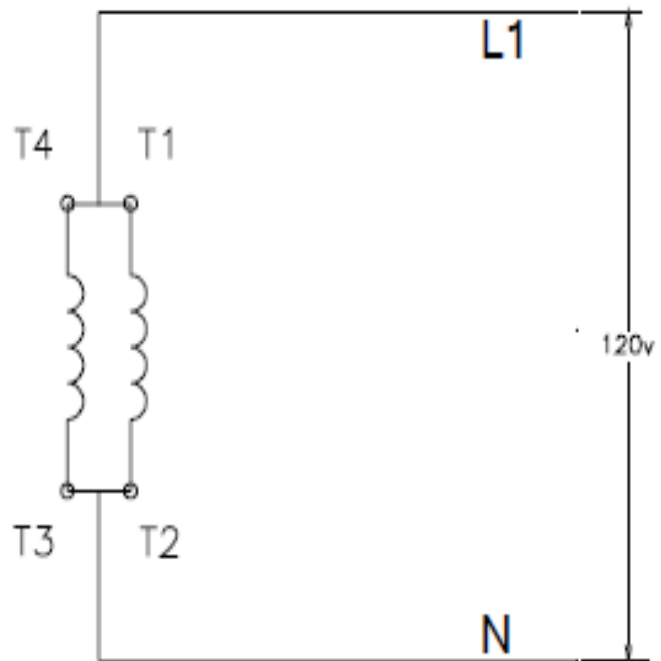
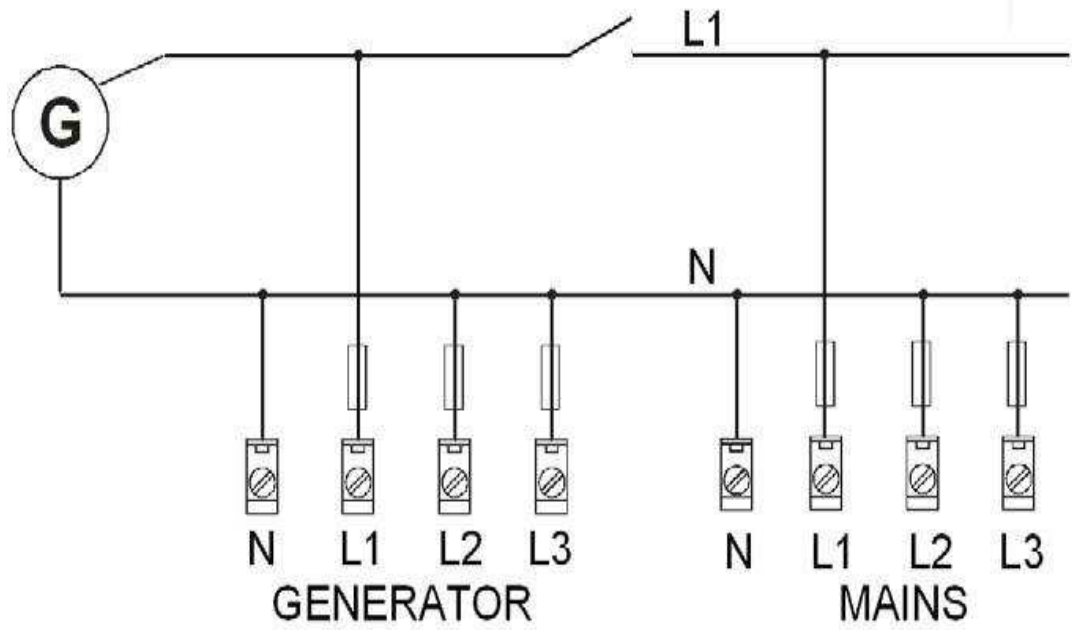
Conexión doble delta



Conexión Zig Zag



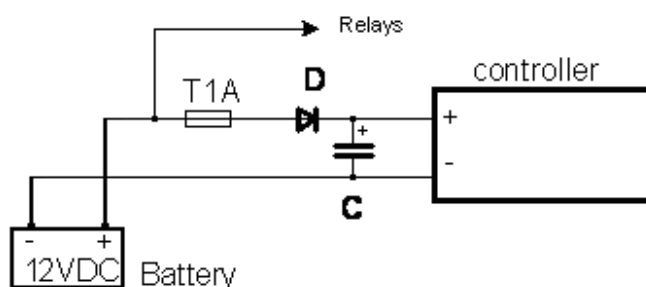
Conexión Monofásica



- CONEXIONES DE LA FUENTE DE PODER

Para una conexión de 12VCD en el controlador incluyen capacitores internos, así cuando halla una caída de voltaje de 10VCD, y luego de 100ms se recupere hasta 7VDC. En este tiempo la retroiluminación de pantalla podría apagarse y prenderse, pero el controlador seguirá operando.

El tamaño del capacitor debe ser de 5000 microfaradios para soportar una caída de voltaje de 150ms bajo las siguientes condiciones:
El voltaje antes de la caída es de 12V, y luego de 150ms se recupera hasta el mínimo permitido, o sea 8V.



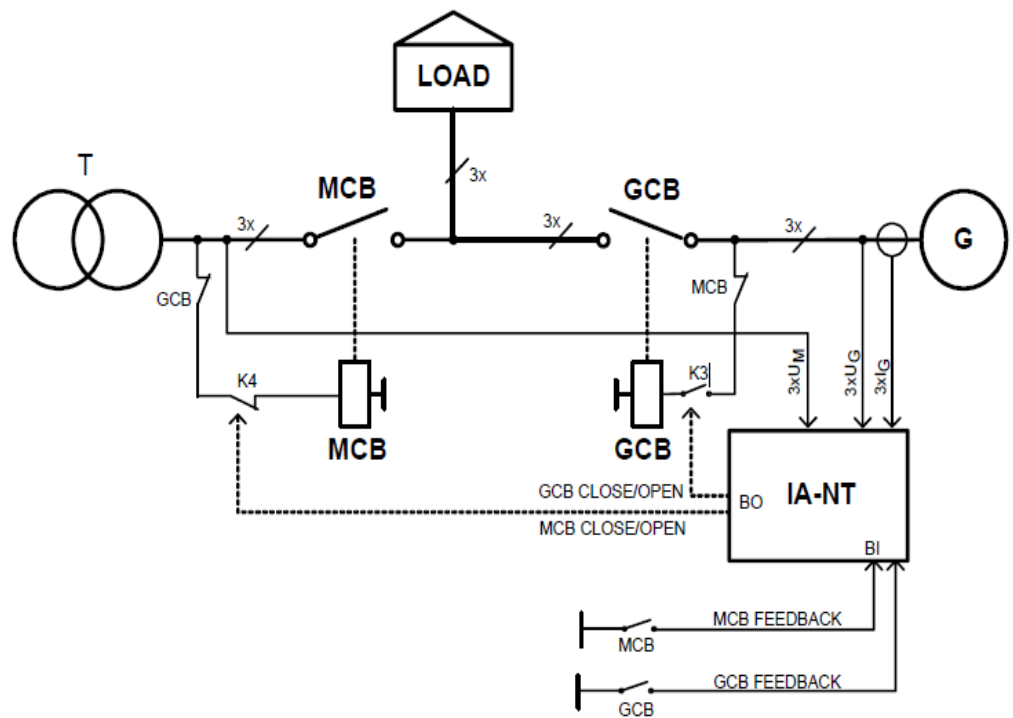
6.1.2.1 APLICACIONES

La aplicación más típica para los controladores INTELIATS NT es la aplicación AMF (Auto Mains Failure), en donde el controlador supervisa la red eléctrica ante cualquier falla, para luego comenzar un proceso de transferencia de carga al generador. La siguiente aplicación posible es controlar manualmente la transferencia entre dos fuentes de energía (red y generador).

- *AMF usando breakers independientes con realimentación (MCB y GCB)*

Especificación

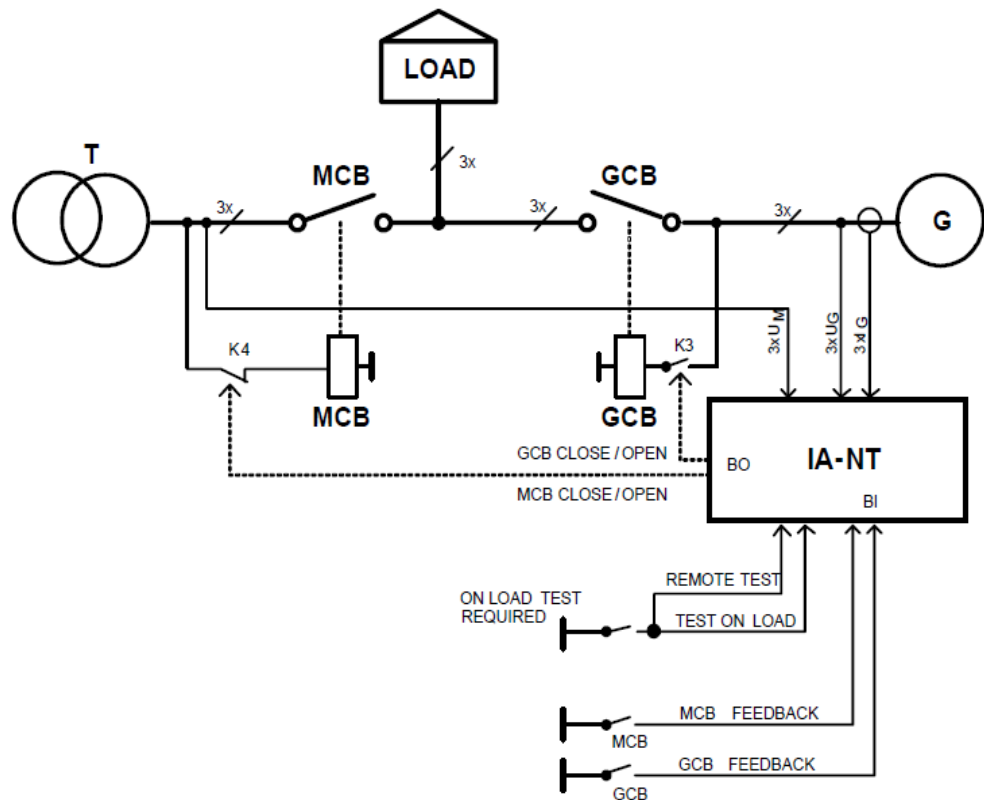
- Arranque remoto automático del grupo electrógeno ante falla de la red eléctrica (modo AUT).
- Control total de GCB (Generator Circuit Breaker) y MCB (Mains Circuit Breaker) con realimentación
- Transferencia con corte ante falla de red eléctrica.
- Retransferencia con corte al retorno de la red eléctrica.
- Modo TEST (Prueba) (grupo electrógeno funcionando en espera de una falla de red).



- *AMF usando breakers independientes con realimentación (MCB y GCB) con Ejercitación de Carga*

Especificación

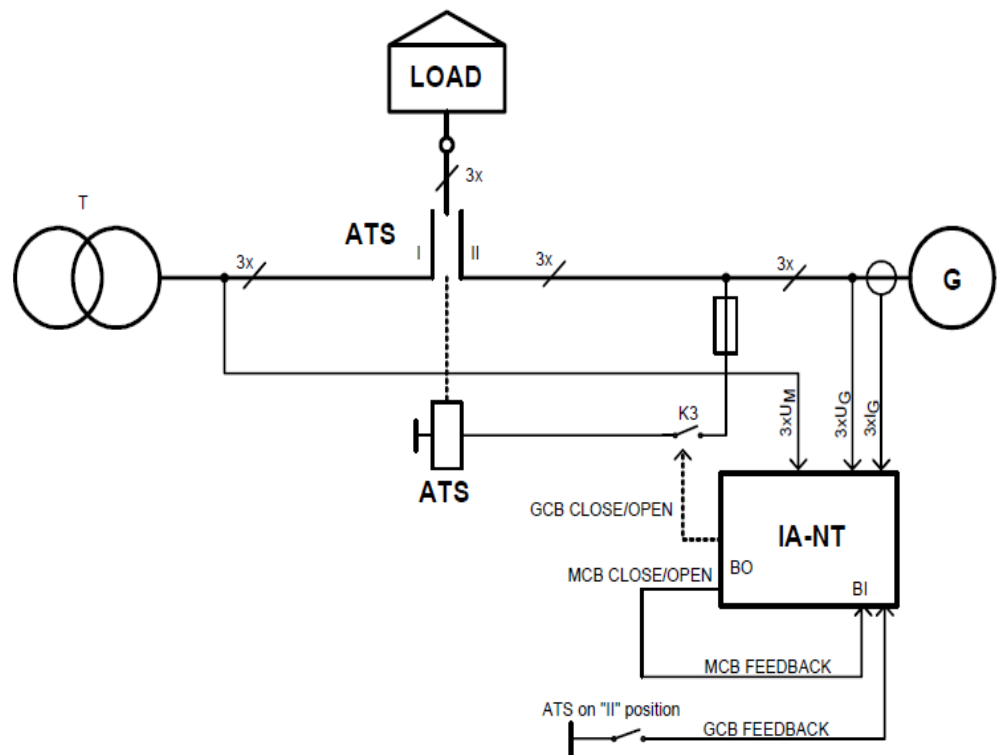
- Arranque remoto automático del grupo electrógeno ante falla de la red eléctrica (modo AUT).
- Control total de GCB y MCB con realimentación
- Transferencia con corte ante falla de red eléctrica.
- Retransferencia con corte al retorno de la red eléctrica.
- Modo TEST (Prueba) (grupo electrógeno funcionando en espera de una falla de red).
- Ejercitación con carga – transferencia de carga al grupo electrógeno (operación en isla) y retorno a la red eléctrica en modo TEST cuando se activa / desactiva la entrada binaria **BI Test on load**. Esta operación implica 2 cortes. Se puede forzar al controlador al modo TEST utilizando el **BI Remote TEST**.



- *AMF usando interruptor de dos posiciones con realimentación*

Especificación

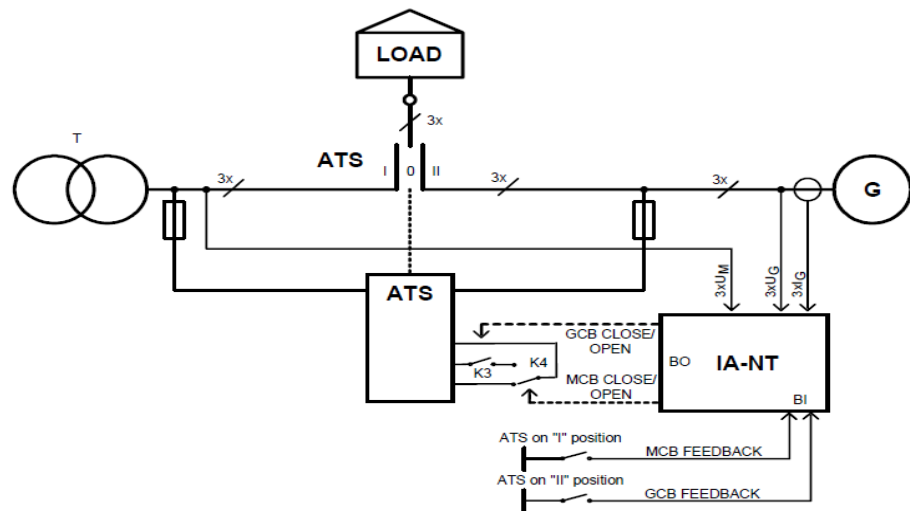
- Arranque remoto automático del grupo electrógeno ante falla de la red eléctrica (modo AUT).
- Control del interruptor de dos posiciones con realimentación
- Transferencia con corte ante falla de red eléctrica.
- Retransferencia con corte al retorno de la red eléctrica.
- Modo TEST (Prueba) (grupo electrógeno funcionando en espera de una falla de red).



- *AMF usando interruptor de tres posiciones con realimentación*

Especificación

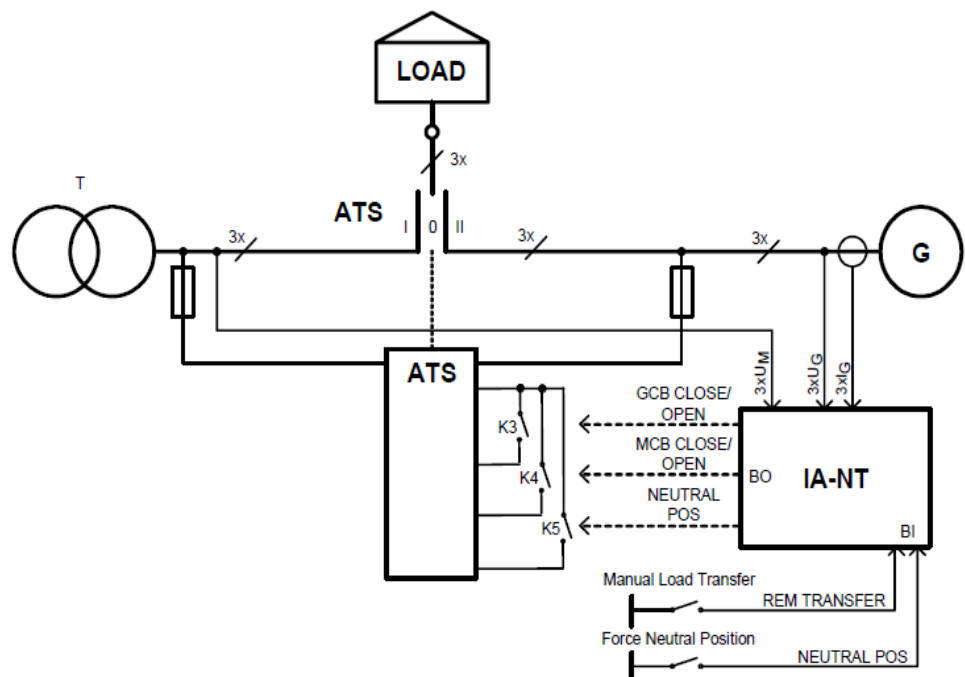
- Tiene las mismas especificaciones que el interruptor de dos posiciones solo con la diferencia que el control de transferencia de tres posiciones con realimentación, se pasa por la posición neutral



- *AMF con transferencia manual y control de neutro usando el interruptor de tres posiciones*

Especificación

- Arranque remoto automático del grupo electrógeno ante falla de la red eléctrica (modo AUT).
- Control de interruptor de tres posiciones, sin realimentación, pasando por posición neutral.
- Solicitud manual para transferencia de carga (modo AUT).
- Solicitud de conmutación a posición neutral. Tiene la más alta prioridad, invalidando la posición previa de MCB o GCB para conmutar hacia neutro. Luego de desactivar la señal, retorna a su posición anterior de MCB o GCB



- *AMF sin operación de batería*

Especificación

Es posible operar el controlador sin una batería alimentándolo. Para una operación así hay que cumplir las siguientes condiciones:

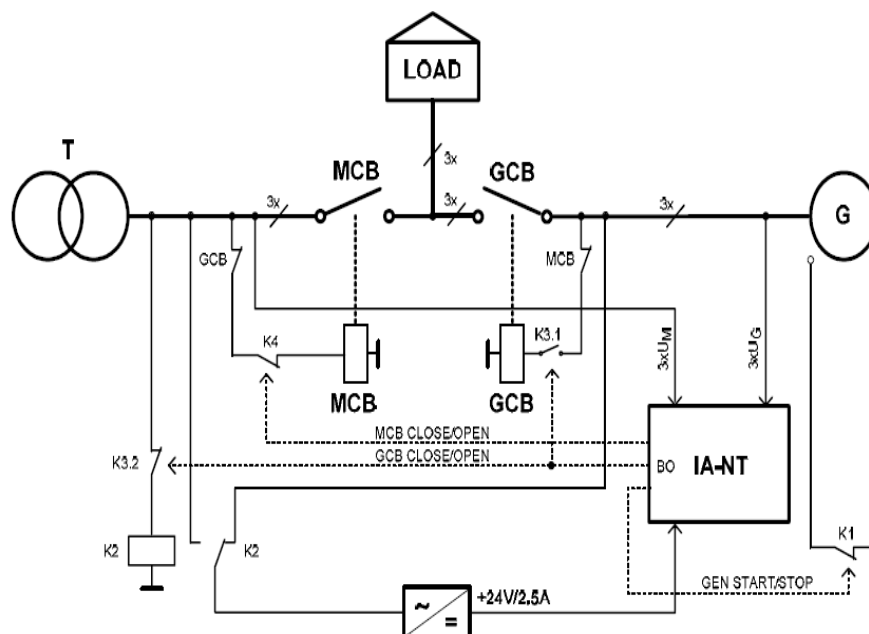
- El controlador debe ser alimentado por una suministro de 24V/2.5A CA/CD cuya fuente sea conmutada entre la red eléctrica y generador a través de un relé de acuerdo al estado de la red eléctrica (OK / Falla).
- Debe utilizarse un relé de contacto normalmente cerrado para el comando de arranque del grupo electrógeno. El parámetro "GenStart Logic" debe ser configurado en CLOSE-OFF.
- La conmutación de la alimentación de 24V CA/CD debe estar bloqueada cuando el GCB (Generator Circuit Breaker) está cerrado, para que la fuente de alimentación no sea conmutada a la red eléctrica cuando esta regrese. Ella debe ser conmutada únicamente cuando el GCB (Generator Circuit Breaker) se abra.

Entonces, en caso de falla de la red eléctrica:

- La fuente de alimentación de 24V AC/DC será conmutada al grupo electrógeno.
- El voltaje alimentando al controlador desaparece.
- El relé de arranque del grupo electrógeno se desenergiza, abriéndose el contacto.
- El grupo electrógeno arranca.
- El controlador ahora se alimenta del grupo electrógeno que ya está operativo.
- El controlador se inicializa y espera que el grupo electrógeno esté en condiciones (Gen OK).
- Se abre MCB, se cierra GCB, y la alimentación de 24V AC/DC se bloquea en posición de grupo electrógeno.

Si la red eléctrica retorna:

- El GCB se abre, la fuente de 24V AC/DC se desbloquea y se transfiere a la red eléctrica.
- El MCB se cierra.
- El grupo electrógeno se detiene.

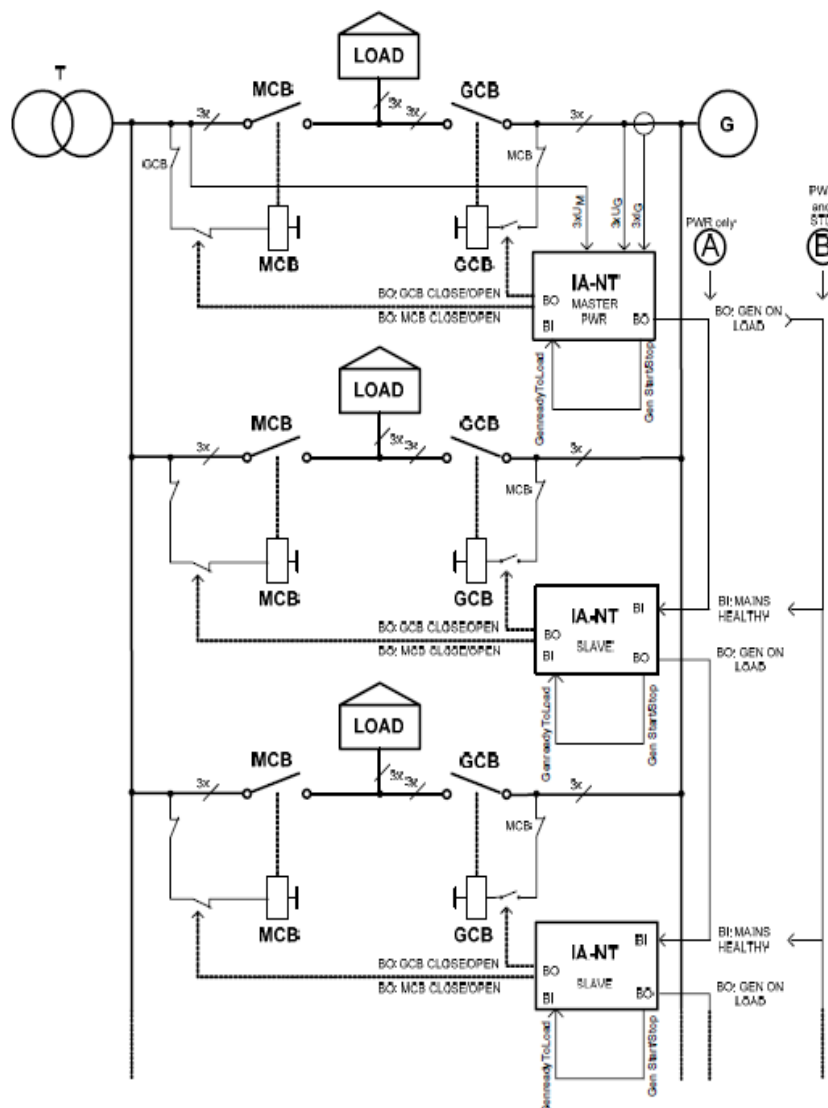


- *Controladores en Cascada*

Especificación

Los controladores son apropiados para aplicaciones en “cascada”, permitiendo que la carga sea repartida en varias secciones. Se cumplen las siguientes condiciones:

- El grupo electrógeno arranca automáticamente cuando la red eléctrica falla (modo AUT). La cascada es controlada por el Master.
- Los siguientes controladores hacen conmutaciones consecutivas.
- Se requiere un sencillo cableado.



6.1.2.2 PARÁMETROS

Password (Clave)

Enter Password

La clave de es un numero de 4 dígitos y se la habilita utilizando las teclas






o



para seleccionar y la tecla  para ingresar o confirmar.

Change Password (Cambio de Clave)

Utilice las teclas  o  para seleccionar y la tecla  para cambiar la clave.

Basic Settings (Ajustes Básicos)

Controller Name (Nombre del Controlador)

Es un nombre definido por el usuario de máximo 14 caracteres para identificar el controlador desde un teléfono móvil o conexión móvil y solo puede ser cambiando por el software del equipo (LiteEdit).

Nominal Power (Potencia Nominal) [KW]

Potencia nominal del generador

Paso: 1KW

Rango: 1-5000 KW

Nominal Current (Corriente Nominal) [A]

Es la corriente continua máxima del generador, es el límite para calcular las protecciones de sobre corriente y de corto circuito. Él puede ser diferente al de la placa del generador.

Paso: 1A

Rango: 1 – 10000 A

CT Ratio (Relación de los Transformadores de Corriente) [5A]

Relación de los transformadores de corriente en cada del generador.

Paso: 1A

Rango: 1 – 5000 A / 5

PT Ratio (Relación de los Transformadores de Potencial) [1]

Es la relación de los transformadores de potencia del generador

Paso: 0.1 V / V

Rango: 0.1 – 500.0 V/V

Vm PT Ratio (Relación de los transformadores de Potencial de la Red) [1]

Paso: 0.1 V/V

Rango: 0.1 – 500.0 V/V

NomVolts Ph-N (Voltaje Nominal Línea – Neutro) [V]

Voltaje nominal del generador (fase – neutro). Con voltajes inferiores a los 50 VCA es posible GCB no cierre.

Paso: 1V

Rango: 80 – 20000 V

NomVolts Ph – Ph (Voltaje Nominal Línea – Línea) [V]

Voltaje Nominal del generador (fase – fase)

Paso: 1V

Rango: 138 – 35000 V

Nominal Freq (Frecuencia Nominal) [Hz]

Frecuencia nominal del generador usualmente de 50 o 60 Hz

Paso: 1Hz

Rango: 45 – 65 Hz

ActivityAtOFF (ActividadAtOFF) [ENABLE/DISABLE]

(Habilitado/Deshabilitado)

Habilitado: El controlador tiene un comportamiento estándar en modo OFF


Deshabilitado: El controlador en este modo abre todas sus salidas binarias y



queda activo permanentemente.

ControllerMode (Modo Controlador) [OFF, MAN, AUT, TEST]

Equivale al modo actual del controlador. Cambia mediante los botones 

y  , para una mayor seguridad proteger con un clave.

ControllerAddr (Dirección del Controlador) (1...32) [-]

Es el número de identificación del controlador el cual puede configurarse diferente a la configuración de fábrica, con el objetivo de interconectar varios controladores y se puede acceder a ellos vía modbus

COM1 Mode (modo RS232) [Directo/Modem/Modbus]

Protocolo para comunicación COM1

Directo: Vía Cable directo con el Pc software LiteEdit

Modem: Vía modem con el Pc software LiteEdit

Modbus: Protocolo Modbus

Com2 Mode (Modo COM2) [Directo/Modbus]

Si hay instalado 2 canales se selecciona el protocolo de comunicación COM2

Directo: Vía Cable directo con el Pc software LiteEdit

Modbus: Protocolo Modbus.

ModbusComSpeed (Velocidad Modbus) [9600, 19200, 38400, 57600]

En la selección Modbus se puede ajustar la velocidad en los canales COM1 o COM2.

GenStar Logic (Lógico Arranque del Generador) [Cierre-ON/Cierre-OFF]

Parámetro de influencia de la salida Gen Start/Stop

Cierre ON: Arranque del generador cuando la salida se cierra

Cierre OFF: Arranque del generador cuando la salida se abre.

Batt Undervolt (Voltaje de la Batería Bajo) [V]

Advertencia por voltaje bajo

Paso: 0.1 V

Rango: 8V - >40V

Batt Overvolt (Voltaje de la Batería Alto) [V]

Advertencia por voltaje alto

Paso: 0.1 V

Rango: 8V - <40V

Batt Volt Del (Retardo Voltaje Batería) [s]

Retardo de alarma por bajo / alto voltaje.

Paso: 1s

Rango: 0-600s

ConnectionType (Tipo de Conexión) [3Ph4Wire/ 3Ph3Wire/ Split Ph/ MonoPh]

Conexión del devanado del generador

- 3F4Hilos: Conexión Estrella, 3 fases y neutro – 4 hilos, medición trifásica 3FY- 3xCT
- 3F3Hilos: Conexión Delta, 3 fases – 3 hilos, medición trifásica 3FD-3xCT
- Bifásico: Conexión doble Delta, medición monofásica 1F-1CT
- Monofásica: Monofásico, medición monofásica 1F-1CT

CT Location (Ubicación de los Transformadores de Corriente) [Load/ GenSet]

Carga: TC se ubica junto a la carga

Grupo: TC se ubica junto al grupo de electrógeno

Transition (Transición)

La capacidad de realizar sincronización pasiva e incrementa la funcionalidad del controlador, brindando de tener transiciones abiertas en fase y cerradas la cuales provee las siguientes transiciones:

OPEN (Abierta) Transición abierta con retraso

IN-PHASE (Enfase) Transición abierta en fase

CLOSED (Cerrada) Transición cerrada

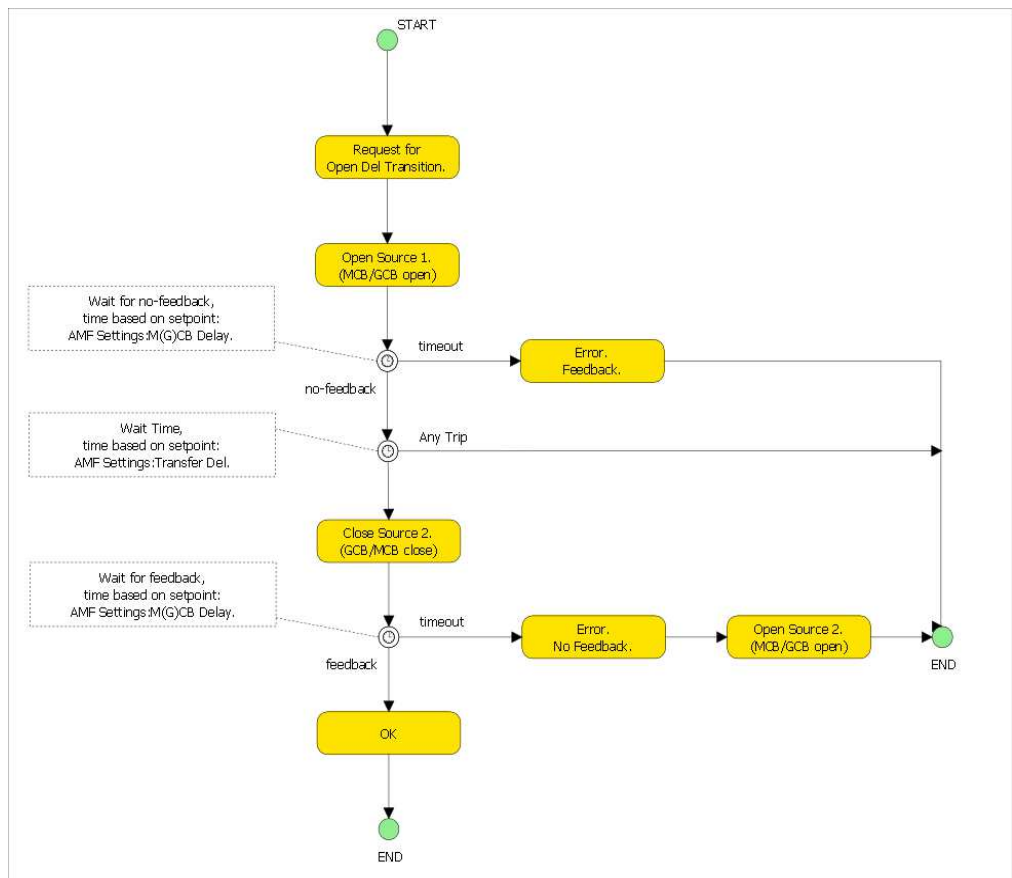
IN-PHASE OPEN (Enfase Abierta) Transición abierta en fase o con retraso

CLOSED OPEN (Cerrada Abierta) Transición cerrada o abierta con retraso

1. Transición abierta con retraso.

Este tipo de transición la ofrecen la mayoría de los controladores AMF o ATS y la ejecutan con carga de corte (blackout) entre las dos fuentes. La transición con retraso significa que toma un tiempo en se abre un breaker y se cierre otro y como mecanismo de conmutación se pueden utilizar, conmutadores de 2 o 3 posiciones así como también breaker o contactares independientes.

A continuación podrá ver en figura como el controlador IA-NT ejecuta la transición abierta con retraso y en los cuales se pueden definir el tiempo de retraso mediante el parámetro TRANSFER DEL

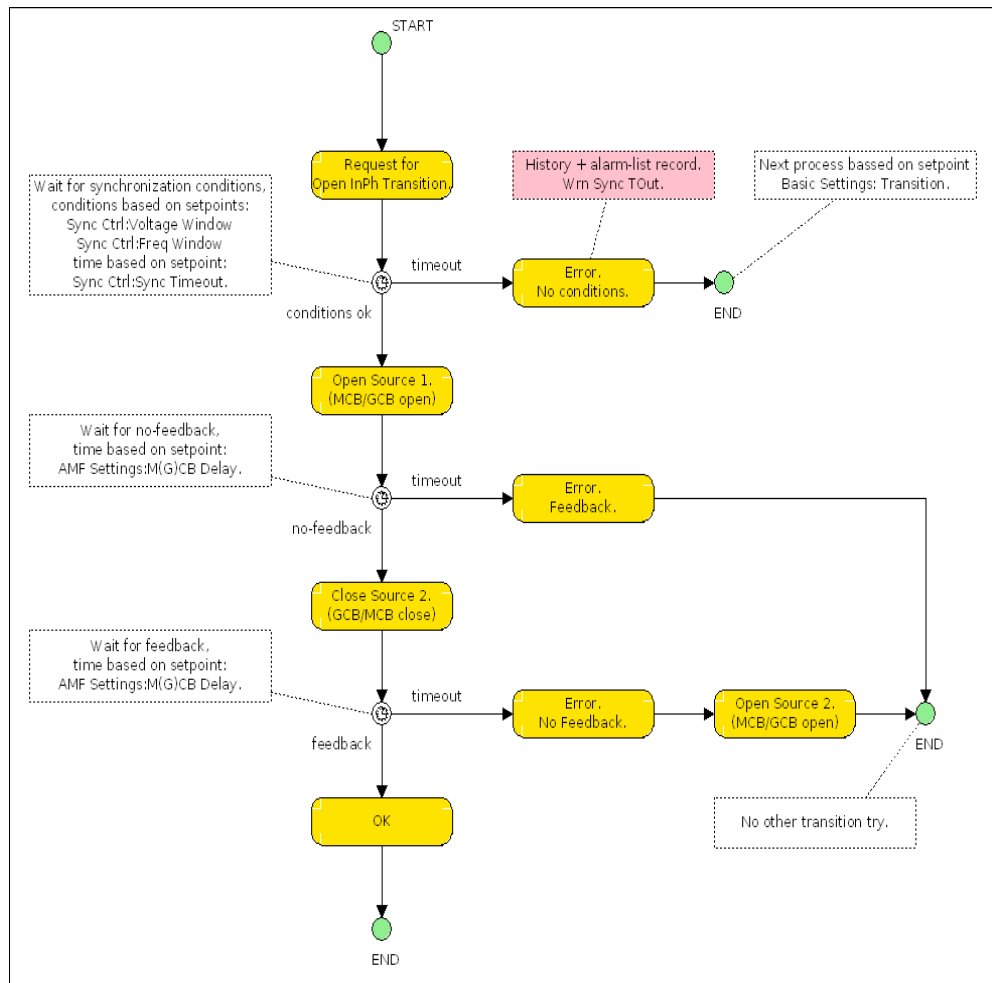


2. Transición abierta en fase

Es un tipo especial de transición abierta con retraso en donde la conmutación se hace muy rápido e inicia con las dos fuentes esta en sincronismo.

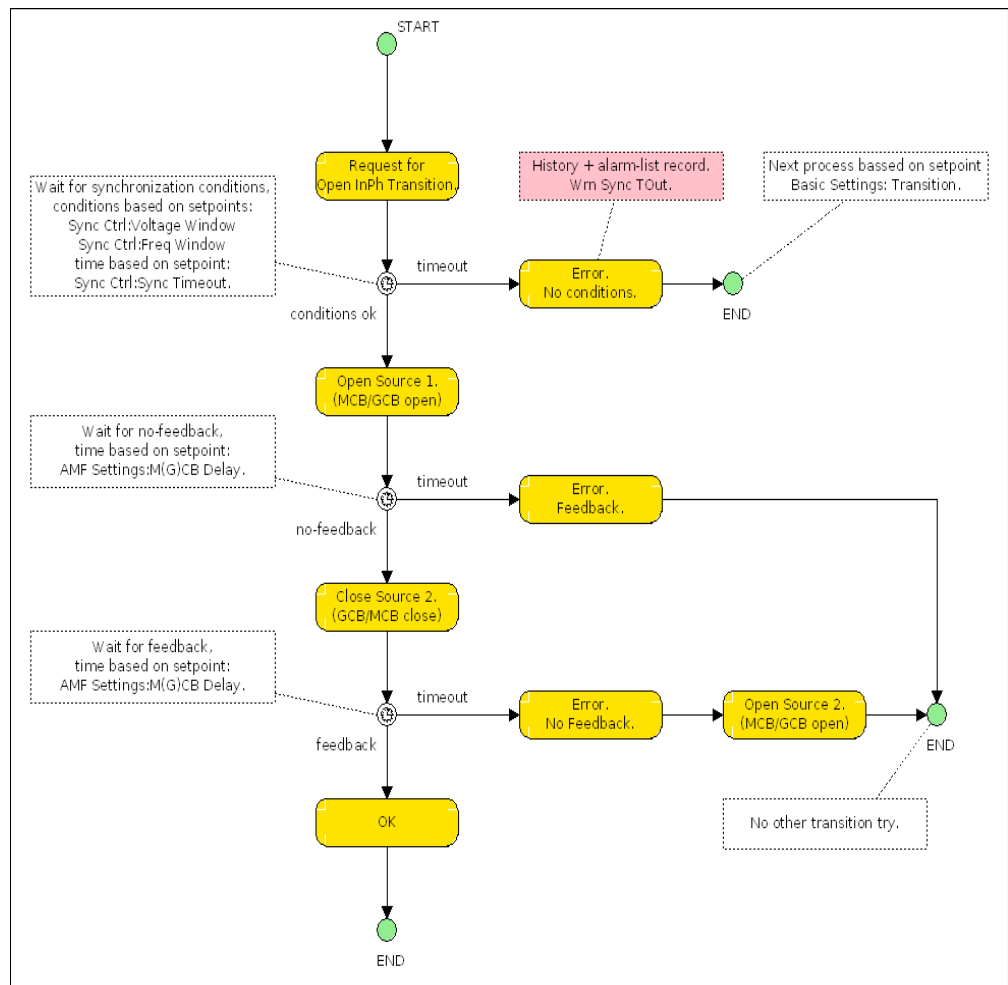
Esta transición está involucradas grandes cargas inductivas y en la cual no se pudo hacer transición cerrada. Es recomendable utilizar conmutadores muy rápidos (tiempo máximo de transferencia < 200) para asegurar una verdadera transición en fase. Una vez calculado el tiempo de sincronismo se desconecta la fuente y los parámetros de sincronismo pueden cambiar rápidamente. Por lo tanto la diferencia real de fases dependerá del tiempo de conmutación.

En el grafico muestra la transición abierta del controlador IA-NT con breaker o contactares separados, el cual se asegura no entren al mismo tiempo para una mayor protección utilizar el interbloqueo mecánico.



3. Transición Cerrada

Se inicia cuando ambas fuentes están en sincronismo y los breakers o contactores coincidan cerrados 100ms, se requiere utilizar los breakers los más rápidos posibles ya que si supera los 200ms se abrirán y activarán un alarma. Si la operación en paralelo se mantiene se activará la salida binaria SHUNT TRIP (si está configurada). En este tipo de transición es recomendable que no existan cortes (blackout) durante la conmutación. El parámetro de TRANSFER DEL se ignora.



4. Cerrada con abierta con retraso, En fase más abierta con retraso
 Si el parámetro Transición fue configurado en INPH-OPEN o CLOS-OPEN, el sistema efectuará una transición abierta con retraso en caso que la transición cerrada o en fase haya fallado. (El parámetro SYNC TIMEOUT haya expirado y no se haya conseguido la transición).

GCB Delay (Retraso de Breaker del Circuito del Generador)

Este valor es necesario para poder predecir el momento exacto del sincronismo y poder determinar el tiempo del accionamiento de los breakers/contactores.

Paso: 0.01s

Rango: 0.01 – 60.00s

De fábrica: 0.05s

MCB Delay (Retraso del Breaker Circuito de la Red)

Tienes los mismos parámetros GCB Delay para realizar el sincronismo.

Paso: 0.01s

Rango: 0.01 – 60.00s

De fábrica: 0.05s

Engine Params (Parámetros del Motor)

Prestart Time (Tiempo de Pre arranque) [s]

Tiempo que las salidas binarias PRESTART o PRETRANSFER permanecen cerradas antes del arranque del motor. Mantenerla desactivas configúrelas con cero con el software del controlador.

Paso: 1s

Rango: 0 – 600s

Cooling Time (Tiempo de Enfriamiento) [s]

Luego de estar operativo el generador permanecerá encendido si carga para que se enfríe antes de apagarse

Paso: 1s

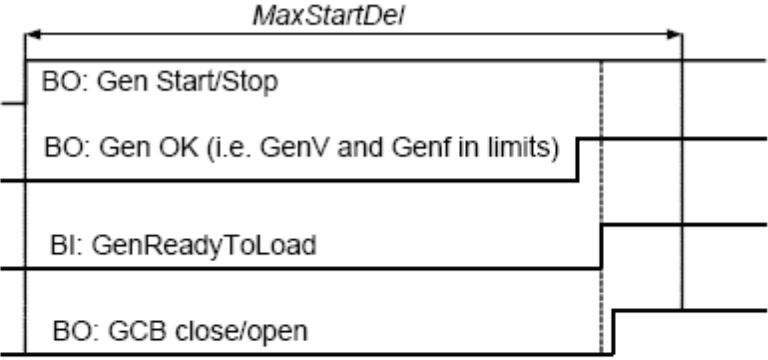
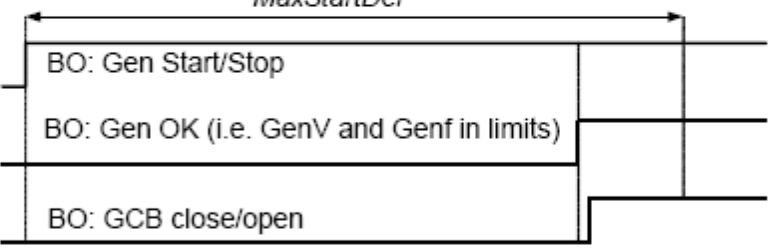
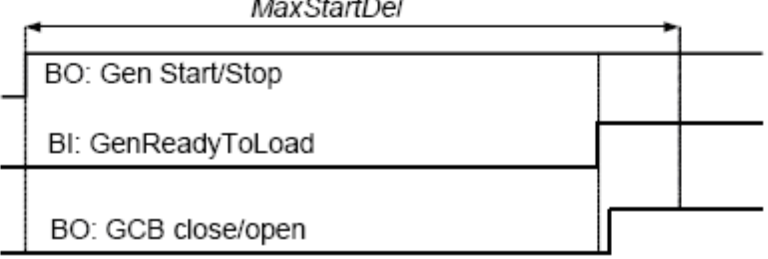
Rango: 0 – 3600s

Max Start Del (Retraso de Arranque Máximo) [s]

Este tiempo de espera arranca al momento de cerrar la salida GEN START/STOP. Si el generador no consigue alcanzar el parámetro Basic Settings: *NOMINAL FREQ* dentro del tiempo *Max Start Del*, se activará la alarma TRP START FAIL y el generador se apagará.

Paso: 1s

Rango: 0 – 600s, 601 – Sin Limite

BI: GenReadyToLoad	The BO: GCB close/open closes itself AND Gen Start Fail does not occur when:
Configured	<p>Gen V and Gen f are in limits AND BI: GenReadyToLoad is closed until MaxStartDel is to be elapsed</p> 
Not configured	<p>Gen V and Gen f are in limits until MaxStartDel is to be elapsed</p> 
Configured	<p>BI: GenReadyToLoad is closed until MaxStartDel is to be elapsed</p> 

Min Stab Time (Tiempo mínimo de estabilidad) [s]

Intervalo de tiempo que se alcanza al voltaje de generación y el GCB (Generator Circuit Breaker) se cierre, este parámetro solo puede ser utilizado si la BI (Entrada Binaria) GenReadyToLoad está configurada.

Paso: 1s

Rango: 1 – 300s

Stop Time (Tiempo de Parada) [s]

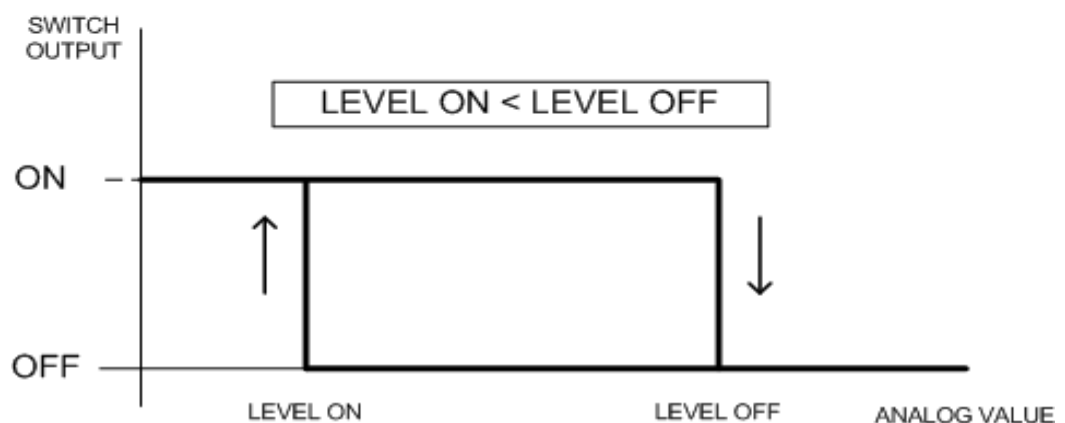
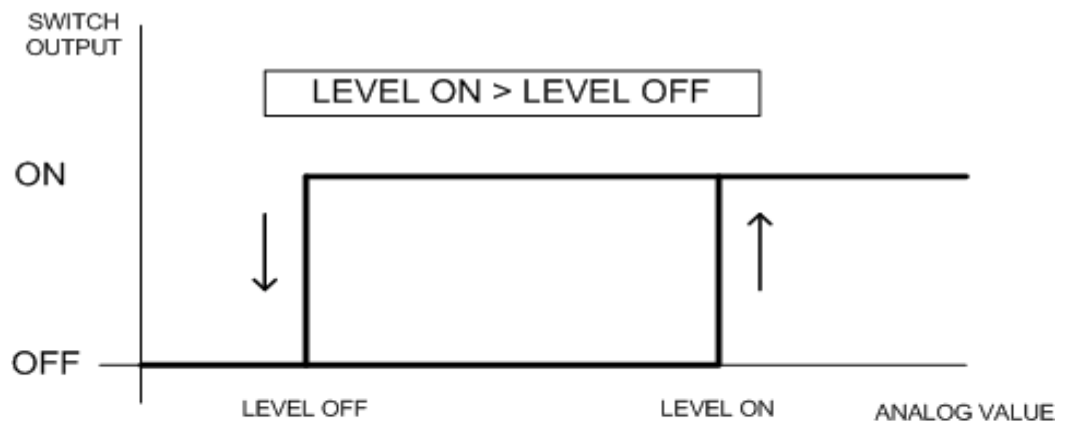
En este periodo de tiempo el controlador espera que cambie de estado el generador y pase a reposo cuando la entrada GenReadytoLoad se desactive o desaparezca el voltaje. Si sigue funcionando en el tiempo definido, aparecerá una alarma Wm Stop Fail. Este tiempo comienza a contarse en valor de 3601 y el controlador envía el comando de apagado.

Paso: 1s

Rango: 0 – 3601s

Función Power Switch (Switch de Carga)

Este switch está asignado a la potencia activa del generador. Un uso típico para esta salida binaria sería la conmutación de una carga falsa. La salida se comportará de acuerdo al ajuste de sus parámetros, tal como lo describen las siguientes figuras:



PowerSwitch On (Switch Carga ON) [KW]
Nivel del umbral para cerrar la salida binaria "Power Switch".
Paso: 1
Rango: 0 – 32000 kW

PowerSwitchOFF (Switch Carga OFF) [kW]
Nivel de umbral para abrir la salida binaria "Power Switch".
Paso: 1
Rango: 0 – 32000 kW

Gener Protect (Protecciones del Generador)

GeneProtect (Protección del Generador) [Habilitado/Deshabilitado]
ENABLE (HABILITDO): Las protecciones del generador están activas.
DISABLE (DESABILIT): Las protecciones del generador están inactivas.

Overload (Overload Trp) [%]
Umbral de sobrecarga del generador (en % de Nominal Power)
Paso: 1% de Nominal Power
Rango: 0 – 200%

Overload Del (Retardo de Sobrecarga) [s]
Retardo de activación de alarma por sobrecarga del generador.
Paso: 0.1s
Rango: 0 – 600.0 s

Short Crct Trp (Disparo de Corto Circuito) [%]
El generador se detiene (shutdown) cuando la corriente generada alcanza este valor (cortocircuito).
Paso: 1 % de Nominal Current
Rango: 100 - 500 %

Short Crct Del (Ret CortCircto) [s]
Retardo para la activación de la alarma de cortocircuito del generador.
Paso: 0.01s
Rango: 0.00 – 10.00 s

Amps IDMT Del (Retardo IDMT Corriente) [s]
La selección de la curva IDMT, es el tiempo de reacción de la protección para 200% de sobrecorrientes de generación.
Paso: 0.1s

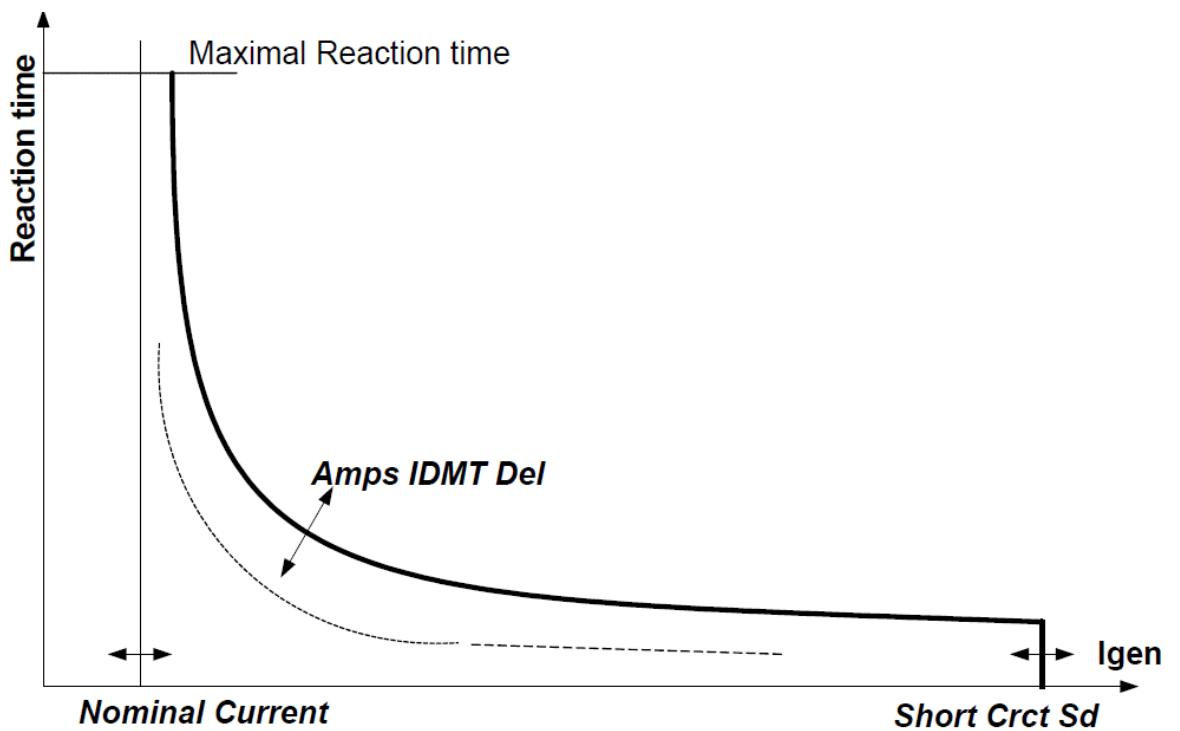
Rango: 0.1 – 60.0s

Es una protección inversa de sobrecorriente de la generación y no es constante, así que depende del nivel actual de sobrecorriente del generador de acuerdo a la formula siguiente:

$$\text{Tiempo Reac.} = \frac{\text{Amps IDMT Del} * \text{Nomin Current}}{\text{Igen} - \text{Nomin Current}}$$

	Sobre corriente			
	200 % = Amps IDMT Del	≤ 100 %	101 %	110 %
Tiempo de Reacción	0,2 s	Sin acción	20 s	2 s
	2 s	Sin acción	200 s	20 s
	20 s	Sin acción	Sin acción (tiempo > 900 s)	200 s

Igen es el valor máximo de corriente medido en todas las fases del generador.



Amps Umbral Trp (Disparo de desbalance de Corriente) [%]

Umbral de desbalance de corriente generada.

Paso: 1% de Corriente Nominal

Rango: 1 – 200% de Corriente Nominal

Amps Umbral Del (Retraso de Desbalance de Corriente) [s]

Retraso para la protección de desbalance de corriente generada.

Paso: 0.1 s

Rango: 0.0 – 600.0 s

Gen >V Trp (Disparo de SobreVoltaje) [%]

Umbral de sobrevoltaje de generación. Se comprueban las tres fases, y se utiliza la más elevada.

Paso: 1% de Voltaje Nominal

Rango: 0(Gen <V Sd) – 200%

Gen <V Trp (Disparo por Bajo Voltaje) [%]

Umbral de bajo voltaje de generación. Se comprueban las tres fases, y se utiliza la más baja.

Paso: 1% de Voltaje Nominal

Rango: 0% – 200 (Gen >V Sd) %

Gen V Del (Retraso del Voltaje del Generador) [s]

Retraso para las alarmas de bajo y alto voltaje de generación.

Paso: 0.1s

Rango: 0.0 – 600.0 s

Volt Umbral Trp (Disparo por Desbalance de Voltaje) [%]

Umbral para la alarma de disparo de desbalance de voltaje de generación.

Paso: 1% de Voltaje Nominal

Rango: 0 – 200% de Voltaje Nominal

Volt Umbral Del (Retraso por Desbalance de Voltaje) [s]

Retraso para la alarma de desbalance de voltaje de generación.

Paso: 0.1s

Rango: 0.0 – 600.0 s

Gen >Freq Trp (Disparo por Alta Frecuencia) [%]

Umbral de alarma de disparo de sobre frecuencia de generación. Medido en la fase L3.

Paso: 0.1% de Frecuencia Nominal

Rango: 0 (Gen <Freq Sd) – 200.0% de Frecuencia Nominal

Gen <Freq Trp (Disparo por Baja Frecuencia) [%]

Umbral de alarma de disparo de baja frecuencia de generación. Medido en la fase L3.

Paso: 0.1% de Frecuencia Nominal

Rango: 0.0 – 200 (Gen >Freq Sd) % de Frecuencia Nominal

Gen Freq Del (Ret Frec Gen) [s]

Retraso para las alarmas de sobre y baja frecuencia de generación.

Paso: 0.1s

Rango: 0.0 – 600.0 s

Retraso programable de alarmas

Se ha añadido la posibilidad de personalizar retrasos en las alarmas configuradas en las entradas binarias 6 y 7. Si se configuran, retrasarán la respectiva alarma durante el tiempo seleccionado. La alarma se activará si la razón de la alarma persiste cuando este retraso ha expirado, sino, la alarma no aparecerá. Esta característica permitirá al usuario filtrar las alarmas durante un período específico de tiempo. La duración de estos retrasos podrá ser configurada con los siguientes parámetros:

BI6 Delay (EB6 Retraso) [s]

Retraso para la alarma configurada en la entrada binaria 6.

Paso: 0.1s

Rango: 0 – 360.0 s

BI7 Delay (EB7 Retraso) [s]

Retraso para la alarma configurada en la entrada binaria 7.

Paso: 0.1s

Rango: 0 – 360.0 s

AMF Settings (Configuración AMF)

RetFromIsland (Regreso De Isla) [MANUAL, AUTO]

MANUAL: Después de cerrar e IGCB, el controlador cambiará a modo MAN automáticamente.

AUTO: No cambia automáticamente a modo MAN.

EmergStart Del (Arranque de Fallo Red) [s]

Retraso luego de una falla de red, para que arranque el grupo electrógeno.

Paso: 1s

Rango: 0 – 6000 s

MainsReturnDel (Demora Vuelta Red) [s]

Retraso, luego del regreso de la red, para que se abra el GCB.

Paso: 1s

Rango: 1 – 3600 s

Transfer Del (Pausa Interruptor) [s]

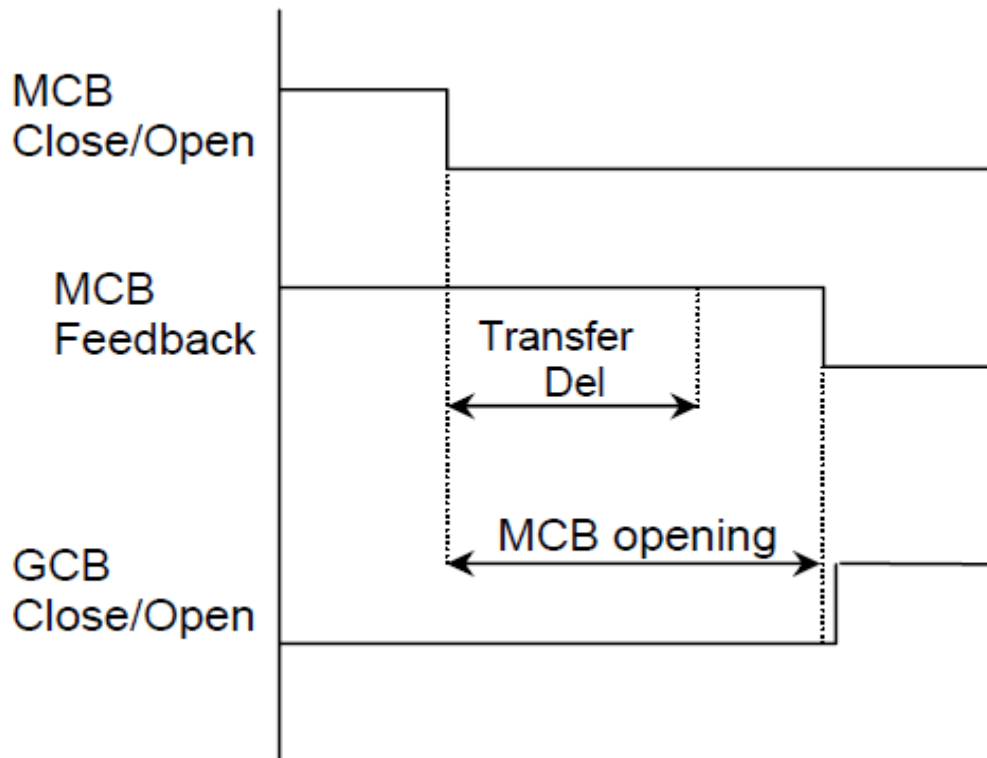
Retraso después de abierto el GCB, para que se cierre el MCB durante el proceso de retransferencia. Retraso después de abierto el MCB, para que se cierre el GCB durante el proceso de transferencia, si el parámetro *MCB Opens On* está configurado en GENRUN.

Paso: 0.1s

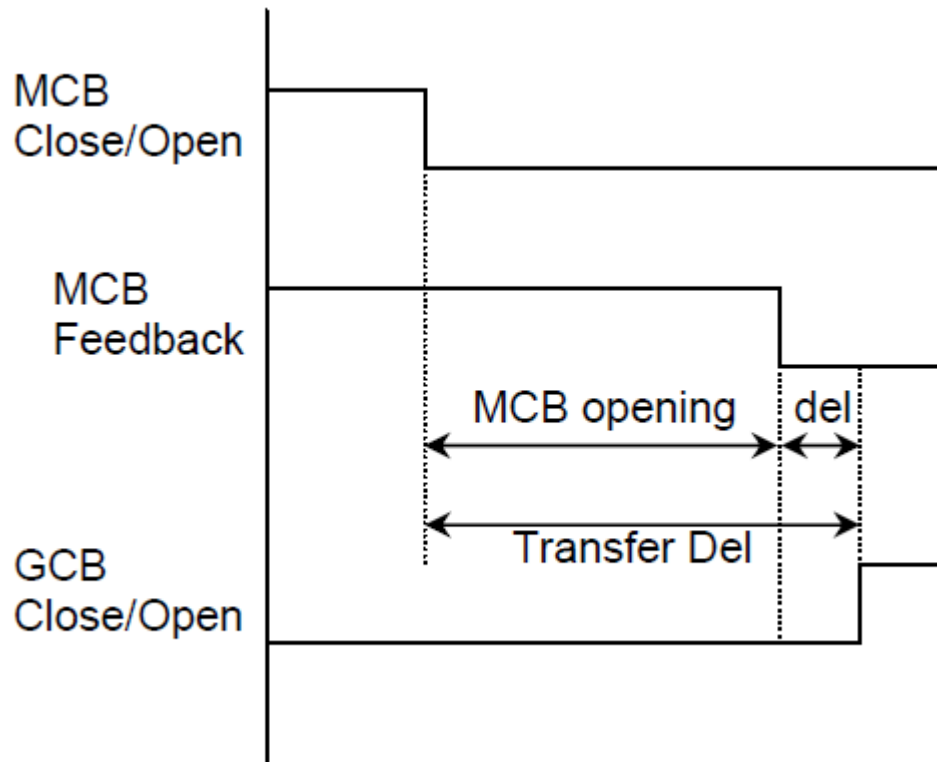
Rango: 0 – 600.0 s

El cronograma a continuación muestra la configuración recomendada de este parámetro:

Si el parámetro *Transfer Del* se configura a un valor más corto que el requerido para abrir el MCB, el controlador cerrará la salida GCB Close/Open inmediatamente (100ms) después que se desactive la entrada MCB realimentación.



Si se requiere algún retraso entre la desactivación de la entrada MCB Realimentación y el cierre de la salida GCB Close/Open, habrá que configurarse el Transfer Del con la suma del tiempo requerido para la apertura del MCB, más el tiempo requerido de retraso



MCB Close Del (Retraso al Cierre Int. Red) [s]

Retraso después de haber regresado la red hasta que el MCB se cierre nuevamente, siempre y cuando el GCB no se haya cerrado todavía.

Paso: 0.1s

Rango: 0 – 60.0 s

Mains >V (Sobrevoltaje de Red) [%]

Umbral de sobre voltaje de red. Se monitorean las tres fases, y se utiliza la más alta de las tres.

Paso: 1% de Voltaje Nominal

Rango: 50 (Mains <V) – 150%

Mains <V (Bajo Voltaje de Red) [%]

Umbral de bajo voltaje de red. Se monitorean las tres fases, y se utiliza la más baja de las tres.

Paso: 1% de Voltaje Nominal
Rango: 50% – 150 (Mains >V)%

Mains V Del (Demora de Voltaje de Red) [s]

Retraso por protección de sobre y bajo voltaje de red.

Paso: 0.1 s
Rango: 0 – 600.0 s

Mains V Umbral (Desbalance del Voltaje de Red) [%]

Umbral de desbalance o asimetría de voltaje de red.

Paso: 1% de Voltaje Nominal
Rango: 1 – 150%

Mains VUnb Del (Retraso Desbalance del V Red) [s]

Retraso por protección de asimetría de voltaje de red.

Paso: 0.1 s
Rango: 0- 60.0

Mains >Freq (Alta Frecuencia de Red) [%]

Umbral de protección de sobre frecuencia de red. Se monitorean las 3 fases, y se utiliza la más alta.

Paso: 0.1% de Frecuencia Nominal
Rango: 50 (Mains <Freq) – 150.0%

Mains <Freq (Baja Frecuencia de Red) [%]

Umbral de protección de baja frecuencia de red. Se monitorean las 3 fases, y se

Paso: 0.1% de Frecuencia Nominal
Rango: 50% – 150.0(Mains >Freq)%

Mains Freq Del (Ret Frec Red) [s]

Retraso por protección de sobre y baja frecuencia de red.

Paso: 0.1s
Rango: 0 – 60.0 s

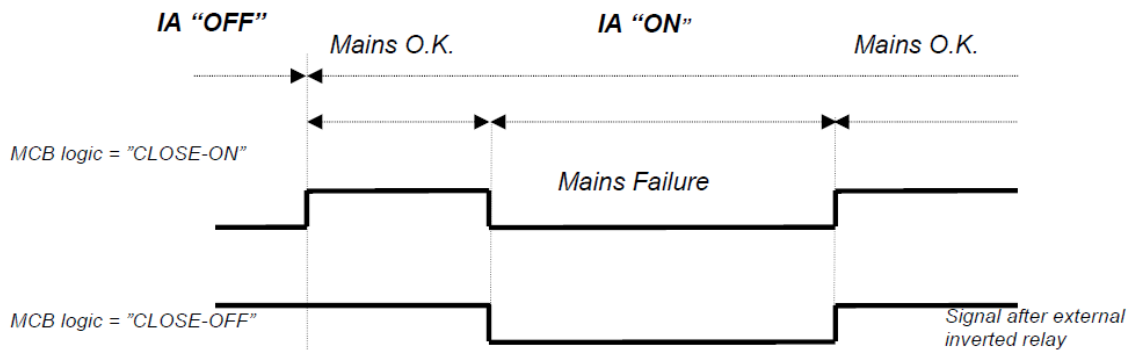
MCB Logic (Lógica Interruptor de Red)

[CIERRE-ON / CIERR-OFF]

El parámetro influencia el comportamiento de la salida MCB CLOSE/OPEN.

CLOSE-ON: Cuando la salida MCB CLOSE/OPEN está cerrada, el MCB debe estar cerrado.

CLOSE-OFF: Cuando la salida MCB CLOSE/OPEN está cerrada, el MCB debe estar abierto.



ReturnFromTEST (Regreso De TEST)

[MANUAL / AUTO]

El parámetro influencia el comportamiento del modo TEST.


MANUAL:

- 1) Al seleccionar TEST el generador arrancará y operará sin carga.
- 2) Para transferir la carga de la red al generador presionar MCB ON/OFF



- o espere una falla de red.
- 3) Cuando la red se recupere, el generador seguirá operando con carga.
- 4) Para apagar el generador seleccione el modo AUT.
- 5) En modo AUT:
 - a) Transcurrido el tiempo de *MainsReturnDel*, el IA-NT abrirá el GCB.
 - b) Transcurrido el tiempo de *Transfer Del*, el IA-NT cerrará el MCB.
 - c) El generador se enfriará y apagará.

AUT:

- 1) Al seleccionar TEST el generador arrancará y operará sin carga.
- 2) Para transferir la carga de la red al generador, espere una falla de red. El controlador no responderá al botón MCB ON/OFF .
- 3) Cuando la red se recupere:
 - a) Transcurrido el tiempo de *MainsReturnDel*, el IA-NT abrirá el GCB.
 - b) Transcurrido el tiempo de *Transfer Del*, el IA-NT cerrará el MCB.
- 4) El generador permanecerá encendido.

5) Para detener al generador seleccione un modo diferente a TEST.

MCB Opens On (Selector de Apertura Int. Red) [FALLO RED / GENMARCHA]

MAINSFAIL (FALLO RED)

El comando para abrir el MCB se da inmediatamente cuando se reporta una falla de red.

GENRUN (GENMARCHA)

El comando para abrir el MCB no se da hasta que el generador arranque, alcance su voltaje y frecuencia correctos, y transcurra el tiempo *Min Stab Time*. Después de eso, el MCB se abrirá, y después de expirar el tiempo *Transfer Del*, el GCB se cerrará.

Sync Ctrl

Voltage Window (Ventana de Voltaje) [%]

Este parámetro indica la diferencia máxima de voltajes que debe existir entre el generador y la red, en las fases correspondientes, para obtener un sincronismo pasivo.

Paso: 1 % Rango: 0 – 30 %

De fábrica: 10 %

Freq Window (Ventana de Frecuencia) [Hz]

Este parámetro indica la diferencia máxima de frecuencia que debe existir entre el generador y la red, en las fases correspondientes, para obtener un sincronismo pasivo.

Paso: 0.1 Hz

Rango: 0.0 – 2.0 Hz (0.0 – 0.3 Hz para transición cerrada) De fábrica: 0.2 Hz

Sync Timeout (Tiempo de Fallo Sincronización) [min]

Este parámetro ajusta el tiempo máximo que el sistema esperará para que ambas fuentes se sincronicen. Una vez terminado el tiempo se activará la alarma de tiempo de sincronismo expirado, y la conmutación no se realizará (Transición: *CLOSED* o *INPHASE*), o bien se hará una transición abierta con retraso (Transición: *INPH-OPEN* o *CLOS-OPEN*).

Paso: 1 min Rango: 1 – 60 min De fábrica: 1 min

Date/Time (Fecha/Hora)

Time Stamp Per (Periodo de Protocolo) [min]

Intervalo de los registros históricos periódicos.

Paso: 1 min

Rango: 0 – 200min

SummerTimeMod (ModoHoraVerano) [DESABILIT, INVIERNO, VERANO, INVIERN-S, VERANO-S] DISABLED (Desabilitado): No existe conmutación automática entre hora de invierno y verano.

WINTER (invierno): Conmutación automática de hora para el hemisferio norte.

WINTER-S (invierno-S): Modificación para hemisferio sur.

Time (Hora) [HHMMSS]

Ajuste del reloj de tiempo real.

Date (Fecha) [DDMMYYYY]

Ajuste de la fecha actual.

Timer1 (2) Function [No Func / TEST / TestEnCrg / BloqFRed / Modo OFF]

Es posible seleccionar entre 5 tipos distintos de funciones. La salida binaria Timer X estará siempre activa cuanto el Timer esté activo, independientemente de la función que se haya seleccionado. El controlador debe estar en modo AUT para que los Timers operen.

No Func: No existe función, sin embargo las salidas binarias Timer X se activarán.

TEST: Las salidas Timer X se conectan internamente con la entrada Remote Test.

TEST OnLd: Las salidas Timer X se conectan internamente con la entrada Remote Test OnLd.

MFail Blk: Las salidas Timer X se conectan internamente con la entrada MainsFailBlock.

Mode OFF: Las salidas Timer X se conectan internamente con la entrada Remote OFF.

Timer 1(2) Repeat (TimerX Repetir)

[NADA/LUNES/MARTES/MIERCOLES/JUEVES/VIERNES/SABADO/DOMINGO/LUN-VIE/LUN-SAB/LUN-DOM/SAB-DOM]

Define la repetición del Timer X. Las salidas binarias *Timer X* se conectan internamente con la entrada *Rem Start/Stop*.

NONE: El Timer está deshabilitado.

MONDAY, TUESDAY, WEDNESDAY, THURSDAY, WEDNESDAY, FRIDAY, SATURDAY, SUNDAY: El timer se activa el día seleccionado.

MON-FRI, MON-SAT, SAT-SUN:

El timer se activa en el intervalo de días seleccionado.

Timer1 (2) ON Time (Timer X Tiempo ON)

Hora del día en la que el Timer se activa.

Timer1 (2) Duration (Timer X Duración)

Duración del Timer activado.

Paso: 1 min

Rango: 1 – 1440 s

SMS/EMAIL

Mensajes de Alarma a Distancia

Si se conecta un modem Gsm o una conexión a internet el controlador podrá enviar mensajes de texto o emails donde aparecerá una lista de todas las alarmas.

Para habilitar esta función se debe configurar los parámetros YEL ALARM MSG y RED ALARM MSG para seleccionar el nivel de alarmas que se enviarán en el mensaje (rojas, amarillas o ambas). Adicionalmente se deben ingresar el número de teléfono o el email en el parámetro TELNo/ADDR CH1 y TELNo/ADDR CH2.

Yel Alarm Msg (Aviso Alarma Mensaje) [ON, OFF]

Configure este parámetro en YES si desea que se envíen mensajes con alarmas amarillas de precaución (warning).

Red Alarm Msg (PTo Alarma Mensaje) [ON, OFF]

Configure este parámetro en YES si desea que se envíen mensajes con alarmas rojas de apagado

TelNo/Addr Ch1, 2 (Agregar/Número de Teléfono Canal1,2)

En estos parámetros ingrese un número telefónico GSM válido, o una dirección email válida, a donde se enviarán los mensajes de alarma. De acuerdo al tipo de parámetros ingresados se determinará qué tipo de mensaje debe ser enviado. Si el parámetro incluye un "@" se considerará como una dirección de email y en consecuencia se enviará un email. Si el valor no contiene un "@", se considerará como un número de teléfono GSM, y consecuentemente se enviará un mensaje SMS

6.1.2.3 MODO DE OPERACIÓN

La selección del modo de operación se realiza a través de los botones de Modo en el panel frontal del controlador, o al cambiar el parámetro *Controller Mode* (desde el panel frontal o remotamente).

- Si el parámetro se configura como protegido por clave, se requerirá ingresar la clave antes de intentar cambiar el modo de operación.
- El modo no puede ser cambiado si la entrada binaria *Access Lock* está activa.

Las siguientes entradas binarias pueden ser utilizadas para forzar un modo, independientemente de lo configurado en el parámetro *Controller Mode*:

- *Remote OFF*
- *Remote MAN*
- *Remote AUT*
- *Remote TEST*
- *Rem TEST OnLd*

Si cualquiera de estas entradas se activa el controlador cambiará su modo al correspondiente de la entrada binaria. Si cualquier otra entrada se activa simultáneamente, el modo cambiará de acuerdo a la prioridad de cada una de estas entradas binarias. Las prioridades corresponden al orden de la lista de arriba. Si todas las entradas binarias se desactivan al mismo tiempo, el controlador regresará al modo original especificado en el parámetro *Controller Mode*.

OFF

El comportamiento del controlador en modo OFF dependerá principalmente en la configuración del parámetro *ActivityAtOff*.

Sin actividad

Parámetro *ActivityAtOff* = DISABLED.

El controlador abrirá todas las salidas binarias y *Fault Reset* estará activo todo el tiempo.

Actividad estándar

Parámetro *ActivityAtOff* = ENABLED.

En este modo el GCB se abrirá y el motor se apagará de inmediato sin descargarse o enfriarse. El MCB se cerrará permanentemente (MCB Opens on = GENRUN) o se abrirá o cerrará de acuerdo al estado de la red eléctrica (MCB Opens On = MAINSFAIL). La función AMF no estará activa. Los botones MCB, GCB, START, STOP, incluyendo las entradas binarias correspondientes tampoco estarán activos. La salida GenStart/Stop no se energizará.

MAN

En este modo el motor puede ser arrancado y detenido manualmente presionando los botones START y STOP (o externamente a través de las entradas binarias correspondientes). Esto activará o desactivará la salida binaria *GenStart/Stop*, cuya polaridad dependerá de la configuración del parámetro *GenStart Logic*. Cuando el generador esté encendido, el GCB podrá ser cerrado contra la barra muerta. Adicionalmente, el MCB podrá ser cerrado y abierto manualmente usando el botón MCB, sin importar si existe o no red. No existe posibilidad de arranque automático. No habrá reacción si se energiza la entrada Rem Start/Stop.

- El generador puede funcionar sin carga ilimitadamente. En modo MAN el controlador no apagará automáticamente al generador, tampoco lo arrancará cuando la red falle.

- Los breakers están interbloqueados eléctricamente para que no puedan ser cerrados al mismo tiempo. El controlador automáticamente reconocerá si un breaker puede ser cerrado si peligro.

AUT

El generador será arrancado y detenido ya sea por la entrada binaria Rem Start/Stop, por el mecanismo AMF, o por una solicitud manual de transferencia vía la entrada Rem Transfer. Los botones MCB, GCB, START y STOP, incluyendo sus entradas binarias correspondientes no estarán activos. Toda la secuencia de arranque y carga, así como de descarga de apagado será automática.

El siguiente es el comportamiento del controlador cuando el grupo electrógeno se detiene y arranca nuevamente mientras persiste la falla de red:

- Si aparece un problema del lado del generador, todos los mensajes de alarma desaparecerán del controlador, para no bloquear el siguiente arranque del generador.
- La salida *Gen Start/Stop* permanecerá activa.
- El controlador esperará que los parámetros del generador estén OK (se active la entrada *GenReadyToLoad* o su voltaje y frecuencia estén OK) para cerrar el GCB nuevamente.
- Para asegurar que la salida *GCB Open/Close* permanezca abierta suficiente tiempo para que el breaker se recargue mientras el generador ya está en condiciones de asumir carga, utilice el parámetro Transfer Del.

- Si existe una alarma roja (shutdown) presente y el generador está en modo AUT, éste podrá arrancar automáticamente al corregir las alarmas y reconocerlas.

TEST

El comportamiento del controlador en modo TEST depende principalmente de la configuración del parámetro *ReturnFromTEST*.

Retorno Automático

Parámetro *ReturnFromTEST* = AUTO.

Al poner el controlador en modo TEST el generador va a arrancar y va a permanecer encendido sin carga. Si en este estado la red falla, el MCB se abrirá y después del tiempo *Transfer Del* el GCB se cerrará, cargando al generador.

- Si la red se recupera y el tiempo *MainsReturnDel* expira con la red todavía en buen estado, el controlador transferirá la carga de vuelta a la red y el generador seguirá encendido indefinidamente sin carga hasta que el modo TEST sea cambiado.

Retorno Manual

Parámetro *ReturnFromTEST* = MANUAL.

Al poner el controlador en modo TEST el generador va a arrancar y va a permanecer encendido sin carga. Si en este estado la red falla, el generador tomará la carga.

La carga puede también ser transferida al generador de forma manual:

- Si se presiona el botón MCB, el controlador abrirá el MCB, y luego del tiempo Transfer Del, cerrará el GCB.

Una vez que el generador esté cargado, permanecerá en ese estado hasta que se lo cambie de modo de operación.

Test con carga

Si se activa la entrada binaria *Rem TEST OnLd*, el controlador cambiará a modo TEST (arrancará de la forma descrita arriba), pero una vez arrancado hará una conmutación automática (ej. abrir el MCB, y luego del tiempo Transfer Del, cerrará el GCB).

Una vez desactivada la entrada *Rem TEST OnLd*, el controlador retornará a su modo original, y su comportamiento dependerá del modo al que regresa. En la mayoría de los casos será a modo AUT, en cuyo caso seguirá cargado si la red está en falla, o transferirá la carga a la red y se apagará.

Ejercitación periódica

La salida del Timer X está internamente conectada a la entrada binaria Remote TEST para permitir la ejercitación periódica del generador.

Para el correcto funcionamiento de la ejercitación, el controlador debe estar en modo AUT, ya sea por selección vía botones, o forzado mediante la entrada *Remote AUT*.

- Si alguna alarma roja (shutdown) se presenta cuando el generador está cargado y la red está en buen estado, la carga será transferida a la red antes de apagar el generador.

En modo TEST el generador arrancará automáticamente, y siempre estará prendido.

CAPITULO VII

DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA PARA CENTRAL TELEFÓNICA.

7.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

CENTRAL TELEFÓNICA

Una central telefónica es el lugar (puede ser un edificio, un local, una caseta o un contenedor) utilizado por una empresa operadora de telefonía donde se alberga el equipo de conmutación y los demás equipos necesarios para la operación de las llamadas telefónicas.

Es donde se establecen conexiones entre los lazos (bucles) de los abonados, bien directamente o bien mediante retransmisiones entre centrales de la señal de voz. Las centrales se conectan entre sí mediante enlaces de comunicaciones entre centrales o enlaces intercentrales.

En la central telefónica terminan las líneas de abonado y se originan los enlaces de comunicaciones con otras centrales telefónicas de igual o distinta jerarquía o, en su caso, parten los enlaces o circuitos interurbanos necesarios para la conexión con centrales de otras poblaciones.

Las centrales telefónicas se ubican en edificios destinados a albergar los equipos de transmisión y de conmutación que hacen posible la comunicación entre los diferentes abonados. Allí también se localizan los equipos de fuerza de energía y el repartidor general o MDF (Main distribution frame).

Centrales urbanas y centrales rurales

En las ciudades se encuentran edificios de centrales telefónicas que albergan numerosos equipos y material y a los que acceden a través del sótano del edificio mazos de cable que agrupan numerosos pares de abonado de la ciudad o parte de ella.

En las zonas rurales o alejadas de núcleos urbanos se construyen casetas de menor dimensión y equipamiento pero funcionalmente idénticas a las centrales de las ciudades.

La central telefónica del sitio Calderón en el Cantón Portoviejo de la provincia de Manabí se define como de tipo rural y sus cargas eléctricas la conforman los siguientes elementos:

- El equipo de conmutación.
- Los equipos de transmisión entre centrales (que utilizan cable coaxial, los cables de pares o fibra óptica).
- El repartidor principal de cable (interconecta los pares de los abonados con los cables de entrada a la central).
- Equipos de ventilación.
- Los equipos de alimentación eléctrica.
- Las baterías de apoyo

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA

DETERMINACIÓN DE DEMANDA MÁXIMA DE DISEÑO								
CENTRAL TELEFÓNICA								
LOCALIZACION: CALDERÓN-PORTOVIEJO						Nº USUARIOS (UN):		1
CUADRO DE CARGAS								
Nº	APARATOS ELECTRICOS Y DE ALUMBRADO				FFUn (%)	CIR (w)	FSn (%)	DMU (w)
	DESCRIPCION	CANTIDAD	Pn (w)	Pt (w)				
1	PUNTO DE ALUMBRADO	36	60	2160	100	2160	60	1296
2	TOMACORRIENTES	21	250	5250	100	5250	80	4200
	EQUIPO DE VENTILACIÓN	2	500	1000	100	1000	70	700
3	EQUIPO DE CONMUTACIÓN	4	1800	7200	100	7200	100	7200
4	EQUIPO DE TRANSMISIÓN ENTRE CENTRALES	6	2500	15000	100	15000	100	15000
TOTALES				30610		30610		28396

FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA	FP =	0,92	FACTOR DE DEMANDA (FDM)	
	DMU (KVA) =	30,87	FDM= DMU/CIR	
			=	0,92767
Ti (%) =		6,5	FACTOR DE DIVERSIDAD (FD)	
(1+Ti / 100)^10 =		1,8771375		1,1
DMUp (KVA) =		57,938256		
ALUMBRADO PUBLICO [AP] (KVA):	1,9021739	LUMINARIA M1	7	W.
CARGAS ESPECIALES [Ce] (KVA):	0	POTENCIA	250	Na
DEMANDA REQUERIDA (KVA(t)):	38,771973			
CAPACIDAD COMERCIAL:	50 KVA			

NIVEL DE TENSIÓN DE OPERACIÓN: 240 VAC

NIVEL DE TENSIÓN DE EQUIPOS TELEFÓNICOS: - 48 VDC

7.2 DEFINICIÓN DEL TIPO DE TRANSFERENCIA

Como la central telefónica está ubicada en una zona rural es imperativo que la transferencia sea de tipo **AUTOMÁTICA**, con el fin de que al momento de ausencia de red automáticamente se realice el proceso de transferencia, y de esa forma se previene que en esas ocasiones no sea problema la ausencia de personal capacitado.

Se usarán para los equipos de conmutación, interruptores automáticos con dispositivo de accionamiento motorizado, de modo que también protejan al grupo electrógeno como a la red.

7.3 SELECCIÓN DE ELEMENTOS

- El generador será elegido en la categoría PRIME estimando un uso anual de 450 horas.
- Se usará para la protección principal tanto del GENERADOR como de la RED interruptores en caja moldeada.
- Los equipos de medida para el generador serán del tipo analógico.
- EL cargador de batería será de tipo estático.
- Se elige por disponibilidad de elementos un banco de tres transformadores monofásicos de 15 KVA, para la transformación de voltaje de red.
- El equipo para gestión de la transferencia automática será el controlador de la marca COMAP INTELI ATS NT POWER.
- El tablero será dimensionado para servicio pesado.

7.4 DIMENSIONAMIENTO

- Para dimensionar el interruptor automático:

$$I = \frac{KVA/1000}{\sqrt{3} V fp} = \frac{15 * 1000}{\sqrt{3} (240) (0.85)} = 139,099 \cong 150 \text{ Ampeios}$$
$$I_n = 150 A$$

- Para el dimensionamiento del generador no se considerará los KVA de arranques (SKVA), puesto que no existen motores como carga. Se dispone también de una curva de demanda máxima de una central telefónica muy similar, determinándose que la capacidad del grupo electrógeno será de 33 KVA

7.5 PROTECCIONES

➤ PARÁMETROS DE PROTECCIÓN DEL EQUIPO DE TRANSFERENCIA MARCA COMAP MODELO INTELI ATS NT POWER

Al actuar cualquiera de ls siguientes parámetros se producirá un apagado del generador:

- **Overload (Overload Trp) [%]**

Umbral de sobrecarga del generador (en % de Nominal power)

- **Overload Del (Ret Sobrecarga) [s]**

Retardo de activación de alarma por sobrecarga del generador.

- **Short Crct Trp (Cort Circ Dis) [%]**

El generador se detiene (shutdown) cuando la corriente generada alcanza este valor (cortocircuito).

- **Amps Umbral Trp (Asim Corri Dis) [%]**
Umbral de asimetría (desbalance) de corriente generada.
- **Gen >V Trp (>Volt Gen Dis) [%]**
Umbral de sobrevoltaje de generación. Se comprueban las tres fases, y se utiliza la más elevada.
- **Gen <V Trp (<Volt Gen Dis) [%]**
Umbral de bajo voltaje de generación. Se comprueban las tres fases, y se utiliza la más baja.
- **Gen >Freq Trp (>Frec Gen Dis) [%]**
Umbral de alarma (trip/disparo) de sobre frecuencia de generación.
Medido en la fase L3.
- **Gen <Freq Trp (<Frec Gen Dis) [%]**
Umbral de alarma (trip/disparo) de baja frecuencia de generación.
Medido en la fase L3.

7.6 FUNCIONAMIENTO

➤ CONFIGURACIÓN

ENTRADAS BINARIAS:

BI1: GEN READY TO LOAD

BI2: MAINS FAILURE BLOCK

BI3: REMOTE AUT

BI4: GCB FEEDBACK

BI5: MCB FEEDBACK

BI6: REMOTE TEST

BI7: REMOTE TEST ONLO

SALIDAS BINARIAS:

BO1: GEN START/STOP

BO2: ALARM

BO3: GCB CLOSE/OPEN

BO4: MCB CLOSE/OPEN

BO5: READY TO AMF

BO6: AL MAINS FAIL

BO7: AL START FAIL

- El parámetro Transition (Transición) se deberá elegir la función CLOSED (CERRADA)

CAPITULO VIII

PRACTICAS

8.1 PROCEDIMIENTOS

PRECAUCIONES:

- Cada vez que usted quiera desconectar los siguientes terminales del InteliATSNT:
 - Medición del voltaje de red y / o
 - Salida binaria para el control del MCB y / o Retroalimentación (feedback) del MCB
 - Cambie el InteliATSNT a modo MAN u OFF, o desconecte las salidas binarias REM START/STOP y GCB CLOSE/OPEN para evitar arranques automáticos no esperados del generador, y posterior cerrado del GCB.
- Voltaje peligroso

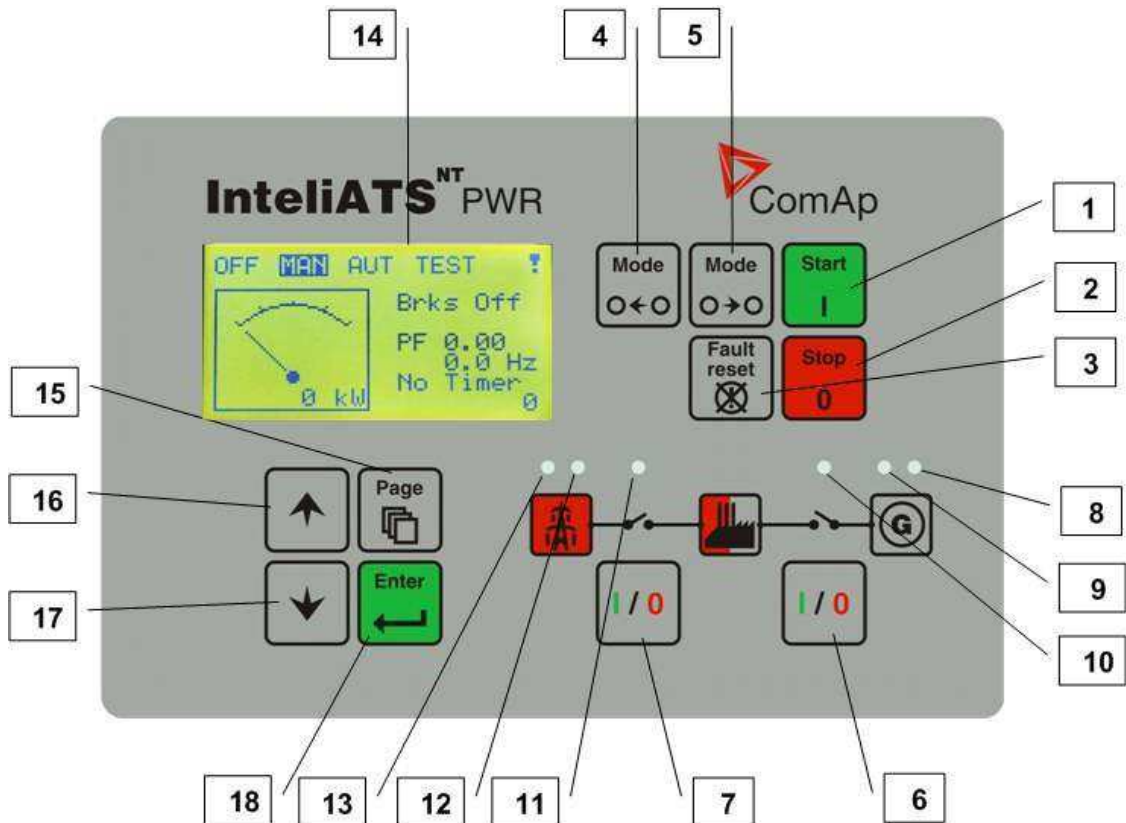
En ningún caso toque los terminales de medición de voltaje y corriente.

Siempre conecte los terminales de tierra.


En ningún caso desconecte los terminales de los transformadores de corriente del Inteli ATS NT pwr


EQUIPO PARA TRANSFERENCIAS

INTERFAZ DE USUARIO COMAP INTELI ATS NT POWER



CONTROL DEL GRUPO ELECTRÓGENO

POSICIÓN	BOTÓN	DESCRIPCIÓN
1		ARRANQUE. Sólo funciona en modo MAN. Pulse este botón para iniciar la secuencia de arranque del motor.




2		PARADA. Sólo funciona en modo MAN. Pulse este botón para detener la secuencia del grupo. Si deja pulsado o pulsa repetidamente el botón durante 2 seg., se cancelará la fase actual de la secuencia de parada (por ejemplo, el enfriamiento) y se continuará con la siguiente fase.
3		REAJUSTE DE FALLO. Utilice este botón para marcar las alarmas como atendidas y desactivar el sonido de la bocina. Las alarmas inactivas desaparecerán inmediatamente y el estado de alarmas activas pasará a "confirmado", con lo que desaparecerán tan pronto como desaparezca el motivo por el que suenan.
4		MODO IZQUIERDA. Utilice este botón para cambiar el modo. Sólo funciona si cuando se visualiza la pantalla principal con el indicador de modo seleccionado actual. NOTA: Este botón no funcionará si se fuerza el modo de controlador con dos entradas binarias Remote OFF (PWR), Remote MAN (PWR), Remote AUT o Remote TEST (PWR).
5		MODO DERECHA. Utilice este botón para cambiar el modo. Sólo funciona cuando se visualiza la pantalla principal con el indicador de modo seleccionado actual. NOTA: Este botón no funcionará si se fuerza el modo de controlador con dos entradas binarias Remote OFF (PWR), Remote MAN (PWR), Remote AUT o Remote TEST (PWR).
6		GCB. Sólo funciona en modo MAN. Pulse este botón para abrir o cerrar el GCB manualmente. Tenga en cuenta que deben darse unas ciertas condiciones o el cierre del GCB estará bloqueado.
7		MCB. Sólo funciona en modo MAN. Pulse este botón para abrir o cerrar el MCB manualmente. Aviso: ¡Con este botón puede desconectar la carga del suministro principal! Asegúrese de que sabe lo que va a hacer.

INDICADORES DE FUNCIONAMIENTO DEL GRUPO ELECTRÓGENO

POSICIÓN	DESCRIPCIÓN DEL INDICADOR
8	Fallo del grupo eléctrico. El LED rojo comienza a parpadear cuando se produce un fallo en el grupo eléctrico. Después de presionar el botón REAJUSTE DE FALLO, el LED se enciende (si la alarma sigue aún activa) o se apaga (si ninguna alarma está activa).

9	Tensión del grupo electrógeno OK. El LED verde está encendido si el generador tiene una tensión dentro de los límites.
10	GCB ON (GCB ENCENDIDO). El LED verde está encendido si el GCB está conectado. Está dirigido por la salida CERRAR/ABRIR GCB (AMF 8/9) o por la señal de alimentación GCB (PWR).
11	MCB ON (MCB ENCENDIDO). El LED verde está encendido si el MCB está conectado. Está dirigido por la salida CERRAR/ABRIR MCB (AMF 8/9) o por la señal de alimentación MCB (PWR).
12	Tensión de la red OK. El LED verde está encendido si la red eléctrica principal está presente y dentro de sus límites.
13	Fallo de la red eléctrica principal. El LED rojo comienza a parpadear cuando se detecta un fallo en la red eléctrica principal y una vez que se ha arrancado el grupo electrógeno se ilumina permanentemente hasta que el fallo de la red eléctrica desaparece.

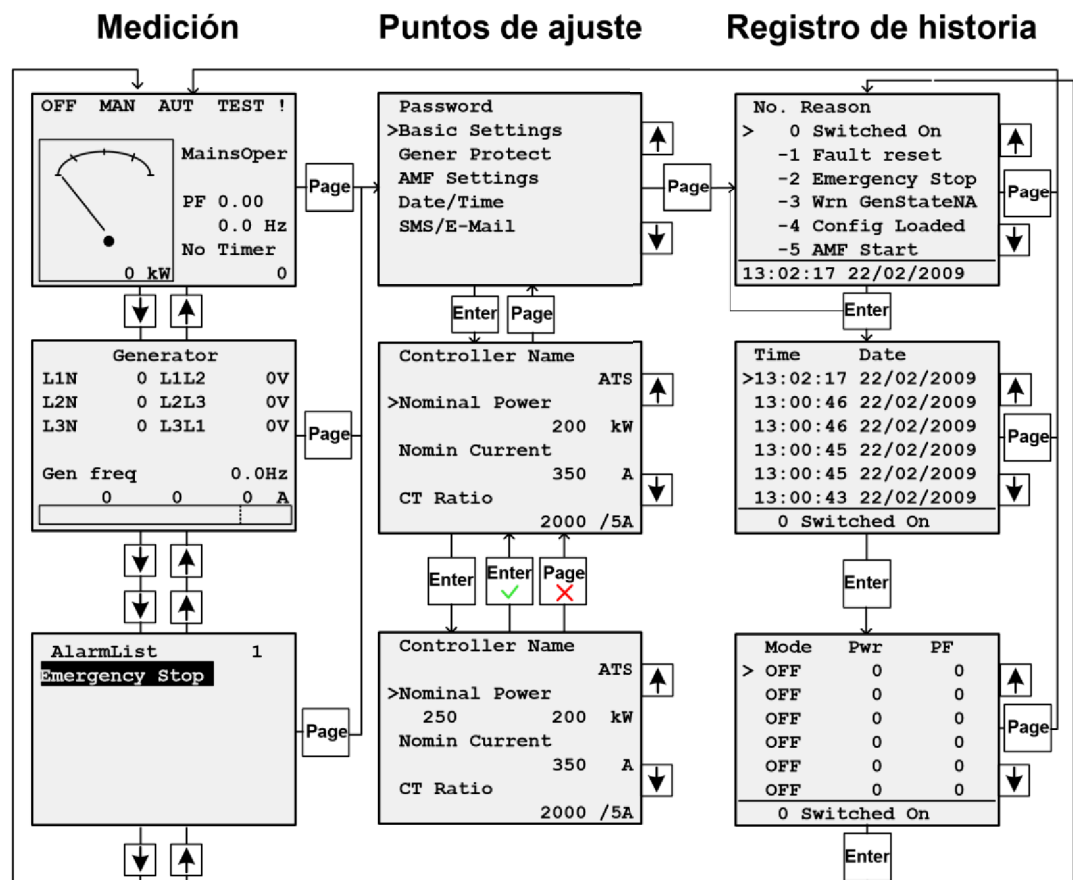
BOTONES DE CONTROL Y VISUALIZACIÓN

POSICIÓN	BOTÓN	DESCRIPCIÓN
14		Visualización gráfica en B/N, 128x64 píxeles
15		PÁGINA. Utilice este botón para moverse por las diferentes páginas de visualización. Consulte el capítulo "Pantallas de visualización y estructuras de página" que sigue a esta tabla para más detalles.
16		ARRIBA. Utilice este botón para moverse hacia arriba o aumentar un valor.
17		ABAJO. Utilice este botón para moverse hacia abajo o reducir un valor.
18		INTRO. Utilice este botón para finalizar la edición de un punto de ajuste o para moverse a la derecha en la página de historia.

8.1.1 PANTALLAS DE VISUALIZACIÓN Y ESTRUCTURA DE PÁGINA

La información mostrada se estructura en "páginas" y "pantallas". Utilice el botón PÁGINA para moverse por las diferentes páginas.

1. La página *Medición* consiste en pantallas que presentan valores de medición como la tensión, la corriente, la presión de aceite, etc., valores calculados como, por ejemplo, la potencia del grupo o datos estadísticos y la lista de la alarma en la última pantalla.
2. La página *Puntos de ajuste* contiene todos los puntos de ajuste organizados en grupos y también un grupo especial para introducir una contraseña.
1. La página *Registro de historia* presenta el registro de historia ordenado a partir del último registro.



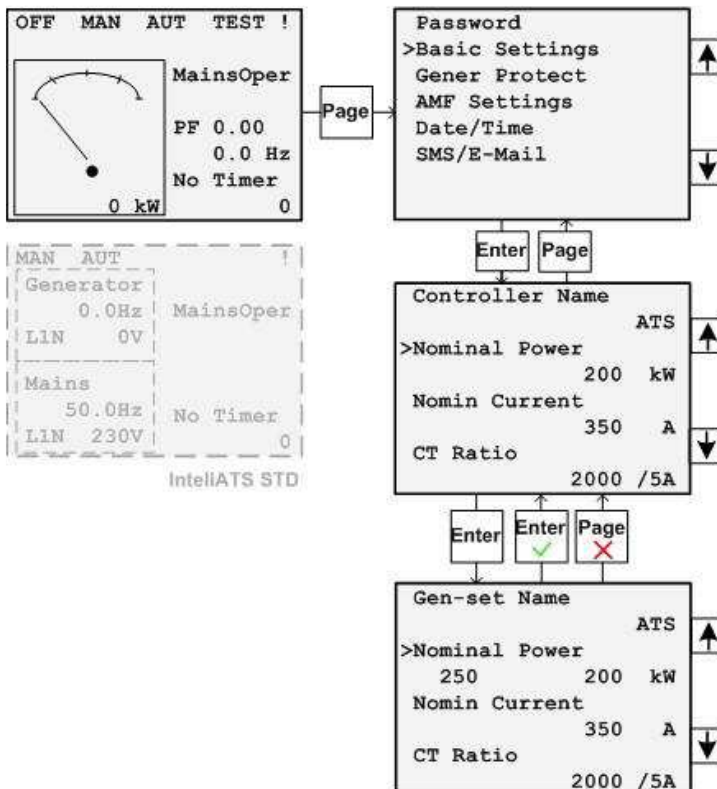
NOTA:

Historia y Puntos de ajuste sólo están disponibles con la interfaz Ingeniero (no Usuario). Consulte el sub apartado Pantalla de información del controlador que hay más abajo.

ALARMAS:

AlarmList	3	
*MCB Fail		A larma inactiva no confirmada
*Emergency Stop		A larma activa no confirmada
Trp Start Fail		A larma activa confirmada

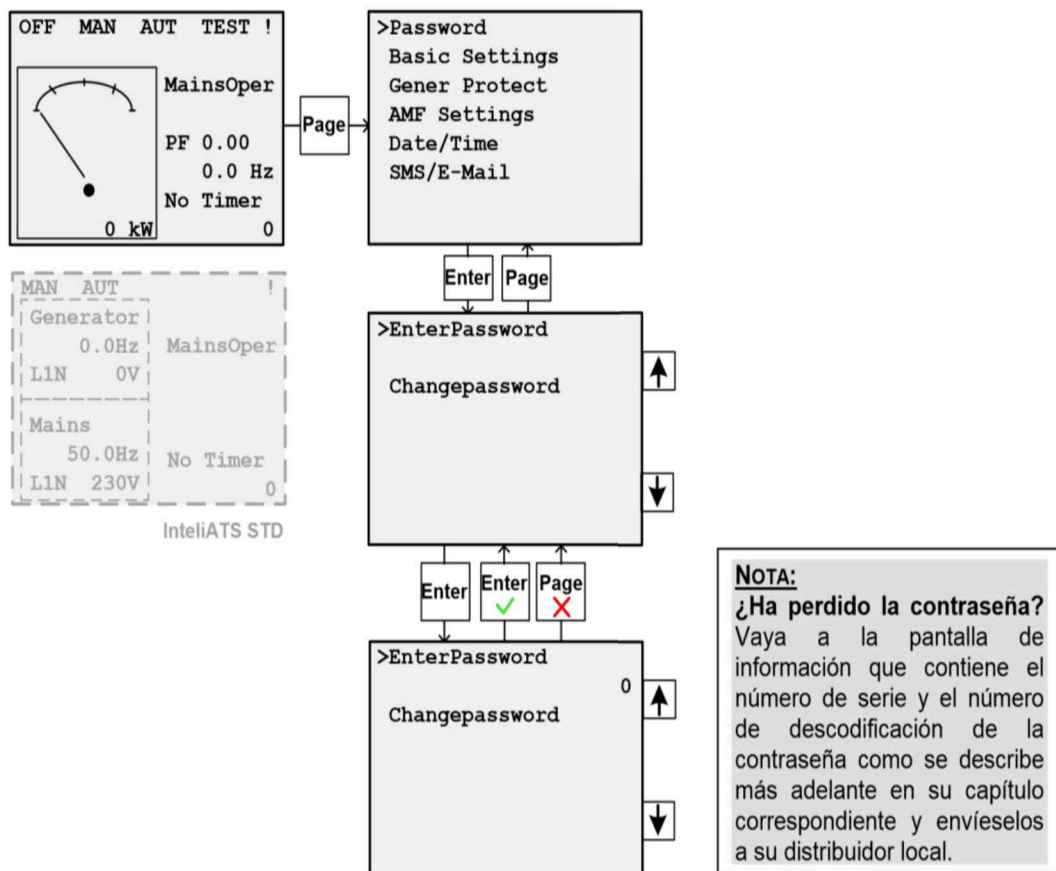
CAMBIO DE PUNTO DE AJUSTE:

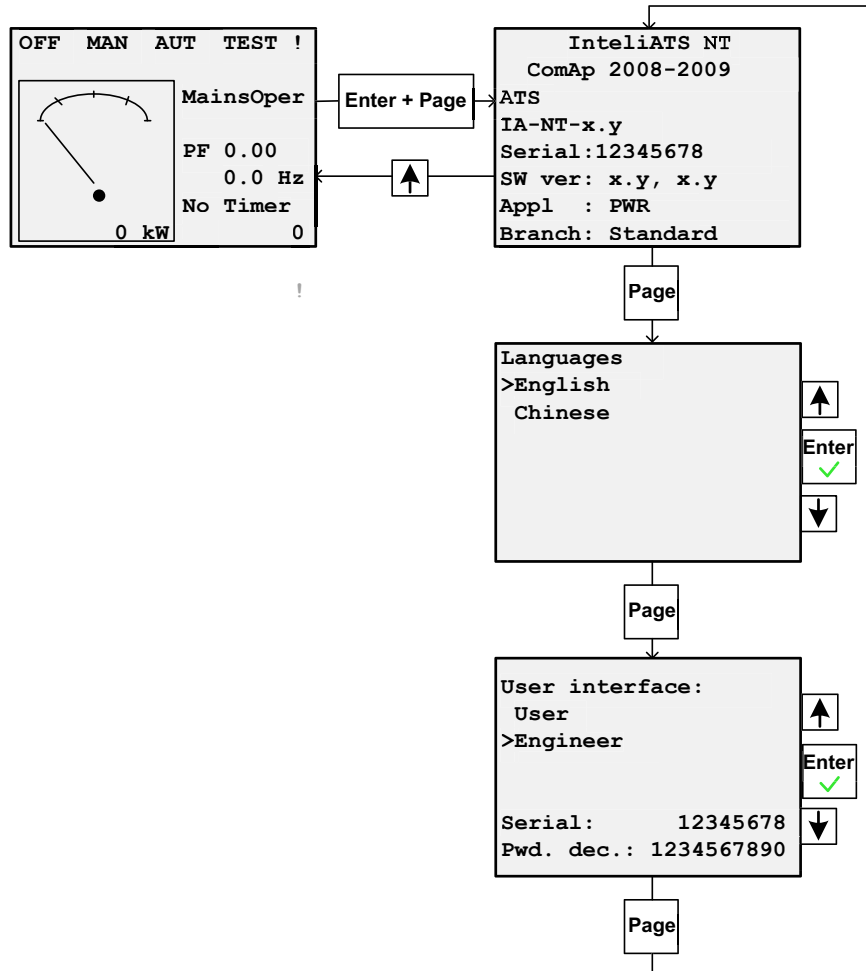


NOTA:
 ¿No puede cambiar el punto de ajuste? Los puntos de ajuste marcados con un asterisco están protegidos por contraseña. Introduzca la contraseña como se explica que el capítulo Introducción de la contraseña a continuación.

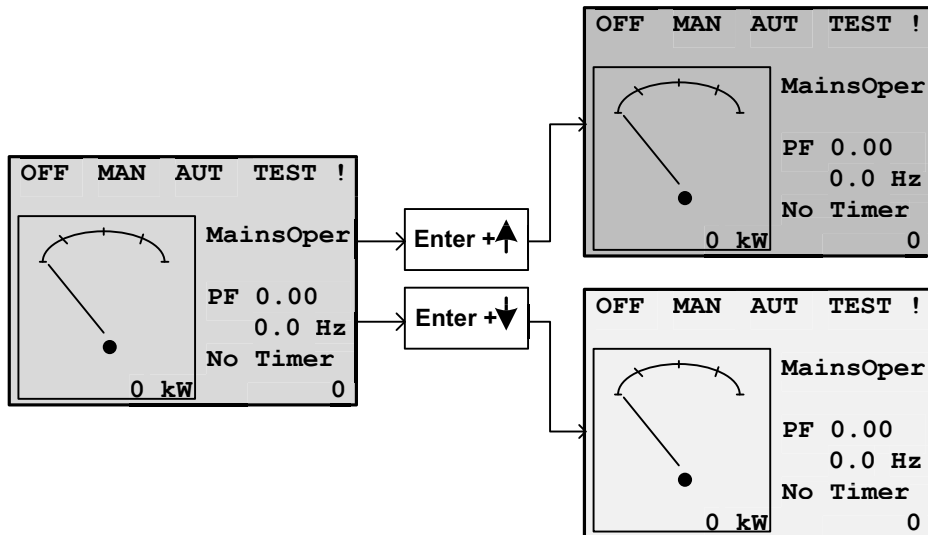
8.1.2 INTRODUCCIÓN DE LA CONTRASEÑA:

8.1.3 PANTALLA DE INFORMACIÓN DE CONTROLADOR





8.1.4 AJUSTE DE CONTRASTE DE PANTALLA



8.2 GUIA PARA PRÁCTICAS

8.2.1. Práctica 1: AMF (Auto Main failure) usando breakers independientes con feedback (MCB y GCB).

8.2.1.1. Objetivos

Familiarizarse con el funcionamiento del software LITE EDIT.

Utilizar las entradas y salidas digitales del controlador INTELI ATS NT POWER.

Configurar correctamente los parámetros y puntos de referencia del controlador.

8.2.1.2. Materiales y equipos

1. Controlador IA-NT POWER.

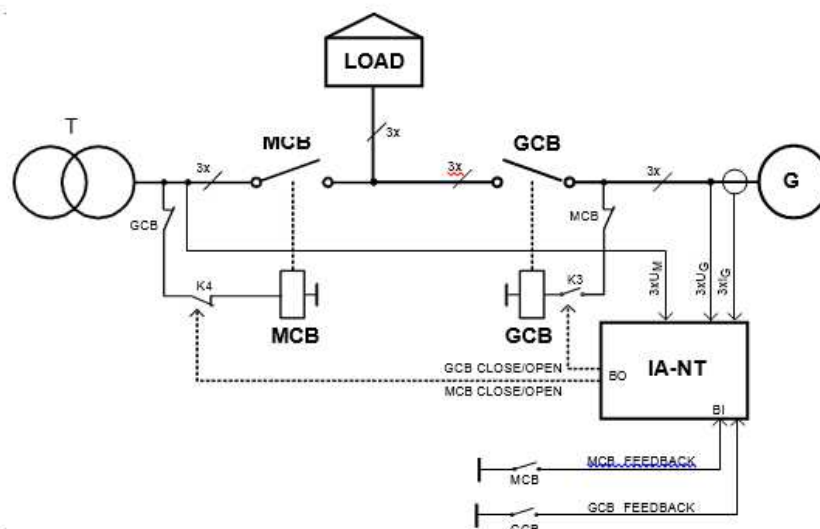
2. Software LITE EDIT.
3. Módulo de servicio de comunicación USB (IL-NT S-USB)
4. Cable USB.

8.2.1.3. Planteamiento

Configurar el equipo para que cumpla las siguientes funciones de acuerdo a la figura:

- Arranque remoto automático del grupo electrógeno ante falla de la red eléctrica (modo AUT).
- Control total de GCB y MCB con feedback.
- Transferencia con corte ante falla de red eléctrica.
- Retransferencia con corte al retorno de la red eléctrica.
- Modo TEST (Prueba) (grupo electrógeno funcionando en espera de una falla de red).

Parámetro principal a configurar: MCB Logic = "CLOSE-OFF"



Nota: Para verificar la función de cada parámetro consultar capítulo VI

8.2.2. Práctica 2: AMF (Auto Main failure) usando breakers independientes con feedback (MCB y GCB) + Ejercitación con carga.

8.2.2.1. Objetivos

Familiarizarse con el funcionamiento del software LITE EDIT.

Utilizar las entradas y salidas digitales del controlador INTELI ATS NT POWER.

Configurar correctamente los parámetros y puntos de referencia del controlador.

8.2.2.2. Materiales y equipos

1. Controlador IA-NT POWER.
2. Software LITE EDIT.
3. Módulo de servicio de comunicación USB (IL-NT S-USB)
4. Cable USB.

8.2.2.3. Planteamiento

Configurar el equipo para que cumpla las siguientes funciones de acuerdo a la figura:

- Arranque remoto automático del grupo electrógeno ante falla de la red eléctrica (modo AUT).
- Control total de GCB y MCB con feedback.
- Transferencia con corte ante falla de red eléctrica.
- Retransferencia con corte al retorno de la red eléctrica.
- Modo TEST (Prueba) (grupo electrógeno funcionando en espera de una falla de red).
- Ejercitación con carga – transferencia de carga al grupo electrógeno (operación en isla) y retorno a la red eléctrica en modo TEST cuando se activa / desactiva la entrada binaria BI **Test on load**. Esta

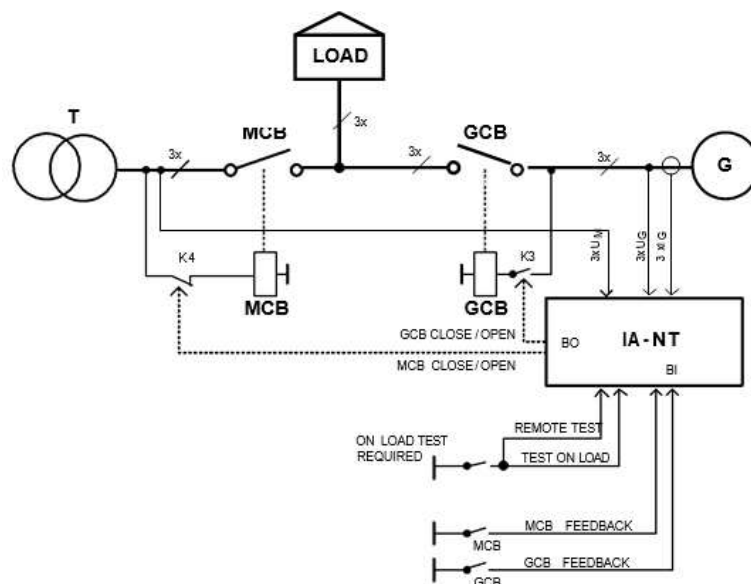
operación implica 2 cortes. Se puede forzar al controlador al modo TEST utilizando el **BI Remote TEST**

Parámetros principales a configurar:

MCB Logic = "CLOSE-OFF"

RetFromIsland = "AUTO" – retorno automático (cierre de MCB) a la red eléctrica al finalizar TEST.

RetFromIsland = "MANUAL" – retorno manual (cierre de MCB) a la red eléctrica al finalizar TEST. IA-NT se va automáticamente a modo MAN.



Nota: Para verificar la función de cada parámetro consultar capítulo VI

8.2.3. Práctica 3: AMF (Auto Main failure) usando interruptor de dos posiciones con feedback.

8.2.3.1. Objetivos

Familiarizarse con el funcionamiento del software LITE EDIT.

Utilizar las entradas y salidas digitales del controlador INTELI ATS NT POWER.

Configurar correctamente los parámetros y puntos de referencia del controlador.

8.2.3.2. Materiales y equipos

1. Controlador IA-NT POWER.
2. Software LITE EDIT.
3. Módulo de servicio de comunicación USB (IL-NT S-USB)
4. Cable USB.

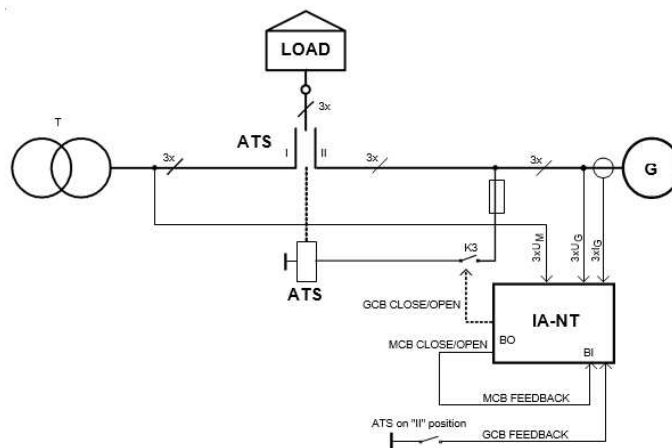
8.2.3.3. Planteamiento

Configurar el equipo para que cumpla las siguientes funciones de acuerdo a la figura:

- Arranque remoto automático del grupo electrógeno ante falla de la red eléctrica (modo AUT).
- Control del interruptor de dos posiciones con feedback.
- Transferencia con corte ante falla de red eléctrica.
- Retransferencia con corte al retorno de la red eléctrica.
- Modo TEST (Prueba) (grupo electrógeno funcionando en espera de una falla de red).

Parámetros principales a configurar:

MCB Logic = "CLOSE-ON"



Nota: Para verificar la función de cada parámetro consultar capítulo VI

8.2.4. Práctica 4: AMF (Auto Main failure) usando interruptor de tres posiciones con feedback a.

8.2.4.1. Objetivos

Familiarizarse con el funcionamiento del software LITE EDIT.

Utilizar las entradas y salidas digitales del controlador INTELI ATS NT POWER.

Configurar correctamente los parámetros y puntos de referencia del controlador.

8.2.4.2. Materiales y equipos

1. Controlador IA-NT POWER.
2. Software LITE EDIT.
3. Módulo de servicio de comunicación USB (IL-NT S-USB)
4. Cable USB.

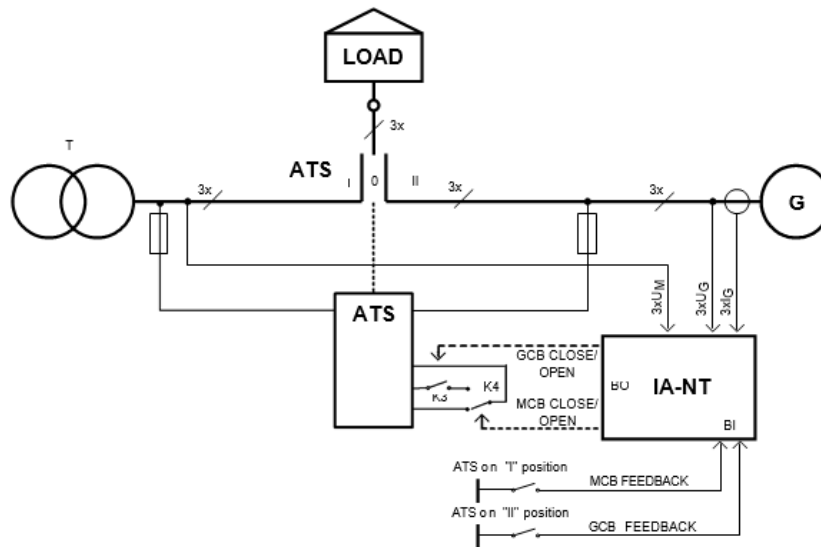
8.2.4.3. Planteamiento

Configurar el equipo para que cumpla las siguientes funciones de acuerdo a la figura:

- Arranque remoto automático del grupo electrógeno ante falla de la red eléctrica (modo AUT).
- Control del interruptor de tres posiciones con feedback, pasando por posición neutral.
- Transferencia con corte ante falla de red eléctrica.
- Retransferencia con corte al retorno de la red eléctrica.
- Modo TEST (Prueba) (grupo electrógeno funcionando en espera de una falla de red).

Parámetros principales a configurar:

MCB Logic = "CLOSE-ON"



Nota: Para verificar la función de cada parámetro consultar capítulo VI

8.2.5. Práctica 5: AMF (Auto Main failure) + transferencia manual y control de neutro usando interruptor de tres posiciones.

8.2.5.1. Objetivos

Familiarizarse con el funcionamiento del software LITE EDIT.

Utilizar las entradas y salidas digitales del controlador INTELI ATS NT POWER.

Configurar correctamente los parámetros y puntos de referencia del controlador.

8.2.5.2. Materiales y equipos

1. Controlador IA-NT POWER.
2. Software LITE EDIT.
3. Módulo de servicio de comunicación USB (IL-NT S-USB)
4. Cable USB.

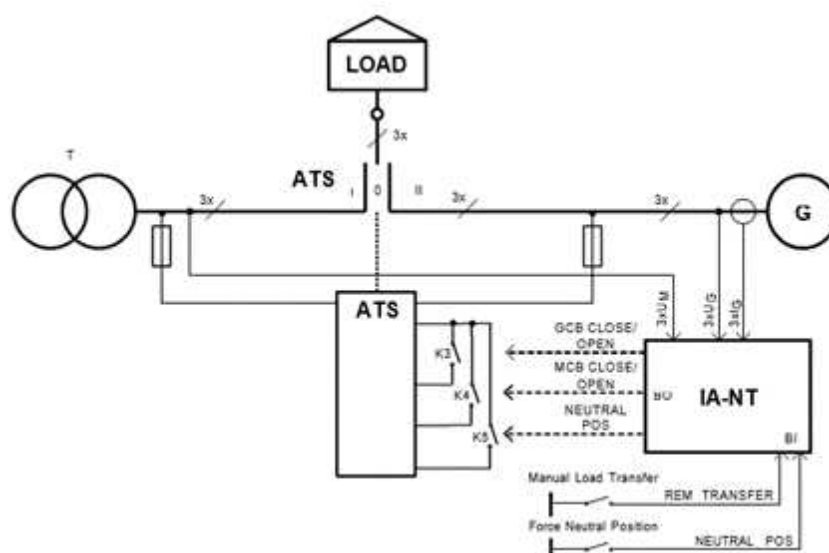
8.2.5.3. Planteamiento

Configurar el equipo para que cumpla las siguientes funciones de acuerdo a la figura:

- Arranque remoto automático del grupo electrógeno ante falla de la red eléctrica (modo AUT).
- Control de interruptor de tres posiciones, sin feedback, pasando por posición neutral.
- Solicitud manual para transferencia de carga (modo AUT).
- Solicitud de conmutación a posición neutral. Tiene la más alta prioridad, invalidando la posición previa de MCB o GCB para conmutar hacia neutro. Luego de desactivar la señal, retorna a su posición anterior de MCB o GCB.

Parámetros principales a configurar:

MCB Logic = "CLOSE-ON"



Nota: Para verificar la función de cada parámetro consultar capítulo VI
8.2.6. Práctica 6: controladores en cascada.

8.2.6.1. Objetivos

Familiarizarse con el funcionamiento del software LITE EDIT.

Utilizar las entradas y salidas digitales del controlador INTELI ATS NT POWER.

Configurar correctamente los parámetros y puntos de referencia del controlador.

8.2.6.2. Materiales y equipos

1. Controlador IA-NT POWER.
2. Software LITE EDIT.
3. Módulo de servicio de comunicación USB (IL-NT S-USB)
4. Cable USB.

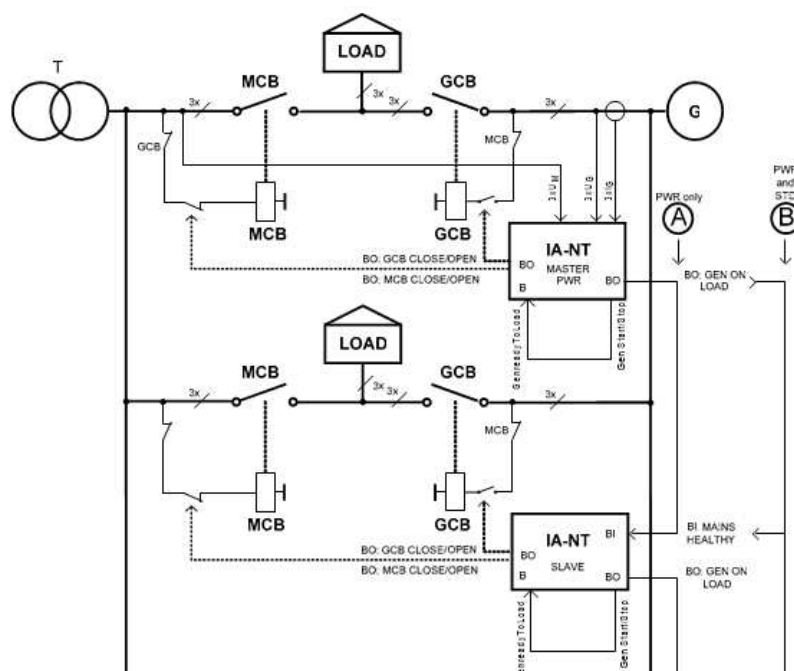
8.2.6.3. Planteamiento

Configurar el equipo para que cumpla las siguientes funciones de acuerdo a la figura:

El grupo electrógeno arranca automáticamente cuando la red eléctrica falla (modo AUT).

La cascada es controlada por el Master.

Los siguientes controladores hacen conmutaciones consecutivas.



Nota: Para verificar la función de cada parámetro consultar capítulo VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1. CONCLUSIONES

1. La implementación de la transferencia en el sector Calderón del cantón Portoviejo se realizó correctamente y siguiendo los procesos recomendados y adecuados tanto en la elección y dimensionamiento del transformador y generador, como de la transferencia automática.
2. Se optó por una transferencia usando módulos de breakers motorizados y se adaptaron correctamente al sistema.
3. Se utilizó la tarjeta de comunicación GPRS para permitir el monitoreo remoto del estado del sistema.
4. El controlador IA-NT POWER marca COMAP, fue muy práctico, y se adaptó al sistema implementado correctamente, facilitando y reduciendo el cableado, sin descuidar las seguridades y protecciones del caso.

5. Se dotó al sistema por medio del controlador de un medidor de energía, colocando los transformadores de corriente en la barra de carga, lo que facilita la gestión de estadística y eficiencia. Esto unido a la ventaja de acceder remotamente por medio de la tarjeta GPRS, a todos los datos e historial proporcionado por el controlador para la gestión de transferencias COMAP asegura también en recursos económicos.

6. Es posible también el despeje de fallas remotamente, sin la necesidad de presencia física de los técnicos, y en caso de ser necesario solucionar determinada falla en sitio ofrece información para el pre diagnóstico, y de esa forma gestionar mejor las averías; traduciéndose esto en ahorro de tiempo.

9.2. RECOMENDACIONES

1. Se debe tener presente que el chip con el que se habilita la comunicación GPRS necesita para su correcto funcionamiento un plan de datos.

2. Es necesario brindar a los técnicos encargados del mantenimiento de la transferencia. El funcionamiento del equipo controlador como del software "Lite Edit" para aprovechar los beneficios y ventajas que ofrece el mismo.

3. Crear cuentas de usuario en el sitio web: <http://websupervisor.comap.cz/> para acceder al dispositivo IA-NT POWER y supervisar la transferencia.

4. Al realizar prácticas con los módulos destinados para este fin, respetar y cumplir todos los procedimientos descritos en el manual de seguridad del laboratorio para evitar accidentes inesperados.

5. Con la ayuda del software "Lite Edit" se pueden simular la mayoría de funciones del controlador sin necesidad de que en el laboratorio existan todos los implementos utilizables en determinada práctica.

ANEXOS

9.3. ANEXOS

TABLA #4: NORMAS NEMA PARA KVA DE ARRANQUE/HP PARA MOTORES TRIFASICOS		
DISEÑO SEGUN CODIGO	SKVA/HP	SE USA PRINCIPALMENTE EN MOTORES DE:
A	0-3.15	
B	3.15-3.55	
C	3.55-4.0	
D	4.0-4.5	
E	4.5-5.0	
F	5.0-5.6	Mayor de 15 Hp
G	5.6-6.3	10 HP
H	6.3-7.1	7.5 y 5 Hp
J	7.1-8.0	3 HP
K	8.0-9.0	2 y 1 1/2 Hp
L	9.0-10.0	1 HP
M	10.0-11.2	Menor que 1 Hp
N	11.2-12.5	
P	12.5-14.0	
R	14.0-16.0	
S	16.0-18.0	
T	18.0-20.0	
U	20.0-22.4	
V	22.4- y mayor	

Nota: Si se desconoce los SKVA use el valor mayor.

TABLA #2: FACTORES DE POTENCIA DE ALGUNAS CARGAS COMUNES

TIPO DE CARGA	FP
Luces incandescentes.	1.00
Elementos calefactores, hornos.	1.00
Controles.	0.80 - 0.90
Luces fluorescentes.	0.95
Hornos de inducción.	0.60 - 0.70
Hornos eléctricos de arco.	0.80 - 0.90
Equipos de soldadura. (De transformador)	0.6
Equipos de soldadura. (De motogenerador)	0.80 - 0.90
Transformadores.	0.80 - 0.95

INGENIERO ELECTRICO

TABLA #4: NORMAS NEMA PARA SKVA DE ARRANQUE/HP PARA MOTORES TRIFASICOS

DISEÑO SEGUN CODIGO	SKVA/HP	SE USA PRINCIPALMENTE EN MOTORES DE:
A	0-3.15	
B	3.15-3.55	
C	3.55-4.0	
D	4.0-4.5	
E	4.5-5.0	
F	5.0-5.6	Mayor de 15 Hp
G	5.6-6.3	10 HP
H	6.3-7.1	7.5 y 5 Hp
J	7.1-8.0	3 HP
K	8.0-9.0	2 y 1 1/2 Hp
L	9.0-10.0	1 HP
M	10.0-11.2	Menor que 1 Hp
N	11.2-12.5	
P	12.5-14.0	
R	14.0-16.0	
S	16.0-18.0	
T	18.0-20.0	
U	20.0-22.4	
V	22.4- y mayor	

Nota: Si se desconoce los SKVA use el valor mayor.

TABLA #5: MOTORES TRIFASICOS TIPICOS VALORES NOMINALES					DISEÑO B.C.D.	1
HP	RPM	KW	KVA	SKVA		
1	3600	1.05	1.3	13		
	1800	1.06	1.4	12		
	1200	1.02	1.5	12		
2	3600	1.9	2.2	19		
	1800	1.9	2.3	13		
	1200	2.0	2.7	18		
3	3600	2.9	3.2	25		
	1800	2.8	3.4	24		
	1200	2.8	3.7	24		
5	3600	4.6	5.2	35		
	1800	4.6	5.4	34		
	1200	4.5	5.8	34		
	900	4.5	6.3	33		
7 1/2	3600	6.7	7.5	48		
	1800	6.9	7.9	46		
	1200	6.8	8.2	45		
	900	7.0	9.3	44		
10	3600	8.8	9.8	62		
	1800	8.8	10.1	60		
	1200	8.7	10.5	58		
	900	9.4	12.3	56		
15	3600	12.2	14.7	88		
	1800	13.0	14.7	84		
	1200	12.9	15.2	82		
	900	13.7	17.4	81		
20	3600	16.7	18.6	112		
	1800	17.2	19.4	112		
	1200	17.4	20.3	112		
	900	17.4	21.6	110		
25	3600	20.5	22.8	139		
	1800	21.6	24.3	138		
	1200	22.0	25.5	138		
	900	22.0	26.2	136		

TABLA #5: MOTORES TRIFASICOS TÍPICOS VALORES NOMINALES DISEÑO B.C.D.					2
HP	RPM	KW	KVA	SKVA	
30	3600	25.2	28	166	
	1800	25.5	28.6	165	
	1200	25.0	28.6	165	
	900	25.5	31.1	161	
40	3600	33.3	37	221	
	1800	35.2	39	220	
	1200	34.5	39.2	220	
	900	34.6	41.3	216	
50	3600	43.5	48	276	
	1800	43.5	48	275	
	1200	43.2	48	274	
	900	42.0	49.9	272	
60	3600	49.5	55	336	
	1800	51.5	57	331	
	1200	51.1	58	330	
	900	51.3	61.2	328	
75	3600	64	71	419	
	1800	63	70	416	
	1200	63	71.5	417	
	900	66	77	414	
100	3600	85	94	552	
	1800	84	93	556	
	1200	84.5	96	555	
	900	86	99	552	
125	3600	108	119	698	
	1800	106	117	696	
	1200	109	123	695	
	900	113	127	690	
150	3600	127	139	836	
	1800	125	136	830	
	1200	131	149	828	
	900	136	153	820	

TABLA #5: MOTORES TRIFASICOS TÍPICOS						
VALORES NOMINALES						DISEÑO B.C.D.
HP	RPM	KW	KVA	SKVA		
200	3600	167	183	1110		
	1800	164	180	1105		
	1200	168	195	1100		
	900	178	201	1060		
250	3600	204	224	1380		
	1800	200	220	1370		
	1200	205	232	1360		
	900	213	239	1345		

Los motores de diseño A pueden tener valores de KVA de arranque hasta un 50% mas alto. Muchos motores de 3600 RPM, son de diseño A.

TABLA #6: SISTEMA DE ARRANQUE DE MOTORES		
METODO DE ARRANQUE	KVA de arranque %	PAR DE MOTOR de arranque %
A. A través de la línea	100	100
B. Auto-transformador:		
Terminal de 50%	30	25
Terminal de 65%	46	42
Terminal de 80%	68	64
C. Reactor-resistencia		
Terminal de 80%	80	64
D. Estrella-Triángulo	33	33
E. Devanado partido	65	50

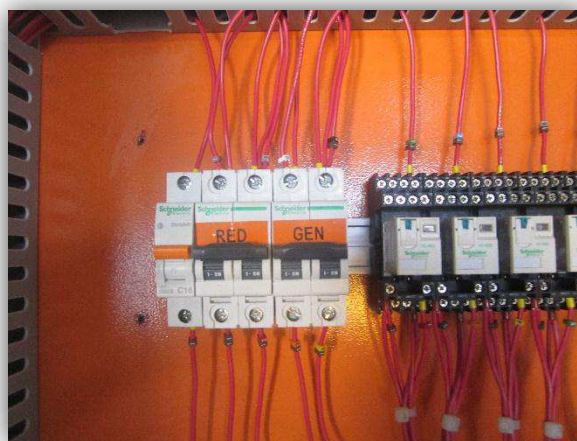
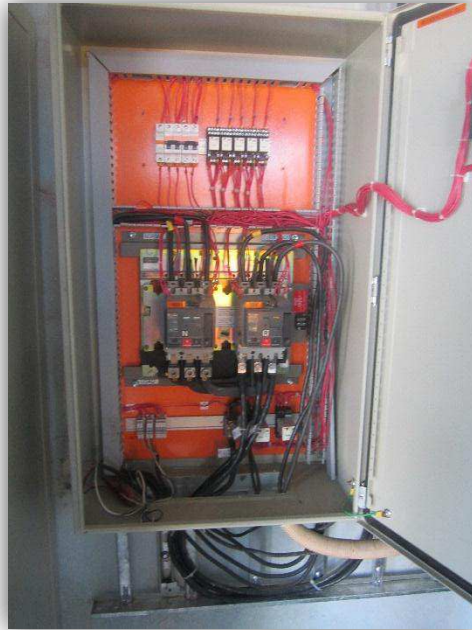
**TABLA #12: MOTORES DIESEL REFRIGERADOS POR AIRE
COEFICIENTES DE REDUCCION (α) AL VARIAR LAS CONDICIONES
AMBIENTALES (SEGUN DIN 6270)**

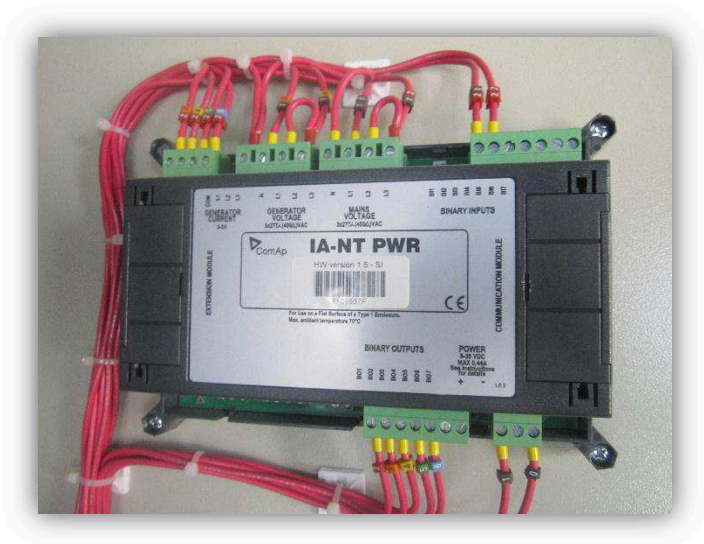
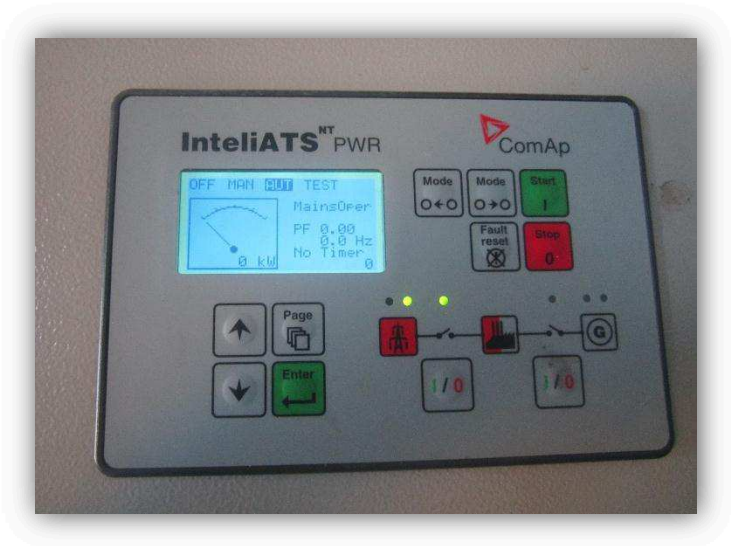
1

ALTURA SOBRE NIVEL DEL MAR	PRESION ATMOSF. (mm/Hg)	TEMPERATURA DEL AIRE ASPIRADO EN °C												
		α CON HUMEDAD RELATIVA DEL AIRE DEL 100 %												
		0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°		
0	760							98	95	92	88	84		
100	751						99	96	93	90	87	83		
200	742	TOMAR MOTOR					97	95	92	89	86	81		
300	733	A VALORES					98	96	94	91	88	84	80	
400	725	NOMINALES					99	97	95	92	89	86	83	79
500	716				98	96	93	91	88	85	82	77		
600	708		99	97	95	92	90	87	84	81	76			
700	699		99	97	95	93	91	88	86	83	79	75		
800	691		98	96	94	92	90	87	84	81	78	74		
900	682	98	97	95	93	91	88	86	83	80	77	73		
1000	674	97	95	93	91	89	87	85	82	79	76	71		
1100	666	96	94	92	90	88	86	83	81	78	74	70		
1200	658	94	93	91	89	87	85	82	80	77	73	69		
1300	650	93	91	90	88	86	83	81	78	75	72	68		
1400	642	92	90	88	86	84	82	80	77	74	71	67		
1500	634	91	89	87	85	83	81	79	76	73	70	66		
1600	626	89	88	86	84	82	80	77	75	72	69	65		
1700	618	88	86	85	83	81	79	76	74	71	67	63		
1800	611	87	85	83	82	80	77	75	72	70	66	62		
1900	604	86	84	82	80	78	76	74	71	69	65	61		
2000	596	84	83	81	79	77	75	73	70	67	64	60		
2100	589	83	82	80	78	76	74	72	69	66	63	59		
2200	582	82	80	79	77	75	73	71	68	65	62	58		
2300	574	81	79	77	76	74	72	69	67	64	61	57		
2400	567	80	78	76	75	73	71	68	66	63	60	56		
2500	560	78	77	75	73	72	69	67	62	62	59	55		
2600	553	77	76	72	74	71	68	66	64	61	58	54		
2700	546	76	75	73	71	69	67	65	63	60	57	53		
2800	539	75	73	72	70	68	66	64	62	59	56	52		
2900	532	74	72	71	69	67	65	63	61	58	55	51		
3000	526	73	71	70	68	66	64	62	60	57	54	50		
3100	519	72	70	69	67	65	63	61	59	56	53	49		
3200	513	71	69	68	66	64	62	60	58	55	52	48		
3300	506	70	68	67	65	63	61	59	57	54	51	47		
3400	500	69	67	66	64	62	60	58	56	53	50	46		
3500	493	67	66	65	63	61	59	57	55	52	49	45		

TABLA #11: MOTORES DIESEL REFRIGERADOS POR AIRE COEFICIENTES DE REDUCCION (α) AL VARIAR LAS CONDICIONES AMBIENTALES (SEGUN DIN 6270)												2
ALTURA SOBRE NIVEL DEL MAR	PRESION ATMO F. (mm/Hg)	TEMPERATURA DEL AIRE ASPIRADO EN °C										
		α CON HUMEDAD RELATIVA DEL AIRE DEL 60 %										
		0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°
3600	487	67	66	64	63	61	60	58	57	55	52	50
3700	481	66	65	63	62	60	59	57	56	54	51	49
3800	474	65	64	62	61	59	58	56	55	53	51	48
3900	468	64	63	61	60	59	57	55	54	52	50	47
4000	462	63	62	60	59	58	56	54	53	51	49	46
4100	456	62	61	59	58	57	55	54	52	50	48	45
4200	451	61	60	58	57	56	54	53	51	49	47	45
4300	445	60	59	58	56	55	53	52	50	48	46	44
4400	439	59	58	57	55	54	53	51	49	48	45	43
4500	433	58	57	56	54	53	52	50	49	47	45	42
4600	427	57	56	55	53	52	51	49	48	46	44	41
4700	421	56	55	54	53	51	50	48	47	45	43	40
4800	415	55	54	53	52	50	49	48	46	44	42	40
4900	410	54	53	52	51	50	48	47	45	43	41	39
5000	405	53	52	51	50	49	47	46	44	42	40	38

TABLERO DE TRANSFERENCIA EN LA CENTRAL TELEFÓNICA





9.4. BIBLIOGRAFÍA

- “GRUPOS ELECTÓGENOS DIESEL” DE HERNAN VALENCIA GALLÓN

- “ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA” DE WILLIAM D. STEVENSON.

- “CIRCUITOS ELÉCTRICOS” SERIE SCHAUM DE JOSEPH A. EDMINISTER