

**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:**

**“SINCRONIZACIÓN AUTOMÁTICA DE GRUPOS  
ELECTRÓGENOS CON RED DE EMPRESA ELÉCTRICA  
UTILIZANDO EQUIPOS COMAP EN PLANTA DE  
AGREGADOS PICOAZA DE HOLCIM ECUADOR”**

**AUTORES DE TESIS:**

Alvia García Javier

Vélez Palacios Ángel

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. Raúl Villavicencio

**Manta – Manabí – Ecuador**

2012

“SINCRONIZACIÓN AUTOMÁTICA DE  
GRUPOS ELECTRÓGENOS CON RED  
DE EMPRESA ELÉCTRICA  
UTILIZANDO EQUIPOS COMAP EN  
PLANTA DE AGREGADOS PICOAZA  
DE HOLCIM ECUADOR”

Autores:

Alvia García Javier

Vélez Palacios Ángel

## **CERTIFICACIÓN**

Con la presente, certifico que este trabajo de tesis y por ende toda su investigación y prácticas, fue realizado en su totalidad por los egresados de la escuela de Ingeniería Eléctrica, Sr. Javier Alvia García y el Sr. Ángel Vélez Palacios, como requerimiento parcial a la obtención del título profesional de Ingeniero Eléctrico.

Manta, 26 de Septiembre de 2012

**Ing. Raúl Villavicencio**  
**DIRECTOR DE TESIS**

**DECLARATORIA**

La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, corresponden exclusivamente a los autores, y el patrimonio intelectual de la tesis de grado corresponderá a la Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabí.

---

Egdo. Javier Alvia García

---

Egdo. Ángel Vélez Palacios

# UNIVERSIDAD LAICA ELOY ALFARO DE MANABI



## ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

Los miembros del tribunal examinador aprueban el informe y proyecto de tesis sobre “SINCRONIZACIÓN AUTOMÁTICA DE GRUPOS ELECTRÓGENOS CON RED DE EMPRESA ELÉCTRICA UTILIZANDO EQUIPOS COM AP EN PLANTA DE AGREGADOS PICOAZA DE HOLCIM ECUADOR”. A los egresados: Sr. Javier Alvia García y el Sr. Ángel Vélez Palacios, luego de haber sido analizado por los señores miembros del tribunal de grado de la Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica, y en cumplimiento de lo que establece la ley se da por aprobada.

Manta,..... de..... de 2012

Para constancia firman:

MIEMBROS DEL TRIBUNAL

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

NOTAS DE CALIFICACIÓN

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

## **AGRADECIMIENTO**

Al culminar la presente tesis, representa en nuestras vidas el motivo para expresar nuestros agradecimientos a todas las personas que hicieron posible el objetivo de alcanzar nuestra meta deseada.

De manera especial agradecemos:

A Dios, porque dentro del regalo de la vida, nos dio fe, salud, perseverancia e inteligencia para poder surgir en la vida.

A nuestros padres, por brindarnos su apoyo leal y moral.

A nuestras familias, por el apoyo incondicional que nos demuestran durante todos los días de nuestras vidas.

Al Director de Tesis, por guiarnos acertadamente y encaminándonos a los objetivos deseados.

A la ULEAM que es la fuente posible para la culminación de esta meta a través de la Facultad de Ingeniería-Escuela de Ingeniería Eléctrica, en cuyas aulas nuestros catedráticos y autoridades nos ayudaron a formarnos en la parte científica, académica y muchas veces en la parte humana, para el bien de nosotros mismos.

Finalmente, nuestra gratitud para todas aquellas personas que de una u otra manera ayudaron a nuestra formación académica, humana y a poder realizar nuestra tesis y a la vez poder efectuar nuestro gran sueño de formación profesional.

---

Sr. Javier Alvia García

---

Sr. Ángel Vélez Palacios

## **DEDICATORIA**

Dedicamos este trabajo a Dios por ser la luz, la fuerza y la guía que se mantiene presente durante todos los días de nuestras vidas, en cada actividad, en cada lucha, y en cada logro; a nuestras familias por el apoyo, sacrificio y el amor brindado, por esa preocupación para que cada día seamos mejores; a nuestros profesores que sembraron sus conocimientos en cada uno de nosotros y fueron ese ejemplo de superación a seguir.

## **OBJETIVOS**

Los objetivos de nuestra tesis son los siguientes:

- Poder mantener una calidad, confiabilidad y continuidad de energía eléctrica necesaria para el proceso de producción.
- Reducir costos de producción por energía utilizada en kW/h.
- Evitar altas corrientes y esfuerzos en los devanados del generador y altos niveles de pares transitorios en la flecha.
- Disminuir la contaminación por CO<sub>2</sub> a la atmosfera.
- Dar a conocer esta solución técnica al sector industrial y estudiantil de nuestro medio.
- Crear una vinculación con la comunidad, mediante procesos tecnológicos en la resolución de problemáticas industriales.



## **INTRODUCCIÓN**

La Educación Superior en la mayoría de los países del mundo ha dado un giro en lo que se refiere a los procesos de enseñanza y aprendizaje, gracias al desarrollo vertiginoso de la ciencia y de la tecnología y con ello a la evolución de las comunidades, haciendo que estas sean mejores atendidas en sus necesidades.

En la actualidad, estamos experimentando una serie de cambios en todos los niveles de la actividad humana, y la educación como proceso social y artífice del proyecto “hombre-sociedad” no puede ser una excepción. Las nuevas tecnologías han inducido a modificaciones estructurales en el sector educativo y en los últimos años se habla del nuevo perfil del profesional como consecuencia de esta integración y su desempeño profesional.

Ante la necesidad de: conservación del medio ambiente, buscar nuevas tecnologías de comunicación, reducir costos por concepto de mantenimiento técnico y evitar la contaminación, es necesario investigar y realizar formas de sincronizaciones más eficientes.

Por lo expuesto, este proyecto beneficiará a los estudiantes y profesionales de ingeniería eléctrica, que buscan información sobre sincronización.

Esta tesis ha sido factible de realizarse porque se ha contado con el apoyo de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, así como la información teórica requerida de fuentes bibliográficas, folletos e internet.

## **PRESENTACIÓN**

La automatización de los sistemas de sincronización es parte del diario convivir de los profesionales del sector eléctrico, por esta razón presentamos nuestro trabajo como una guía para el entendimiento, desarrollo e instalación de sistemas de control de sincronización automáticos, los cuales están basados en principios científicos y prácticos, donde exponemos una variedad de equipos de protección de los Generadores y el desarrollo de los Sistemas de “Sincronización Automática de Grupos Electrógenos con Red de Empresa Eléctrica Utilizando Equipos COMAP en Planta de Agregados Picoaza de HOLCIM Ecuador”

En este trabajo, traemos temas de mucha importancia los cuales se derivan de la sincronización, así mismo exponemos el desarrollo de los sistemas de sincronización con lo cual se puede controlar el flujo de energía, que genere menos costo en la producción. También explicamos cuales son la complicaciones, daños que se evitan utilizando la sincronización automática.

En virtud de lo expuesto, en nuestro trabajo se expone el avance en los sistemas de sincronización utilizando controladores automáticos avanzados, dando a conocer sus ventajas con los sistemas anteriores.

## **ÍNDICE GENERAL**

### **Capítulo 1:**

#### **Introducción a los principios de las Maquinas.**

- 1.1 Las maquinas eléctricas.
- 1.2 Notas sobre las unidades eléctricas.
- 1.3 Movimiento giratorio.
- 1.4 Ley de Newton y relaciones de potencia.
- 1.5 Campo Magnético.
- 1.6 Ley de Faraday, voltaje inducido por un campo magnético variable en el tiempo.

### **Capítulo 2:**

#### **Generadores Síncronos.**

- 2.1 Características de los Generadores CAT.
- 2.2 Circuito magnético.
- 2.3 Velocidad de rotación.
- 2.4 Voltaje generado internamente en un generador síncrono.
- 2.5 Forma de onda armónica.
- 2.6 Devanados de armadura.
- 2.7 Aislamiento.
- 2.8 Enfriamiento directo, enfriamiento indirecto.
- 2.9 Circuito equivalente de un generador síncrono.

- 2.10 Reactancia y constantes de tiempo.
- 2.11 Diagrama fasorial del generador síncrono.
- 2.12 Potencia y momento de torsión en un generador síncrono.
- 2.13 Medición de los parámetros del modelo de generador síncrono.
- 2.14 Generador sincrónico en funcionamiento aislado.
- 2.15 Funcionamiento en paralelo de los generadores de corriente alterna.
- 2.16 Fenómenos transitorios en generadores sincrónicos.
- 2.17 Valores nominales de los generadores CAT.
- 2.18 Pérdidas y eficiencia.
- 2.19 Resumen.

### **Capítulo 3:**

#### **Transformadores**

- 3.1 Teoría de transformadores.
- 3.2 Tipos y construcción de transformadores.
- 3.3 Conexiones de transformadores.
- 3.4 El transformador ideal
- 3.5 Circuito equivalente de un transformador trifásico.
- 3.6 Sistema de medición por unidad.
- 3.7 Regulación de voltaje y eficiencia del transformador.

3.8 Transformadores con derivación.

3.9 Especificaciones generales de los transformadores y problemas relacionados con ella.

## **Capítulo 4:**

### **Calidad de Energía.**

4.1 Historia de la calidad de energía.

4.2 Efectos de la calidad de energía en el equipo.

4.3 Tipo de problemas en la calidad de energía.

4.4 Estudio del sitio previo a la instalación de energía.

4.5 Diseño de sistema eléctrico.

4.6 Técnicas de investigación.

4.7 Equipos para el acondicionamiento de la energía.

## **Capítulo 5:**

### **Equipos de Sincronización COMAP**

5.1 Características generales del equipo.

5.2 Ventajas del equipo.

5.3 Configuraciones generales.

5.4 Manual de instalación.

5.5 Regulación y calibración de equipos.

5.6 Instalación y acoplamiento.

5.7 Sincronización de grupos electrógenos.

5.8 Sincronización de grupos electrógenos con red pública de energía.

5.9 Pruebas de funcionamiento.

## **Capítulo 6:**

### **Normas de la Tecnología Eléctrica**

6.1 Historia de las normas.

6.2 Principales organizaciones que se ocupan de la normativa eléctrica.

6.3 Normas aplicables a la problemática planteada.

## **Capítulo 7:**

### **Pruebas de funcionamiento del sistema sincronizado**

7.1 Problemática de la planta de agregados.

7.2 Pruebas del InteliGen en los generadores.

7.3 Pruebas con carga del InteliGen en los generadores.

7.4 Calibración de los equipos InteliGen con plena carga.

7.5 Pruebas en vacío del InteliMains de la red pública.

7.6 Pruebas con carga del InteliMains de la red pública.

7.7 Calibración del equipo InteliMains con plena carga

7.8 Pruebas de sincronización.

7.9 Calibración de equipos en sincronización.

## CAPÍTULO 1

### **INTRODUCCIÓN A LOS PRINCIPIOS DE LAS MAQUINAS.**

#### **1.1 Las Maquinas Eléctricas.**

Las maquinas eléctricas es el resultado de una aplicación inteligente de los principios del electromagnetismo y en particular de la ley de inducción de Faraday. Las maquinas eléctrica se caracterizan por tener circuitos eléctricos y magnéticos entrelazados. Durante todo el proceso histórico de su desarrollo desempeñaron un papel rector, que determinaba el movimiento de toda la ingeniería eléctrica, merced a su aplicación en los campos de la generación, transporte, distribución y utilización de la energía eléctrica. Las maquinas eléctricas realizan una conversión de energía de una forma a otra, una de las cuales, al menos, es eléctrica. En base a este punto de vista, estrictamente energético, es posible clasificarlas en tres tipos fundamentales: generadores, motores y transformadores.

Los generadores transforman energía mecánica en eléctrica. La acción se desarrolla por el movimiento de una bobina en un campo magnético, resultando una f.e.m. inducida que al aplicarla a un circuito externo produce una corriente que interacciona con el campo y desarrolla una fuerza mecánica que se opone al movimiento. En consecuencia, el generador necesita una energía mecánica de entrada para producir la energía eléctrica correspondiente.

Mientras los motores transforman la energía eléctrica en mecánica haciendo girar un eje. La acción se desarrolla introduciendo una corriente en al maquina por medio de una fuente externa, que interacciona con el campo produciendo un movimiento de la maquina; aparece entonces una f.e.m. inducida que se opone a la corriente y por ello se denomina fuerza contraelectromotriz. Ica En consecuencia, el motor necesita una energía eléctrica de entrada para producir la energía mecánica correspondiente. El motor se puede clasificar en motor de corriente continua o motor de corriente alterna.

Los transformadores y convertidores conservan la forma de la energía pero transforman sus características.

Una máquina eléctrica tiene un circuito magnético y dos circuitos eléctricos, normalmente uno de los circuitos eléctricos se llama excitación, porque al ser

recorrido por una corriente eléctrica produce las ampervueltas necesarias para crear el flujo establecido en el conjunto de la máquina.

Desde una visión mecánica, las máquinas eléctricas se pueden clasificar en:

- Rotativas (Generadores y Motores).
- Estáticas (Transformadores).

Las máquinas rotativas están provistas de partes giratorias, como las dinamos, alternadores, motores. Las máquinas estáticas no disponen de partes móviles, como los transformadores. Para el estudio a realizar a continuación se clasificaran las máquinas como lo anteriormente visto: rotativas y estáticas.

## **1.2. Nota Sobre las Unidades.**

El diseño y estudio de las maquinas eléctricas son una de las áreas mas antiguas de la ingeniería eléctrica. Su estudio comenzó hacia los finales del siglo XIX. En aquel tiempo, las unidades eléctricas estaban apenas utilizándose internacionalmente hasta llegara usarse universalmente por los ingenieros. Voltios, amperios, ohmios, vatios y unidades similares, que hacen parte del sistema métrico de unidades, se han usado de tiempo atrás para significar cantidades eléctricas en las maquinas.

## **1.3. Movimiento Giratorio, Ley de Newton y Relaciones de Potencia**

Casi todas las maquinas eléctricas rotan alrededor de su eje llamado el árbol de la maquina. Por esta razón de la naturaleza rotatoria de las maquinas, es muy importante tener una comprensión básica del movimiento rotacional. Por esta razón esta sección contiene un repaso breve de los conceptos de distancia, velocidad y aceleración: la ley de Newton y la potencia, tal como se aplican a la maquina rotatoria.

En general, se requiere un vector tridimensional para describir completamente la rotación de un objeto en el espacio. Sin embargo, las maquinas giran normalmente sobre un árbol fijo, así que su rotación se limita a una dimensión angular. Con relación a un extremo dado del árbol de la maquina, la dirección de la rotación se



puede describir, bien en el sentido de las manecillas del reloj (+)(CW) o en sentido contrario al de las manecillas del reloj (-) (CCW).

### **1.4 Potencia de las máquinas eléctricas.**

La potencia de una máquina eléctrica es la energía desarrollada en la unidad de tiempo. La potencia de un motor es la que se suministra por su eje. Una dinamo absorbe energía mecánica y suministra energía eléctrica, y un motor absorbe energía eléctrica y suministra energía mecánica.

La potencia que da una máquina en un instante determinado depende de las condiciones externas a ella; en una dinamo del circuito exterior de utilización y en un motor de la resistencia mecánica de los mecanismos que mueve.

Entre todos los valores de potencia posibles hay uno que da las características de la máquina, es la potencia nominal, que se define como la que puede suministrar sin que la temperatura llegue a los límites admitidos por los materiales aislantes empleados. Cuando la máquina trabaja en esta potencia se dice que está a plena carga. Cuando una máquina trabaja durante breves instantes a una potencia superior a la nominal se dice que está trabajando en sobrecarga.

### **1.5 Clasificación según el servicio.**

Es importante conocer la clase de servicio a la que estará sometida una máquina:

- Servicio continuo: Corresponde a una carga constante durante un tiempo suficientemente largo como para que la temperatura llegue a estabilizarse.
- Servicio continuo variable: Se da en máquinas que trabajan constantemente pero en las que el régimen de carga varía de un momento a otro.
- Servicio intermitente: Los tiempos de trabajo están separados por tiempos de reposo. Factor de marcha es la relación entre el tiempo de trabajo y la duración total del ciclo de trabajo.
- Servicio unihorario: La máquina está una hora en marcha a un régimen constante superior al continuo, pero no llega a alcanzar la temperatura que

ponga en peligro los materiales aislantes. La temperatura no llega a estabilizarse.

### 1.6 Rendimiento.

De manera general, se define como la relación entre la potencia útil y la potencia absorbida expresada en %.

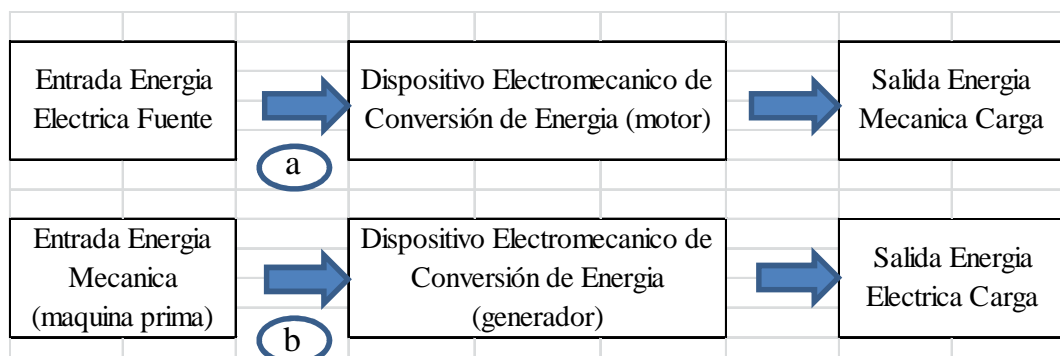
$$\eta = \frac{P_u}{P_{ab}} * 100$$

### 1.7 Máquinas eléctricas rotativas.

Muchos dispositivos pueden convertir energía eléctrica a mecánica y viceversa, la estructura de estos dispositivos puede ser diferente, dependiendo de las funciones que realicen. Algunos dispositivos son usados para conversión continua de energía, y son conocidos como motores y generadores. Otros dispositivos pueden ser: actuadores, tales como solenoides, relés y electromagnetos. Todos ellos son física y estructuralmente diferentes, pero operan con principios similares.

Un dispositivo electromecánico de conversión de energía es esencialmente un medio de transferencia entre un lado de entrada y uno de salida, como lo muestra la Fig. 1.1. En el caso de un motor, la entrada es la energía eléctrica, suministrada por una fuente de poder y la salida es energía mecánica enviada a la carga, la cual puede ser una bomba, ventilador, etc.

El generador eléctrico convierte la energía mecánica por una máquina prima (turbina) a energía eléctrica en el lado de la salida. La mayoría de estos dispositivos pueden funcionar, tanto como motor, como generador.



**Fig. 1. 1.** Diagrama de bloques de dispositivos electromecánicos de conversión energía, (a) motor, (b) generador

## 1.8 Flujos de potencia y pérdidas:

Un sistema electromecánico de conversión tiene tres partes esenciales:

- Un sistema eléctrico.
- Un sistema mecánico.
- Un campo que los une.

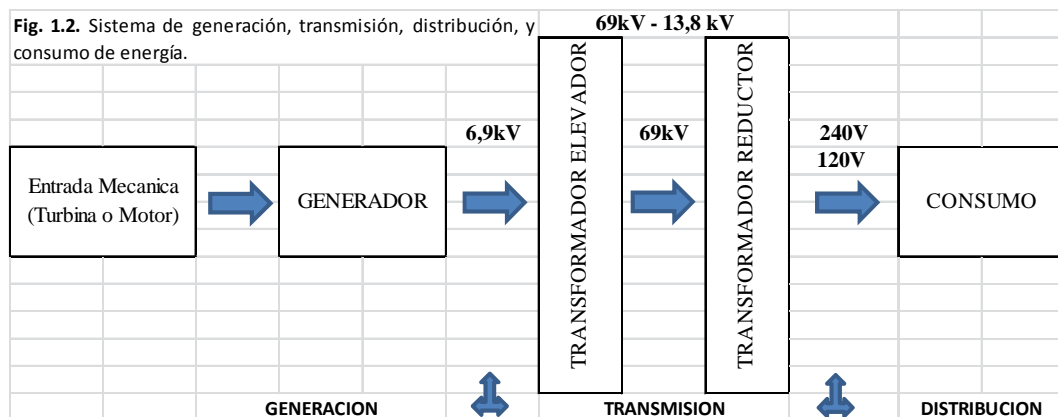
Las pérdidas las podemos clasificar dentro de las siguientes categorías:

- 1) Pérdidas en el cobre de los devanados (rotor y estator): Las pérdidas en el cobre de una máquina son las pérdidas por calentamiento debido a la resistencia de los conductores del rotor y del estator:  $P=I^2R$ .
- 2) Pérdidas en el núcleo: Las pérdidas del núcleo se deben a la histéresis y a las corrientes parásitas. Con frecuencia a estas pérdidas se les conoce como pérdidas de vacío o pérdidas rotacionales de una máquina. En vacío, toda la potencia que entra a la máquina se convierte en estas pérdidas.
- 3) Pérdidas mecánicas: Las pérdidas mecánicas se deben a la fricción de los rodamientos y con el aire.
- 4) Pérdidas adicionales: Las pérdidas adicionales son todas aquellas pérdidas que no se pueden clasificar en ninguna de las categorías descritas arriba. Por convención, se asume que son iguales al 1% de salida de la máquina.

La eficiencia de una máquina es una relación entre su potencia útil de salida y su potencia total de entrada.

## 1.9 Panorámica sobre el uso de las máquinas eléctricas rotativas.

Como se ha expuesto anteriormente, con estos dispositivos electromecánicos de conversión, podemos transformar energía en ambos sentidos (MECANICA-ELECTRICA). Esto ha sido aprovechado por el hombre para construir sus sistemas generadores, transmisores y consumidores de potencia, los cuales son la base del desarrollo y actividad mundial. La Figura 1.2 muestra a grandes rasgos un sistema de estos.



En la figura apreciamos que se utiliza una fuente de energía mecánica para mover el generador eléctrico. Esta fuente de energía mecánica puede ser la turbina de una hidroeléctrica o estar movida por el vapor de agua de una caldera o reactor nuclear; también podemos quemar combustible fósil en un motor de combustión interna.

El generador produce típicamente un nivel de 6,9kV con grandes corrientes. Aquí termina la parte de "generación", 6,9kV no es el nivel de voltaje adecuado para transmitir la energía eléctrica a grandes distancias, ya que las corrientes en las líneas serían muy grandes y las pérdidas  $I^2R$  serían altísimas; por eso se eleva el voltaje a 69kV y se reducen las corrientes, con lo que las pérdidas  $I^2R$  disminuye y el requerimiento del calibre del cable baja.

Al llegar a los centros de consumo (ciudades, corredores industriales, etc.), debemos reducir el nivel de voltaje a valores más seguros para la población (típicamente 13.8kV). La distribución es el paso anterior al consumo. Finalmente, la energía llega al hogar, industria, etc., con un nivel seguro de 120 V, 240 V, donde es consumida en iluminación, refrigeración, calefacción, motores, etc. Aquí cabe también dar mérito al transformador por su participación en el sistema, la cual eleva la eficiencia de dicho sistema, evitando pérdidas y aumentando la seguridad en el manejo de la energía.

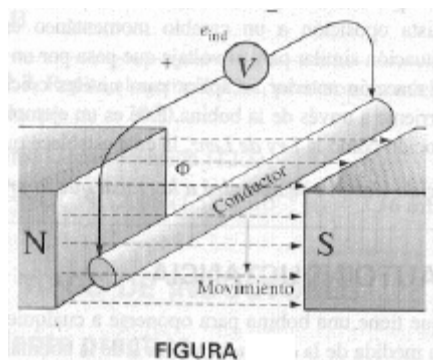
## 1.10 Campo Magnético.

El Campo Magnético es el mecanismo fundamental mediante el cual los motores, generadores y transformadores convierten la energía de una forma en otra. La manera como el campo magnético actúa en los diferentes equipos, se puede describir mediante cuatro principios básicos, que son:

- Al circular corriente por un conductor se produce un campo magnético alrededor de él.
- Si a través de una espira se pasa un campo magnético variable con el tiempo, se induce un voltaje en dicha espira. (Esta es la base de la acción transformadora).
- Si un conductor por el cual circula corriente, se encuentra dentro de un campo magnético, se produce una fuerza sobre dicho conductor. (Esta es la base de la acción motora).
- Cuando un conductor en movimiento se encuentra inmerso dentro de un campo magnético, en dicho conductor se induce un voltaje. (Esta es la base de la acción generadora.).

### 1.11 Ley de Faraday

Si un conductor se mueve por, un campo magnético de modo que corte las líneas magnéticas de flujo, se inducirá, un voltaje por el conductor, como se observa en la figura. Entre mayor sea la cantidad de líneas de flujo cortadas por unidad de tiempo (incrementando la velocidad con la cual el conductor pasa por el campo) o entre más fuerte sea la fuerza del ampo magnético (para la misma velocidad de recorrido), mayor será el voltaje inducido por el conductor. Si el conductor se mantiene fijo y el campo magnético se mueve para que sus líneas corten el conductor, se producirá el mismo efecto.



Generación de un Voltaje Inducido Moviendo un Conducto por un Campo Magnético

## 1.12 Conversión Electromagnética y Voltaje Inducido.

Como vimos anteriormente, el intermediario entre la energía mecánica-eléctrica y viceversa resulta de los dos siguientes fenómenos electromagnéticos:

- 1) Cuando un conductor se mueve dentro de un campo magnético, existe un voltaje inducido en el inductor (conductor).
- 2) Cuando un conductor con corriente es colocado en un campo magnético, el conductor experimenta fuerza mecánica.

Esos dos efectos ocurren simultáneamente donde la conversión de energía se lleva a cabo. En acción motora, el sistema eléctrico hace fluir una corriente a través de conductores localizados en un campo magnético. Una fuerza es producida en cada conductor. Si el conductor tiene la posibilidad de rotar libremente, le será proporcionado un torque que tenderá a hacerlo rotar. Si los conductores giran en un campo magnético, un voltaje será inducido en cada conductor.

En la acción generadora, el proceso es al revés: la estructura giratoria (rotor) es movida por una máquina prima externa, entonces, un voltaje se inducirá en los conductores. Si una carga eléctrica es conectada a ellos, una corriente "I" fluirá, entregando energía a la carga. Sin embargo, la corriente fluyendo a través del conductor interactuará con el campo magnético que producirá un torque de reacción, que tenderá a oponerse al torque aplicado por la máquina prima.

Note que en ambas acciones generadoras y motoras, el campo magnético acoplador está relacionado con la producción del torque y del voltaje inducido.

Voltaje Inducido, en algunos motores y generadores, los conductores o bobinas se mueven con respecto a un flujo constante. El movimiento rotativo produce un cambio en el eslabonamiento de flujo de las bobinas y, en consecuencia se induce un voltaje a través de los conductores de ésta. El valor del voltaje inducido depende de tres factores:

- El flujo en la máquina.
- La velocidad del rotor de la máquina.
- Una constante que depende de la construcción de la máquina.

El voltaje inducido en cualquier conductor individual bajo las caras polares está dado por la siguiente ecuación:  $E=Blv$ .

$E$  = voltaje inducido (en volts).

$B$  = Densidad de flujo (Teslas).

$l$  = Longitud activa de los conductores en el campo magnético (m).

$v$  = velocidad relativa del conductor (m/s).

El voltaje de salida inducido en una máquina real de corriente directa es:

$$E_A = \frac{ZP}{2\pi a} \phi \omega$$

$Z$  = número de conductores.

$a$  = es el número de trayectorias de corriente en la máquina.

$P$  = es el número de polos en la máquina.

$\phi$  = Flujo por polo (webers).

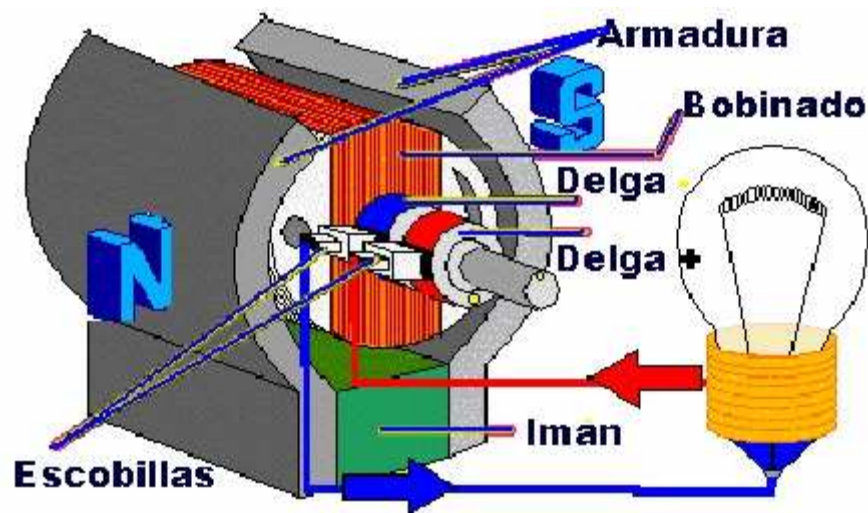
$\omega$  = Velocidad angular (rad/s).

## CAPÍTULO 2

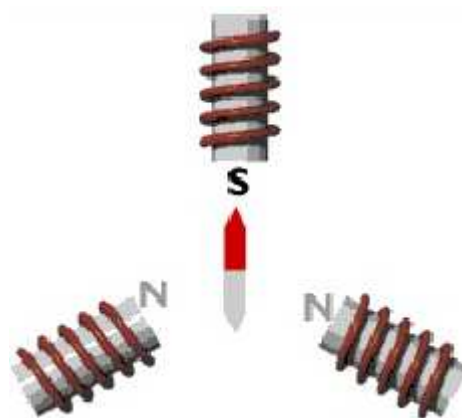
### GENERADORES SINCRONOS

#### 2.1. Características de Los Generadores.

Los generadores síncronos o alternadores son máquinas sincrónicas que se usan para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica de corriente alterna.

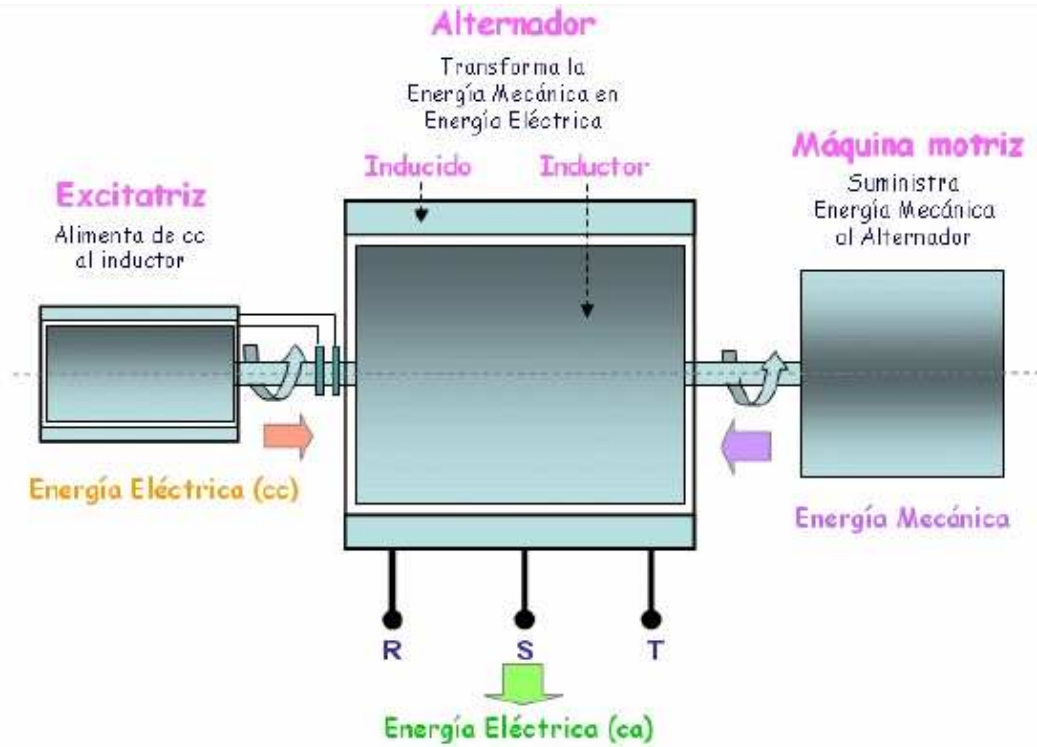


El generador síncrono consiste en un electroimán girando, llamado rotor cilíndrico generalmente, al lado de una bobina, estator conectado en estrella el cual por efecto de la rotación del rotor va a inducir tensión trifásica en el estator, para esto tiene que haber una velocidad relativa entre el rotor (también llamado campo) y el estator (o armadura).

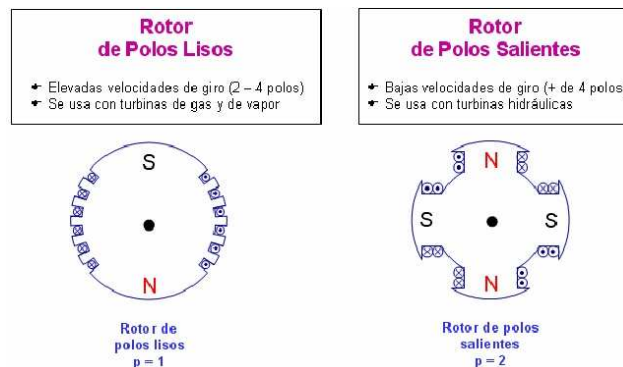




Si en un generador síncrono se aplica al embobinado del rotor una corriente continua, se producirá un campo magnético en el rotor. Entonces el rotor del generador se impulsará por medio de un motor primario, lo cual producirá un campo magnético rotatorio dentro de la máquina. Este campo magnético rotatorio inducirá un sistema trifásico de voltajes dentro del embobinado del estator del generador.

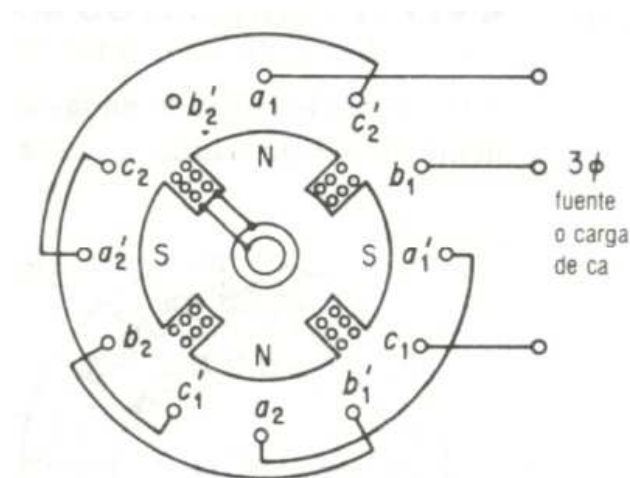


EL rotor, de un generador síncrono es un gran electroimán y los polos de éste pueden ser contruidos de forma salientes o no salientes, dependiendo del tipo de aplicación donde se requiere. Los rotores de polos no salientes (Lisos) se utilizan en rotores de dos y cuatro polos, mientras que los rotores de polos salientes se utilizan en rotores de cuatro o más polos. Puesto que el rotor está sujeto a campos magnéticos variables, se construye con láminas delgadas agrupadas para reducir las pérdidas por corrientes parásitas



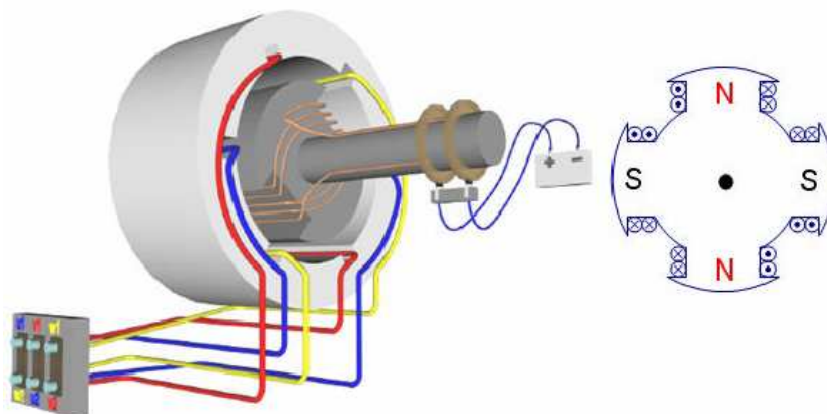
El generador síncrono de campo rotatorio, La figura representa una dínamo síncrona que tiene un campo rotatorio y una armadura estacionaria. Si se aplica al bobinado del rotor o inductor una corriente continua por medio de una excitatriz, se producirá un campo magnético en el rotor dando lugar a la formación de los polos de la máquina. Entonces, el rotor del generador se impulsará por medio de una máquina motriz, lo cual producirá un campo magnético rotatorio dentro de la máquina.

Este campo magnético rotatorio, inducirá un sistema trifásico de voltajes dentro del bobinado del estator o inducido del generador



Dinamo Síncrona de Campo Rotatorio

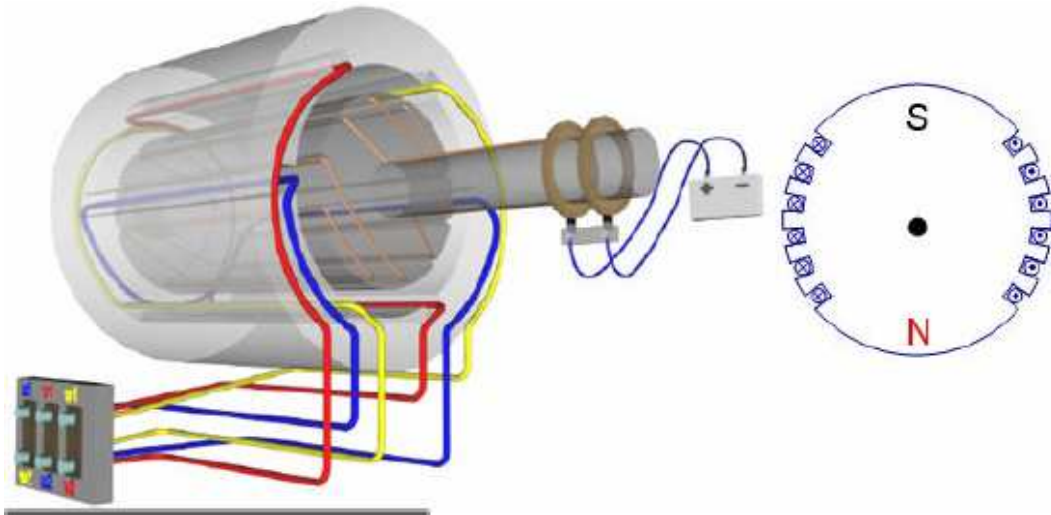
Los polos salientes son demasiado débiles mecánicamente, producen excesiva resistencia aerodinámica y ruido, por ello se los utiliza en máquinas de baja velocidad con 8 a 30 polos, que son movidos por turbinas hidráulicas (centrales hidroeléctricas). La figura indica el modelo del generador con rotor de polos salientes.



Modelo del Generador Síncrono con Polos Salientes.

Trabajan a velocidades inferiores a los 750 rpm, la longitud axial es pequeña en relación con el diámetro, se los ocupa con el eje en posición vertical.

Los rotores de polos no salientes se usan normalmente para rotores de dos y cuatro polos para máquinas alta velocidad, este tipo de rotor es impulsado por turbinas de gas o vapor de las centrales térmicas. La figura indica la disposición de este tipo de rotor.



Modelo del Generador Síncrono con Rotor Cilíndrico.

## 2.2 Velocidad de Rotación de un Generador Síncrono.

Los generadores síncronos son por definición síncronos, lo cual significa que la frecuencia eléctrica producida está entrelazada o sincronizada con la tasa mecánica de rotación del generador. La relación entre la tasa de giro de los campos magnéticos de la máquina y la frecuencia eléctrica del estator se expresa mediante la ecuación.

$$f = \frac{np}{120}$$

f = frecuencia eléctrica.

n = velocidad del campo magnético.

P = número de polos.

Puesto que el rotor gira con la misma velocidad que el campo magnético, esta ecuación relaciona la velocidad de rotación con la frecuencia eléctrica resultante. Dado que la potencia eléctrica es generada a 50 ó 60 Hz, el generador debe girar a una velocidad fija que depende del número de polos de la máquina.

**Velocidades de un Generador Síncrono  
(r.p.m.)**

Número de Polos	50 Hz	60 Hz
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
10	600	720
12	500	600

### 2.3 Voltaje Generado Internamente en un Generador Síncrono.

Un generador sincrónico funciona en base a la Ley de Faraday, que implica varios factores y parámetros constructivos de la máquina. La amplitud de voltaje inducido en una fase del estator es:

$$E_A = \sqrt{2}\pi N_p k_p k_d \phi f$$

$N_p$ , es el número total de espiras por fase

$k_p$ , es el factor de paso

$k_d$ , es el factor de distribución

$\phi$ , flujo magnético total por polo.

$f$ , frecuencia en Hertz.

El voltaje generado depende del flujo de la máquina, de su frecuencia o velocidad de rotación y de su construcción. Esta ecuación tiene una forma más sencilla, que hace énfasis en las cantidades que se dispone durante su funcionamiento.

$$E_A = K\phi\omega$$

$K$ , constante que representa la construcción de la máquina.

$\omega$ , es la velocidad de rotación.

$\phi$ , flujo magnético.

El voltaje interno inducido  $E_A$  es directamente proporcional al flujo  $\phi$  y a la velocidad, pero el flujo en si depende de la corriente de excitación  $I_e$  que fluye en el circuito de campo del rotor.

Puesto que  $E_A$  es directamente proporcional al flujo, el voltaje generado internamente se relaciona con la corriente de campo  $I_e$ , tal como se muestra en la

figura que representa la curva característica de funcionamiento del generador en vacío.

Incluso para una corriente de excitación  $I_e = 0$  se inducirá una tensión debida al magnetismo remanente en el hierro.

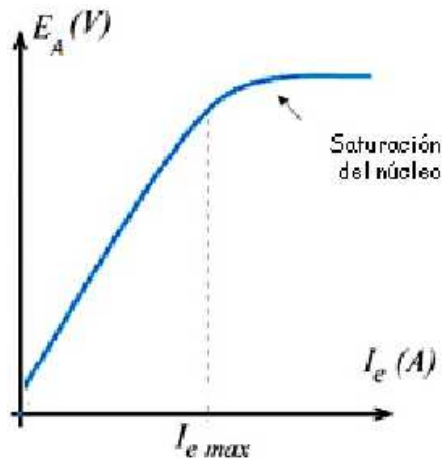


Figura: Curva característica de un generador en vacío.

Cuando empiece a aumentar la intensidad de excitación  $I_e$ , la tensión en circuito abierto  $E_A$  crecerá rápidamente, y cuando aquella ya sea grande, los incrementos de la tensión serán mucho menores; esto debido a la permeabilidad magnética  $\mu$  del hierro. Por ello, la tensión en circuito abierto crecerá linealmente al aumentarla intensidad de excitación, mientras la permeabilidad  $\mu$  permanezca constante. Cuando ésta disminuya, la tensión en circuito abierto aumentará relativamente poco, aunque siga aumentando la intensidad de la corriente de excitación.

El rotor gira recibiendo un empuje externo desde (normalmente) una turbina. Este rotor tiene acoplada una fuente de "corriente continua" de excitación independiente variable que genera un flujo constante, pero que al estar acoplado al rotor, crea un campo magnético giratorio (por el teorema de Ferraris) que genera un sistema trifásico de fuerzas electromotrices en los devanados estatóricos.

## 2.4 Circuito Equivalente de un Generador Sincrónico.

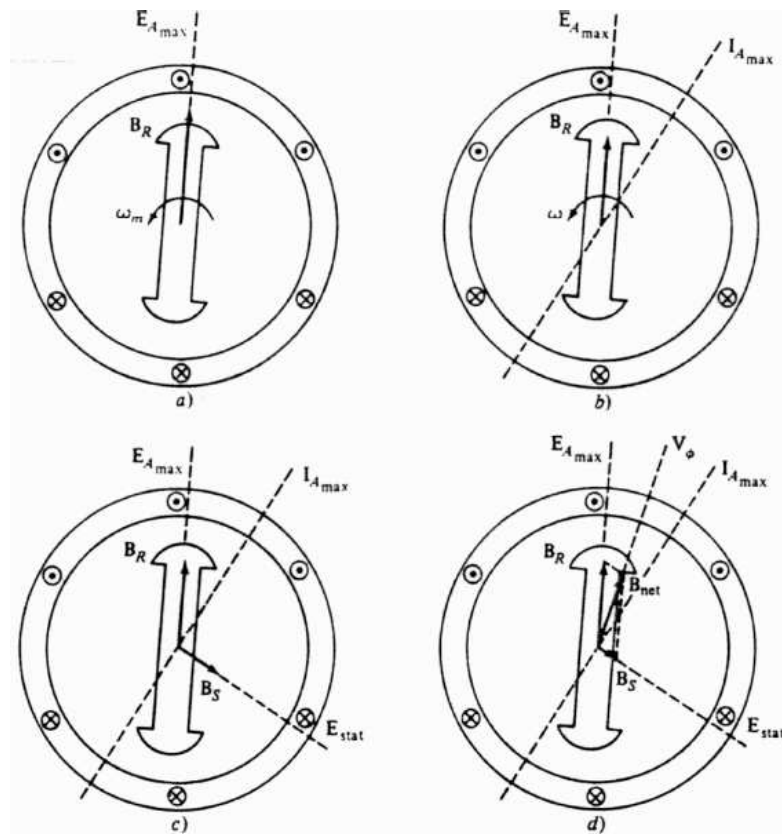
El voltaje  $E_A$  es el voltaje generado internamente y se produce en una fase del generador. Sin embargo, este voltaje  $E_A$  no es, generalmente, el voltaje que aparece en los terminales del generador. De hecho, la única vez que el voltaje interno  $E_A$  es el mismo voltaje de salida en una fase  $V_\phi$ , es cuando no hay

corriente del inducido que le llegue a la máquina, es decir cuando no existe carga conectada a los terminales del generador.

Hay varios factores que causan la diferencia entre EA y  $V\phi$ :

- 1) La distorsión del campo magnético del entrehierro de aire debido a la corriente que fluye en el estator, llamada reacción de inducido.
- 2) La autoinductancia de las bobinas del inducido.
- 3) La resistencia de las bobinas del inducido
- 4) El efecto de la forma del rotor de polos salientes.

Para el análisis de estos efectos se considera el rotor cilíndrico, si la máquina es de rotor con polos salientes produce un pequeño error que a la final resulta insignificante.



Modelo de Reacción del Inducido

El efecto de reacción de inducido, es normalmente el más grande. En la figura anterior se puede entender mejor la reacción de inducido, en ésta se ilustra un rotor de dos polos que gira dentro de un estator trifásico, al que no se le ha conectado ninguna carga. El campo magnético del rotor  $B_R$  produce un voltaje generado internamente  $E_A$  en los embobinados del estator del generador, cuyo valor máximo coincide con la dirección de  $B_R$ ; con el generador en vacío, no hay flujo de corriente por el inducido y  $E_A$  será igual al voltaje de fase  $V\phi$  como se observa en la figura (a).

Ahora, supóngase que se conecta una carga al generador, debido a los devanados del estator, ésta es inductiva; entonces la corriente máxima estará un ángulo detrás del voltaje máximo. Este efecto se visualiza en la figura (b).

La corriente que circula por el embobinado del estator produce un campo magnético propio. Este campo magnético del estator se denomina  $B_S$  y su dirección se determina por la regla de la mano derecha. El campo magnético del estator  $B_S$  produce un voltaje propio en el estator y a este voltaje se le llama  $E_{stat}$ , la figura (c) indica la dirección de  $B_S$ .

Con dos voltajes presentes en el embobinado del estator, el voltaje total en una fase  $V\phi$  será la suma fasorial del voltaje generado internamente  $E_A$  y el voltaje de reacción del inducido  $E_{stat}$ :

$$V\phi = E_A + E_{stat}$$

El campo magnético  $B_{neto}$ , es la suma fasorial de los campos magnéticos del rotor y el estator:

$$B_{neto} = B_R + B_S$$

Como los ángulos de  $E_A$  y  $B_R$  son los mismos y los ángulos  $E_{stat}$  y  $B_S$  también, el campo magnético resultante  $B_{neto}$  coincidirá con el voltaje neto  $V\phi$ . Los voltajes y corrientes resultantes se muestran en la figura (d).

La reacción del inducido puede interpretarse entonces como una caída de tensión debida a la circulación de corriente por el inducido, esta caída de tensión está  $90^\circ$  detrás del eje de corriente y es directamente proporcional a la corriente  $I_A$  siendo  $X$  la constante de proporcionalidad; el voltaje de reacción del inducido puede expresarse como:

$$E_{stat} = -jX_A I_A$$

Además de los efectos de reacción del inducido, las bobinas del estator tienen una autoinductancia  $L_A$  (su correspondiente reactancia  $X_A$ ) y una resistencia  $R_A$ . El voltaje en una fase es entonces:

$$V\phi = E_A - jXl_A - jX_A I_A - R_A I_A$$

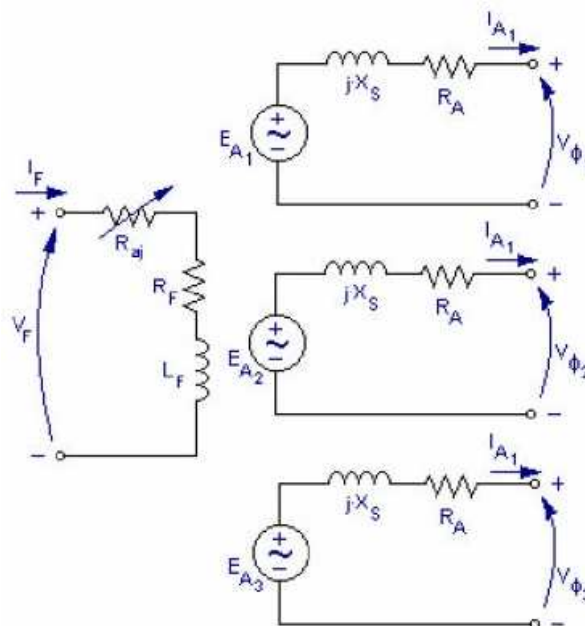
Los efectos de la reacción del inducido y la autoinductancia de la máquina se representan por reactancias y se acostumbra a combinarlas en una sola reactancia, conocida como reactancia sincrónica  $X_S$  de la máquina:

$$X_S = X + X_A$$

Por lo tanto la ecuación final que describe es:

$$V\phi = E_A - jX_S I_A - R_A I_A$$

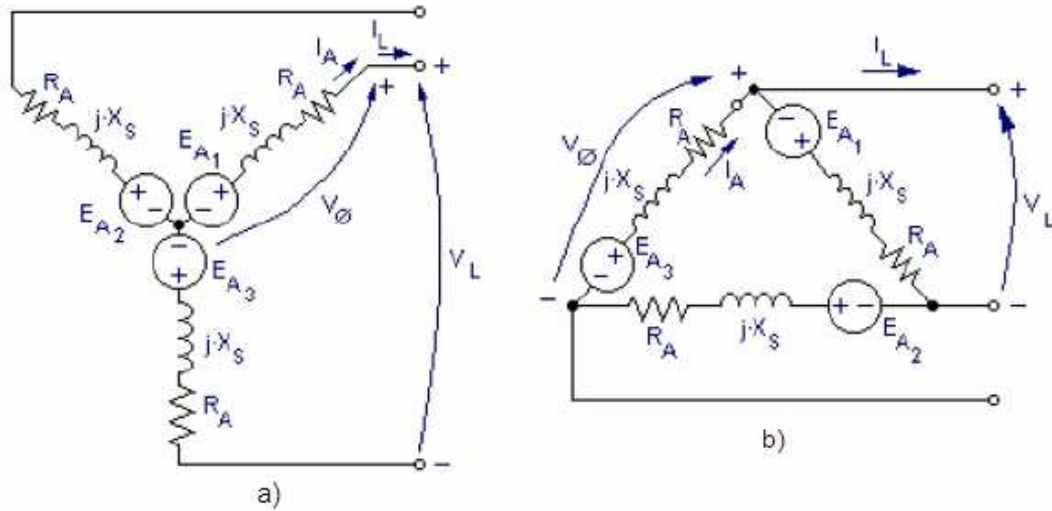
El circuito equivalente del generador se muestra en la figura siguiente, la cual ilustra una fuente de potencia de corriente continua  $V_F$  durante la alimentación del circuito de campo del rotor, representada por la inductancia de la bobina y su resistencia en serie. Hay una resistencia graduable  $R_{aj}$ , en serie con  $R_F$ , que controla el flujo de corriente de campo. El resto del circuito equivalente consiste en las representaciones de cada fase, en cada una hay un voltaje generado internamente con una reactancia sincrónica y una resistencia en serie  $R_A$ , los voltajes y corrientes de las tres fases están desfasados  $120^\circ$ .



Circuito equivalente de un generador sincrónico trifásico.



Estas tres fases pueden conectarse en estrella (Y) ó en triángulo ( $\Delta$ ), como se indica en la figura:



Circuito equivalente del generador, conectado en Y (a) y en  $\Delta$  (b)

Si se conecta en estrella (Y), la tensión en bornes  $V_L$  que es el voltaje entre fase y fase, se relaciona con el voltaje de fase  $V_\phi$  que es el voltaje entre una fase y neutro, por la expresión:

$$V_L = \sqrt{3} V_\phi$$

$V_L$ , es el voltaje entre dos fases.

$V_\phi$ , es el voltaje entre una fase y neutro.

Si se conecta en triángulo ( $\Delta$ ) es:

$$V_L = V_\phi$$

Las fases del generador sincrónico son idénticas en todos sus valores, menos en el ángulo de fase cuando están conectadas en Y; para obtener su equivalente en la conexión  $\Delta$ , se utiliza la ecuaciones anteriores.

## 2.5 Potencia y Momento de Torsión en los Generadores Sincrónicos.

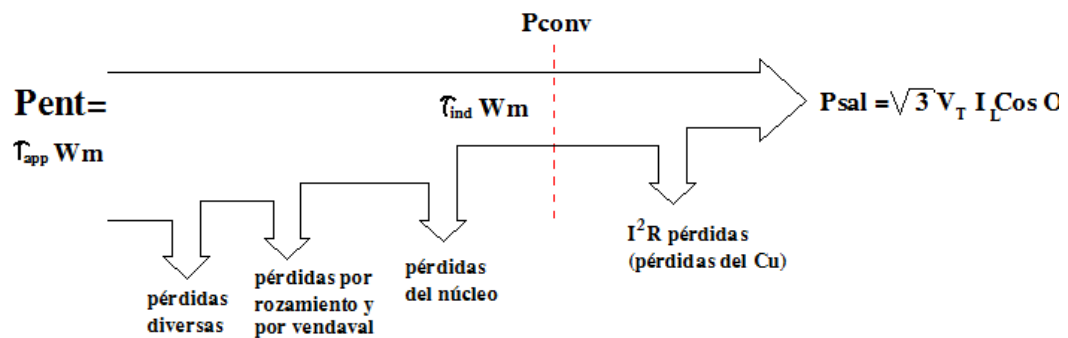
El generador sincrónico convierte potencia mecánica en potencia eléctrica trifásica. No toda la potencia mecánica que llega al generador se vuelve eléctrica al salir de él. La diferencia existente entre la potencia de salida y la de entrada corresponden a las pérdidas de potencia del generador; en la figura siguiente se ilustra el flujo de potencia en un generador sincrónico.

La potencia mecánica de entrada  $P_{ent}$  es la potencia en el eje del generador, y es transmitida por el motor primario que está acoplado al generador, y se expresa por:

$$P_{conv} = \tau_{ind} \omega_m$$

$\tau_{ind}$ , es el torque aplicado el eje del generador.

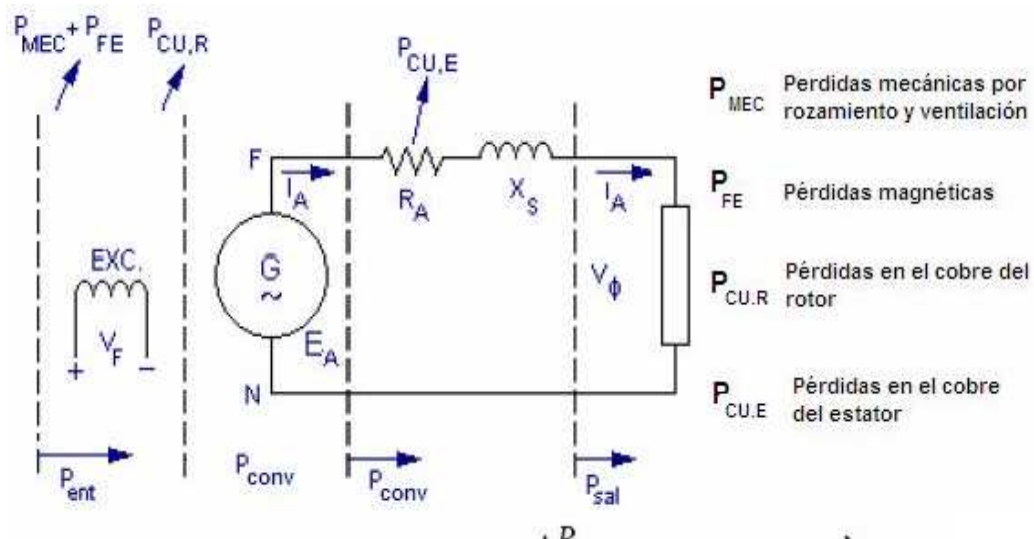
$\omega_m$ , es la velocidad angular.



Flujo de Potencia de un Generador Síncrono.

La potencia se convierte de mecánica en eléctrica internamente en el generador, y esta expresada por:  $P_{sal} = 3E_A I_A \cos \theta$ , donde  $\theta$  es el ángulo entre  $E_A$  e  $I_A$ .

En esta transición se produce una diferencia entre la potencia de entrada  $P_{ent}$  y la potencia convertida  $P_{conv}$ , esta diferencia representa las pérdidas mecánicas del núcleo, pérdidas por rozamiento y pérdidas diversas de la máquina. La figura siguiente describe la diferencia entre la potencia de entrada y la potencia de salida.



Pérdidas de Potencia en un Generador Síncrono.

La potencia eléctrica real que entrega el generador  $P_{sal}$ , expresada en magnitudes de fase, se indica en la expresión:  $P_{sal} = 3V_{\phi}I_A \cos \theta$ , donde  $\cos \theta$  es el factor de potencia.

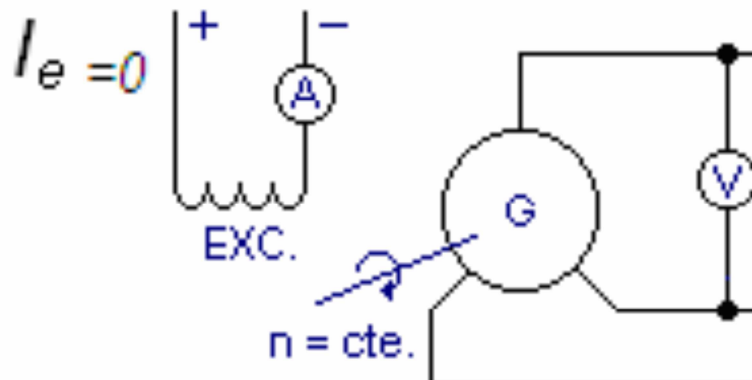
La potencia eléctrica reactiva  $Q_{sal}$  generada expresada en magnitudes de fase esta dada por:  $Q_{sal} = 3V_{\phi}I_A \sin \theta$ , donde  $V_{\phi}$  es el voltaje de fase entre línea y neutro e  $I_A$  es la corriente de fase.

## 2.6 Medición de los Parámetros del Modelo Torsión de Generador Sincrónico.

El circuito equivalente deducido para un generador sincrónico, contiene tres cantidades que deben determinarse con el objeto de describir completamente el comportamiento de un generador sincrónico real:

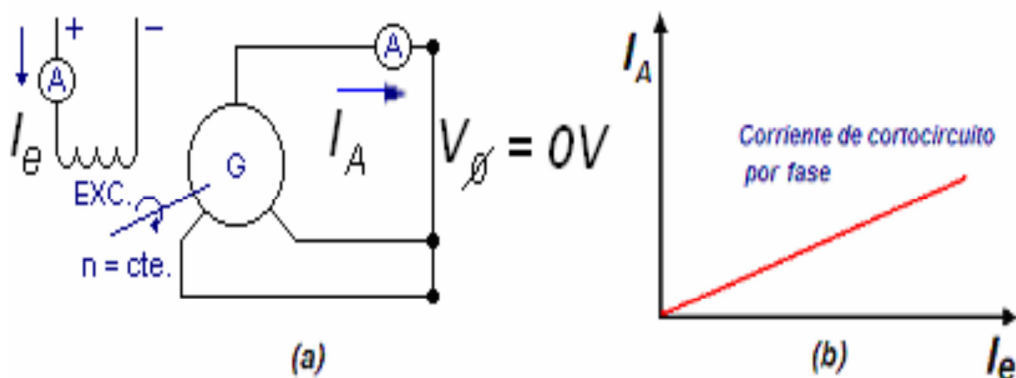
- 1) La relación entre la corriente de campo y el flujo (y por tanto, entre la corriente de campo  $I_e$  y  $E_A$ ).
- 2) La reactancia sincrónica.
- 3) La resistencia del inducido.

El primer paso es realizar el ensayo en vacío en el generador. Para este paso se debe desconectar la carga de los terminales del generador y conectar a éstos un voltímetro tal como indica en la figura, luego se regula a cero la corriente de excitación, este ensayo permite determinar el voltaje interno generado para cualquier corriente de campo dada.



Esquema de conexiones para el ensayo en vacío.

El segundo paso en el proceso, es realizar el ensayo de cortocircuito. Para realizarlo se gradúa a cero la corriente de campo, y se coloca en cortocircuito los terminales del generador por medio de un amperímetro, como indica la figura (a). Luego se mide la corriente de inducido  $I_A$ , a medida que se aumenta la corriente de campo  $I_e$ , en la figura (b) se puede observar la gráfica resultante, que es la curva característica de cortocircuito, se puede observar que  $I_A$  varía en forma lineal ante las variaciones de corriente de excitación.



(a) Circuito equivalente del generador durante el ensayo en cortocircuito

(b) Curva característica de un generador en cortocircuito.

Al poner en cortocircuito los terminales, la corriente de inducido se expresa por:

$$I_A = \frac{E_A}{\sqrt{R_A^2 + X_S^2}}$$

Como puede verse en la figura  $V_\phi$  es igual a cero, por lo tanto la impedancia interna de la máquina se obtiene mediante:

$$Z_S = \sqrt{R_A^2 + X_S^2} = \frac{E_A}{I_A}$$

$X_S$ , es la reactancia sincrónica.

$Z_S$ , es la impedancia interna.

Si se asume que  $X_S \gg R_A$  esta ecuación se reduce a:

$$Z_S \approx \frac{E_A}{I_A}$$

El error al calcular  $X_S$  debido a ignorar el valor de  $R_A$  es insignificante, por lo tanto se acostumbra hacer el cálculo aproximado de  $X_S$  empleando la ecuación anterior.

Por lo tanto, si se conoce  $E_A$  por medio del ensayo en vacío, e  $I_A$  con el ensayo en cortocircuito del generador, en un momento dado se puede encontrar la reactancia sincrónica  $X_S$  por medio de la ecuación anterior.

## 2.7 Sistema de Enfriamiento de Generador Sincrónico.

- Generadores enfriados por aire, estos se dividen en dos tipos básicos: abiertos ventilados y completamente cerrados enfriados por agua a aire.

Los generadores de tipo OV fueron los primeros construidos, el aire en este tipo de generadores pasa sólo una vez por el sistema y considerable cantidad de materias extrañas que pueden acumularse en las bobinas, interfiriendo la transferencia de calor y afectando adversamente al aislamiento.

Los generadores tipo TEWC, son un sistema de enfriamiento cerrado, donde el aire recircula constantemente y se enfría pasando a través del tubo del enfriador, dentro de los cuales se hace pasar agua de circulación. La suciedad y materias extrañas no existen en el sistema, y puesto que se tiene agua de enfriamiento disponible, la temperatura del aire puede mantenerse tan baja como se desee.

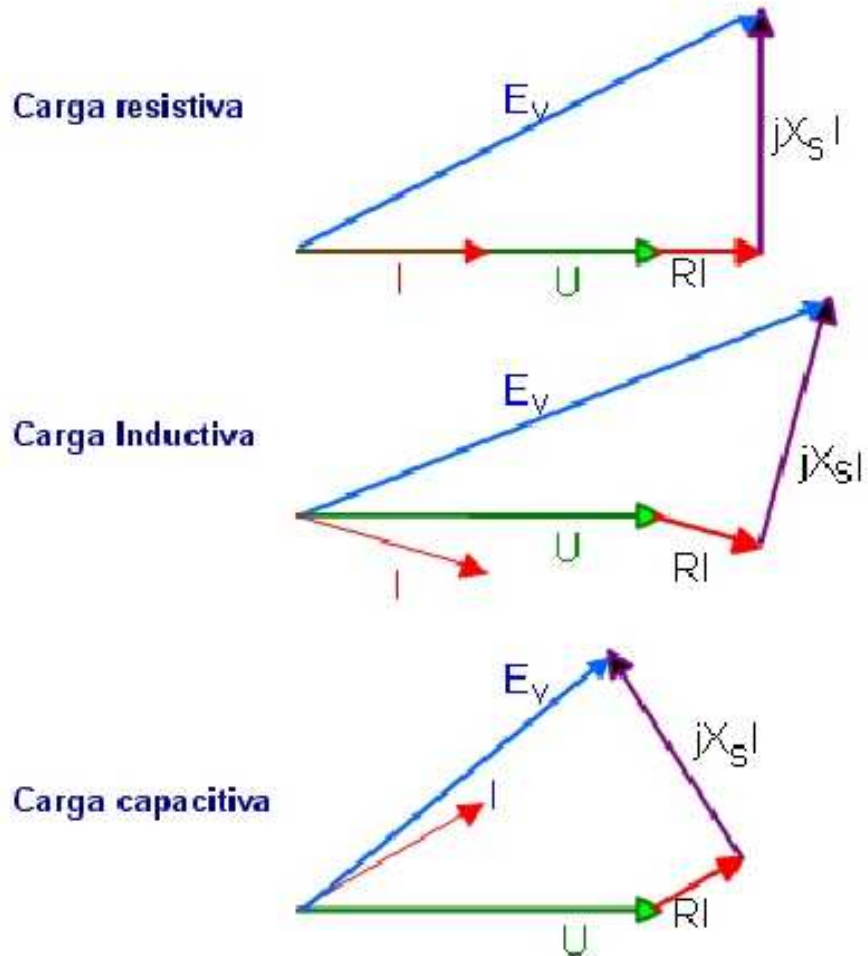
- Generadores enfriados por hidrógeno, los generadores de mayor capacidad, peso, tamaño y los más modernos, usan hidrógeno para enfriamiento en vez de aire en circuito de enfriamiento cerrado.

El enfriamiento convencional con hidrógeno puede usarse en generadores con capacidad nominal aproximada de 300 MVA.

- Generadores enfriados por hidrógeno / agua, pueden lograrse diseños de generadores aun más compactos mediante el uso de enfriamiento con agua directo al devanado de la armadura del generador. Estos diseños emplean torones de cobre a través de los cuales fluye agua desionizada. El agua de enfriamiento se suministra vía un circuito cerrado.

## 2.8 Diagrama Fasorial del Generador Sincrónico.

Puesto que los voltajes en un generador sincrónico son voltajes de ca, generalmente representado por fasores. Como los fasores tienen tanto una magnitud como un ángulo, la relación entre ellos se debe expresar en dos dimensiones.



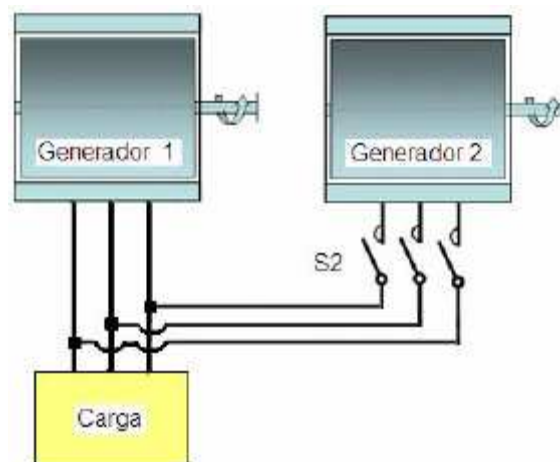
## 2.9 Funcionamiento en Paralelo de los Generadores de CA

Un sistema de energía eléctrica consiste en general de varias estaciones de generación, trabajando todas ellas en paralelo. Son numerosas las ventajas de la subdivisión de un sistema de generación en varias estaciones, tanto desde el punto de vista económico como estratégico. Las principales son:

- Varios generadores pueden alimentar más carga que uno solo.
- Teniendo varios generadores se incrementa la confiabilidad del sistema de potencia, puesto que en caso de falla de uno de ellos, no se suspende totalmente la potencia a la carga.
- El tener varios generadores funcionando en paralelo permite que se pueda desconectar uno, o más de ellos, para mantenimiento.
- Cuando se eleva la demanda promedio del sistema se puede adquirir unidades adicionales para satisfacer la nueva demanda.

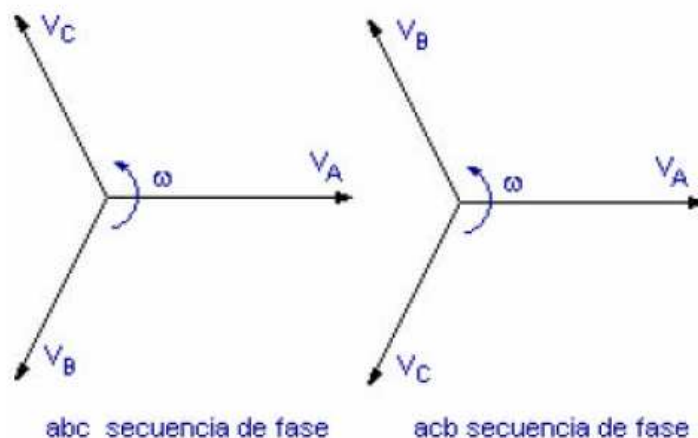
## 2.10 Condiciones para el Funcionamiento en Paralelo.

La figura se muestra un generador sincrónico G1 que alimenta una carga, junto con otro generador G2 que se va a conectar en paralelo con el primero, accionando el interruptor S2. Si este interruptor se cierra arbitrariamente en cualquier momento, los generadores se expondrían a graves daños, por lo tanto se deben cumplir las siguientes condiciones para poder conectarlos:



Conexión en paralelo de dos generadores

- 1) La frecuencia del generador nuevo, llamado generador entrante, debe ser ligeramente más alta que la frecuencia del sistema en funcionamiento. Si cuando se conecten los alternadores, no son aproximadamente iguales, se presentan grandes oscilaciones de potencia hasta que los generadores se estabilicen en una frecuencia común. Las frecuencias de los dos alternadores deben ser aproximadamente iguales, pero no exactamente iguales. Deben diferenciarse en una pequeña cantidad, de tal forma que los ángulos de fase del generador entrante cambien lentamente con relación a los ángulos de fase del sistema. Esto permitirá observar el ángulo entre tensiones, y podrá cerrarse el interruptor cuando estén exactamente en fase.
- 2) Los voltajes de línea efectivos de los dos generadores deben ser iguales. Si los voltajes no son exactamente los mismos en cada una de las fases que se conectan entre sí, se generará un flujo de corriente muy grande cuando el interruptor se cierre.
- 3) Los voltajes de los dos generadores deben tener la misma secuencia de fases. Si el orden de la secuencia de fases es diferente, entonces aunque un par de tensiones estén en fase, como se ve en la figura siguiente, los otros dos pares de tensiones están, desfasados  $120^\circ$ ; si los generadores se conectaran en esta forma, no habría problema con la fase a, pero aparecerían altas intensidades por las fases b y c, dañando ambos alternadores.



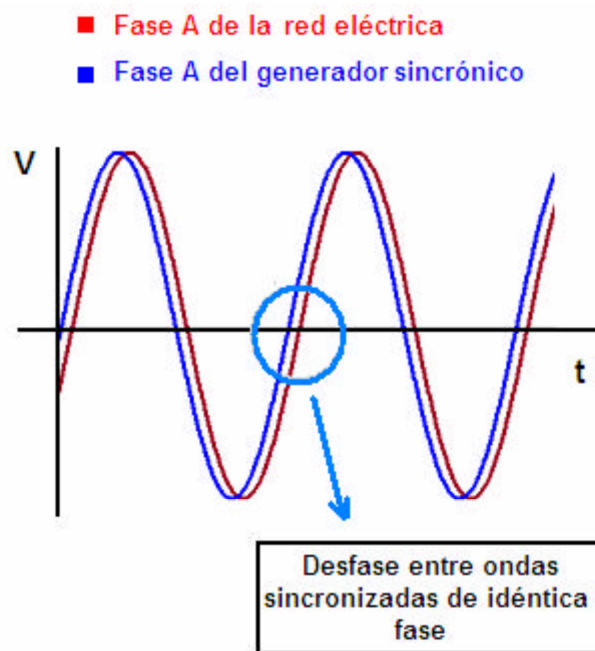
Posibles secuencias de fase de un sistema trifásico.

La condición de igualdad de secuencia de fases es una condición que puede comprobarse previamente y, una vez verificada, no existe la posibilidad de cambio alguno durante el funcionamiento del generador.



- 4) Igualdad de ángulos de fase; una vez que las magnitudes de voltaje y frecuencia entre el generador 1 y el generador 2 son iguales, se presenta un desfase entre los voltajes de fase idénticas; es decir entre la fase a del generador 1 y la fase a del generador 2, tal como se muestra en la figura, el mismo ángulo de desfase existe entre las otras dos fases, b y c.

Por lo tanto, se debe comprobar que el ángulo de desfase mencionado sea igual a cero, y esto se verifica cuando el voltaje entre las dos fases es igual a cero.



Desfase entre voltajes semejantes del Generador y la Red

## 2.11 Fenómenos Transitorios en Generadores Síncronos.

Cuando el momento de torsión que se aplica al eje de un generador o su carga cambian repentinamente, siempre hay un estado transitorio, que dura un cierto periodo de tiempo antes de que el generador regrese a su estado estable. Por ejemplo, cuando un generador sincrónico se conecta en paralelo con un sistema de potencia en funcionamiento, inicialmente comienza a girar más rápido y tiene una frecuencia mayor que la del sistema. Una vez que se ha conectado en paralelo, hay un periodo transitorio antes de que el generador se estabilice y funcione con la frecuencia de la línea mientras entrega una pequeña cantidad de potencia a la carga.

La condición transitoria más severa que puede suceder en un generador sincrónico, es la situación en que repentinamente los tres terminales son puestos en corto, en un sistema de potencia, dicho corto se denomina falla, hay varios componentes de corriente presentes en un generador sincrónico en corto. Los mismos efectos se presentan para condiciones transitorias menos severas, como cambios de carga, pero ellos son mucho más obvios en el caso extremo de un cortocircuito.

## 2.12 Valores Nominales de los Generadores Sincrónicos.

Hay ciertos límites básicos de velocidad y de potencia que pueden obtenerse de un generador sincrónico. Estos límites se expresan como valores nominales de la máquina. El objetivo de estos valores de nominales es proteger al generador de los peligros de un manejo equivocado. Con este fin, cada maquina tiene un listado de valores nominales en la placa de identificación adherida a ella.

Los valores típicos de un generador sincrónico son: el voltaje, frecuencia, velocidad, potencia aparente (kilovoltamperios), factor de potencia, corriente de campo y factor de servicio.

## 2.13 Pérdida y Eficiencia.

Los generadores de corriente alterna toman potencia mecánica para producir potencia eléctrica, mientras que los motores de c-a toman potencia eléctrica y producen potencia mecánica. En todo caso, no toda la potencia que entra a la máquina aparece en forma útil en el otro extremo pues siempre hay algunas pérdidas en el proceso.

La eficiencia de una máquina de c-a se define a través de la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} \times 100$$

La diferencia entre potencia de entrada y potencia de salida de la máquina corresponde a las pérdidas que ocurren en el interior, las pérdidas que ocurren en las máquinas de a-c se pueden dividir en 4 categorías básicas:

- 1) Pérdidas eléctricas en el cobre, ocurren por calentamiento resistivo en los devanados del estator (armadura) y del rotor (campo) de la máquina. En una máquina a-c trifásica, las pérdidas en el cobre del estator (SCL) están dadas por la ecuación:

$$P_{SCL} = 3I_A^2 R_A$$

donde  $I_A$  es la corriente que fluye en cada fase de la armadura y  $R_A$  es la resistencia de cada fase de la armadura.

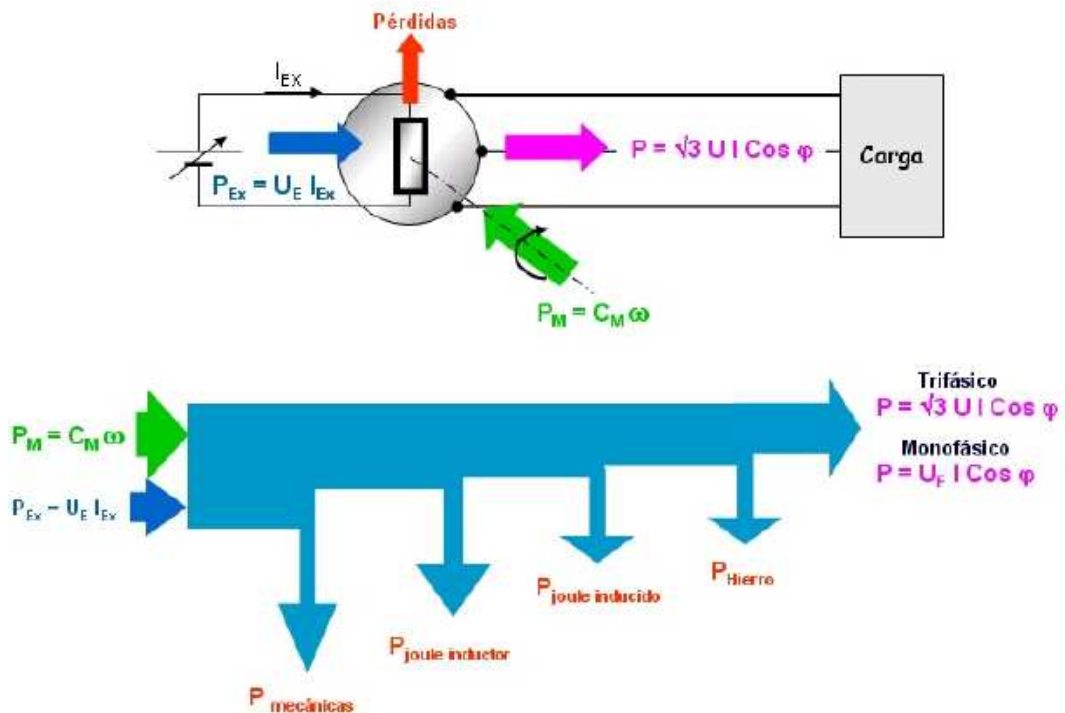
Las pérdidas en el cobre del rotor (RCL) de una máquina alterna sincrónica están dadas por:

$$P_{RCL} = 3I_F^2 R_F$$

donde  $I_F$ , es la corriente que fluye en el devanado de campo del rotor y  $R_F$  es la resistencia del devanado de campo. En general, la resistencia utilizada en estos cálculos es la del devanado a la temperatura normal de operación

- 2) Pérdidas eléctricas en el núcleo, pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes parásitas ocurren en la parte metálica del motor. Estas pérdidas varían con el cuadrado de la densidad de flujo ( $B^2$ ) y, para el estator, como la 1.5 avas potencia de la velocidad de rotación de los campos magnéticos ( $n^{1.5}$ ).
- 3) Pérdidas mecánicas, en una máquina a-c, son aquellas asociadas a los efectos mecánicos. Existen dos tipos básicos de pérdidas mecánicas: el rozamiento mecánico propiamente dicho y el rozamiento con el aire. Las pérdidas por rozamiento son causadas por fricción en los cojinetes de las máquinas, en tanto que las pérdidas por rozamiento con el aire se deben a la fricción entre las partes móviles de la máquina y el aire encerrado en la carcasa del motor. Estas pérdidas varían con el cubo de la velocidad de rotación de la máquina. Las pérdidas mecánicas y las pérdidas en el cobre de la máquina se agrupan con frecuencia bajo el nombre de pérdidas rotacionales de vacío (sin carga) de la máquina. En vacío toda la potencia de entrada debe utilizarse para superar estas pérdidas. Entonces, midiendo la potencia
- 4) Pérdidas dispersas o adicionales, son aquellas que no pueden situarse dentro de las categorías anteriores. Sin importar con qué cuidado se consideran pérdidas, algunas siempre se escapan de las categorías anteriores y por eso se agrupan como pérdidas dispersas. En la mayoría de las máquinas, estas pérdidas se toman convencionalmente como el 1 % de la plena carga.

Una de las técnicas más convenientes de considerar las pérdidas de potencia en una máquina es el diagrama de flujo de potencia



### 2.13 Resumen.

Un generador síncrono es un aparato que convierte la potencia mecánica de un motor primario en potencia eléctrica de c-a a unos voltajes y frecuencia específicos. El termino síncrono se refiere al hecho de que la frecuencia eléctrica de esta maquina está o sincronizada con la velocidad de rotación de su eje. Los generadores síncronos se usan para producir la mayor parte de la potencia eléctrica que se usa en el mundo entero.

El voltaje generado internamente en la maquina depende de la velocidad de rotación de su eje y de la magnitud del flujo de campo. El voltaje de fase se diferencia del voltaje generado internamente en los efectos de reacción del inducido del generador y también por la resistencia y la reactancia internas de los embobinados del inducido. El voltaje de los bornes del generador será, o bien igual al voltaje de fase, o bien relacionado con ella por medio de  $\sqrt{3}$ , dependiendo de si la maquina esta conectada en  $\Delta$  o en Y.

La manera como trabaja un generador síncrono, en un sistema de potencia real, depende de las limitaciones que se le impongan. Cuando un generador trabaja aisladamente, la potencia real y reactiva que deben entregarse son determinadas

por la carga que se le asigne y por las marcaciones del gobernador y la corriente de campo que son las que controla la frecuencia y el voltaje terminal, respectivamente. Cuando el generador se conecta con un barraje infinito, sus frecuencias y voltajes son fijos, de tal manera que las marcaciones del gobernador y la corriente de campo controlan los flujos de la potencia real y reactiva del generador. En los sistemas reales que emplean generadores de tamaños aproximadamente iguales, las marcaciones del gobernador afectan tanto al flujo de la frecuencia como al de la potencia y la corriente de campo afecta tanto la tensión en los bornes, como el flujo de potencia reactiva.

La capacidad de un generador sincrónico para producir potencia eléctrica esta limitada primordialmente por el calentamiento dentro de la máquina. Cuando los embobinados de la maquina se recalientan, la vida de la maquina se ve seriamente comprometida, como hay dos embobinados diferentes (de inducido y de campo), hay dos limitaciones distintas en el generador: el calentamiento máximo permitido de los embobinados del inducido determina los kilovoltamperios máximos por la maquina y el calentamiento máximo permitido en los embobinados de campo determinan el tamaño máximo de  $E_A$ . El tamaño máximo de  $E_A$  y  $I_A$ , conjuntamente, determinan el factor de potencia nominal del generador.

## CAPÍTULO 3

### TRANSFORMADORES

#### 3.1. Teoría de los Transformadores.

Durante el transporte de la energía eléctrica se originan pérdidas que dependen de su intensidad. Para reducir estas perdidas se utilizan tensiones elevadas, con las que, para la misma potencia, resultan menores intensidades. Por otra parte es necesario que en el lugar donde se aplica la energía eléctrica, la distribución se efectúe a tensiones más bajas y además se adapten las tensiones de distribución a los diversos casos de aplicación.

La preferencia que tiene la corriente alterna frente a la continua radica en que la corriente alterna se puede transformar con facilidad.

La utilización de corriente continua queda limitada a ciertas aplicaciones, por ejemplo, para la regulación de motores. Sin embargo, la corriente continua adquiere en los últimos tiempos una significación creciente, por ejemplo para el transporte de energía a tensiones extraaltas.

Para transportar energía eléctrica de sistemas que trabajan a una tensión dada a sistemas que lo hacen a una tensión deseada se utilizan los transformadores. A este proceso de cambio de tensión se le "llama transformación".

El transformador es un dispositivo que convierte energía eléctrica de un cierto nivel de voltaje, en energía eléctrica de otro nivel de voltaje, por medio de la acción de un campo magnético. Esta constituido por dos o más bobinas de alambre, aisladas entre si eléctricamente por lo general y arrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético común, estas bobinas no están (generalmente) conectadas directamente. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común presente en el núcleo.

El arrollamiento que recibe la energía eléctrica se denomina arrollamiento de entrada, con independencia si se trata del mayor (alta tensión) o menor tensión (baja tensión).

El arrollamiento del que se toma la energía eléctrica a la tensión transformada se denomina arrollamiento de salida. En concordancia con ello, los lados del transformador se denominan lado de entrada y lado de salida.

El arrollamiento de entrada y el de salida envuelven la misma columna del núcleo de hierro. El núcleo se construye de hierro por que tiene una gran permeabilidad, o sea, conduce muy bien el flujo magnético.

En un transformador, el núcleo tiene dos misiones fundamentales: Desde el punto de vista eléctrico –y esta es su misión principal- es la vía por que discurre el flujo magnético, a través de las partes de la culata conduce el flujo magnético siguiendo un circuito prescrito, de una columna a otra. Desde el punto de vista mecánico es el soporte de los arrollamientos que en él se apoyan.

Para generar el flujo magnético, es decir, para magnetizar el núcleo de hierro hay que gastar energía eléctrica. Dicha energía eléctrica se toma del arrollamiento de entrada.

El constante cambio de magnetización del núcleo de hierro origina pérdidas. Estas pérdidas pueden minimizarse eligiendo tipos de chapa con un bajo coeficiente de pérdidas.

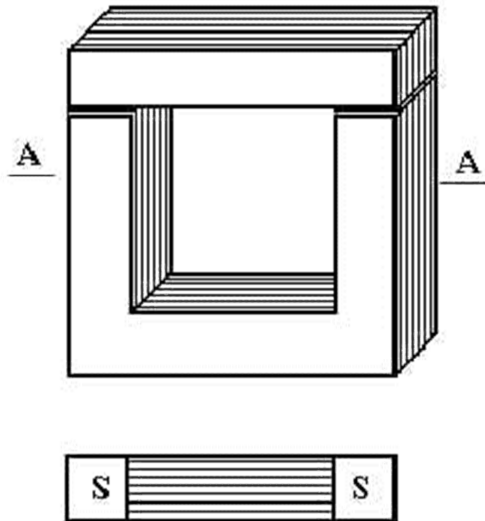
Además, como el campo magnético varía respecto al tiempo, en el hierro se originan tensiones que dan orígenes a corrientes parásitas, también llamadas de Foucault. Estas corrientes, asociadas con la resistencia óhmica del hierro, motivan pérdidas que pueden reducirse empleando chapas especialmente finas, de unos 0.3 mm de espesor, aisladas entre sí (apiladas). En cambio, en un núcleo de hierro macizo se producirían pérdidas por corrientes parásitas excesivamente grandes que motivarían altas temperaturas.

### **3.2. Tipo y Construcción de Transformadores.**

El propósito de los transformadores es convertir la potencia de c-a de un nivel de voltaje en potencia de c-a de la misma frecuencia en otro nivel de voltaje. Los transformadores se usan, para una gran variedad de propósitos (por ejemplo, muestreo de voltejes, corrientes y transformación de impedancia), para esta capítulo nos dedicaremos principalmente al transformador de potencia.

Los transformadores de potencia se construyen de cualquiera de los dos tipos de núcleos que hay. Un tipo de construcción consiste en una sencilla pieza de laminado, rectangular, con los embobinados envueltos alrededor de los lados del rectángulo, es tipo se conoce como tipo núcleo. Este tipo de núcleo se representa en la figura, indicando el corte A-1 la sección transversal que se designa con S (cm<sup>2</sup>). Este núcleo no es macizo, sino que esta formado por un paquete de chapas

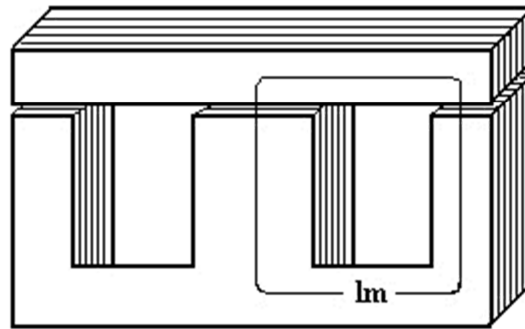
superpuestas, y aisladas eléctricamente entre sí. Para colocarlas y poder ubicar el bobinado terminado alrededor del núcleo, se construyen cortadas, colocando alternadamente una sección U con una sección I. La capa siguiente superior cambia la posición I con respecto a la U.



Construcción de Transformador Tipo Núcleo.

Otro tipo consiste en un núcleo de tres columnas, laminado, con el embobinado envuelto alrededor de la columna central, este tipo se lo conoce como tipo acorazado. Este tipo de núcleo es más perfecto, pues se reduce la dispersión, se representa en la figura, en vistas. Obsérvese que las líneas de fuerza de la parte central, alrededor de la cual se colocan las bobinas se bifurcan abajo y arriba hacia los 2 costados, de manera que todo el contorno exterior del núcleo puede tener la mitad de la parte central. Esto vale para las 2 ramas laterales como también para las 2 cabezas. Para armar el núcleo acorazado también se lo construye en trozos, unos en forma de E y otros en forma de I, y se colocan alternados, para evitar que las juntas coincidan.

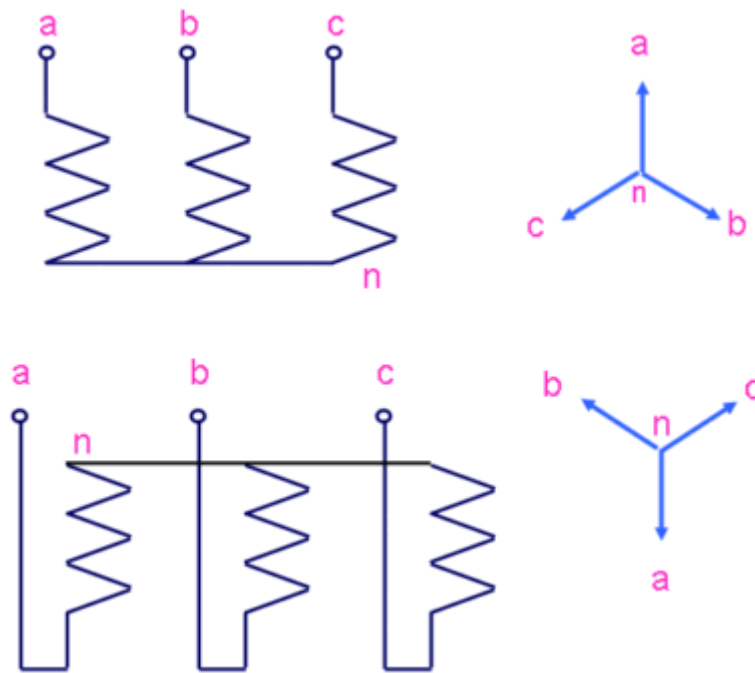




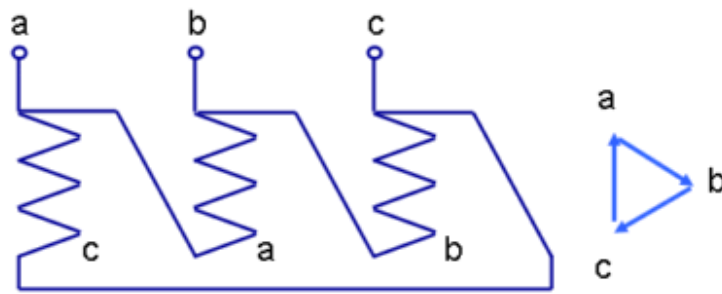
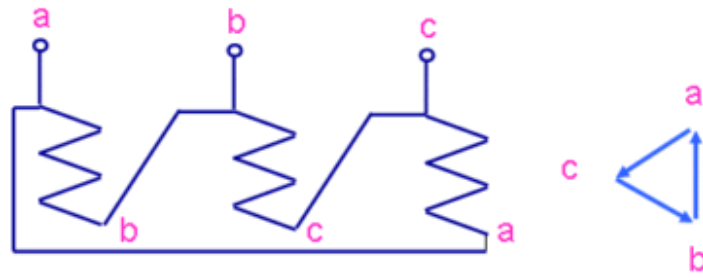
Construcción de Transformador Tipo Acorazado

### 3.3. Conexiones de Transformadores.

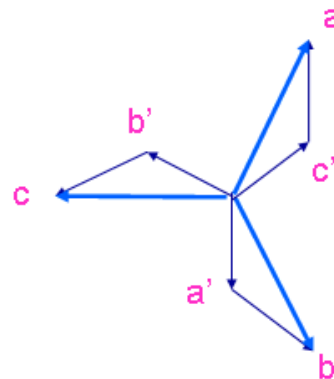
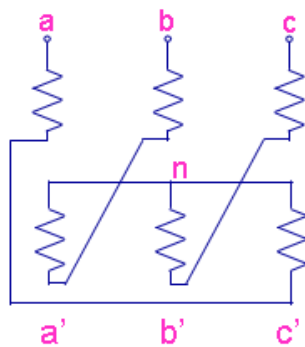
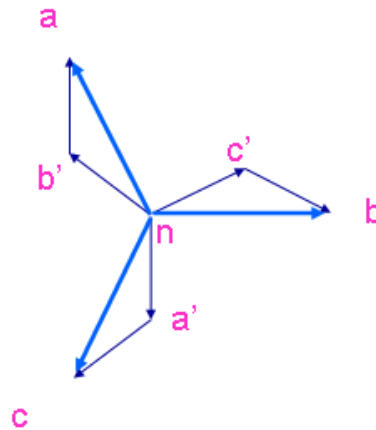
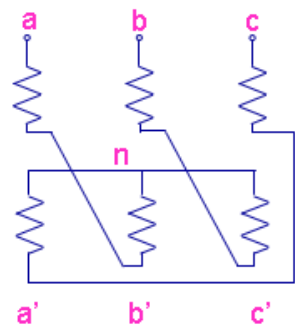
Para relacionar las tensiones y las corrientes primarias con las secundarias, no basta en los sistemas trifásicos con la relación de transformación, sino que se debe indicar los desfases relativos entre las tensiones de una misma fase entre el lado de Alta Tensión y el de Baja Tensión. Una manera de establecer estos desfases consiste en construir los diagramas fasoriales de tensiones y corrientes, conociendo: la conexión en baja y alta tensión (estrella, triángulo o zig-zag), las polaridades de los enrollados en un mismo circuito magnético o fase, y las designaciones de los bornes.



Conexiones en Estrella (Y)



Conexiones en Estrella ( $\Delta$ )

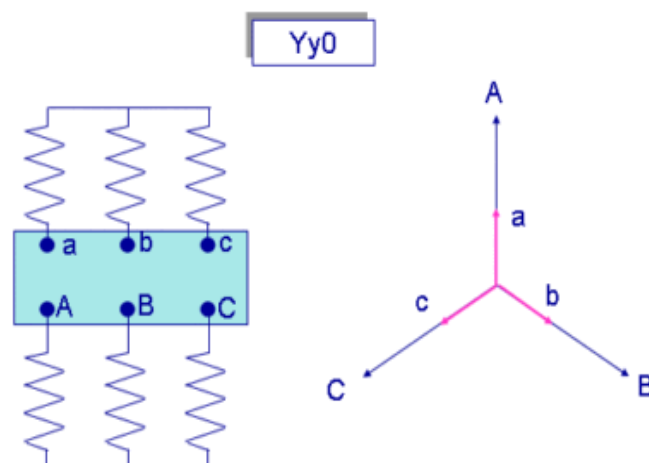


Conexiones en Zig-Zag (Z)

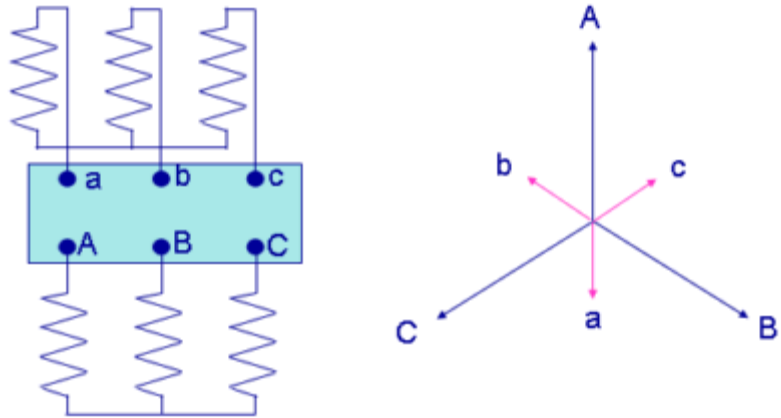
Índice horario, todos los arrollamientos montados sobre una misma columna abrazan en cada instante el mismo flujo común  $F$  y con el fin de precisar el sentido de las f.e.m. suponemos que el sentido de arrollamiento de las bobinas primarias y secundarias es el mismo. Si designamos con la misma letra los terminales homólogos en cuanto a polaridad instantánea de dos cualesquiera de estos arrollamientos montados sobre la misma columna, los vectores representativos de la f.e.m. respectivos se presentaran como se indica a continuación.

Dependiendo del tipo de conexión, entre las tensiones simples del primario y del secundario, pueden aparecer entre las tensiones simples respectivas unas determinadas diferencias de fase. Para indicar el desfase existente entre las tensiones simples, se suele utilizar el llamado índice horario (ángulo formado por la aguja grande y la pequeña de un reloj cuando marca una hora exacta), expresado en múltiplos de  $30^\circ$  (ángulo entre dos horas consecutivas,  $360^\circ/12=30^\circ$ ). El conocimiento del desfase (índice horario) es muy importante cuando se han de conectar transformadores en paralelo, dado que entonces, todos los transformadores deben tener el mismo índice horario, para evitar que puedan producirse corrientes de circulación entre los transformadores cuando se realice la conexión.

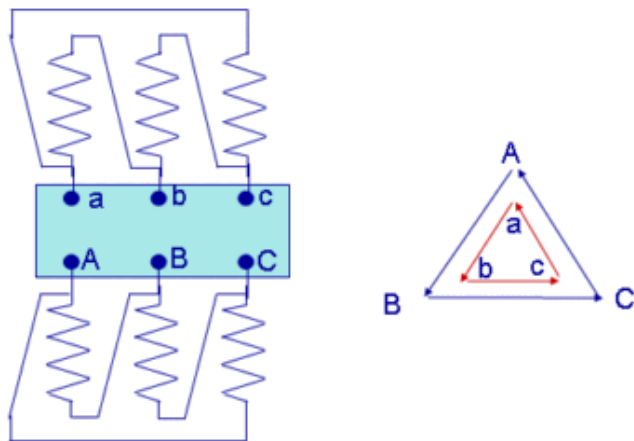
A continuación veremos algunas de las formas más frecuentes de conexión (el desfase se obtiene multiplicando el número que acompaña la denominación por 30, ejemplo: en  $Yy6$  el desfase es  $6*30=180^\circ$ ):



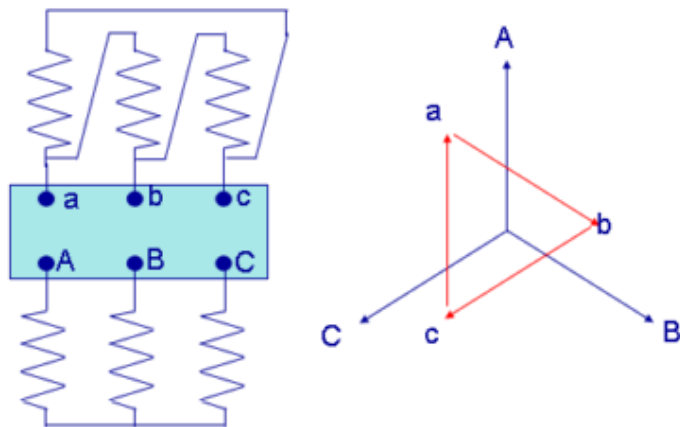
Yy6



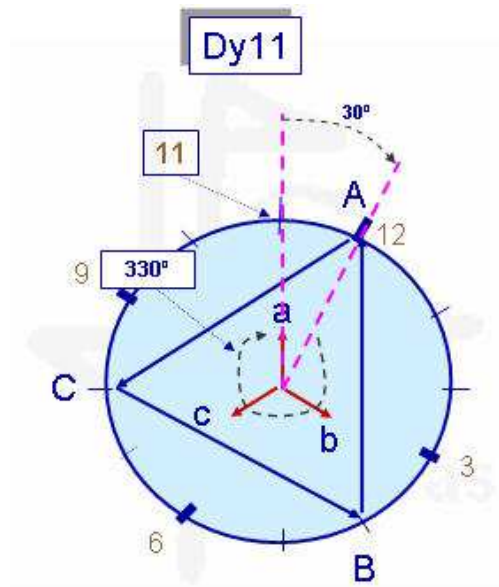
Dd0



Yd11

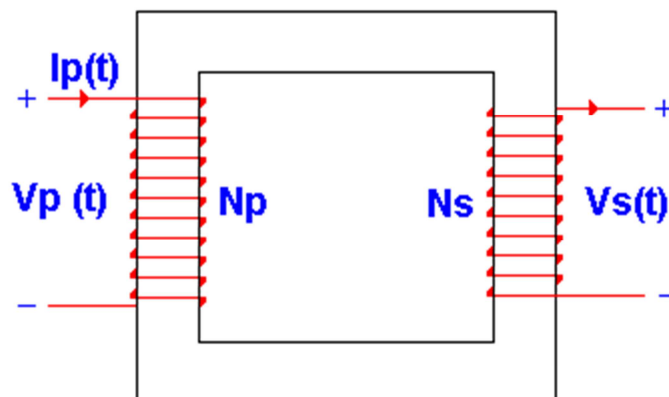


El gráfico siguiente demuestra la justificación del índice horario para esta conexión DY11.



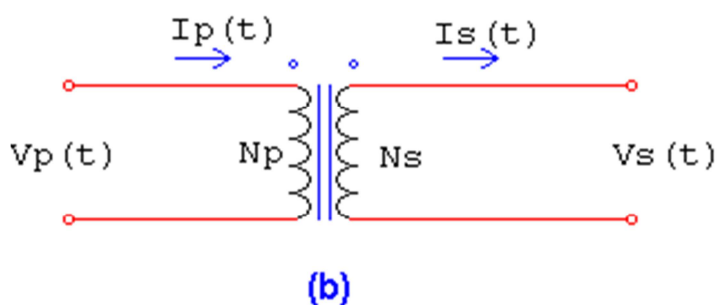
### 3.4. El Transformador Ideal.

Un transformador ideal es un artefacto sin pérdidas, con una bobina de entrada y una bobina de salida. Las relaciones entre los voltajes de entrada y de salida, y entre la corriente de entrada y de salida, se establece mediante dos ecuaciones sencillas. La figura muestra un transformador ideal



(a)

(a) Esquema de un transformador ideal.



(b) Símbolos esquemáticos de un transformador ideal.

En el transformador que se muestra en la figura tiene  $N_P$  espiras de alambre sobre su lado primario y  $N_S$  de espiras de alambre en su lado secundario. La relación entre el voltaje  $V_P(t)$  aplicado al lado primario del transformador y el voltaje  $V_S(t)$  inducido sobre su lado secundario es:

$$V_P(t) / V_S(t) = N_P / N_S = a$$

En donde  $a$  se define como la relación de espiras del transformador:

$$a = N_P / N_S$$

La relación entre la corriente  $I_P(t)$  que fluye en el lado primario del transformador y la corriente  $I_S(t)$  que fluye hacia fuera del lado secundario del transformador es:

$$N_P * I_P(t) = N_S * I_S(t)$$

$$I_P(t) / I_S(t) = 1 / a$$

En términos de cantidades fasoriales, estas ecuaciones son:

$$V_P / V_S = a$$

$$I_P / I_S = 1 / a$$

Nótese que el ángulo de la fase de  $V_P$  es el mismo que el ángulo de  $V_S$  y la fase del ángulo  $I_P$  es la misma que la fase del ángulo de  $I_S$ . La relación de espiras del transformador ideal afecta las magnitudes de los voltajes y corrientes, pero no sus ángulos.

Las ecuaciones anteriores describen la relación entre las magnitudes y los ángulos de los voltajes y las corrientes sobre los lados primarios y secundarios del

transformador, pero dejan una pregunta sin respuesta: dado que el voltaje del circuito primario es positivo en un extremo específico de la espira, ¿cuál sería la polaridad del voltaje del circuito secundario? En los transformadores reales sería posible decir la polaridad secundaria, solo si el transformador estuviera abierto y sus bobinas examinadas. Para evitar esto, los transformadores usan la convección de puntos. Los puntos que aparecen en un extremo de cada bobina en la figura muestran la polaridad del voltaje y la corriente sobre el lado secundario del transformador. La relación es como sigue:

- 1) Si el voltaje primario es positivo en el extremo punteado de la bobina con respecto al extremo no punteado, entonces el voltaje secundario será también positivo en el extremo punteado. Las polaridades de voltaje son las mismas con respecto al punteado en cada lado del núcleo.
- 2) Si la corriente primaria del transformador fluye hacia dentro del extremo punteado de la bobina primaria, la corriente secundaria fluirá hacia afuera del extremo punteado de la bobina secundaria.

La potencia suministrada al transformador por el circuito primario se expresa por medio de la ecuación

$$P_{ent} = V_P * I_P * \text{Cos}\phi$$

La potencia que el circuito secundario suministra a sus cargas se establece por la ecuación:

$$P_{sal} = V_S * I_S * \text{Cos}\phi$$

Puesto que los ángulos entre la tensión y la intensidad no se afectan en un transformador ideal, las bobinas primaria y secundaria de un transformador ideal tienen el mismo factor de potencia.

La potencia de salida de un transformador ideal es igual a su potencia de entrada. La misma relación se aplica a la potencia reactiva Q y la potencia aparente S.

$$Q_{ent} = V_P * I_P * \text{Sen}\phi = V_S * I_S * \text{Sen}\phi = Q_{sal}$$

$$S_{ent} = V_P * I_P = V_S * I_S = S_{sal}$$

La impedancia de un elemento se define como la relación fasorial entre la tensión y la intensidad que lo atraviesan:

$$Z_L = V_L / I_L$$

Una de las propiedades interesantes de un transformador es que puesto que cambia los niveles de tensión o intensidad, también cambia la relación entre la tensión y la intensidad y, por consiguiente, la impedancia aparente de un elemento.

### **3.5. Circuito Equivalente de un Transformador.**

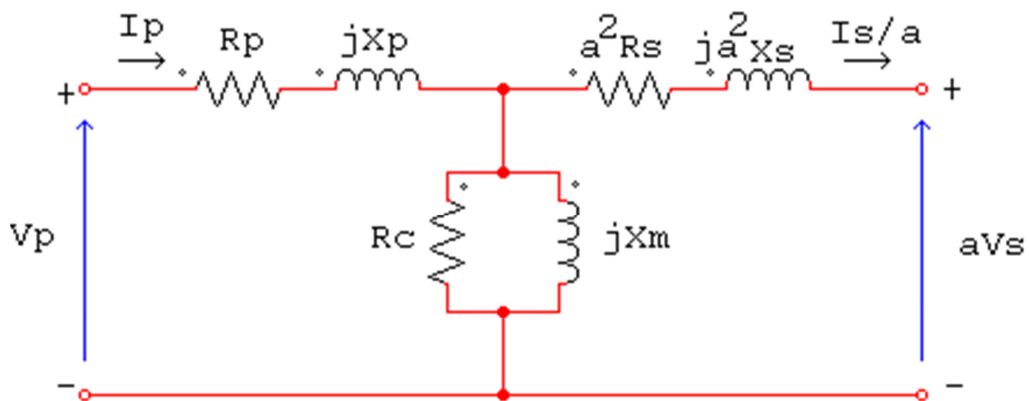
Las pérdidas que ocurren en los transformadores reales tienen que explicarse en cualquier modelo fiable de comportamiento de transformadores:

- 1) Pérdidas (FR) en el cobre. Pérdidas en el cobre son pérdidas por resistencias en las bobinas primaria y secundaria del transformador. Son proporcionales al cuadrado de la corriente de dichas bobinas.
- 2) Pérdidas de corrientes parásitas. Las pérdidas por corrientes parásitas son pérdidas por resistencia en el núcleo del transformador. Son proporcionales al cuadrado de la tensión aplicada al transformador.
- 3) Pérdidas por histéresis. Las pérdidas por histéresis están asociadas a los reajustes de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada medio ciclo. Ellos son una función compleja, no lineal, de la tensión aplicada al transformador.
- 4) Flujo de dispersión. Los flujos  $\phi_{LP}$  y  $\phi_{LS}$  que salen del núcleo y pasan solamente a través de una de las bobinas de transformador son flujos de dispersión. Estos flujos escapados producen una autoinductancia en las bobinas primaria y secundaria y los efectos de esta inductancia deben tenerse en cuenta.

Es posible construir un circuito equivalente que tenga en cuenta todas las imperfecciones principales de los transformadores reales. Cada imperfección principal se considera a su turno y su efecto se incluye en el modelo del transformador.

Aunque es posible construir un modelo exacto de un transformador, no es de mucha utilidad. Para analizar circuitos prácticos que contengan transformadores, normalmente es necesario convertir el circuito entero en un circuito equivalente, con un nivel de tensión único. Por tanto, el circuito equivalente se debe referir, bien a su lado primario o bien al secundario en la solución de problemas. La figura es el circuito equivalente del transformador referido a su lado primario

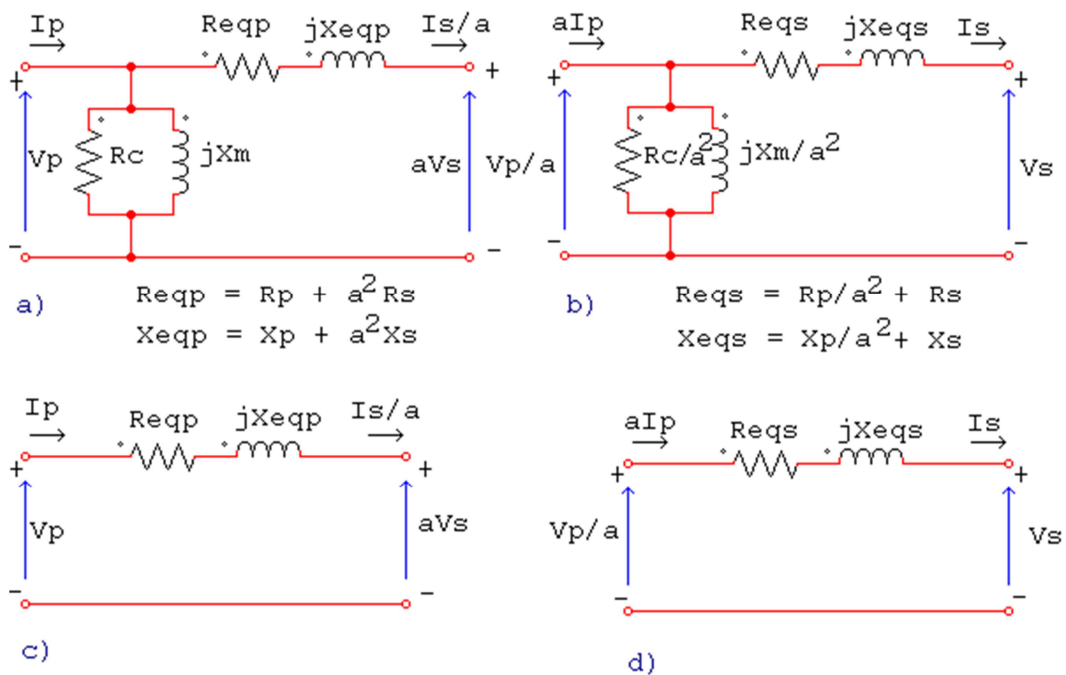




Circuito equivalente del transformador referido a su lado primario

Los modelos de transformadores, a menudo, son más complejos de lo necesario con el objeto de lograr buenos resultados en aplicaciones prácticas de ingeniería. Una de las principales quejas sobre ellos es que la rama de excitación de los modelos añade otro nodo al circuito que se esté analizando, haciendo la solución del circuito más compleja de lo necesario. La rama de excitación tiene muy poca corriente en comparación con la corriente de carga de los transformadores. De hecho, es tan pequeña que bajo circunstancias normales causa una caída completamente desechable de tensión en  $R_p$  y  $X_p$ . Como esto es cierto, se puede producir un circuito equivalente simplificado y funciona casi tan bien como el modelo original. La rama de excitación simplemente se mueve hacia la entrada del transformador y las impedancias primaria y secundaria se dejan en serie entre sí. Estas impedancias sólo se adicionan, creando los circuitos equivalentes aproximados, como se ve en las siguientes figuras (a) y (b).

En algunas aplicaciones, la rama de excitación puede desecharse totalmente sin causar ningún error serio. En estos casos, el circuito equivalente del transformador se reduce a los circuitos sencillos de las figuras (c) y (d)



### 3.6. Sistema de Medición por Unidad.

Resolver circuitos que contengan transformadores puede llegar a ser una operación absolutamente tediosa por la necesidad de trasladar a un solo nivel, todos los niveles de voltaje en los diferentes lados de los transformadores del sistema. Solamente hasta después de que este paso a dado, se puede calcular el sistema para sus voltajes y corrientes.

Es decir que el sistema de medición por unidad es la representación numérica de los valores de los parámetros eléctricos de una manera adimensional equivalente a la razón que existe entre las especificaciones reales o experimentales con las especificaciones ideales o nominales que se denominan como datos de placa o especificaciones del fabricante, dichos valores base son considerados como valores base de referencia de comparación en una gama de familia de dispositivos equipos o sistemas.

$$\text{Valor en p. u.} = \frac{\text{valor real}}{\text{valor base}} = \frac{\text{Especificaciones reales o experimentales}}{\text{Especificaciones del fabricante}}$$

Un ejemplo clásico de la aplicación de esta razón es en la simplificación de redes de potencia en las cuales no es necesaria la utilización de las unidades de medida eléctricas para los análisis de sistemas (voltios, Ohmios, etc.), por cuanto se conocen los valores en p.u., los resultados del análisis de la red serán

independientes de las especificaciones nominales de placa y por ende, si los equipos sufren cambios en sus datos de placa, solo es necesario relacionar los modelos eléctricos en por unidad que son para una amplia gama de condiciones, con los nuevos valores de base para que adquieran la unidades de medida respectivas. Por ejemplo si un transformador tiene una impedancia de 2% p.u. esto quiere decir que es el 2% del valor de la impedancia base, cuyo valor es calculado como la relación de la tensión nominal de uno de los devanados entre la Intensidad de corriente del devanado de la misma fase o como la razón de la tensión al cuadrado entre la potencia aparente, es decir, que la información es sustraída de los datos de placa. Si para el transformador anterior se especifica una tensión de 13,800 voltios y de 25 KVA, la impedancia base se calcula de la forma siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Impedancia base} &= \frac{(\text{Voltaje de fase})^2}{\text{Potencia aparente por fase}} \\ \text{Impedancia base} &= \frac{|V_{\phi} (\text{kV})|^2}{S_{1\phi} (\text{MVA})} \\ \text{Impedancia base} &= \frac{(13800)^2 \text{ Voltios}}{25000 \text{ VA}} = \frac{(13.8 \text{ kV})^2}{0.025 \text{ MVA}} = 7617.6 \Omega \end{aligned}$$

Para el caso en arreglo en banco trifásico la relación es similar, tanto para arreglo estrella como arreglo en delta:

$$\begin{aligned} \text{Impedancia base} &= \frac{(\text{Voltaje de línea base})^2}{\text{Potencia aparente trifásica}} \\ \text{Impedancia base} &= \frac{|V_{LL} (\text{kV})|^2}{S_{3\phi} (\text{MVA})} \\ \text{Impedancia base} &= \frac{((\sqrt{3}) * 13800)^2 \text{ kV}}{3 * 25000 \text{ VA}} \\ \text{Impedancia base} &= \frac{(23.9 \text{ kV})^2}{0.075 \text{ MVA}} = 7617.6 \Omega \end{aligned}$$

### 3.7. Regulación de Voltaje y Eficiencia del Transformador.

Es la relación entre voltaje sin carga y el voltaje con carga, este factor depende de los parámetros serie del transformador ReH y XeH sistema. Solamente hasta después de que este paso a dado, se puede calcular el sistema para sus voltajes y corrientes.

$$\text{Voltage regulation} = \frac{V_{\text{no load}} - V_{\text{load}}}{V_{\text{load}}}$$

La eficiencia es igual a la relación entre la potencia de entrada y la potencia de salida.

$$\eta = \frac{P_o}{P_i}$$

$$\eta = \frac{KVA_{\text{out}} \times PF}{KVA_{\text{out}} \times PF + P_{\text{core}} + P_{\text{wire}}}$$

$$\eta = \frac{P_o}{P_o + P_{\text{loss}}}$$

### 3.8. Transformadores con derivación.

Las derivaciones de un transformador permiten que puedan ajustarse en el lugar de trabajo para acomodarlo a las variaciones de voltajes locales. Sin embargo, normalmente estas derivaciones no pueden cambiarse, mientras el transformador esta bajo carga.

En ocasiones se usa un transformador en una línea de transmisión cuyo voltaje varía ampliamente bajo carga. Tales variaciones de voltaje podrían deberse a la alta impedancia de la línea entre los generadores del sistema de potencia y dicha carga particular (probablemente localizada muy lejos del campo). Cargas normales deben suministrarse, esencialmente, con voltajes constantes. ¿Cómo puede entonces una compañía de energía eléctrica suministrar voltajes regulados, por líneas de transmisión de alta impedancia, a cargas que están variando permanentemente?

Una solución a este problema es usar un transformador con derivaciones variables bajo carga (DVBC) o regulador de voltaje. Básicamente un transformador con (DVBC) es un transformador con la capacidad de cambiar las derivaciones, estando activado el flujo de potencia. El regulador de voltaje es un transformador con (DVBC) con circuitos sensores que automáticamente cambian las derivaciones para mantener el sistema de voltaje constante. Tales transformadores especiales son muy comunes en los sistemas modernos de potencia.

### 3.9. Especificación Nominal de los Transformadores y Problemas Relacionados con ella.

Los transformadores tienen cuatro valores nominales principales: potencia aparente, voltaje, corriente y frecuencia.

El voltaje nominal de un transformador cumple dos funciones: la primera es proteger el aislamiento de los devanados, de la avería causada por voltajes excesivos que se les puede aplicar. Sin embargo, esta no es la limitación principal. La segunda esta relacionada con la curva y la corriente de magnetización del transformador.

El objetivo principal de la potencia nominal aparente es que, junto con el voltaje nominal, establece el flujo de corriente a través de los devanados del transformador. El flujo de corriente es importante por que controla las pérdidas  $I^2R$  en el transformador, que a su vez controla el calentamiento de las bobinas del transformador. El calentamiento es el que resulta crítico, porque el recalentamiento de las bobinas de un transformador acorta drásticamente la vida de sus aislamientos.

También se debe considerar lo concerniente a las corrientes de irrupción, que se presentan la primera vez que un transformador se conecta a al red.

## CAPÍTULO 4

### CALIDAD DE ENERGIA.

#### 4.1. Historia de la Calidad de Energía.

En los primeros días de la utilización de la energía eléctrica, el servicio estándar eléctrico, junto con las limitaciones que lo acompañaban, era por lo general adecuado para que trabajaran la mayoría de los equipos eléctricos. Algunos de los usuarios más sensibles de aquellos días (los que tenían procesos industriales continuos) llegaron en ocasiones al extremo de asignar un puesto de “centinela de tempestades” que avisara cuando había rayos en la cercanía y parara la maquinaria hasta que pasara la tempestad. Los sistemas de protección de varillas pararrayos hicieron un trabajo adecuado de protección contra rayos en la mayoría de las circunstancias. Aunque las interrupciones eléctricas prolongadas representaban un inconveniente y llegaban a causar pérdidas económicas, la mayoría de los equipos accionados por electricidad funcionaban sin mayores problemas.

El nuevo esquema y la nueva regulación del mercado de la energía eléctrica en la gran mayoría de los países del mundo, implican un replanteamiento de la filosofía de prestación del servicio. La introducción de un ambiente de competencia y de figuras como la de los usuarios no regulados significan que la relación proveedor - usuario es mucho más exigente para las empresas prestadoras del servicio, obligándolas a incentivar en su ámbito institucional una nueva cultura de servicio.

Por otro lado, la competencia por los mercados de la energía eléctrica está haciendo cambiar las expectativas de los usuarios finales respecto a su proveedor. Además de la comodidad en precios más bajos, los usuarios comienzan a demandar un rango de servicios a la medida de sus necesidades particulares, incluyendo mejoras en la Calidad de la Energía Eléctrica. De hecho, la Calidad de la Energía Eléctrica puede ser una de las pocas formas en que el proveedor de energía eléctrica puede diferenciar un kilovatio – hora de otro, y el usuario exigente considere el cambio a un proveedor que le garantice menos cortes de servicio y señales de potencia menos contaminadas.

#### 4.2. Efectos de la Calidad de Energía en el Equipo.

Cada día se actualizan los procesos productivos mediante la utilización de Computadoras, controles locales y distribuidos, PLCs, Equipos de

Telecomunicación, Redes de Datos, etc. y estos sistemas presentan sensibilidad a los problemas de calidad de energía provocando fallas lo que representa cuantiosas pérdidas económicas, tanto en remplazo de las partes dañadas como en costos de producción.

Algunas de las consecuencias se presentan como: Bloqueos de Computadoras, fallas de PLC, Inhibición de Programas, Quema y destrucción de tarjetas, Fallas en Comunicación, Apagado de Drives son efectos comunes en las actuales instalaciones.

Mediante el desarrollo de estudios consistentes en Mediciones, levantamientos y simulaciones con software especializados es posible detectar estos problemas y proponer sus soluciones.

Los principales problemas y efectos de la calidad de energía se pueden resumir en:

- 1) Regulación de voltaje.
- 2) Distorsión armónica.
- 3) Sobrevoltajes transitorios.
- 4) Ruido de alta frecuencia.
- 5) Sistemas de puesta a Tierra.

### **4.3. Tipos de Problemas en la Calidad de Energía.**

Hay muchas causas naturales o errores humanos que pueden producir deficiencias en la Calidad: Unas son las Interferencias Electromagnéticas debidas a rayos o a las mismas características no lineales de los modernos equipos basados en microelectrónica y las otras son las interrupciones del servicio, o mejor conocidos en el lenguaje popular como apagones que pueden ser debidos a sobrecarga en las redes de distribución, animales, caídas de árboles, rayos. Los efectos son variados: desde pérdidas de alimentos congelados en un pequeño caserío o en una industria pesquera, pérdidas millonarias en un proceso de manufactura, o degradación, mal funcionamiento o falla de dispositivos, equipos o sistemas basados en microelectrónica como computadores, teléfonos, fax, televisores, equipos de comunicación, equipos de control.

A pesar del vertiginoso avance de la electrónica en las últimas décadas, la ciencia y la tecnología modernas no han logrado diseñar y construir equipos y dispositivos electrónicos que sean Compatibles Electromagnéticamente, es decir, que tengan la capacidad de operar satisfactoriamente dentro de un ambiente

electromagnético. Operar satisfactoriamente significa no interferir en otros equipos o dispositivos eléctricos o electrónicos y, en caso de ser interferido, no se degraden o fallen.

Los problemas de Calidad de la Energía Eléctrica representan altos costos para los negocios en pérdidas de productividad, daño en equipos, productos y procesos. Las interrupciones del servicio de energía eléctrica o apagones representan pérdidas anuales en dólares a los negocios. Debido a la magnitud de estas pérdidas, no es sorpresa que el mercado anual de ventas de equipos para solucionar problemas de calidad de energía eléctrica tenga un incremento dramático en los próximos años.

Adicionalmente, las instalaciones eléctricas residenciales, comerciales e industriales experimentan cientos de anomalías en la tensión, incluyendo bajas, subidas, picos y salidas de servicio. En la industria de alta tecnología (computadores, dispositivos de microelectrónica, aparatos de comunicaciones), un simple apagón puede fácilmente causar pérdidas de algunos miles de dólares o más.

#### **4.4. Estudio del Sitio previo a la Instalación de la Energía.**

El monitoreo de la calidad de energía en las primeras etapas de planeación de una planta o de la instalación de cargas sensibles, proporciona información sobre si existen o no problemas de calidad de energía. El monitoreo puede iniciar inicialmente en examinar los registros que tenga a mano la compañía de servicio eléctrico de la localidad. Estos pueden mostrar información acerca de la regulación de voltaje, los niveles de distorsión armónica, las interrupciones prolongadas y momentáneas y otros aspectos de las condiciones de estado estable y transitorias.

Las plantas que no puedan tolerar tiempo muertos por falla de energía, deben establecer un programa continuado de monitoreo de la calidad de energía, aunado a la adición de equipo necesario para el acondicionamiento de la energía. Un programa de monitoreo de la calidad de energía correctamente administrado, aumentara la oportunidad de detectar cambios en el ambiente eléctrico antes de que causen problemas de operación en el equipo.

Los registros de confiabilidad de la compañía de servicio eléctrico, proporciona información relativa a la frecuencia de las interrupciones prolongadas, los registro de interrupciones momentáneas pueden ser vitales al determinar la necesidad de



cierto acondicionamiento de la energía, sin embargo aun cuando parezcan aceptables los registros de la compañía de servicio eléctrico público, esas condiciones pueden no continuar. Los incrementos de carga, la falla inesperada de equipos, las tempestades, los accidentes de vehículos y demás eventos que están fuera de control de la compañía habrán de afectar la calidad de energía eléctrica en el punto de entrega.

#### **4.5. Diseño de Sistema Eléctrico.**

La eliminación completa de todas de las perturbaciones de la energía es imposible, excepto en condiciones controladas de laboratorio. El diseño de un sistema eléctrico que proporcione una compensación entre el suministro eléctrico no acondicionado y el equipo sensible reconoce las condiciones del mundo real.

El tiempo óptimo para la plantación de la calidad de la energía es durante el diseño de construcción; los reajustes son a menudo costosos o imprácticos. El equipo de acondicionamiento de la energía puede requerir de espacio de piso dedicado o de cuartos especiales. Los generadores de emergencia requieren de tanques de combustible, que plantean consideraciones ambientales, muchos tipos de acondicionamiento de energía producen calor, el cual puede requerir de acondicionamiento de aire o ventilación adicionales. El equipo especial o grande o pesado puede requerir de reforzamiento de los pisos o de planeación especial para su instalación y remoción.

Las cargas sensibles no deben energizarse de los mismos circuitos que las cargas inductivas grandes y de interrupción frecuente. Sin embargo las cargas continuas de motores ayudan a proporcionar cierto efecto de arrastre durante los atrasos de voltaje y las interrupciones momentáneas. Los campos magnéticos evanescentes y la fuerza contraelectromotriz de los motores proporcionan acción de generador en un plazo breve. La compañía de servicio imponen multas por factor de potencia bajo, aplicando capacitores a las cargas inductivas del circuito se obtiene corriente reactiva en adelanto y se corrige el factor de potencia bajo. Sin embargo, los capacitores para corrección del factor de potencia en el ambiente eléctrico, pueden causar más daños que los que resuelve, excepto que sean aplicados correctamente.

## CAPÍTULO 5

### EQUIPOS DE SINCRONIZACION COMAP

#### 5.1. Características Generales del Equipo.



Los controladores de la familia NT son controladores universales contra la caída de la red (AMF AntiMains Failure) para grupos solos y grupos múltiples que trabajan en el modo de emergencia o en paralelo. El sincronizador, el repartidor de carga isocrono y las protecciones del alternador y de la red permiten una única solución integral para los grupos electrógenos de emergencia y en paralelo entre varios grupos.

Los controladores de la familia NT están equipados con una pantalla de alto rendimiento que muestra iconos, símbolos y diagramas de columnas para la operación intuitiva, que hacen posible, junto con la alta funcionalidad, los nuevos estándares de control de los grupos electrógenos.

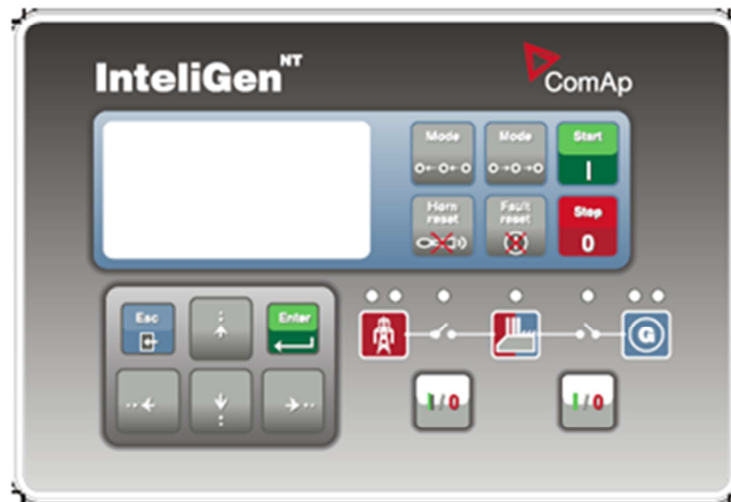
El controlador pone automáticamente en marcha los grupos electrógenos, cierra el interruptor de grupo cuando se cumplen todas las condiciones y luego detiene el motor por medio de una señal externa o por la presión de los botones.

Se puede lograr el funcionamiento en paralelo a la red principal sin maquinaria adicional. Algunas de las funciones principales existentes son la sincronización hacia adelante e inversa, la protección de la red eléctrica principal incluido el cambio de vector, el control de carga y factor de potencia, la protección de conexión a tierra. Compatibilidad de interconexión con sincronizadores y repartidores de carga externos.

La característica más importante de los controladores de la familia NT es su fácil utilización e instalación. Están disponibles las configuraciones definidas previamente para las aplicaciones típicas e igualmente para las aplicaciones especiales definidas por el usuario.

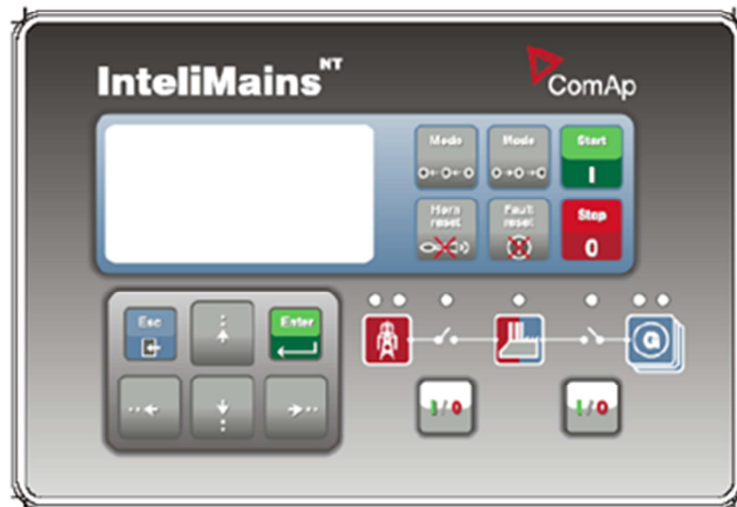
### InteliGen NT controller

InteliGen controller types	IG-NT, IG-NTC
InteliGen – Remote Display	IG-DISPLAY
Available for applications	SPI, SPTM, MINT, COX, Combil



### InteliMains NT controller

InteliMains controller types	IM-NT
InteliMains – Remote Display	IG-DISPLAY
Available for applications	MCB, MGCB, BTB



Las aplicaciones predefinidas que existen son cuatro: SPI, SPtM, MINT, COX.

SPI	Aplicación de funcionamiento aislado de un solo grupo en paralelo ( <i>Single Parallel Island</i> ): para grupos electrógenos instalados solos en paralelo a la red o en funcionamiento aislado; adecuado para la aplicación CHP; sin control de MCB
SPtM	Aplicación de funcionamiento de un solo grupo paralelo a la red ( <i>Single Parallel to Mains</i> ): para grupos electrógenos instalados solos en paralelo a la red o en funcionamiento aislado, con apoyo AMF; controlado tanto por el MCB como por el GCB
MINT	Aplicación múltiple con circuitos cerrados internos ( <i>Multiple application with INTERNAL control loops</i> ): para múltiples grupos electrógenos en funcionamiento en paralelo aislados o en paralelo a la red principal; repartición de carga y repartición de VAR controlado internamente; PMS disponible
COX	Aplicación especial para COoperar con un sistema de control supervisor eXterno, p. ej. un PLC. Se elimina o reduce la mayoría de las secuencias de control internas, todas las acciones principales (sincronización, tipo de control de carga) se inician mediante entradas binarias al controlador NT.

Incluyen las siguientes secciones:

- Descripción de los modos (OFF, MAN, AUT, ...)
- Descripción de las funciones (p. ej. pérdida de carga, secuencia (gestión de energía), secuencias arranque/parada)
- Protecciones y manejo de las alarmas
- Estados de funcionamiento del grupo electrógeno
- Entradas y salidas
- Puntos de ajuste
- Lista de abreviaturas

## 5.2 Ventajas del Equipo

Descripción de modos y funciones, existen cuatro modos de funcionamiento del grupo electrógeno: OFF, MAN, AUT, TEST en la aplicación SPtM. Existen tres modos de funcionamiento del grupo electrógeno: OFF, MAN, AUT en las aplicaciones SPI, COX y MINT. Para seleccionar el modo de funcionamiento utilice MODE → o ← MODE.

### Modo OFF (APAGADO)

- No es posible arrancar el grupo electrógeno. Las salidas STARTER (ARRANCADOR), GCB CLOSE/OPEN (CONECTAR / DESCONECTAR GCB) y FUEL SOLENOID (SOLENOIDE DECOMBUSTIBLE) no están activas.
- No hay ninguna reacción si se presionan los botones START (ARRANCAR), STOP (PARAR), GCB ON/OFF (GCB ENCENDIDO / APAGADO).
- El comportamiento del MCB depende de la Configuración de AMF: MCB se conecta en el punto de ajuste: MAINSFAIL (FALLO RED ELÉCTR.): si hay un corte de la corriente, el MCB se desconecta. Cuando vuelve la electricidad, el MCB se conecta con atraso al conectar el MCB.
- GEN RUNNING (GRUPO EN FUNC.): si hay un corte de la corriente, el MCB se mantiene conectado hasta que el grupo electrógeno arranca y produce tensión dentro de los límites.

### Modo MAN (MANUAL)

- 1) Presione START para arrancar el grupo electrógeno.
- 2) Cuando la tensión del generador esté dentro de sus límites (ajustada en el grupo de puntos de ajuste de Protecciones del generador), se enciende el diodo luminoso verde del GCB situado en el panel anterior.
- 3) Pulse GCB ON/OFF (GCB ENCENDIDO / APAGADO) para conectar el GCB. Si la tensión del generador está fuera de sus límites, el controlador no responde a GCB N/OFF. a) Si el controlador detecta el bus inactivo, conecta inmediatamente la salida BOPEN/CLOSE (DESCONECTAR / CONECTAR GCB). b) Si el controlador detecta tensión en el bus, se inicia la sincronización.
- 4) Para parar el motor presione STOP.
  - a) el controlador descarga el grupo electrógeno, desconecta GCB CLOSE/OPEN. La descarga está activa solamente cuando la entrada binaria de retroalimentación de MCB está desconectada u

otro grupo está conectado al bus. En cualquier otro caso el GCB CLOSE/OPEN se desconecta inmediatamente.

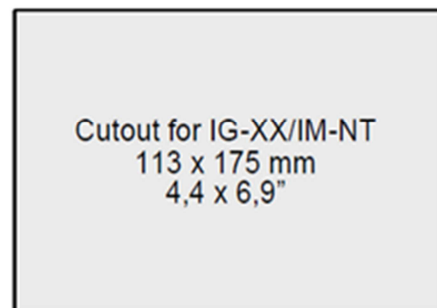
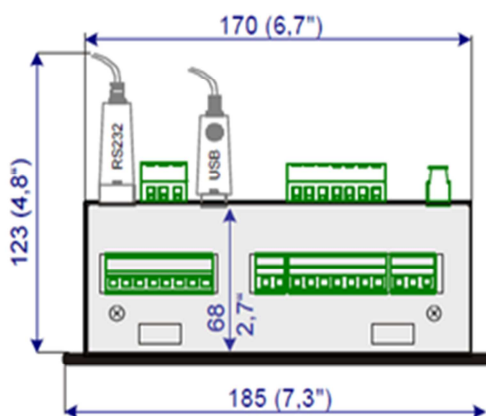
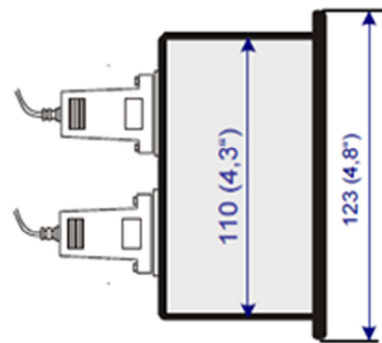
b) Se enfría y se detiene el grupo electrógeno

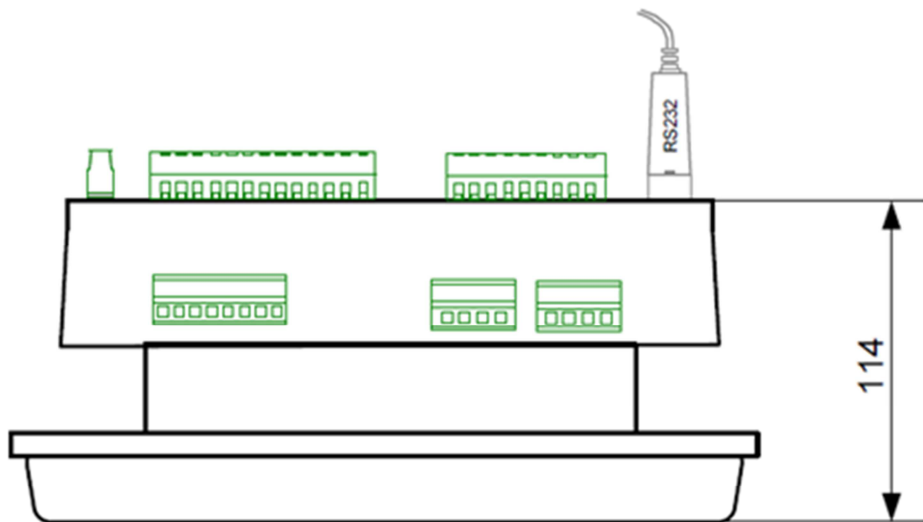
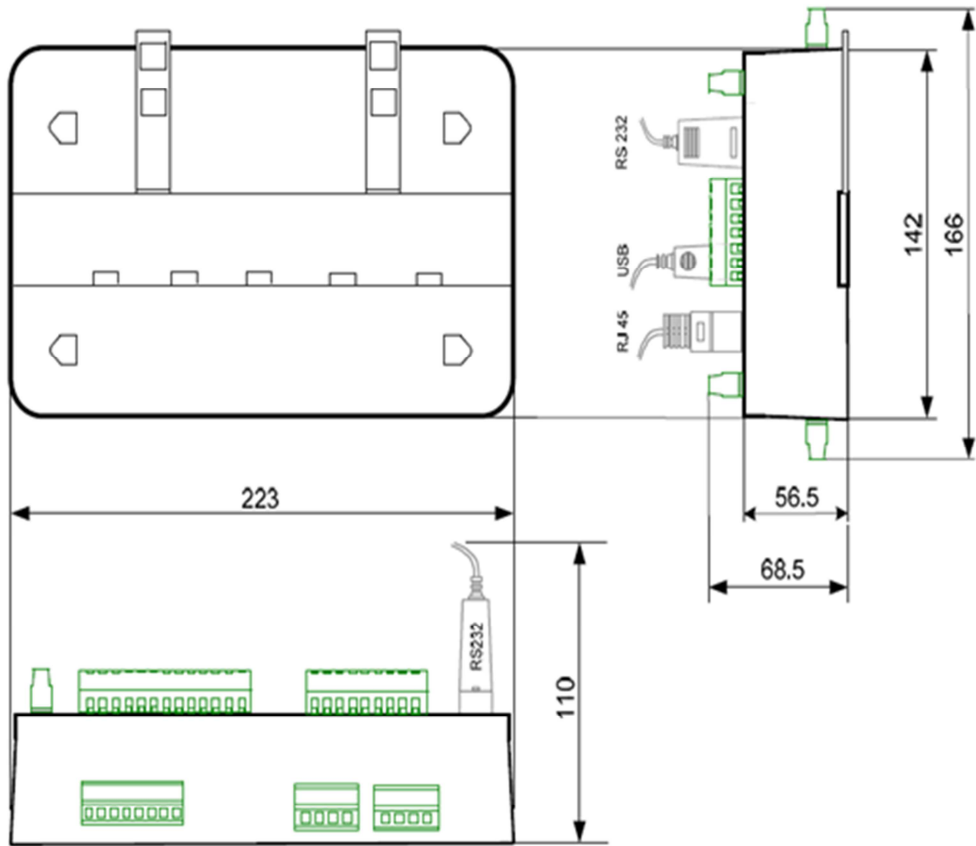
### Modo AUT (AUTOMÁTICO)

El grupo electrógeno se controla usando como base las señales externas (Arranque/parada rem, Arranque /parada sis) o condiciones externas (AMF, recorte de picos, sistema de secuencia, ...).

Dimensiones de los módulos:

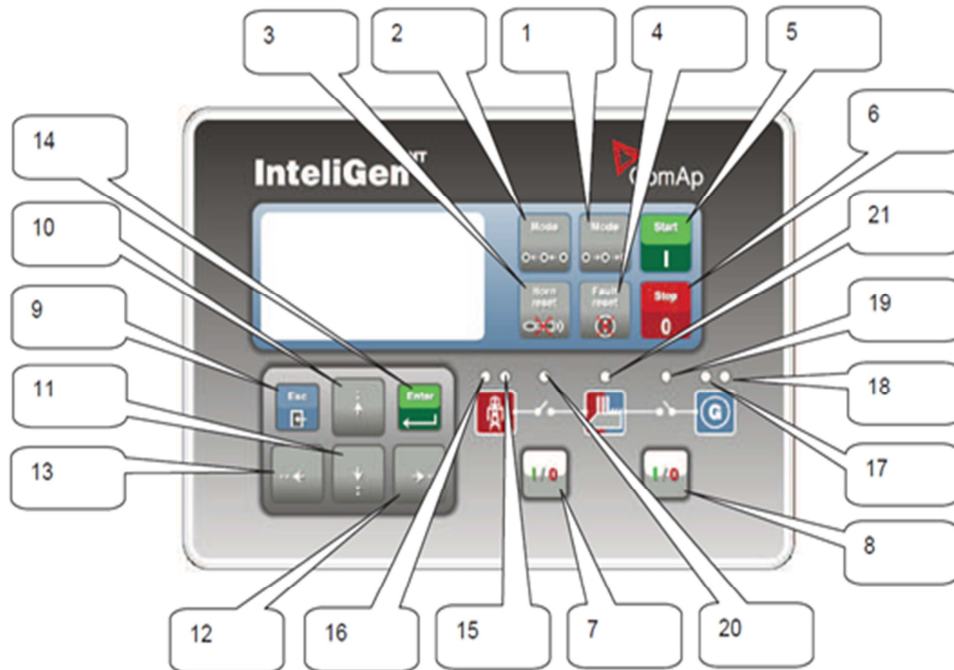
### INTELIGEN NT





### 5.3 Configuraciones Generales.

#### INTERFAZ DEL OPERADOR



- 1) MODO DERECHA. Utilice este botón para cambiar el modo. El botón funciona solamente si la pantalla principal se muestra con el indicador actual del modo seleccionado.
- 2) MODO IZQUIERDA. Utilice este botón para cambiar el modo. El botón funciona solamente si la pantalla principal se muestra con el indicador actual del modo seleccionado.
- 3) REAJUSTE DE LA ALARMA SONORA. Utilice este botón para desactivar el sonido de la bocina sin reconocer las alarmas.
- 4) REAJUSTE DE FALLO. Utilice este botón para reconocer las alarmas y desactivar el sonido de la bocina. Las alarmas inactivas desaparecerán inmediatamente y el estado de las alarmas activas se habrán cambiado a “confirmado” (confirmed) con lo que desaparecerá tan pronto como desaparezca el motivo por el que suenan. Aprenda mas sobre las alarmas en el Manual de Referencia en el capítulo de Gestión de alarmas.



- 5) **ARRANQUE.** Funciona en modo MAN solamente. Presione este botón para iniciar la secuencia de arranque del motor. Consulte la Guía de referencia en el capítulo de arranque del motor para obtener mas información acerca del inicio de la secuencia.
- 6) **PARADA.** Funciona en modo MAN solamente. Presione este botón para iniciar la secuencia de parada del grupo electrógeno. Pulsando repetidas veces o manteniendo pulsado el botón durante mas de 2 segundos, cancelara la fase actual de la secuencia de parada (por ejemplo la rampa de apagado o enfriamiento) y se continuara con la siguiente fase. Consulte la Guía de Referencia – “enfriamiento y parada del motor” para obtener mas información acerca de la secuencia de detención.
- 7) **MCB (MCB Encendido / Apagado).** Funciona solamente en modo MAN (manual) y en modo TEST (de prueba). Pulse este botón para abrir o cerrar el MCB o iniciar manualmente la sincronización inversa. MCB (Maine Circuit Breaker): Interruptor de la red eléctrica principal.
- 8) **GCB (GCB Encendido/Apagado).** Funciona solamente en modo MAN (manual) y modo TEST (de prueba). Pulse este botón para abrir o cerrar el GCB o iniciar la sincronización manualmente. Tenga en cuenta que ciertas condiciones deben ser validas, de lo contrario, responde al cierre del GCB a partir de lo cual la sincronización se bloqueara. Consulte la Guía de Referencia en el capítulo de carga para más detalles GCB (Generator Circuit Breaker): Interruptor del generador.
- 9) **EXIT.** Utilice este botón para finalizar configuración.
- 10) **ARRIBA.** Utilice este botón para moverse hacia arriba o para aumentar un valor.
- 11) **ABAJO.** Utilice este botón para moverse hacia abajo o para reducir un valor.
- 12) **DERECHA.** Utilice este botón para moverse hacia la derecha.
- 13) **IZQUIERDA.** Utilice este botón para moverse hacia la izquierda.

- 14) INTRO. Utilice este botón para finalizar la edición de un punto de ajuste o para moverse a la derecha en la página de historia.
- 15) Fallo en la red. Este indicador de color rojo comienza a parpadear cuando se detecta una falla en la red de alimentación principal y una vez que se ha arrancado el grupo electrógeno y esta conectado a la carga, este indicador se ilumina permanentemente hasta que el fallo de la red eléctrica desaparece.
- 16) Presencia de tensión en la red eléctrica principal. OK. Este indicador se enciende en verde si la red principal esta presente y dentro de sus límites. Consulte la Guía de Referencia en el capítulo función AMF para obtener mas detalles acerca de la evaluación de la red.
- 17) Presencia de Tensión en el Grupo electrógeno OK. El indicador verde esta encendido si la tensión del generador y la frecuencia se encuentra dentro de los límites.
- 18) Alarma General. Este indicador rojo se enciende si al menos una alarma está presente en la lista de alarmas. Esta parpadea si una nueva alarma ha aparecido y que aún no se ha reconocido.
- 19) Posición GCB. Este indicador verde parpadea si la sincronización está actualmente en curso, de lo contrario, muestra el estado actual del interruptor de acuerdo con la entrada de retroalimentación.
- 20) Posición MCB. Este indicador verde parpadea si la sincronización está actualmente en curso, de lo contrario muestra el estado actual del interruptor de acuerdo con la entrada de retroalimentación.
- 21) Bus de baja tensión (Bus under voltage). Este indicador verde muestra si el bus está dentro de los límites o no.

Funcionamiento del modulo:

¿Cómo se selecciona el modo de funcionamiento del grupo electrógeno?

Para la selección del modo de funcionamiento del grupo electrógeno OFF – MAN – SEM – AUT –TEST utilice MODE → o ← MODE. No es posible ir directamente de OFF a AUT o a TEST.

¿Cómo se ve la lista de alarmas?

1. Seleccione el elemento de menú ALARMLIST y pulse ENTER o ← en las pantallas de mediciones para ir directamente a la lista de alarmas.

¿Cómo se ven los valores ES?

1. Seleccione el elemento MEASUREMENT IO (MEDICIÓN ES) y pulse ENTER. 2. Utilice ↑ y ↓ para seleccionar la pantalla que contiene los datos solicitados

¿Cómo se visualizan y editan los puntos de ajuste?

1. Seleccione el elemento SETPOINTS (puntos de ajuste) y pulse ENTER.  
 2. Utilice ↑ o ↓ para seleccionar el grupo de puntos de ajuste solicitado.  
 3. Presione ENTER para confirmar.  
 4. Utilice ↑ o ↓ para seleccionar el punto de ajuste requerido.  
 5. Los puntos de ajuste marcados con  están protegidos por contraseña.  
 6. Presione ENTER para editar.  
 7. Utilice ↑ o ↓ para modificar el punto de ajuste. Si se presionan ↑ o ↓ durante 2 segundos, se activan las funciones autorrepetición y aumento de velocidad. Use ← o → para cambiar el valor de ajuste en el 5% de su alcance.  
 8. Pulse ENTER para confirmar o ESC para salir sin realizar cambios.  
 9. Pulse ESC para salir del grupo de puntos de ajuste seleccionado.

¿Cómo se visualizan y editan los puntos de ajuste?

1. Seleccione el elemento SETPOINTS (puntos de ajuste) y pulse ENTER. 2. Utilice ↑ o ↓ para seleccionar el grupo de puntos de ajuste solicitado.  
 3. Presione ENTER para confirmar.  
 4. Utilice ↑ o ↓ para seleccionar el punto de ajuste requerido.  
 5. Los puntos de ajuste marcados con  están protegidos por contraseña.  
 6. Presione ENTER para editar.  
 7. Utilice ↑ o ↓ para modificar el punto de ajuste. Si se presionan ↑ o ↓ durante 2 segundos, se activan las funciones autorrepetición y aumento de velocidad. Use ← o → para cambiar el valor de ajuste en el 5% de su alcance.  
 8. Pulse ENTER para confirmar o ESC para salir sin realizar cambios.  
 9. Pulse ESC para salir del grupo de puntos de ajuste seleccionado

¿Cómo se visualiza el menú del HISTORIAL?

1. Seleccione el elemento HISTORY (historial) y pulse ENTER. 2. Utilice ↑ o ↓ para seleccionar el registro solicitado.  
 3. Use → o ← para seguir el ciclo hacia adelante/atrás por las columnas del registro.  
 4. Pulse ± para seguir el ciclo por las pantallas completas de columnas/filas.

¿Cómo se cambia la contraseña?

1. Seleccione el elemento USERS/PASSWORD (usuarios/contraseña) y pulse ENTER.
2. Utilice ↑ o ↓ para seleccionar el usuario.
3. Presione ENTER para confirmar.
4. Seleccione Change Password (cambio de contraseña) y pulse ENTER
5. Use ↑ , ↓ , ← o → para fijar la nueva contraseña6. Pulse ENTER para confirmar la contraseña

¿Cómo se selecciona el idioma?

1. Seleccione el elemento LANGUAGE (idioma), si no está ya seleccionado, y pulse ENTER
2. Utilice ↑ o ↓ para seleccionar el idioma solicitado.
3. Presione ENTER para confirmar.

¿Cómo se cambia el contraste de la pantalla?

Pulse y mantenga pulsado ENTER y utilice ↑ o ↓ para ajustar el mejor contraste de pantalla.

¿Cómo se muestra la pantalla de conexión del IG-Display?

Pulse el botón ↑ cuando en pantalla INFO para ver la información de la versión de hardware y otros atributos del IG-Display, y también la condición de comunicación con el controlador básico.

¿Cómo se cambia la intensidad de la retroiluminación de la pantalla?

Mantenga ENTER pulsado y pulse el botón ESC. En la pantalla se puede ver durante 10 segundos la pantalla de información (INFO) del controlador. Estando en la pantalla INFO, pulse y mantenga pulsado ENTER y utilice ↑ o ↓ para ajustar la mejor retroiluminación de la pantalla. La intensidad de la retroiluminación está ajustada para uno o dos modos, dependiendo de la actividad de la entrada binaria configurable Alt brightness (IG-NT/EE y modificaciones). Para los módulos de pantalla IG e IS, esta entrada binaria está situada en el conector de energía y su función es fija (no configurable).La pantalla IS que tiene la dirección 1 lee la entrada analógica LCD brightness de IS-NT-BB y cambia en consecuencia la intensidad de retroiluminación de la pantalla dentro del margen 0-100%

¿Cómo se encuentran las alarmas activas?

Seleccione el elemento «lista de alarmas» y pulse ENTER o pulse ← en el menú MEASUREMENTIO (MEDICIÓN ES) o MEASUREMENT CU (MEDICIÓN CU). Las alarmas invertidas aún están activas. Las alarmas no invertidas no están activas pero aún no han sido confirmadas. Pulse FAULT RESET (REAJUSTE DE FALLO) para aceptar todas las alarmas (la marca del asterisco desaparece cuando se acepta una alarma mediante FAULT RESET). Las alarmas no activas desaparecen inmediatamente de la lista.

¿Cuándo usar el botón GCB ON/OFF (ENCENDIDO/APAGADO)?

El botón está desactivado en el modo automático (AUT). En los modos MAN y TEST está habilitado pero, antes de conectar el disyuntor, la tensión y la frecuencia del generador deben estar dentro de los límites. El controlador tiene una protección interna para evitar la conexión del disyuntor sin sincronización. El controlador reconoce automáticamente:

- Si hay tensión en la red principal / bus y se deberá sincronizar el grupo electrógeno antes desconectar el GCB.
- O si no hay tensión en el bus y se puede conectar el GCB sin sincronización.

¿Cuándo usar el botón MCB ON/OFF (ENCENDIDO/APAGADO)?

El botón está desactivado en el modo automático (AUT). Use este botón en los modos MAN o TEST para conectar o desconectar el MCB.

!!!Tenga cuidado al hacerlo porque podría desconectar la carga de la red eléctrica principal!!!

Enter Password (introducir contraseña)

La contraseña es un número de cinco dígitos (0 - 65535). Sólo pueden modificarse los puntos de ajuste asociados con el nivel de la contraseña introducida. Use ↑ o ↓ para seleccionar la contraseña deseada y después pulse ENTER. Use o → para cambiar el valor en el 5% del alcance.

Lista de Abreviaturas:

AMF: Fallo automático de la red principal (Auto Mains Failure , el controlador arranca automáticamente en caso de fallo de la red eléctrica principal)

AI: Entrada analógica (Analog Input ).

AO: Salida analógica (Analog Output ).

ATS: Conmutador de transferencia automática (Automatic Transfer Switch , conmuta la carga al busque recibe realmente la alimentación [desde la red principal o los generadores).

AVR: Regulador automático de tensión (Automatic Voltage Regulator ).

BI: Entrada binaria (Binary Input ).

BO: Salida binaria (Binary Output ).

BOC: Tipo de protección de desconexión de disyuntor y enfriamiento (Breaker Open & Cool-down , vea al manual de la aplicación para más detalles).

BTB: Disyuntor de interconexión de bus (Bus-Tie Breaker ).

CAN:1 Bus CAN para conectar módulos de extensión (p. ej. IGS-PTM, IS-BIN8/16, IS-AIN8, I-AOUT8,I-CB, IGL-RA15).

CAN2: Bus CAN para la comunicación entre controladores (en aplicaciones múltiples) y el monitoreo (conexión de I-LB, IG-IB).

COX: Aplicación para sistemas complejos (Complex Systems ) en que las acciones son realizadas por un PLC y el controlador simplemente obedece órdenes => necesita un controlador externo(external driver , cox).

ESF: Archivo específico del motor (Engine Specific File ).

FMI: Identificador del modo de fallo (Failure Mode Identifier).

GC: Caracteres gráficos (Graphical Characters ), opción de compatibilidad con un idioma gráfico»

GCB: Disyuntor del generador (Generator Circuit Breaker ).

CHP: Potencia y calor combinado (Combined Heat & Power), aplicación de cogeneración, por lo general con motor de gas I.

AOUT8: Módulo de extensión dotado de 8 salidas analógicas (AO).

I-CB: Puente de comunicación (Communication Bridge ) que sirve de interfaz entre los controladores IS, IG/IS-NT, ID y la unidad de control de energía del motor no estándar.

iG-AVRi: Interfaz de regulador automático de tensión.

IGIG-EE: InteliGen para motores electrónicos (Electronic Engines). Maquinaria optimizada para su conexión a un motor equipado con unidad de control de energía.

IG-EEC: Controlador InteliGen EE con posibilidades de comunicación extendidas y margen de detección conmutable de corrientes y tensiones de CA.

IG-IB: Puente de Internet IG (IG Internet Bridge), para la comunicación por Internet/Ethernet  
IGL-RA15 Panel de indicación con LED que señalan el estado de 15 salidas binarias (BO).

IG-NT: Controlador de grupo electrógeno de nueva tecnología InteliGen (InteliGen New Technology).

IG-NTC: Controlador InteliGen NT con posibilidades de comunicación extendidas y margen de detección conmutable de corrientes y tensiones de CA.

IGS-NT-LSM+PMS: Donde para IG-XX y IS-NT que permite PMS y circuitos cerrados de repartición de carga.

IGS-PTM: Módulo de extensión con 8 BI/BO, 4 AI y 1 AOI-LB Puente local (Local Bridge) para el control y monitoreo de varios grupos electrógenos de forma directa y por módem.

IM-NT: Controlador de supervisión de red eléctrica principal de nueva tecnología InteliMains (InteliMains New Technology); el mismo controlador con una configuración de software diferente puede funcionar como sincronizador de interconexión de bus.

I-RB: Placa de relé (Relay Board).

IS-AIN8: Módulo de extensión dotado de 8 entradas analógicas (AI).

IS-BIN8/16: Módulo de extensión dotado de 8 BO y 16 BI.

IS-NT: Controlador de grupo electrógeno de nueva tecnología InteliSys (InteliSys New Technology).

IS-NT-BB: Caja básica de nueva tecnología InteliSys (InteliSys New Technology Basic Box), sin pantalla.

KWP2000: Protocolo de clave (Key Word Protocol) de la unidad Scania S6 (para diagnóstico de motor).

LS: Repartición de carga (Load Sharing ), línea analógica de repartición de carga para interconectar los grupos electrógenos de la instalación (para múltiples grupos en paralelo aislados y en paralelo a la red principal); los controladores IG/IS-NT usan repartición de carga digital a través de bus CAN2.

LSM: Módulo de repartición de carga (Load Sharing Module)

LT: Opción de modificación de la temperatura baja (Low Temperature ); pantalla equipada con lámina de calentamiento.

MCB: Disyuntor de la red eléctrica principal (Mains Circuit Breaker)

MGCB: Disyuntor del generador principal (Master Generator Circuit Breaker ), usado a veces con múltiples grupos electrógenos en funcionamiento en paralelo aislados o en paralelo a la red principal

MINT: Aplicación múltiple con circuitos cerrados internos (Multiple application with INTERNAL control loops): para múltiples grupos electrógenos en funcionamiento en paralelo aislados o en paralelo a la red principal; repartición de carga y repartición de VAR controlado internamente; PMS disponible.

MP: Protección de la red eléctrica principal (Mains protection).

NPU: Relé de protección de la red eléctrica principal (protecciones de tensión, frecuencia y cambio de vector).

OC: Contador de sucesos (Occurrence Count ); número de fallos ocurridos transmitido en el cuadro diagnóstico de la unidad de control de energía).



OfL: Tipo de protección de carga fuera (Off load ); vea el manual de la aplicación para más detalles.

PGN: Número del grupo de parámetros (Parameter Group Number , remítase a SAE J1939-7).

PMS: Sistema de secuencia (Power Management System ); garantiza la optimización de los grupos electrógenos en funcionamiento en una instalación de múltiples grupos electrógenos; se basa en la reserva rodante de kW / kVA o en la carga relativa (%); el sistema sin maestro garantiza una gran fiabilidad.

SHAIN: Módulo de entrada análoga (virtual) compartida [Shared (virtual) Analog INput]

SHAOUT: Módulo de salida análoga (virtual) compartida [Shared (virtual) Analog OUTput]

SHBIN: Módulo de entrada binaria (virtual) compartida [SHared (virtual) Binary INput]

SHBOUT: Módulo de salida binaria (virtual) compartida [SHared (virtual) Binary OUTput]

SPI: Aplicación de funcionamiento aislado de un solo grupo en paralelo (Single Parallel Island) :para grupos electrógenos instalados solos en paralelo a la red o en funcionamiento aislado; adecuado para la aplicación CHP; sin control de MCB

SPM: Aplicación de único recurso principal (Single Prime Mover), para un solo grupo electrógeno sin red eléctrica principal

SPN: Número de parámetro sospechoso (Suspect Parameter Number , remítase a SAE J1939-71)

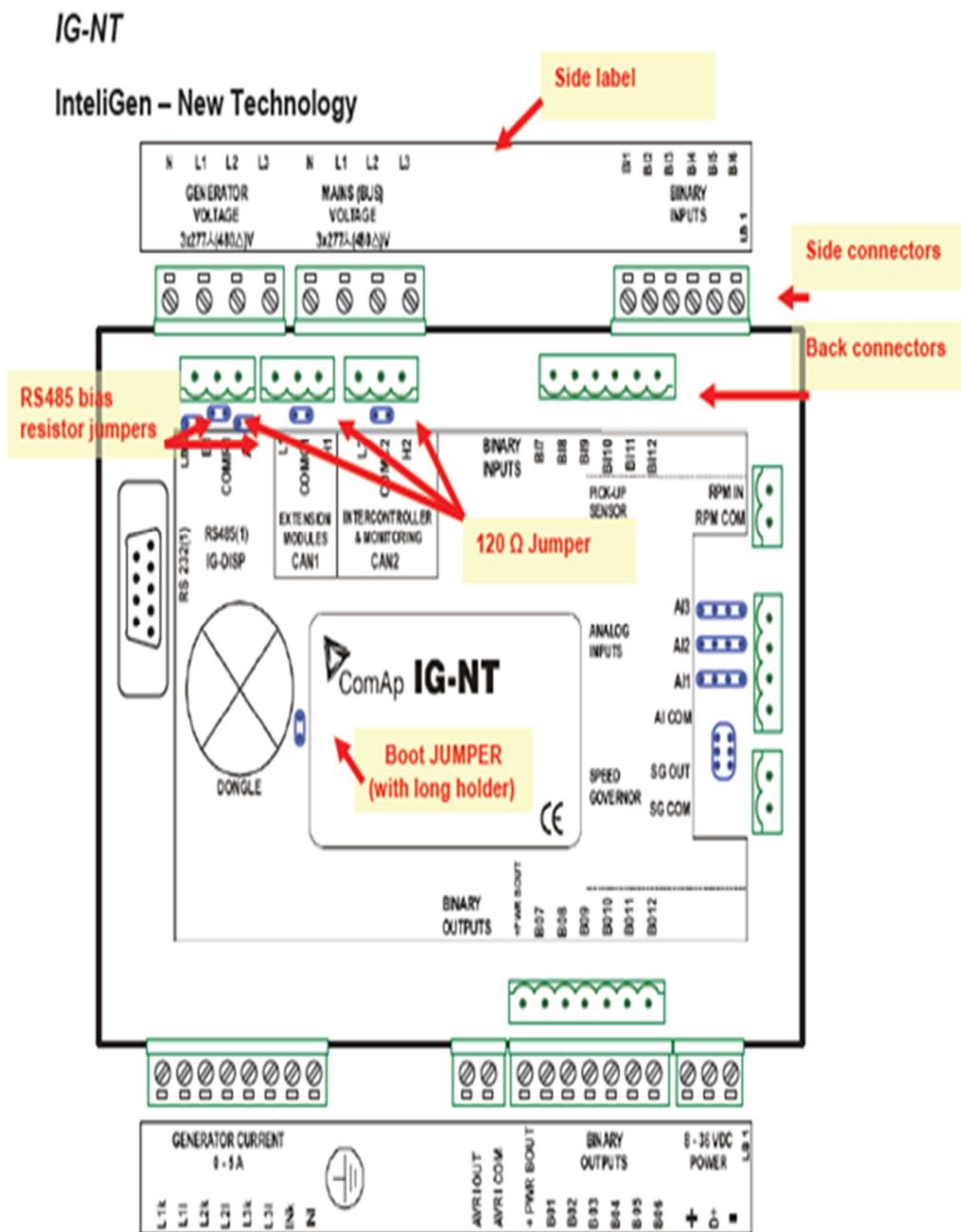
SPtM: Aplicación de funcionamiento de un solo grupo paralelo a la red (Single Parallel to Mains): para grupos electrógenos instalados solos en paralelo a la red o en funcionamiento aislado, con apoyo AMF; controlado tanto por el MCB como por el GCB.

SSB: Aplicación de un solo grupo de emergencia (Single Stand-By ), para un solo grupo electrógeno con red eléctrica principal y transferencia de interrupción de grupo electrógeno a red principal.

VPIO: Módulo E/S de periferia virtual (Virtual periphery I/O), «cables de software» internos que unen las salidas binarias a las entradas.

VS: Repartición de VAr (VAr Sharing ); garantiza la repartición de VAr entre los grupos electrógenos de la instalación a través de bus CAN (para múltiples grupos en paralelo aislados o en paralelo a la red principal).

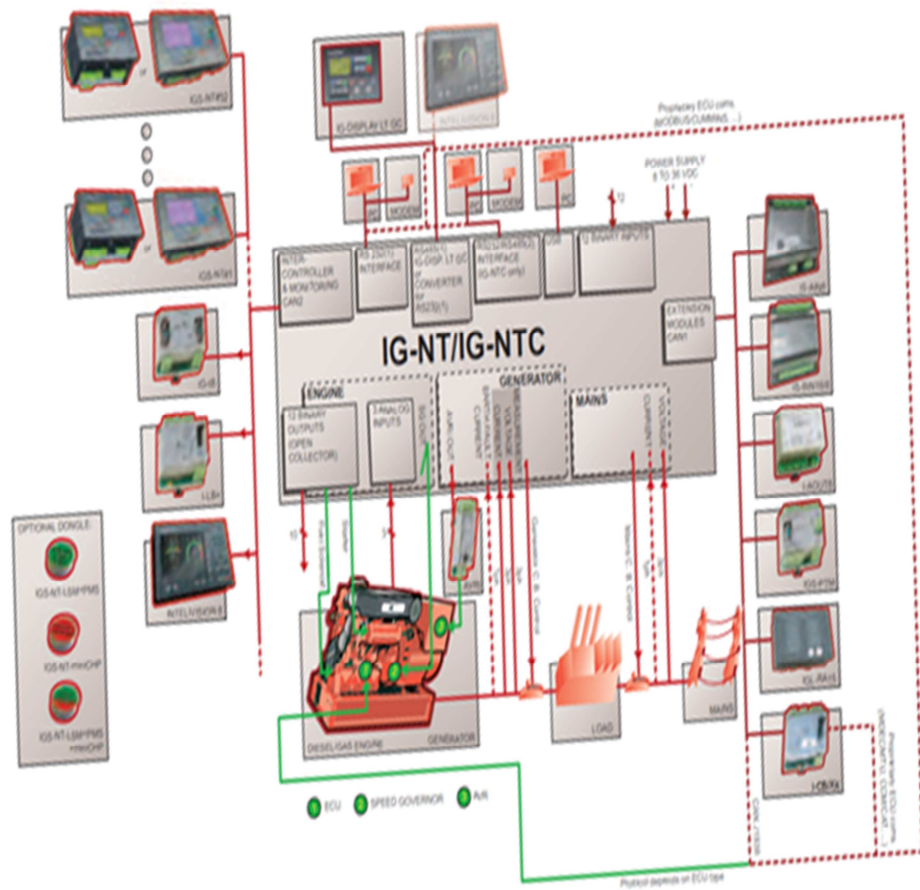
## 5.4 Manual de Instalación.



Interface Function	Terminals	Note
Generator voltage	L1,L2,L3, (N)	3x 277 Ph-N or 480 Ph-Ph VAC (neutral not needed), max 350 / 600VAC *
Mains/Bus voltage	L1,L2,L3, (N)	3x 277 Ph-N or 480 Ph-Ph VAC (neutral not needed), max 350 / 600VAC
Generator current	L1k,L1l, L2k,L2l, L3k,L3l	0 ÷ 5 Amps, max 10 A all time, 150 A for 2 sec
Neutral/Mains current	LNk,LNI	0 ÷ 5 Amps, max 10 A all time, 150 A for 2 sec
IG-AVRi interface	AVRI-OUT, AVRI-COM	TTL (5V PWM) interface to IG-AVRi
Power supply	+ , -	8 ÷ 36 VDC
D+	D plus	
<b>Inputs and outputs</b>		
Binary inputs	BI1 ÷ BI6 BI7 ÷ BI12	Activation to minus power supply.
Binary outputs	BO1 ÷ BO6 BO7 ÷ BO12	Load is connected to plus power supply.
Analog inputs	AI1 ÷ AI3	Ohms, mA, Volts sensors
Analog outputs	SG-OUT, SG-COM	Speed governor output interface ( $\pm 10V$ / 5V PWM; 500 – 3000Hz)
RPM	RPM-IN, RPM-COM	Min 2 Vpk-pk (from 4 Hz to 4 kHz)
<b>Communication interface</b>		
RS232 (1)	D SUB9 (male)	PC: IntelliMonitor, GenConfig or Modem, GSM modem or ECU (e.g. Cummins ModBus) or IntelliVision 8
RS232 (2)	None	
RS485 (1) **	A1,B1,COMR1	IG-Display (Remote display) or IntelliVision 8 (remote display) or for PC (via RS485 converter) = redirected RS232 (1) see <b>Basic settings:</b> <i>RS485(1)conv.</i> For IG-Display and IntelliVision 8, the setpoint RS485 (1) conv has to be set to <b>DISABLED</b> value.
RS485 (2)	None	

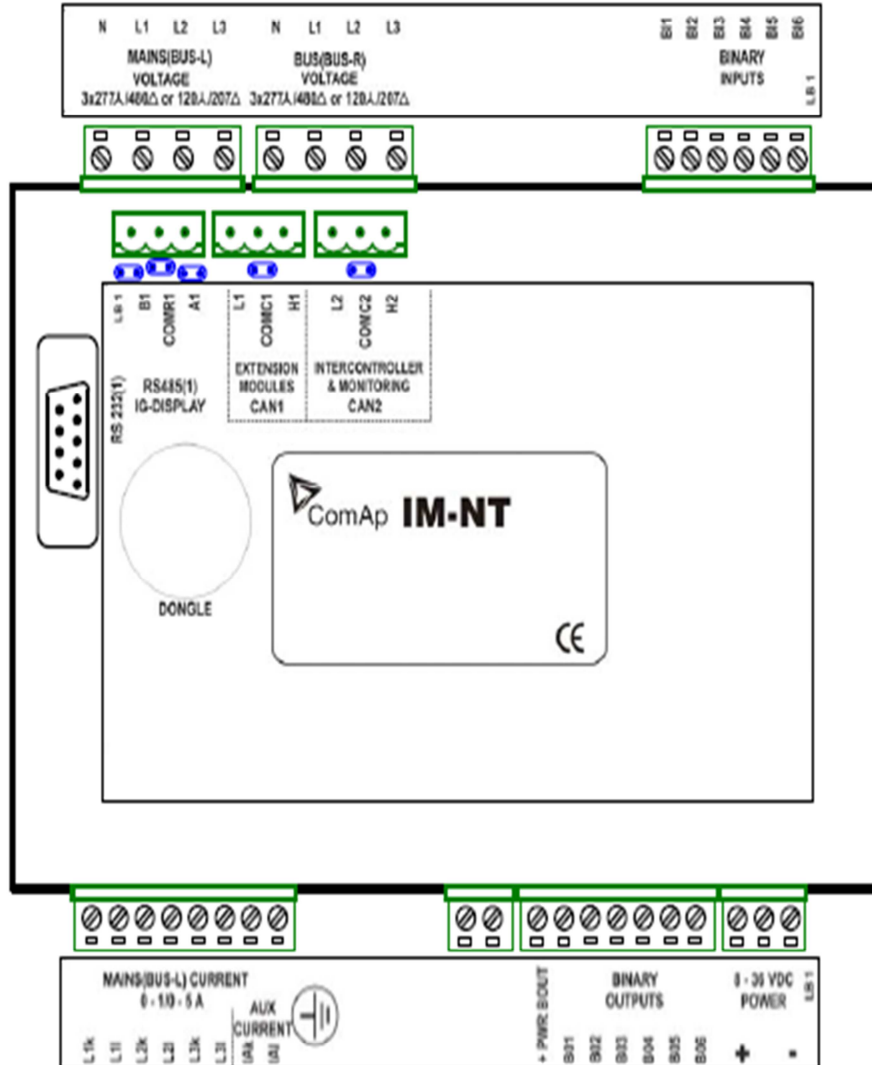
CAN1	L1,H1,COMC1	Extension modules: IS-AIN, IS-BIN,IGS-PTM, IGL-RA15, I-AOUT
CAN2	L2,H2,CONC2	Intercontroller (Load&VAR sharing, Power management) and monitoring (IG-IB, I-LB) and up to 4 IntelliVision 8 displays

**DIAGRAMA UNIFILAR INTELIGEN**



# IM-NT

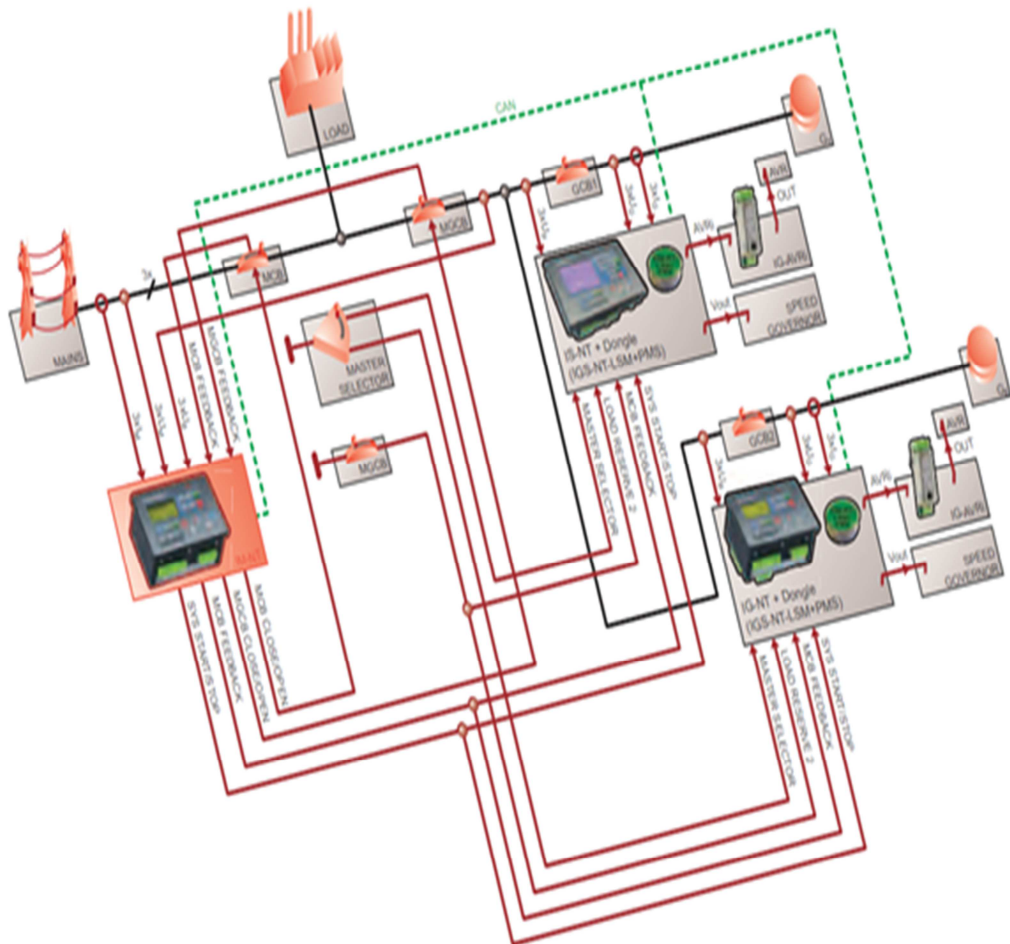
## InteliMains – New Technology



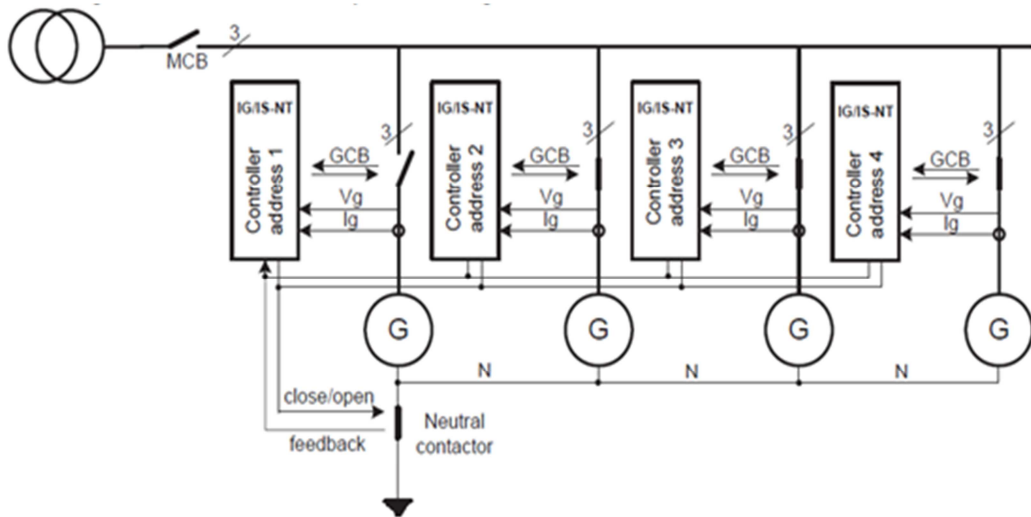
Interface Function	Terminals	Note
Mains voltage	L1,L2,L3, (N)	3x120 / 277 Ph-N or 208 / 480 Ph-Ph VAC (neutral not needed), max 350 / 600VAC
Bus voltage	L1,L2,L3, (N)	3x120 / 277 Ph-N or 208 / 480 Ph-Ph VAC (neutral not needed), max 350 / 600VAC
Mains current	L1k,L1l, L2k,L2l, L3k,L3l	0 ÷ 5 Amps, max 10 A all time, 150 A for 2 sec 0 ÷ 1 Amp, max 2 Amps all time
Aux current	IAk,IAl	0 ÷ 5 Amps, max 10 A all time, 150 A for 2 sec 0 ÷ 1 Amp, max 2 Amps all time
Power supply	+ , -	8 ÷ 36 VDC
<b>Inputs and outputs</b>		
Binary inputs	B11 ÷ B16	Activation to minus power supply.
Binary outputs	BO1 ÷ BO6	Load is connected to plus power supply.
<b>Communication interface</b>		
RS232 (1)	D SUB9 (male)	PC: IntelliMonitor, GenConfig or Modem, GSM modem or ECU (e.g. Cummins ModBus) or IntelliVision 8
RS232(2)	None	
RS485 (1) ** non isolated	A1,B1,COMR1	IG-Display (Remote display) or IntelliVision 8 (remote display) or for PC (via RS485 converter) = redirected RS232 (1) see <b>Basic settings: RS485(1)conv.</b> For IG-Display and IntelliVision 8, the setpoint RS485 (1) conv has to be set to <b>DISABLED</b> value.
RS485 (2)	None	
USB	None	
CAN1	L1,H1,COMC1	Extension modules: IS-AIN8, IS-BIN16/8,IGS-

		PTM, IGL-RA15, I-AOUT8
CAN2	L2,H2,CONC2	Intercontroller (Load&VAR sharing, Power management) and monitoring (IG-IB, I-LB) and up to 4 IntelliVision 8 displays

### DIAGRAMA UNIFILAR INTELMAINS

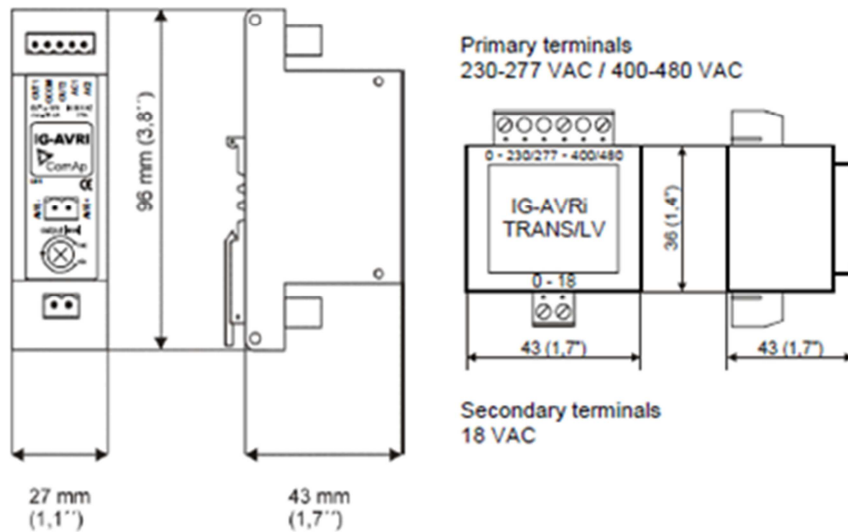


### DIAGRAMA UNIFILAR DE SINCRONIZACION DE GENERADORES CON LA RED



### DIMENSIONES Y TERMINALES DE MODULOS PERIFERICOS

#### IG-AVRi + IG-AVRi TRANS



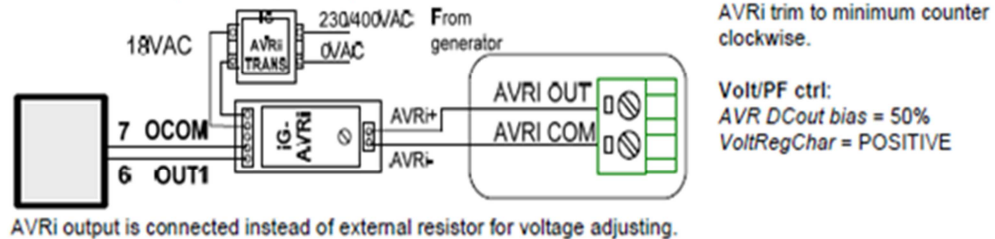
IG-AVRi unit is DIN rail mount (35mm)  
 IG-AVRi TRANS are DIN rail mount (35mm)



## AVR Interface List

Read carefully AVR instructions before connecting to controller!

Basler: APR 63-5, AEC 63-7, KR-FX, KR-FFX



### 5.5 Regulación y Calibración de Equipos.

Modos de interfaz del operador, hay dos modos de la interfaz de usuario:

- El modo de usuario (User mode) permite al operador pasar por todas las pantallas con las mediciones y las alarmas.
- El modo ingeniero (Engineer mode) da a la persona calificada acceso completo a todas las paginas y pantallas.

Pantallas de visualización y estructura de páginas, la información mostrada se estructura en “paginas” y “pantallas”.

- La pagina Medición (Measurement) 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 alarma en la ultima pantalla.
- La pagina Puntos de ajustes (Setpoints) contiene todos los puntos de ajuste organizados en grupo y también un grupo especial para introducir una contraseña.
- La pagina Registro de historia (History log) presenta el registro de historia ordenado a partir del ultimo registro.

Ver los valores medidos

- Presione el botón hasta que aparezca la pantalla principal con el medidor de kW y el selector de modo.
- A continuación presione el botón ARRIBA o el botón ABAJO para seleccionar la pantalla requerida dentro de la página de medición.

#### Puntos de Ajuste: Visualización y cambios

- Pulse el botón repetidamente hasta que aparezca una pantalla con una lista de los grupos de puntos de ajuste. A continuación, seleccione el grupo deseado presionando los botones ARRIBA o ABAJO y, finalmente, pulse el botón INTRO para continuar dentro del grupo seleccionado.
- Ahora podrá ver la lista de los puntos de ajuste que pertenecen al grupo seleccionado, junto con su configuración actual. Utilice nuevamente los botones ARRIBA o ABAJO para seleccionar el punto de ajuste que desea modificar y presione el botón INTRO.
- El valor actual del punto de ajuste aparecerá en la parte derecha bajo el nombre de punto de ajuste y se puede cambiar pulsando los botones ARRIBA o ABAJO. La velocidad de cambio del valor se acelerará cuando el botón se mantenga pulsado.
- Presione el botón INTRO para confirmar o el botón para descartarlo (sin hacer cambios) y volver a la lista de puntos de ajuste del grupo seleccionado.
- Continuar con el cambio de otro punto de ajuste o presione el botón PAGINA para volver a la lista de grupos.

#### Archivo del historial (Registro del historial)

- Pulse el botón PÁGINA repetidamente hasta que aparezca en la pantalla el registro del historial principal con la columna de registro y la última grabación.  
NOTA: Los registros se numeran en orden inverso, es decir, el más reciente registro (el último) se graba como "0" y las grabaciones más antiguas se numeran como "-1", "-2" etc.

- Utilice el botón INTRO para desplazarse sobre las columnas dentro del registro seleccionado. Si se pulsa repetidamente se moverá cíclicamente a través de las columnas, es decir, después de la última columna se mostrara la primera.
- Utilice los botones ARRIBA y ABAJO para moverse por los registros.
- Pulse el botón PÁGINA para seleccionar otra página de presentación.  
NOTA: El primer registro del historial que se produce al encender el controlador, al reinicio del programado o vigilancia, contiene valores de diagnostico en lugar de los operacionales. Algunos campos de estos registros parecen tener valores sin sentido. No tome estos valores en cuenta.

### Gestión de alarmas

La lista de alarmas (Alarmlist) y la lista de alarmas ECU (ECU Alarmlist) se muestran en las dos últimas pantallas en la página de medición. La Lista de alarmas (Alarmlist) aparece automáticamente en la pantalla siempre que surge una nueva alarma y si la pantalla principal (de medición) se muestra (es decir esta activa). Esta también aparece de forma manual como se describe en la visualización de los valores medidos.

- Utilice el botón INTRO para moverse sobre las alarmas, en la lista de alarmas ECU. Los detalles de la alarma seleccionada se muestran en la línea de fondo.
- Presione el botón REAJUSTE DE FALLO para reiniciar las alarmas.
- Para restablecer las alarmas de ECU, seleccione la primera pantalla de la Lista de alarmas ECU y pulse luego el botón INTRO y pulse el botón REAJUSTE DE FALLO.
- Las alarmas activas se muestran escritas en texto blanco sobre un fondo negro. Esto significa que la alarma esta aun activa, es decir, las condiciones apropiadas de la alarma están aun presentes.

- Las alarmas inactivas se muestran escritas en texto negro sobre fondo blanco. Esto significa que la alarma ya no esta mas activa, es decir, las condiciones apropiadas de la alarma se han ido.
- Las alarmas no confirmadas se muestran con un asterisco (\*). Esto significa que la alarma aun no esta reconocida (confirmada).

#### Introducción de la contraseña

La contraseña se debe introducir antes de ajustar los puntos de ajuste, los que están protegidos por contraseña. La contraseña se encuentra en el primer grupo de puntos de ajuste y la forma de cómo introducir o cambiar la contraseña es similar al cambio de puntos de ajuste, lo cual se describe en el capítulo de puntos de ajuste.

NOTA: !Solamente es posible cambiar las contraseñas dentro del mismo nivel o en un nivel inferior que la contraseña ingresada!

NOTA: ¿Olvidó su contraseña? Vaya a la pantalla de información que contiene el numero de serie y el numero de descodificación de la contraseña tal como se describe en el capítulo siguiente. Anote los números y envíe una solicitud a su distribuidor local para recuperar la contraseña que contiene estos dos números, también puede guardarlos y enviar un archivo en su lugar.

#### Pantalla de información del controlador

- Pulse el botón PÁGINA repetidamente hasta que vea la pantalla principal del controlador con el modo selector y el medidor analógico kW.
- Mantenga pulsando el botón INTRO y simultáneamente presione el botón PÁGINA para ver la pantalla de información del controlador.
- La pantalla de información desaparecerá automáticamente después de 5 segundos.
- Pulse el botón PÁGINA otra vez dentro de los 5seg, para pasar a la pantalla de selección de idioma.

- Pulse el botón PÁGINA una vez más para cambiar a la pantalla que contiene el número de serie y el número de decodificación de la contraseña.
- A continuación pulsar el botón PÁGINA que cambia de nuevo a la pantalla de información.
- Pulse el botón ARRIBA para regresar a la pantalla principal del controlador.

#### Selección de idioma del controlador

Hay dos idiomas disponibles en el controlador. Los archivos de idioma están en inglés y en chino. Los idiomas pueden cambiarse o modificarse durante la configuración en el LiteEdit. Por favor, para más detalles consulte la documentación de LiteEdit.

Para cambiar el idioma del controlador:

- Vaya a la pantalla de información como se describe anteriormente.
- Mientras la pantalla de información siga mostrándose, pulse el botón PÁGINA.
- Aparecerá el menú idioma, utilice el botón ARRIBA o ABAJO para seleccionar el idioma.
- Pulse el botón INTRO para confirmar la selección.

#### Selección de los modos de interfaz de operador

Para cambiar el modo de interfaz de usuario, siga las siguientes instrucciones:

- Mostrar la pantalla de información como se describe anteriormente.
- Mientras que la pantalla de información se siga mostrando, pulse el botón dos veces.

- El Menú de Interfaz de Usuario aparecerá, utilice o para seleccionar el modo deseado (de Usuario o Ingeniero).
- Pulse para confirmar la selección.

#### Ajuste del contraste de pantalla

- Pulse el botón PÁGINA repetidamente hasta que se vea la pantalla principal del controlador con el selector de modo y el medidor analógico kW.
- Mantenga pulsado el botón INTRO y al mismo tiempo pulse el botón ARRIBA o ABAJO repetidamente para aumentar o disminuir el contraste.

## 5.6 Instalación y Acoplamiento

Para poder asegurar un funcionamiento apropiado:

Usar terminales de compresión de conexión a tierra

- El cableado apantallado para las entradas binarias y análogas no deben pasar junto a los cables de poder.
- Entradas análogas y binarias deben usar cables apantallados, especialmente para longitudes mayores a 3m.
- Use cable de fuente de poder mínimo de 1.5 mm<sup>2</sup>
- Fuente de poder del módulo debe estar directamente conectado por medio de terminales de compresión.

La fuente de poder del InteliGen están protegidos contra largas perturbaciones pico. Cuando hay un riesgo potencial para el controlador de ser sujeto a condiciones fuera de sus capacidades, un elemento de protección exterior debe ser usado.

Algunas veces pueden ocurrir problemas de encendido de baja capacidad (baja temperatura) en la batería de arranque de 12 VDC aun si el voltaje de la fuente de poder del controlador está desde 8 VDC.

En este caso conectar un capacitor externo y un diodo o un módulo cargador de batería baja para permitir al controlador que continúe operando durante el encendido.

Un fusible de un amperio debe ser conectado en la línea con el Terminal positivo de la batería al controlador y los módulos. Estos elementos nunca deben ser conectados directamente a la batería de arranque. El valor y tipo de fusible depende del número de elementos conectados y la longitud del cable.

Fusible recomendado (no rápido) tipo – T1A. No rápido por los capacitares internos durante el encendido.

#### Protecciones de las salidas binarias

No conecte las salidas binarias directamente a los relés de corriente directa sin protección de diodos, aun si no están conectados directamente a las salidas del controlador.

#### Conexión a Tierra

Para asegurar un funcionamiento apropiado:

- Debe usarse la menor extensión de cable posible cuando se aterrice el controlador.
- Use mínimo un cable de 2.5 mm<sup>2</sup>.
- El Terminal negativo de la batería debe estar apropiadamente aterrizado.

#### Medición de Voltaje

Las tres fases L1, L2, L3 y N estarán conectadas a los terminales de voltaje del generador.

#### Conductores Recomendados

El voltaje monofásico del generador tiene que estar conectado a los tres terminales de voltaje L1, L2, L3. La corriente del generador tiene que estar conectado solamente a los terminales L1k, L1l.

## Medición de Corriente

Para asegurar un funcionamiento apropiado:

- Use cables de 2.5 mm<sup>2</sup>.
- Use transformadores a 5A.
- Conecte los transformadores de corriente de acuerdo a los siguientes esquemas.

## Protección de Falla a Tierra

La disposición más simple cubre todas las zonas desde el generador hasta los circuitos finales en la red de trabajo.

Esta disposición cubre fallas de tierra sólo en la red de carga.

Esta disposición es necesaria para restringidas protecciones de fallas a tierra. La localización del punto de tierra neutral en relación a la protección de los transformadores de corriente en el conductor neutral determina si cuatro o cinco transformadores de corriente son conectados.

## Entradas Binarias

Los estados de apertura y cierre son detectados, el nivel de entrada es 750Ω.

## Entrada de tres estados

Los estados de apertura, cierre y falla son detectados, el nivel de entrada es 750Ω, la falla es detectada cuando la resistencia del circuito es menor a 10Ω o mayor a 2400Ω.

## Salidas Binarias

Conexión de los Módulos de Extensión (Bus Can)

## Reglas de Conexión

La línea bus CAN debe estar conectada en serie, desde una unidad a la próxima (no en estrella, sin talones, sin ramales) ambos finales deben estar terminados por la resistencia (interna o externa) de 120 ohm.



La máxima longitud de un bus CAN es hasta 200 m cuando en Ajustes básicos: CAN Bus mode = 32C o hasta 900 m cuando en Ajustes básicos: CAN Bus mode = 8C.

Para cables de datos CAN se pueden ver detalles en el capítulo de datos técnicos – Interfaz de comunicación. El blindaje del cable CAN se debe conectar a la carcasa del IGS-NT.

El IG-CU contiene una resistencia interna de 120 ohm. Use conector macho D SUB9: CAN H = 5, CAN L = 9, COMUN = 3 y 8. El IG-CU debe estar en el fin del bus CAN.

### Entradas y Salidas

Cualquier entrada o salida binaria puede ser configurada a cualquier controlador IGS-NT o cambiada a una diferente función por el software. Existe un retraso de 1seg. Cuando cualquier entrada es configurada como protección.

Es recomendable configurar las funciones de entradas tales como Parada de Emergencia, Retroalimentación del circuito de interruptores del Generador, Retroalimentación del circuito de interruptores de la red.

### Encendido / Parada de Emergencia

Si la entrada cierra, el InteliGen arranca la máquina (en modo automático solamente). Si la entrada abre, el InteliGen abre el GCB, enfría y detiene la máquina.

### Apagado Remoto

Si está cerrado, el controlador es cambiado al modo OFF (hay cuatro modos OFF – MAN – AUT). Cuando es abierto, el controlador es cambiado de vuelta a su modo previo. El Apagado remoto cambiará el controlador al modo OFF aún si el código de acceso está activo o el modo del controlador está protegido por contraseña.

### Botón de Arranque

La entrada binaria tiene la misma función que el botón de START en el panel frontal del InteliGen. Está activa sólo en modo manual.

#### Botón de Paro

La entrada binaria tiene la misma función que el botón STOP en el panel frontal del InteliGen. Está activa sólo en modo manual.

#### Botón de Reset de Fallas

La entrada binaria tiene la misma función que el botón FAULT RESET en el panel frontal del InteliGen.

#### Botón de Reset de Alarma

La entrada binaria tiene la misma función que el botón HORN RESET en el panel frontal del InteliGen.

#### MAN Remoto

Cuando está cerrada el controlador es cambiado a modo manual. Cuando está abierta el controlador es cambiado a modo previo.

#### Seguro de Control Remoto

Asegura la escritura de comandos y el cambio de ajustes de todas las terminales remotas.

#### Deshabilitar GCB

La entrada activa bloquea en modo automático (no en manual) el cierre del GCB.

#### Presión de Aceite

Comportamiento para invertido igual a la configuración cerrar al activar. La entrada binaria debe estar cerrada cuando la máquina no está corriendo y abierta cuando está corriendo. “Sd Oil press B” es activado cuando la entrada está abierta en una máquina que no está corriendo o cuando permanece cerrada.

#### Emergencia Manual

El controlador se comporta como cuando está cambiado al modo OFF si la entrada está cerrada. Abre todas las salidas binarias de Solenoide de combustible, señales de bombas enfriadoras, etc.

## Arranque

El relé cerrado energiza el arranque del motor. El relé se abre si:

- La velocidad de disparo es alcanzada o
- El tiempo máximo de arranque es excedido o
- Se tiene un requerimiento de paro

## Solenoides de Combustible

El ajuste parámetros de la máquina: selecciona la función de salida: Diesel, gas.

## Ignición

La salida cerrada cambia en la ignición.

La salida cierra si las RPM > 30, abre si las RPM < 3.

## Pre-encendido

La salida cierra antes del arranque de la máquina (preencendido) y abre cuando la velocidad RPM de arranque es alcanzada. Durante repetidos intentos la salida también es cerrada. La salida también puede ser usada para precalentamiento o prelubricación.

## Bomba Enfriante

La salida cierra cuando el grupo generador arranca y cierra cuando el mensaje AfterCoolTime es mostrado en la pantalla después de parar la máquina.

## Idle / Nominal

La salida cierra durante el encendido de la máquina, después que Idle time se muestra. La salida abre en estado de enfriamiento. Conecte la salida binaria IDLE / NOMINAL al gobernador de la máquina para cambiar la velocidad: abierto = IDLE, Cerrado = RATED

## Abrir / Cerrar GCB

La salida controla el circuito de interruptores del Generador.

## Bobina de Encendido de GCB

Salida de pulso para el cierre del GCB.

### Bobina de Apagado de GCB

Salida de pulso para la apertura del GCB.

### Bobina de Bajo Voltaje del GCB

Bobina de bajo voltaje del GCB.

### Parámetros del Generador OK

La salida es la copia del LED de estatus del generador en el panel frontal del IG. La salida es cerrada si el grupo de generadores está corriendo y todos sus valores eléctricos están dentro de los límites y no hay activa una alarma de No Sd o descarga.

### Alarma

La salida cierra si:

- Se enciende cualquier alarma o
- Existen fallas en el funcionamiento del grupo de generadores

La salida abre si:

- FAULT RESET es presionado

La salida es cerrada si se produce una nueva falla

### Sirena

La salida cierra si:

- Se enciende cualquier alarma o
- Existen fallas en el funcionamiento del grupo de generadores

La salida abre si:

- HORN RESET es presionado o
- FAULT RESET es presionado o
- El tiempo máximo de la sirena es excedido (Horn timeout)

La salida cierra si una nueva falla se produjera.

#### Carga Completa

La salida cierra si el grupo de generadores está completamente cargado y no existe reserva de potencia en la máquina. La salida puede ser usada para compartir carga. La salida cierra cuando la carga es mayor o igual a 0.9 (potencia nominal) por más de 3 segundos. La salida abre cuando la carga es menor a 0.9 (potencia nominal).

#### Listo para generar

La salida está cerrada si las siguientes condiciones se cumplen:

- El grupo de generadores no está corriendo y
- No hay activas alarmas de cierre o paro lento
- El controlador no está en modo OFF

Cuando el InteliGen es apagado, la salida está abierta.

#### Listo a Cargar

La salida está cerrada si el grupo de generadores está corriendo, todos los parámetros eléctricos están dentro de los límites y no hay alarmas activas. El GCB está ya cerrado o está listo para ser cerrado. La salida abre durante el estado de enfriamiento.

#### No Listo Automático

La salida es cerrada en:

- Los modos OFF, MAN, TEST o en
- Modo AUTO cuando un bloqueo automático de falla es detectado.

La salida es abierta sólo en modo AUT, cuando no hay bloqueo de falla la operación de la máquina está activa y el grupo de generadores está listo para tomar la carga o ya está corriendo cargado. Use esta entrada para indicaciones externas que el grupo de generadores no está listo para funciones stand by o automáticas.

### Falla Vg

La salida cierra si se activa la alarma de bajo o sobre voltaje o voltaje asimétrico en el generador. La salida abre si:

- La alarma no está activa y
- Se presiona FAULT RESET

### Falla fg

La salida cierra si la alarma de sobre o baja frecuencia se activa. La salida abre si:

- No hay alarma activa y
- Es presionado FAULT RESET

### Sobrecarga

La salida cierra si la alarma de sobrecarga del generador se activa. La salida cierra si:

- No hay alarma activas
- Se presiona FAULT RESET

### Sobre Velocidad

La salida cierra si la alarma de sobre velocidad del grupo generador se activa. La salida abre si:

- No hay alarmas activas y
- Se presiona FAULT RESET

### Baja Velocidad

La salida cierra si la alarma de baja velocidad del grupo generador se activa. La salida abre si:

- No hay alarmas activas y
- Se presiona FAULT RESET

### Falla de Arranque

La salida cierra después que el arranque del grupo generador falla. La salida abre si:

- No hay alarmas activas y
- Se presiona FAULT RESET

### Sobre Corriente

La salida cierra si se presenta en el generador una sobre corriente o un desbalance de corrientes o se activa una alarma de corriente corta. La salida se abre si:

- No hay alarmas activas y
- Se presiona FAULT RESET

Sobre Corriente Neutral La salida cierra cuando una protección de sobre corriente del neutro se activa.

### Voltaje de Batería

La salida cierra cuando las advertencias de bajo o sobre voltaje en la batería aparecen. La salida abre si:

- No hay alarmas activas y
- Se presiona FAULT RESET

### Advertencia Común

La salida cierra cuando cualquier alarma de advertencia aparece. La salida abre si:

- No hay alarma de advertencia activa y
- Se presiona FAULT RESET

### Paro Común

La salida cierra cuando cualquier alarma de paro lento aparece. La salida abre si:

- No hay alarmas de paro lento activas y

- Se presiona FAULT RESET

#### Fls Común

La salida cierra cuando cualquier sensor de alarma de falla aparece. La salida abre si no hay sensores de falla activos y el botón FAULT RESET es presionado.

#### Modo OFF

La salida está cerrada, si el modo OFF está seleccionado.

#### Modo MAN

La salida está cerrada, si el modo MAN es seleccionado.

#### Modo AUT

La salida está cerrada, si el modo AUT es seleccionado.

#### Paro de Solenoide

La salida cierra cuando está activo un comando de paro. La salida se activa también cuando la máquina se mueve espontáneamente, no desde la secuencia de arranque. La salida es cerrada para parámetros mínimos de la máquina: Tiempo de paro (60seg. valor de fábrica) en cualquier caso y 5seg después de que las rpm = 0

#### Tiempo de Servicio

La salida cierra cuando el contador de tiempo de servicio del grupo generador llega a cero.

#### Enfriamiento

La salida cierra cuando el grupo generador está en estado de enfriamiento.



## 5.7 Sincronizacion de Grupos Electr6genos.

### Ajustes B6sicos

#### Nombre del Grupo Generador

Nombre definido por el usuario, usado para la identificaci3n del IntelliGen en conexi3n remota telef3nica o celular.

El nombre del grupo generador es de hasta 14 caracteres y tiene que ser ingresado manualmente usando el software.

El nombre del grupo generador no es cambiado cuando un nuevo archivo es cargado. Chequear el nombre del grupo generador despu3s de una actualizaci3n.

#### Potencia Nominal [kw]

Potencia nominal del generador.

Paso: 1 Kw

Rango: 1 – 3000 kw

#### Corriente Nominal [A]

Esta es la corriente l6mite para el generador. Una protecci3n IDMT de sobre corriente o corriente corta est3 configurada en base a este ajuste. (Ver protecciones del generador). La corriente nominal puede ser diferente del valor de la corriente medida en el generador.

Paso: 1 A

Rango: 1 – 5000 A

#### Muy importante!!!

- El m6ximo rango de entrada de corriente para los terminales del IntelliGen es 11 Amperios. Cualquier valor superior a este es mostrado como el l6mite medido, ejemplo, 15 A desde un TC es medido y mostrado como 11 A.
- Tener especial cuidado cuando se seleccionan los TC's. Todos los TC's de 5 A no tienen un rango de hasta 11 A.

Proporción del TC [/5A]

Proporción del transformador de corriente del grupo generador.

Paso: 1 A / 5 A  
Rango: 1 – 10000 A / 5 A

Cuando un TC de proporción.../1A es usado (ejemplo 100A/1A), entonces configurar la proporción del TC 5 veces más alta (500A/5A). Aunque estos TC's (.../1A) no son recomendados porque sólo el 20% del rango de medida es usado.

Proporción del TP [ /1 ]

Proporción del transformador de potencial del grupo generador.

Paso: 0.1 V / V  
Rango: 0.1 – 500.0 V / V

AnOut-kw/20mA [kw/20mA]

Coefficiente de conversión desde el grupo generador a las salidas análogas del IGS- en kw hasta la salida completa de escala 20mA.

Paso: 1 kw / 20 mA  
Rango: 1 – 32000 kw / 20 mA

EarthFltCurrCT [/5A]

Proporción de protección del TC de falla a tierra.

Paso: 1 A / 5 A  
Rango: 1 – 5000 A / 5 A

Gen nom V [V]

Voltaje nominal del generador (de fase a neutro).

Paso: 1 V  
Rango: 80 – 30000 V

RPM nominal [RPM]

Velocidad nominal de la máquina.

Paso: 1 RPM  
Rango: 100 – 4000 RPM

La siguiente tabla muestra la relación entre frecuencia y RPM nominal de acuerdo a los polos del generador.

Polos del generador	50 Hz	60 Hz
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200

La frecuencia del generador puede ser usada (para medición de RPM) sólo cuando el voltaje del generador (min. 5V) está presente antes de alcanzar la velocidad de disparo (RPM de arranque) después del arranque. Cuando se tiene un corte de carga (falla), el IntelliGen detecta baja velocidad y detiene la máquina.

Frecuencia Nominal [Hz]

Frecuencia nominal del generador (usualmente 50 o 60 Hz).

Paso: 1 Hz  
Rango: 45 – 65 Hz

Dientes de los Engranajes [-]

Número de dientes en el volante de la máquina para la carga. Está configurada a cero si no hay carga usada. La velocidad de la máquina es calculada desde la frecuencia del generador.

Paso: 1  
Rango: 0 – 500

FltRes GoToMAN [DISABLED / ENABLED]

DISABLED: El controlador permanece en modo AUT después de FAULT RESET.

ENABLED: Automáticamente se cambia de AUT (o SEMI o TEST) al modo MAN después de FAULT RESET para evitar el arranque automático de la

máquina. Esta función está activa para todas las protecciones (Cierre, paro lento, descarga, sin carga) excepto protecciones de advertencia.

No es posible desconocer las fallas (FAUL RESET) cuando la entrada binaria remota TEST está cerrada. Configure a ENABLED para evitar el arranque automático de la máquina cuando el botón FAULT RESET es presionado después de un cierre en modo automático.

Modo del controlador [OFF, MAN, AUT]

El equivalente de cambios de modo del controlador por los botones de flecha. El cambio de modo puede ser protegido separadamente por contraseña.

Contr.addr (1...32)[-]

Número de identificación del controlador. Cada grupo generador tiene que tener su propio número único. El valor de fábrica es 1. Cuando se abre una conexión directa o en módem a un simple InteliGen, el controlador de dirección del InteliGen tiene que ser configurado a 1 y debe corresponder al ajuste de comunicación.

RS232mode [Standard / Modbus]

Protocolo de selección de comunicación.

Standard: Protocolo de comunicación del InteliGen

Modbus: Protocolo Modbus InteliGen.

Modo bus CAN [32C / 8C]

Selección de velocidad del bus CAN:

- 32 C: Alta velocidad CAN (250 Kbps) aplicable hasta a 32 controladores, bus CAN limitado hasta 200 metros.
- 8C: Baja velocidad CAN (50Kbps) aplicable hasta a 8 controladores, bus CAN limitado hasta 900 metros.

La baja velocidad se usa sólo para conexiones de larga distancia. Configure todos los controladores conectados a la misma velocidad.

## Configuración de parámetros de la Máquina

### Tiempo de Pre Encendido[s]

Este es el tiempo que la salida binaria PRE-START está activa previo al encendido de la máquina. Configure a cero si usted quiere dejar la salida PRE-START abierta. Las RPM deben estar a cero durante el tiempo de pre encendido.

Paso: 1s

Rango: 0 – 600 s

### RPM de Arranque [%]

Velocidad de disparo cuando el controlador para el cigüeñal. Límite de baja velocidad cuando la máquina está corriendo.

Paso: 1 % de la velocidad nominal

Rango: 1 – 50 %

### Tiempo Máximo de Arranque [s]

Cantidad de tiempo que el IntelliGen dará arranque a la máquina en un intento de encendido.

Paso: 1s

Rango: 1 – 60s

Cuando la salida digital Solenoide de combustible es configurada como gas, la máquina intentará arrancar un 25% más largo en el último intento no exitoso para ventilar el gas remanente.

El IntelliGen no continuará arrancando la máquina después de 3 segundos de RPM = 0. Continuará luego de una pausa de falla.

### Pausa CrankFail [s]

Pausa entre intentos de arranque.

Paso: 1s

Rango: 1 – 60s

Intentos de Encendido [-]

Número máximo de intentos de encendido.

Paso: 1  
Rango: 1 – 10

El arrancador desistirá cuando la salida digital del arrancador está comprometida por 2 seg. y las RPM son iguales a cero. El ajuste dientes del volante tiene que ser mayos a cero. Una falla de cierre de carga es activada cuando la salida digital del arrancador está cerrada y el voltaje del generador es más alto que 5 V y las RPM iguales a cero.

Tiempo Vago[s]

Tiempo vago de retraso empieza cuando las RPM exceden las RPM de arranque. Una falla de arranque es detectada si las RPM caen por debajo de 30 y el InteliGen aun está en el estado de tiempo vago.

Durante el tiempo vago la salida binaria IDLE / NOMINAL está abierta, cuando expira, ésta salida cierra. La salida IDLE / NOMINAL abre nuevamente durante el periodo de enfriamiento.

Min stab time[s]

Este es el tiempo mínimo que el controlador esperará, después que las RPM han llegado a las RPM nominales, para cerrar el GCB.

Paso: 1s  
Rango: 0 – Max stab time

Max stab time[s]

Tiempo máximo después de alcanzar un definido nivel de RPM para obtener un apropiado nivel de voltaje del generador.

Paso: 1s  
Rango: Min stab time – 300s

Cuando el voltaje del generador no alcanza límites definidos (ver grupo de protección del generador) sin Max stab time la alarma de descarga es activada, el grupo generador se enfría y se detiene. El historial y lista de alarmas contiene la razón de la alarma.

Tiempo de Enfriamiento[s]

Tiempo que el grupo generador corre sin carga para enfriar la máquina antes de parar. La máquina permanece en las RPM nominales durante el enfriamiento.

Paso: 1s

Rango: 0 – 3600s

Tiempo después de enfriamiento [s]

Tiempo que corre la máquina después de la bomba de enfriamiento. La salida binaria COOLING PUMP está cerrada cuando la máquina arranca y cierra retrasada con un tiempo de enfriamiento después que el grupo generador para.

Paso: 1s

Rango: 0 – 3600s

Si la función después de enfriamiento es necesitada, la salida binaria COOLING PUMP debería ser configurada.

Tiempo de Paro[s]

Tiempo de paro significa el tiempo mínimo por el cual el solenoide de paro estará cerrado. Si el procedimiento de paro de la máquina tomará un tiempo más largo, el solenoide de paro permanece cerrado hasta que todas las señales de movimiento de la máquina han desaparecido más 5 seg. como tiempo de seguridad. Después del tiempo de paro ha pasado y la máquina es aun en movimiento, la alarma “Sd Stop fail” es producida. Sin embargo, esta no es una situación normal y debería solucionarse incrementando el ajuste de tiempo de paro. El contador regresivo de la “válvula de paro” será mostrado en la pantalla del controlador.

Paso: 1s

Rango: 0 – 240s

Solenoide de Combustible (DIESEL / GAS)[-]

Selección de la función de la salida FUEL SOLENOID.

DIESEL: Cuando está en este modo de operación la salida cierra, la cual en turnos energiza el solenoide de combustible y habilita la máquina para el arranque. La salida abre si:

- Se produce un paro de emergencia o
- El grupo generador enfriado es detenido o
- Está en pausa luego de repetidos arranques.

GAS: Cuando está en este modo de operación la salida cierra, la cual en turnos abre la válvula de gas y habilita la máquina para el encendido. La salida cierra si las RPM < 30 con 1s de retraso. La salida abre si:

- Se produce un paro de emergencia o
- el grupo generador enfriado es detenido o
- en pausa entre repetidos arranques.

Si la máquina no tiene éxito en el arranque, la salida de solenoide de combustible permanecerá energizada un 25% más para ventilar el gas remanente.

Protección de la Máquina

Tiempo de próximo Servicio [h]

Esta es la cantidad de tiempo que pasará hasta que servicio en el grupo generador sea requerido. Cuando el contador regresivo está completo:

- La alarma de servicio es detectada
- Será grabada en la lista de alarmas

Paso: 1h

Rango: 0 – 65535h

Tiempo de la Alarma[s]

La cantidad máxima de tiempo que la alarma sonará. Si se desea que la sirena suene hasta que la alarma es aclarada entonces configure a cero.



Paso: 1s  
Rango: 0 – 600s

Sobre Velocidad [%]

Valor para la protección de sobre velocidad.

Paso: 1% de las RPM nominales  
Rango: 50 – 150%

Protection del[s]

Durante el arranque del grupo generador, algunas protecciones de la máquina tienen que ser bloqueadas (ejemplo, presión de aceite). Las protecciones son desbloqueadas después del tiempo Protección. Este tiempo arranca después de alcanzadas las RPM de arranque.

Paso: 1s  
Rango: 0 – 300s

Anl Inp1 level1

El primer nivel del valor para la detección de alarma ANALOG INPUT 1. El ajuste de fábrica es configurado como advertencia de presión de aceite.

Paso: 0.1 bar (psi)  
Rango: -100 – 10000

Anl inp1 level 2

El Segundo nivel del valor para la detección de alarma ANALOG INPUT 1. El ajuste de fábrica es cierre de presión de aceite.

Paso: 0.1 bar (psi)  
Rango: -100 – 10000

Anl Inp1 del[s]

Retraso para la alarma ANALOG INPUT 1.

Paso: 1s

Rango: 0 – 180s

Anl Inp2 level1[ ]

El primer nivel del valor para la detección de alarma ANALOG INPUT 2. El ajuste de fábrica es advertencia de temperatura del refrigerante.

Paso: 1 (°F)

Rango: -100 – 10000

Anl Inp2 level2[ ]

El Segundo nivel del valor para la detección de alarma ANALOG INPUT 2. El ajuste de fábrica es cierre de la temperatura del refrigerante.

Paso: 1°C (°F)

Rango: -100 – 10000

Anl Inp2 del[s]

Retraso para la alarma ANALOG INPUT 2.

Paso: 1s

Rango: 0 – 180s

Anl Inp3 level1[ ]

El primer nivel del valor para la detección de alarma ANALOG INPUT 3. El ajuste de fábrica es advertencia de nivel de combustible.

Paso: 1%

Rango: -100 – 10000

Anl Inp3 level2[ ]

El Segundo nivel del valor para la detección de alarma ANALOG INPUT 3. El ajuste de fábrica es cierre del nivel de combustible.

Paso: 1%

Rango: -100 – 1000

Anl Inp3 del[s]

Retraso para la alarma ANALOG INPUT 3.

Paso: 1s

Rango: 0 – 180s

Batt >V [V]

Advertencia para sobre voltaje de batería.

Paso: 0.1 V

Rango: 10 – 40V

Batt <V [V]

Advertencia para bajo voltaje de batería.

Paso: 0.1 V

Rango: 8 – 30 V

Batt V del

Retraso para alarmas de voltaje de batería.

Paso: 1s

Rango: 0 – 600s

## **5.8 Sincronización de Grupos Electrógenos con la Red Pública de Energía.**

Entonces cuando un generador opera en paralelo con un bus infinito tenemos que:

El sistema al que se conecta el generador controla la frecuencia y voltaje en los terminales del generador.

Los puntos de ajuste del mecanismo regulador del generador controlan la potencia real suministrada al sistema por el generador.

La corriente de campo en el generador controla la potencia reactiva suministrada al sistema por el generador.

En conclusión el procedimiento para poner en paralelo generadores síncronos se lo puede resumir en los siguientes pasos:

1. Se acelera la máquina al número de r.p.m. nominales
2. Se sincroniza la maquina es decir:

Se regula la excitación hasta que la fem de bornes sea igual a la de línea

Se entra en sincronismo

3. Se conecta al interruptor
4. Se realiza el proceso de toma de carga, es decir:

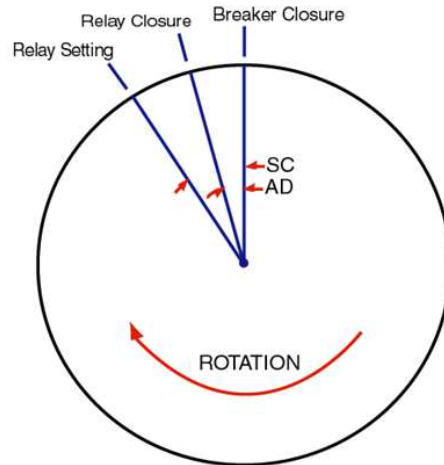
Se aumenta la velocidad del primotor.

Se aumenta la corriente de excitación.

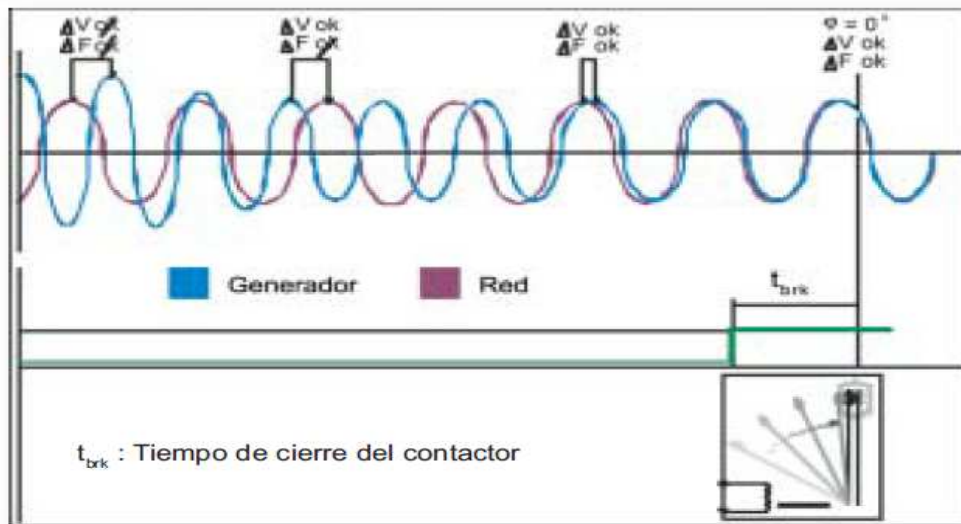
El acoplamiento de un generador a la red exige la máxima atención por parte del o los operarios encargados de dicha operación. Se pone en marcha el motor y seguidamente se maniobra sobre el regulador de velocidad hasta conseguir que ésta sea lo más aproximada posible a la velocidad síncrona correspondiente a la frecuencia de la red. Para comprobarlo se observa el frecuencímetro conectado a los bornes del generador. Se maniobra el reóstato que regula la intensidad de la corriente de excitación que recorre las bobinas inductoras hasta conseguir que la fuerza electromotriz generada en el bobinado inducido del alternador (medida por su voltímetro V) sea algo superior que la tensión de la red. Efectuadas la

maniobras anteriores, es preciso afinar la igualdad de frecuencias y tensiones, al mismo tiempo hay que observar el sincronoscopio.

### Representación del dial de un sincronoscopio

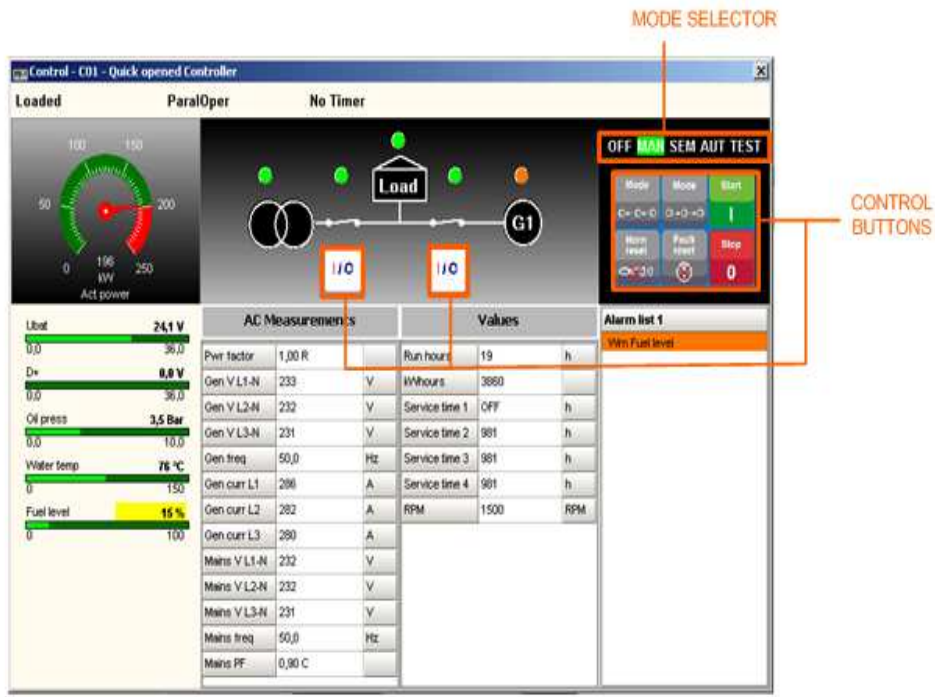


En la siguiente imagen se puede apreciar como la onda de generación se adelanta un tiempo  $T_{brk}$  (previamente programado por el usuario) para tener en cuenta el retardo a la conexión del contactor del generador



Dentro de los parámetros para poder realizar las sincronizaciones se debe programar los generadores y la red en el Intelimonitor con el fin de poder

manipular de manera manual y automática dentro del cuarto de operación, como lo muestra la figura.



CONTROL WINDOW

Cuando se ha realizado la programación se puede visualizar por medio del sistema SCADA los parámetros necesarios que se ingresaron al momento de la sincronización.

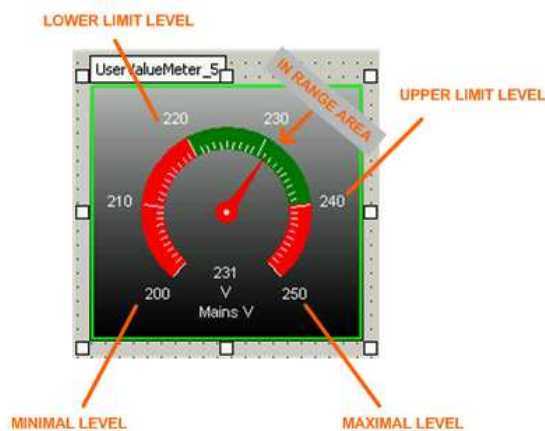
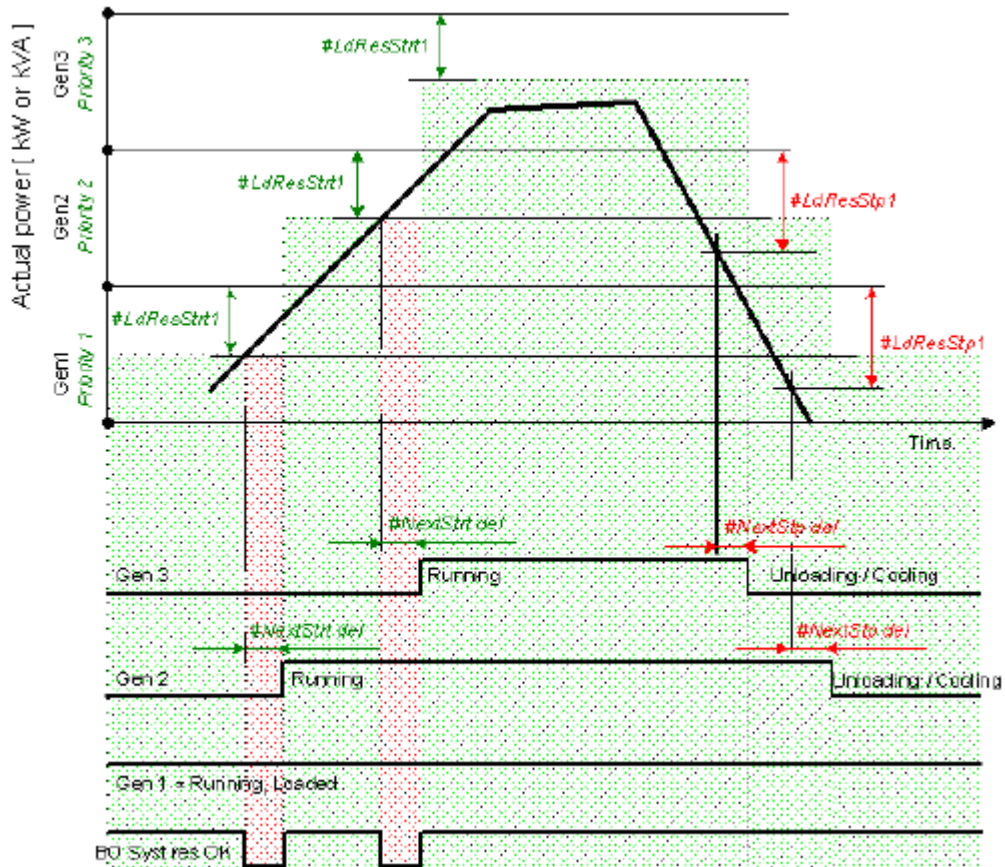


Diagrama de administración de energía, para sincronización por demanda de carga.

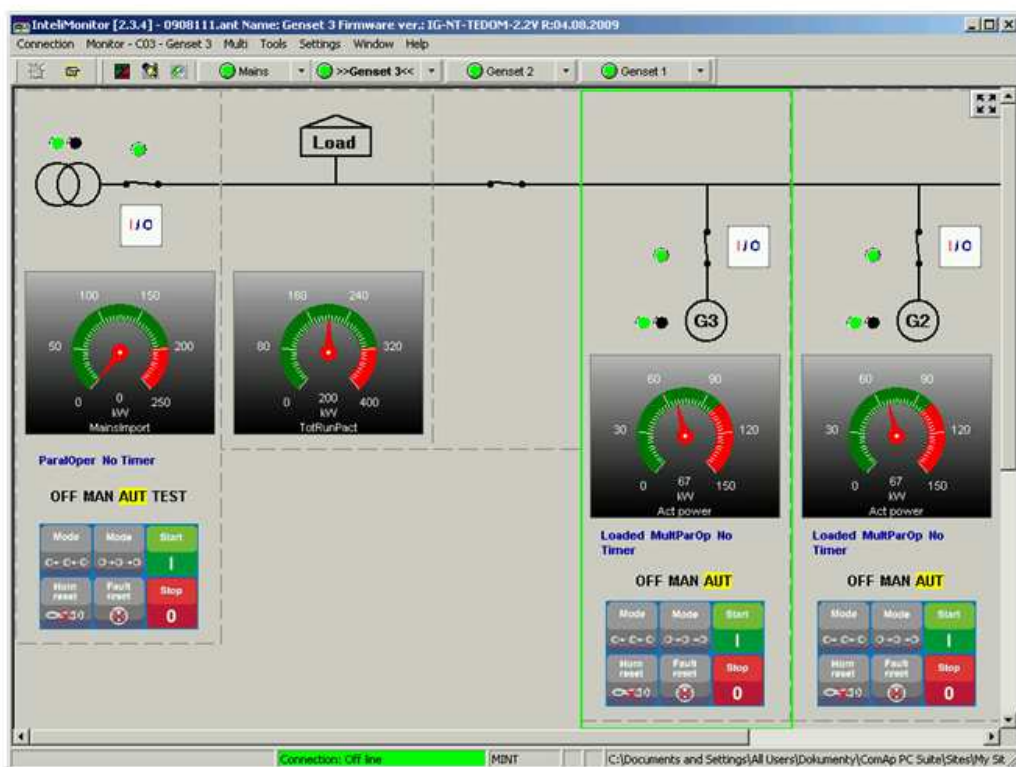


Disparo por Pérdida de Sincronismo: Los esquemas de protección por pérdida de sincronismo deben operar para disparar sólo el o los interruptores del generador si la unidad generadora es capaz de soportar un rechazo de carga y alimentar sólo sus propios auxiliares. El disparar únicamente el interruptor(es) del generador permite al generador ser resincronizado al sistema una vez que el sistema se haya estabilizado.

La confiabilidad del sistema depende de la capacidad de las unidades generadoras para permanecer en sincronismo con el sistema de transmisión después de fallas severas o disturbios transitorios. La estabilidad puede ser alcanzada cuando la

potencia de aceleración producida durante una falla es balanceada por potencia posterior de desaceleración suficiente para regresar a la unidad a la velocidad síncrona. El tiempo máximo desde la iniciación de la falla hasta su aislamiento en un sistema de potencia para que el sistema de potencia se mantenga estable es el tiempo de libramiento crítico del sistema.

La siguiente imagen muestra una pantalla de tipo SCADA para realizar sincronismo de grupos electrógenos con la red eléctrica por medio de un bus de carga.



## 5.9 Pruebas de Funcionamiento.

Las limitaciones de equipos son una consideración importante en el ajuste de la protección V/Hz para una unidad generadora. Las normas ANSI/IEEE tienen lineamientos sobre límites para V/Hz y sobretensiones excesivos de generadores y transformadores asociados a la unidad, incluyendo transformadores elevadores y transformadores auxiliares de la unidad.

El daño a los equipos debido a V/Hz excesivos, es causado principalmente por el sobrecalentamiento de los componentes, el cual depende de la duración del

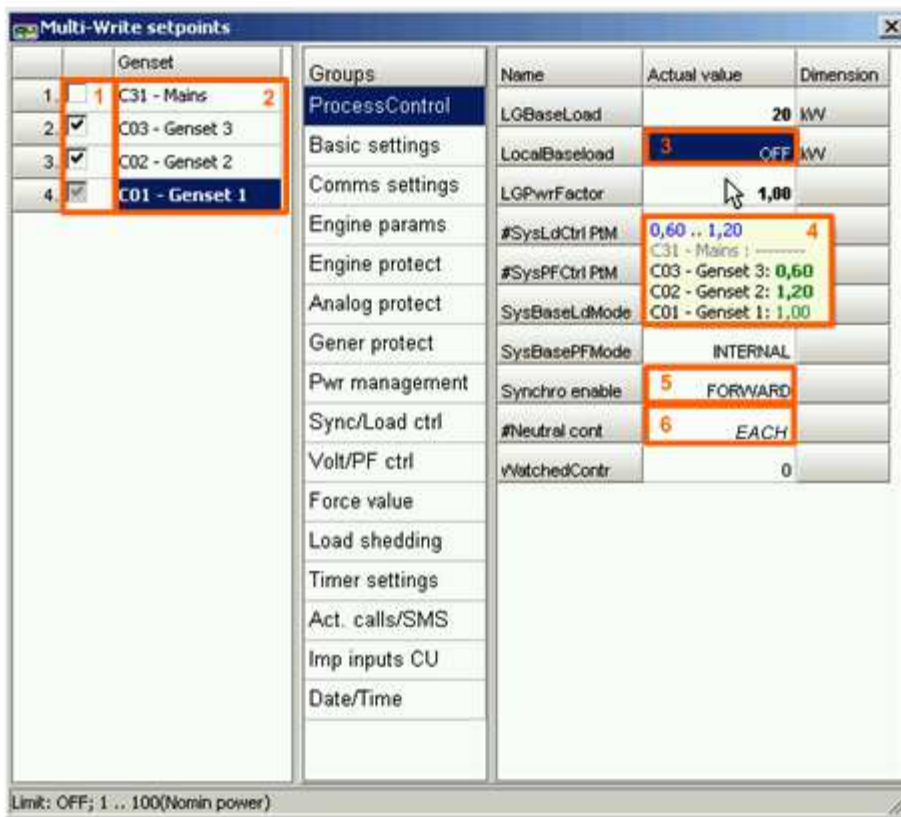


evento. A partir de las relaciones entre los campos de dispersión y el calentamiento, pueden desarrollarse curvas que definen los límites en la magnitud y duración de los eventos de V/Hz. Los fabricantes generalmente proporcionan curvas para sus equipos, que muestran los límites de operación permisible en términos porcentuales de V/Hz normales contra tiempo.

Al ajustar la protección de V/Hz para una unidad generadora, es importante que las curvas de operación permisibles para los generadores y transformadores sean referidas a una base común de tensión. Esto es necesario debido a que, en algunos casos, la tensión nominal del devanado de baja tensión del transformador elevador es ligeramente menor que la del generador. La relación de vueltas resultante compensa parcialmente la caída de tensión a través del banco debido al flujo de carga. La tensión base usada normalmente es la tensión terminal del generador, puesto que típicamente los TPs usados para la señal de tensión al relé están conectados a la unidad entre el generador y los transformadores elevador y auxiliar de la unidad.

El daño a los equipos por sólo tensión excesiva es causada básicamente por ruptura del aislamiento debido a esfuerzo dieléctrico. La sobretensión sin sobreexcitación (V/Hz) puede ocurrir cuando un generador tiene una sobrevelocidad debido a un rechazo de carga, a una falla severa y repentina, o a alguna otra razón; en estos casos no ocurre una sobreexcitación porque la tensión y la frecuencia aumentan en la misma proporción; por tanto, la relación V/Hz permanece constante. (Generalmente los fabricantes proporcionan relaciones tensión-tiempo para su equipo, las cuales muestran los límites permisibles de operación.

Cuadro de ingreso de parámetros para la red y sistemas electrógenos.



MULTI-SETPOINTS WINDOW

## **CONCLUSIONES.**

Como conclusión general podemos decir que el acoplamiento en paralelo de los generadores es un método por el cual el sistema de generación se hace más eficiente y confiable, pero tenemos que ser muy cautelosos en el procedimiento de la puesta en paralelo de generadores síncronos ya que un error podría causar daños tanto en el generador como en el sistema de generación, tenemos que tener especial cuidado en la sincronización del generador puesto que de esto depende el acoplamiento correcto.

Como conclusiones generales podemos anotar que:

Aunque no es necesario es lo más recomendable que los generadores a usarse para realizar el acople de generadores en paralelo deben ser comprados al mismo fabricante y poseer las mismas características técnicas.

La sincronía implica que las frecuencias entre la barra de generación y el generador a ser montado sean las mismas ya que como pudimos observar en la simulación existen partes en las que la diferencia de potencial será el doble de la tensión normal lo que generara un corto circuito de tensiones muy elevadas.

Una vez conectado el generador a la barra de generación tenemos que tomar en cuenta la toma de carga a fin de garantizar que el generador acoplado entregue potencia al sistema.

Tenemos que tener muy en cuenta que un sistema de montaje en paralelo de generadores no es tan sencillo como se muestran en los gráficos, por lo contrario es un sistema muy complejo y debemos tomar las respectivas precauciones al momento de operarlo.

## CAPÍTULO 6

### NORMAS DE LA TECNOLOGIA ELECTRICA.

#### 6.1 Historia de las Normas

Historia de los primeros tiempos:

La historia de las normas eléctricas se inicia con las actividades dominadas por el American Institute of Electrical Engineers (AIEE).

En 1884, comenzó el instituto a desarrollar con gran actividad especificaciones estándar, para el crecimiento de la industria eléctrica. En 1890, propuso que se llamara henry a la unidad práctica de autoinducción. Al mismo tiempo, el instituto nombró su primer comité de normalización, el Committee on Units and Standards. Los miembros de este comité fueron A.E. Kennelly, presidente, F.B. Crocker, W.E. Geyer, G.A. Hamilton y G.B. Prescott, Jr. El instituto formó además un “Standard Wiring Table Committee” bajo dirección de E.B. Crocker, para asignar la resistencia lineal del alambre de cobre de conductividad normal y a las temperaturas normales.

Se nombró también un comité para preparar un programa para los delegados al Congreso Eléctrico Internacional que tuvo lugar en Chicago en 1893, en relación con las unidades, normas y nomenclatura. Como resultado del congreso se adoptaron unidades para la fuerza magnetomotriz (gilbert), para el flujo (weber), para la reluctancia (oersted) y para la densidad de flujo (gauss). Posteriormente, como resultado de la correspondencia tenida con las organizaciones de ingeniería de Inglaterra, Francia y Alemania, se adoptó el término “inductancia” para representar el coeficiente de inducción (con el símbolo L) y se propuso por parte de Steinmetz la definición actual del término “reactancia”, la cual fue adoptada.

Las primeras normas eléctricas:

En 1896 tuvo lugar una conferencia con el nombre de “National Conference of Standard Electrical Rules”. La conferencia fue precedida por el profesor F.B. Crocker y en cooperación con otras organizaciones nacionales (E.U.), la conferencia promulgó la llamada “Underwriters Rules” o reglas para aseguradores, que finalmente se convirtieron en el National Electrical Code.

En 1897, el Comité de Unidades y Normas recomendó la adopción del estándar de intensidad luminosa o candlepower, como la salida o producto de una lámpara de acetato de amilo Hefner-Alteneck. También recomendó que se adoptara la pantalla fotométrica Lummer-Brodhum para medir la intensidad horizontal media de las lámparas incandescentes.

A principios de 1898, se organizó una discusión sobre el tema de “Normalización de Generadores, Motores y Transformadores”. Esto dio como resultado la formación del primer comité del AIEE sobre normas de productos, el cual publicó en 1899 el primer conjunto de normas eléctricas bajo el título único de “Report of the Committee on Standardization”.

National Bureau of Standard:

El instituto fue el primero en promover el proyecto de una ley ante el Congreso de Estados Unidos, en 1901, para establecer un departamento nacional de normalización (national standardizing bureau) en Washington D.C., “para la construcción, custodia y comparación de normas o estándares para uso de trabajo científico y técnico”. Este departamento llegó a conocerse como el National Bureau of Standard y ha tenido una marcada influencia en el crecimiento de la tecnología en Estados Unidos.

Normas Eléctricas Internacionales:

En 1904 se celebró un congreso eléctrico internacional en St. Louis, que sentó un precedente para posteriores congresos internacionales relacionados con las unidades y normas eléctricas. El congreso recomendó de manera unánime el establecimiento de dos comités. El comité 1 estaba formado por representantes del gobierno y era responsable de la conservación legal de las unidades y estándares, este comité ha evolucionado ahora para convertirse en el International Conference on Weights and Measures (GPMU). El comité 2, del cual se eligió presidente a Lord Kelvin, era responsable de las normas relacionadas con los productos comerciales usados en la industria eléctrica y se convirtió después en la International Electrotechnical Commission (IEC).

Otro cuerpo internacional, el International Committee on Illumination (Commission International de l’Eclairage, (CIE), tuvo su primera reunión en 1913. El CIE establece unidades, normas y nomenclatura de carácter internacional, en la ciencia y la tecnología de la luz y la iluminación.

El American National Standards Institute (ANSI):

El American Engineering Standards Committee (AESC) se organizó en 1919 como resultado de la acción de cinco organizaciones encabezadas por el AIEE. A esta organización se le ha descrito atinadamente como una “cámara nacional de compensaciones para la normalización industrial” y se ha convertido ahora en el American National Standards Institute. En sus primeros tiempos se organizó este cuerpo con 12 divisiones, basada cada una en su propia área de tecnología. Pocas de éstas llegaron a ser activas. La división de ingeniería eléctrica llegó a ser realmente la más fuerte, hasta el punto de tener sus propias leyes particulares. En 1926, bajo los auspicios de esta organización, conocida entonces como la American Standard Association (ASA), se normalizaron las abreviaturas y símbolos de ingeniería. El AIEE, en cooperación con el ASA, patrocinó en 1928 la elaboración de un glosario de términos usados en ingeniería eléctrica. Este trabajo se coordinó con el IEC.

Es interesante observar que, en la industria eléctrica, la normalización básica fue la primera en el orden de desarrollo y data antes de 1890. En seguida vino la normalización técnica, con la formación del Comité de Normas del AIEE en 1898. La normalización de la manufactura vino solamente como resultado de la Primera Guerra Mundial y no entró en efecto sino hasta 1920.

Normalización en los tiempos actuales:

Las actividades de normalización internacional fueron coordinadas por la Organización de Naciones Unidas. Esta actividad vino a resultar en 1947 en la fundación de la ISO o International Organization for Standard. A este cuerpo se le hizo responsable de la normalización en todos los campos que no hubiera cubierto ya el IEC. Las dos organizaciones, aunque separadas y distintas, coordinan sus actividades y comparten unas instalaciones comunes situadas en Génova, Suiza. En Estados Unidos, el sistema de normas voluntarias está bien desarrollado y la mayoría de las organizaciones coordinan sus actividades por intermedio de ANSI, el American National Standard Institute, organización que sucedió a la ASA.

## **6.2 Principales Organizaciones que se ocupan de las Normas Eléctricas.**

a) ANSI. American Standards Institute, 1430 Broadway, New York, N.Y. 10018, Donald M. Peyton.

El American Engineering Standards Committee fue organizado en 1919, mediante los esfuerzos del AIEE (ahora IEEE), la ASTM, la ASME, la ASCE y el AIME para simplificar y normalizar la producción y la construcción.

El Instituto no desarrolla normas por sí mismo sino que funciona más bien como un cuerpo coordinador con la finalidad de alentar el desarrollo y la adopción de normas valiosas como normas nacionales estadounidense.

Un gran número de normas que se procesan para ser adoptadas por el instituto se clasifican como normas con derecho de propiedad, por ser desarrolladas, aprobadas y publicadas por una organización dedicada al desarrollo de normas.

Aprobación de las Normas Nacionales Estadounidense: Para ser merecedor de una adopción como Norma Nacional Estadounidense, un documento debe cumplir con una serie de requisitos, entre los cuales están que represente un consenso de todas las partes interesadas o afectadas, que es una norma necesaria, y que esté bien fundada técnicamente.

Los procedimientos de ANSI están diseñados para que se cumplan estos requisitos. Como pasos finales del proceso de aprobación, se pone el documento a disposición del público para sus comentarios y crítica (a lo que se reconoce como revisión pública o del público), y luego se propone al Consejo de Revisión de Normas (BSR). El Consejo revisa la historia y el registro de desarrollo de la norma y se asegura de que se hayan resuelto o manejado adecuadamente los comentarios adversos, antes de otorgar su aprobación.

b) ASTM. American Society for Testing and Materials, 1916 Race Street, Philadelphia, Pa. 19103, William Cavanaugh .

Fundada en el 1898, la ASTM es una organización científica y técnica cuya finalidad de escritura constitutiva es “el desarrollo de normas sobre características y comportamiento de materiales, productos, sistemas y servicios; y la promoción de los conocimientos relacionados”. La sociedad es un sistema administrativo para el desarrollo de las normas, que trabaja con la participación de más de 126

comités técnicos principales que funcionan en campos prescritos bajo reglamentos ideados para proporcionar una presentación equilibrada entre los productores, usuarios, consumidores y participantes de interés general.

Las normas se aprueban en la ASTM en un proceso de cuatro etapas. Después de su desarrollo, el comité patrocinador conduce un aparato de papeletas de votación. Tienen que ser considerados todos los votos negativos que resulten y se requiere un voto afirmativo de las dos terceras partes de los miembros del comité para superar una votación negativa. Al darse la aprobación del comité, la norma se propone una inserción en la publicación mensual de la sociedad, ASTM Standardization News. Se requiere votos afirmativos de no menos del 90% de los votantes.

**c) IEEE.** Institute of Electrical and Electronics Engineers, 345 East 47 Street, New York, N.Y. 10017, Sava I. Sherr.

Se formó en 1963 mediante la fusión del American Institute of Electrical Engineers (fundado en el 1884) y el Institute of Radio Engineers (fundado en 1912). El IEEE es actualmente la sociedad de ingeniería más grande del mundo (con más de 250 000 miembros). Desarrolla normas en los comités técnicos de sus 31 grupos y sociedades profesionales en materias tan diversas como son radiodifusión y comunicación, prácticas eléctricas para la gran industria (minería, textiles, etc.), instrumentación y medición, aisladores y aislamiento, aparatos magnéticos, motores y generadores, energía nuclear, aparatos y sistema de potencia, grabación, símbolos y unidades, y transmisión y distribución eléctrica.

El IEEE es miembro y participa activamente en el trabajo del ANSI. Además de tener representación en las organizaciones administrativas del ANSI, participa en las actividades de más de cien comités de Normas Nacionales Estadounidense. Es también miembro del U.S. National Committe de la IEC y está representado en su comité ejecutivo.

**d) NEMA.** National Electrical Manufacturers Association, 2101 Street, NW, Washington, D.C. 20037, Bernard Falk.

NEMA es la organización comercial más de grandes de fabricantes de productos eléctricos en Estados Unidos y sus 500 compañías miembros son firmas nacionales, cuyo tamaño varía desde pequeñas compañías hasta grandes compañías diversas. Desarrolla normas en los comités técnicos de sus ocho divisiones, con las que cubre productos en campos tales como equipo de



construcción, equipo electrónico de potencia, equipo eléctrico, aislamiento, alumbrado, equipo de potencia, alambres y cables, y productos de imágenes de radiación.

Los comités técnicos de NEMA agrupan ingenieros designados para representar compañías miembros que son fabricantes de equipo eléctrico.

Las Normas NEMA se generan en cuatro clasificaciones:

- Norma NEMA - Define un producto comercialmente normalizado a manufactura repetitiva.
- Norma Sugerida para Diseño Futuro. Sugiere un enfoque tendiente a mejorar o desarrollar productos en el futuro.
- Información de Ingeniería Autorizada. Sugiere un enfoque como parte de otras normas NEMA para explicar datos e información.
- Propuesta de Normas Oficiales. Borrador para adopción por alguna otra organización, como ANSI por ejemplo.

NEMA es miembro del ANSI y participa activamente en sus trabajos y está representada en más de 100 comités de Normas Naciones Estadounidense.

NEMA es miembro de la USNC/IEC, está representada en su comité ejecutivo, proporciona consejeros técnicos a la USNC y participa en comités de expertos para formular las posiciones de Estados Unidos para reuniones internacionales.

e) FCC. Federal Communications Commission, Washington, D.C. 20554.

La Federal Radio Commission se estableció en los últimos años de los veinte para resolver los problemas que se suscitan por interferencia de radio y sobreposiciones o traslapes de frecuencia que se volvieron una plaga en la industria de la radiodifusión. La Ley General Communications Act de 1934 convirtió a esta agencia en la FCC.

La generación de normas por parte de la FCC implica un proceso de elaboración de reglas:

- Iniciación
- Evaluación
- Acciones
- Evaluación de comentarios y contestación
- Reporte y orden
- Reconsideración
- Modificación

Algunas de las organizaciones con las que coopera la comisión son: IEE, EIA, RTCA, RTCM, CCTR, ANSI, FTSC, etc.

### **6.3 Normas Aplicable a la Problemática Planteada.**

#### **Guías ANSI/IEEE de Protección de generadores**

C37.102 Guía para la protección de generadores de C.A. C37.101 Guía para la protección de tierra del generador. C37.106 Guía para la protección de frecuencias anormales para plantas de generación.

## CAPÍTULO 7

### PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA SINCRONIZADO

#### 7.1 Problemática de la planta de agregados.

Antes de comenzar con la configuración y calibración de los equipos para la sincronización se tocara el tema que plantea la problemática en La Planta de Agregados la cual nos llevó a realizar el estudio y puesta en marcha de la sincronización de los grupos electrógenos con la red.

La Planta de Agregados Picoaza es una compañía dedicada a la extracción y producción de materiales pétreos. Para este proceso es fundamental el uso de energía eléctrica, la cual puede ser tomada desde su Propia Planta Generadora o de la Red Pública. En ambos casos, se presentaban diversas problemáticas, para utilizar su Planta Generadora se necesita Diesel, que es comprado a costo de exportación, por ser la Planta una empresa transnacional; y, al conectarse a la Red Pública, se corría el riesgo de una parada en plena producción, debido a la poca fiabilidad y calidad del sistema interconectado de Manabí.

El presente proyecto de Tesis, resuelve las necesidades de esta Planta, al sincronizar dichas fuentes de energía, se tiene: Un ahorro en consumo de Diesel, la confianza en que en caso de pérdida o falla de la energía suministrada por la Empresa Pública, no interrumpa el proceso de producción, reduciendo el costo que implica dicha parada. Reduce en todo caso, la contaminación ambiental.

Sin embargo, este sistema no puede garantizar que el generador que siempre estará conectado a la sincronización pueda absorber toda la carga, ante una falla de la empresa eléctrica. Frente a tal situación, se realizó un estudio de cargas, identificando cuáles son las más críticas para el proceso de producción. Realizando una discriminación de cargas no críticas, a través de un Autómata Programable (PLC S7-300) que ante un pulso enviado por el InteliMains, desconectara las cargas despreciables hasta que el sistema de sincronismo haya podido encender todos los grupos electrógenos e ingresarlos a la sincronización, automáticamente. Todo este proceso, se puede visualizar en el Sistema SCADA incorporado en la Planta, desde la falla de empresa eléctrica, hasta el re-arraque de toda la Planta.

En porcentajes, se obtiene que el rendimiento de esta sincronización se ve representado por una reducción del 20% en la adquisición de Diesel, en relación al último año de producción, un 10% de descenso en los costes por la para de

producción no programada y un incremento de 15% en la producción global de la Planta. Recuperando la inversión en los primeros seis meses.

En cálculo numérico, en un mes normal de producción se tienen las siguientes variables:

$$\text{kW/h} \cdot \text{Producción} = 104500 \text{ kW/h}$$

$$\text{valor del kW/h de CNEL MANABÍ} = 0.10 \text{ ctvos USD}$$

$$\text{valor del kW/h por generación} \approx 0.25 \text{ ctvos USD}$$

$$\text{Costo Total del Proyecto: } 45.000 \text{ USD}$$

La producción de la Planta, era completamente por generación ya que del sistema interconectado, no se podía obtener una fiabilidad del servicio.

COSTO # 1:

$$\begin{aligned} \text{kW/h} \cdot \text{Producción} \times \text{valor del kW/h por generación} \\ = \text{COSTO POR GENERACION} \end{aligned}$$

$$\text{COSTO POR GENERACION} = 104500 \times 0.25 \text{ ctvos USD} = 26.125 \text{ USD}$$

COSTO # 2:

En caso de que la producción hubiese dependido de la Empresa Pública

$$\begin{aligned} \text{kW/h} \cdot \text{Producción} \times \text{valor del kW/h de CNEL MANABÍ} \\ = \text{COSTO POR EMPRESA PUBLICA} \end{aligned}$$

$$\text{COSTO POR EMPRESA PUBLICA} = 104500 \times 0.10 \text{ ctvos USD} = 10.450 \text{ USD}$$

Al implementar el sistema de sincronismo, se pudo distribuir la carga de manera en que se pueda aprovechar la energía suministrada por la Empresa Pública en un 80% y la de Generación en un 20%.

$$\text{kW/h} \cdot \text{Producción}_{\text{empresa pública}} = 83.600 \text{ kW/h}$$

$$\text{kW/h} \cdot \text{Producción}_{\text{generación}} = 20.900 \text{ kW/h}$$

**COSTOS ACTUALES:**

$$\text{COSTO POR EMPRESA PUBLICA} = 83.600 \times 0.10 \text{ ctvos USD} = 8.360 \text{ USD}$$

$$\text{COSTO POR GENERACION} = 20.900 \times 0.25 \text{ ctvos USD} = 5.225 \text{ USD}$$

Con lo cual se logra reducir, el costo en la adquisición de DIESEL, por un valor total en dólares de \$ 12.540 USD por mes.

$$\text{Recuperación de la inversión} = \frac{\text{Costo Total del Proyecto}}{\text{Ahorro en adquisición de diesel por mes}}$$

$$\text{Recuperación de la inversión} = \frac{45.000 \text{ USD}}{12.540 \text{ USD por mes}} = 3.6 \text{ meses}$$

En base a este criterio la empresa acepto el proyecto en el cual el periodo de repago seria alrededor de cuatro meses.

A continuación procederemos con los ajustes de tensión y velocidad de cada equipo de manera individual.

## **7.2 Pruebas del Inteligen en los Generadores.**

Las pruebas iniciales se realizaran de manera individual por cada generador. Primeramente verificaremos que los generadores ya fueron programados para su correcto funcionamiento y que los niveles de corrientes de arranque de consumo, estén calibrados para operaciones de plena carga.

- Procedimiento de ajuste de tensión sobre modulo IG

Primeramente debemos asegurar que el AVR de la maquina tiene deshabilitado la función de droop.

En segunda instancia el set-point, Volt/PF crt., se ajustara a cero en los siguientes parámetros, “Voltaje Gain”, “PF Gain”, “VS Gain”, ajustar a 50% “AVR DcoutBias”.

Se verificar en set-point, que el parámetro “Gen nom V”, y “Bus nom V”, estén a su valor nominal (en nuestro caso a 480V).

Si se está utilizando IG-Avri, ajustar el preset sobre este módulo al mínimo (todo a la izquierda).

Se debe comprobar que al momento de poner en marcha el grupo electrógeno sea con el interruptor abierto.

Se deberá verificar que el gentset está en su frecuencia nominal (60Hz).

De manera siguiente se verificar que la tensión de generación sea 480V, de no ser así ajustar desde el regulador de tensión de la máquina.

Se moverá el valor de “AVR DcoutBias”, desde el 50% a 0%, la tensión del generador debe bajar, si en lugar de bajar sube, están invertidos los cables de conexión del AI-Avri, se debe lograr un valor del 10% en menos de la tensión nominal.

Como siguiente paso se comprobara que al mover el valor de “AVR DcoutBias”, desde el 0% a 99%, la tensión del generador debe subir, se debe lograr un valor del 10% en más de la tensión nominal.

De la misma manera al mover el valor de “AVR DcoutBias”, desde el 99% a 50%, la tensión del generador debe volver al valor nominal.  
Se aumentara el valor del parámetro”VoltajeGain”a 20%.

Al variar el valor en set-point, Basic setting, “Gen nom V”, de 480V a 440V, la tensión del gentset tiene que bajar a 440, si no se consigue este resultado, varia los parámetros”VoltajeGain”, y “Voltaje int” hasta conseguir el valor pedido.

Al variar el valor en set-point, Basic setting, “Gen nom V”, de 440V a 480V, la tensión del gentset tiene que subir a 480V, si no se consigue este resultado, variar los parámetros “Voltaje Gain” y “Voltaje Int” hasta conseguir el valor pedido.

Al variar el valor del set-point, basicsetting, “Gen nom V”, de 480V a 440V, la tensión del gentset tiene que bajar a 440V, si no se consigue el resultado, varia los parámetros “Voltaje Gain” y “Voltaje Int” hasta conseguir el valor pedido.

Colocar la maquina en carga, no en paralelo con red ni con otro grupo, (ideal 50% de la potencia nominal), verificar que la tensión sea estable. Si no es estable aumentar el parámetro “VS int” al 50% verificar que la tensión sea estable y a su valor nominal. Trabajar con este parámetro hasta lograr el resultado correcto.

Al desconectar la máquina de barras, realizar el mismo ajuste con la otra máquina hasta obtener el mismo resultado.

Desconectar la máquina de barras.

Se ajustaran los parámetros “VS Gain” en las maquinas a un 10 %.

Se colocara las máquinas en paralelo sin conectarlas en paralelo a la red, verificar el reparto de las cargas reactivas sea estable, proporcional a la potencia nominal de cada máquina. Las corrientes tienen que ser parejas en ambas máquinas, y los factores de potencia tienen que ser iguales.

De no ser estable el reparto de cargas reactivas, trabajar sobre “VS Gain”, y “VS Int” en ambas máquinas.

**Nota:** En los ajustes de los pasos 8-9-10, intentar que la velocidad de corrección de las dos máquinas sea la misma.

- Procedimiento de ajuste de velocidad sobre modulo IG

Como primer paso se debe asegurar que el Governors de la maquina tiene deshabilitado la función de droop.

A continuación en set-point, Sync/Load ctrl., se ajustara a cero los siguientes parámetros, “FreqGain”, ajustar a 0 “SpeedGovBias”

Se verificara en set-point, que el parámetro “NomFreq”, estén a su valor nominal (60Hz).

Se deberá poner en marcha al grupo con el interruptor abierto.

Debemos verificar que el Genset está en su frecuencia nominal (60Hz).

Se procederá a verificar que la tensión de generación sea 480V.

Se moverá el valor “SpeedGovBias”, desde +5 a 0, la velocidad del generador debe volver al valor nominal.

Aumentar el valor del parámetro “FreqGain” a 20%.

Realizar el mismo procedimiento en las siguientes máquinas.

Al variar el parámetro “Phase Windows” a 0, variar el parámetro “Dwell time” a 25, estos parámetros se cambian para evitar el cierre del interruptor en el periodo de ajuste y calibración del sistema de sincronización.

Como siguiente paso se arrancara las maquinas en manual, desde el frente del módulo IG.

Se colocara unas de las maquinas en carga pulsando su interruptor de cierre de interruptor.

En la siguiente máquina, pulsar el botón de cierre de interruptor, el equipo intentara sincronizar, verificar en la pantalla de sincronización si lo consigue.

Ajustar los parámetros “FreqGain”, “FreqInt”, “AngleGain”, “AngleInt”, hasta obtener una correcta sincronización.

Pulsar repetidamente el botón de cierre de interruptor para activar y desactivar la sincronización, a si podemos comprobar su funcionamiento. Verificar que cuando

el instrumento de sincronización del módulo IG indique que está en fase, el grupo se encuentre verdaderamente sincronizado con las barras.

Una vez conseguido esto, invertir los grupos, sacar el grupo que está en carga, colocar en cargas el grupo que ya tiene realizados los ajustes de sincronización.

Repetir los pasos desde el punto 15 al 17 con el grupo que inicialmente estaba en cargas.

Desconectar ambos grupos de barras y apagarlos.

Variar el parámetro “Phase Windows” a 5, variar el parámetro “Dwell time” a 0,8.

Realizar los ajustes de tensión.

Poner los grupos en marcha en forma manual.

Colocar un grupo en cargas, ordenar al segundo que comience la sincronización, y entre en paralelo y así sucesivamente con las siguientes máquinas.

Una vez en paralelo todos los generadores, asegurarse de tener al menos el 60% de carga de uno de los grupos.

Ajustar los parámetros “LS Gain”, “LS Int”, de cada máquina hasta que el reparto de cargas sea equilibrado.

Sacar una de las maquinas del paralelo, aguardar unos segundos que las máquinas que están en carga se estabilicen.

Colocar nuevamente en paralelo las máquinas, repetir este procedimiento sacando del paralelo las maquinas en forma alternada.

El sistema se encuentra ajustado, pasar a la hoja de ajustes del “PowerManagment” si es aplicable a su instalación.

A continuación empezaremos por poner en marcha los generadores desde el controlador Inteligen y revisar por medio de la pantalla de alto rendimiento que nos mostrara los iconos, símbolos y diagramas de columnas para la operación.





Al presionar Start el controlador pondrá automáticamente en marcha al grupo electrógeno, se deberá comprobar que no exista alarmas, que el regulador automático de tensión y el bus de comunicación entre controladores este en buenas condiciones.

Por ultimo en el panel frontal se encuentra el LED de estatus del generador. La salida es cerrada si el grupo de generadores está corriendo y todos sus valores eléctricos están dentro de los límites y no hay activa una alarma.

### **7.3 Pruebas con carga del Inteligen en los Generadores.**

Luego de que el LED de estatus del generador se encuentre encendido se procederá a realizar las pruebas con cargas, para este efecto se pulsara MCB para conectar el interruptor de la red eléctrica principal.

De existir una falla en la red de alimentación principal el indicador de color rojo comienza a parpadear hasta que la falla desaparezca, el indicador se encenderá en verde si la red principal está dentro de los límites.

Entre las fallas más comunes tenemos:

Alarma de bajo o sobre voltaje o voltaje asimétrico en el generador.

Alarma de sobre o baja frecuencia.

Alarma de sobrecarga del generador.

Alarma de sobre velocidad del grupo.

Alarma de baja velocidad del grupo.

Alarma de corriente corta, la salida cierra si se presenta en el generador un sobre corriente.

## 7.4 Calibración de los equipos Inteligen con plena carga.

En el momento de que conectado el MCB y la luz indicadora está en verde se procederá a determinar la velocidad del gobernador en el momento de la carga el cual estará controlado por el modulo I-CB, el regulador de automático de tensión comunicado por el iG-AVRi para determinar tiempo y ganancia del generador al momento de la carga.

Se tendrá en consideración un retardo hasta declararse un fallo o por sobre intensidad en cualquier canal I1, I2 o I3, proporcionalmente inverso a la corriente programada en los ajustes, de igual manera a la detención de potencia inversa, corriente inversa, distorsión de forma de onda de voltaje en cualquier fase del generador encima del valor ajustado.

## 7.5 Pruebas en vacío del InteliMains de la red pública.

Con el controlador Intelimains podremos visualizar las mediciones de U, I, Hz, KVAR, KVA, FP, con el fin de determina la calidad de energía que se encuentra disponible en la red para poder realizar la sincronización con los grupos electrógenos.

Antes de presionar Start se deberá comprobar que no existan alarmas, el controlador se pondrá automáticamente en marcha al presionar el MCB, en el panel frontal se encuentra el LED de estatus de la RED. La salida es cerrada si los parámetros programados están corriendo y todos sus valores eléctricos están dentro de los límites y no hay activa una alarma.



## **7.6 Pruebas en carga del InteliMains de la red pública.**

Una vez accionado el MCB y el equipo está en funcionamiento se procede a conectar por medio de un transformador reductor de 1250KVA a una Tensión de (13800/480) Voltios, directamente al bus de carga conectado a la red, posteriormente se procede incrementar carga para determinar si las condiciones de carga nominal no afectaran al transformador con el fin de evitar que por medio de las protecciones se separe del sistema de barras minimizando el riesgo de daños pudiendo restaurar rápidamente el sistema, ya que una sobrecarga de un transformador conectado a las terminales del bus de carga ocurrirá típicamente cuando la relación tensión a frecuencia, expresada como Volts por Hertz (V/Hz) aplicada a las terminales del equipo exceda los límites de diseño. Las normas ANSI/IEEE han establecido los siguientes límites:

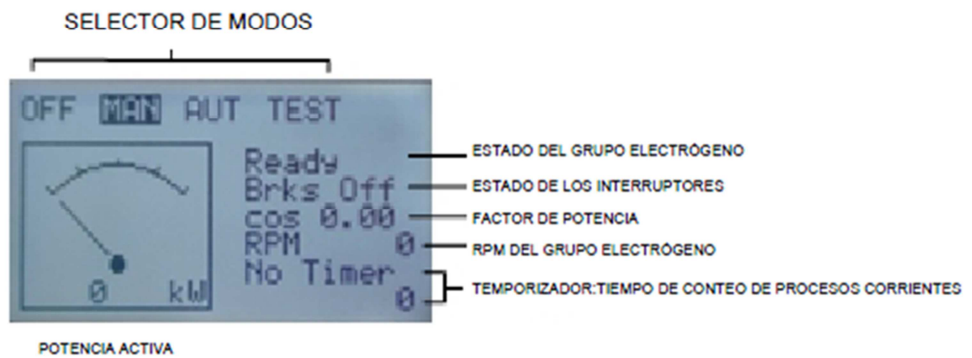
Generadores 1.05 pu (En base del generador)

Transformadores 1.05 pu (En base del secundario del transformador) a carga nominal, f.p. de 0.8 ó mayor 1.1 pu (En base del transformador) sin carga.

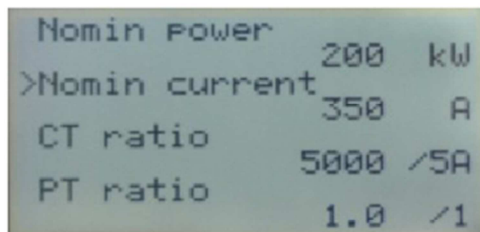
Estos límites se aplican, a menos que otra cosa sea establecida por el fabricante del equipo. Cuando estas relaciones de V/Hz son excedidas, puede ocurrir la saturación del núcleo magnético del transformador conectado, induciéndose flujo de dispersión en componentes no laminados, los cuales no están diseñados para llevar flujo; el daño puede ocurrir en segundos.

## **7.7 Calibración del equipo InteliMains con plena carga.**

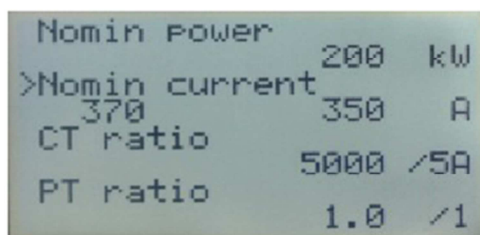
Una vez conectadas las entradas, salidas, revisado la conexión del sistema de comunicación bus CAN y que se encuentre activado el paro de emergencia, se procede a determinar las programaciones para que se pueda configurar las órdenes de sincronización con los grupos electrógenos. La información mostrada se estructura en “páginas” y “pantallas”. Utilice el botón PÁGINA para moverse por las diferentes páginas e ingresar los parámetros de sincronización que se establecerán con los generadores.



## LA PANTALLA PRINCIPAL

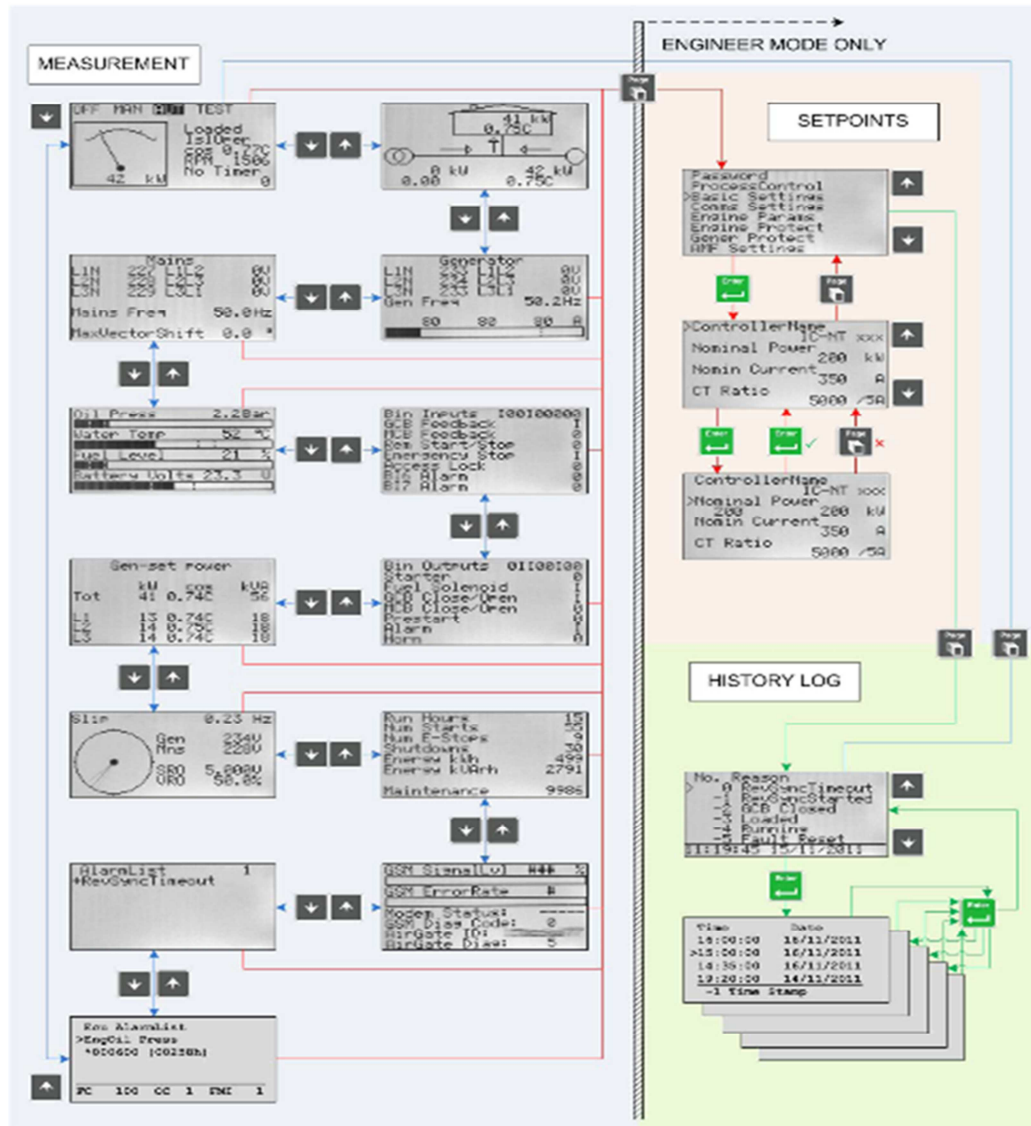


LISTA DE PUNTOS DE AJUSTE DENTRO DEL GRUPO SELECCIONADO



EDICIÓN DE UN PUNTO DE AJUSTE

La página Medición consiste en pantallas que presentan valores de medición como la tensión, la corriente, etc., valores calculados como, por ejemplo, la potencia del grupo o datos estadísticos y la lista de alarma en la última pantalla.



Estando determinado el correcto funcionamiento y que no existieron ni frecuencias ni voltajes anormales se considera que esta listo para realizar las sincronizaciones.

### 7.8 Pruebas de Sincronización.

Para realizar la sincronización ya cuando los controladores han sido probados de manera individual se procederá primeramente con la prueba de sincronización de los grupos electrógenos para posteriormente realizar la sincronización con la red.

En el sincronismo de los generadores se deberá adaptar la frecuencia mediante algoritmos de regulación integrado para proceder a la conexión en paralelo con la red, además se debe permitir visualizar los parámetros de frecuencia, tensión y ángulo de fase de los generadores considerando un tiempo mínimo invertido en la sincronización.

The screenshot shows a software interface for managing generator setpoints. It features a table with columns for Name, Original setting, Actual setting, and Dimension. The interface is annotated with several callouts:

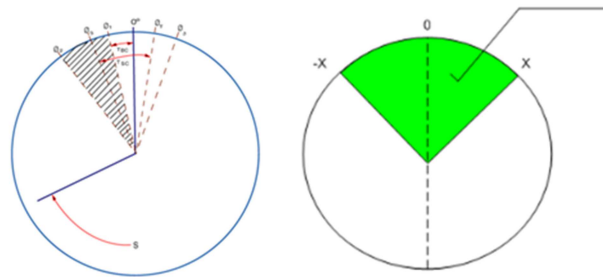
- SELECTED SETPOINT:** Points to the 'NomIn power' row, where the actual setting is 800 MW.
- INACCESSIBLE SETPOINT DUE TO PASSWORD PROTECTION:** Points to the 'NomIn current' row, which is greyed out.
- HINT SHOWING RANGE OF SETPOINT LOCATED UNDER MOUSE POINTER:** Points to the 'Vg InpRangeSel' row, which shows a range of '0,10 .. 500,00' V.
- SETPOINT IS FIXED AT THE PARTICULAR HW MODIFICATION:** Points to the 'Vm VT ratio' row, where the actual setting is fixed at 956.
- HIDDEN SETPOINT IF ARCHIVE IS LOCKED AND ADMIN IS NOT LOGGED-IN:** Points to the 'Fix VoltProtSel' row, which shows 'PHASE-NEUTRAL' in both original and actual settings.
- OUT-OF-RANGE SETPOINT INDICATION:** Points to the 'Gear teeth' row, where the actual setting is 956, which is outside the range of 1 to 32000 indicated in the 'Limit' field at the bottom.
- RANGE OF SELECTED SETPOINT:** Points to the 'Limit: 1 .. 32000' field at the bottom left.
- SETPOINTS CONTAINED IN THE SELECTED GROUP:** Points to the entire table area.

Groups	Name	Original setting	Actual setting	Dimension
ProcessControl	Nomin power	800	800	MW
Basic settings	Nomin current	3000	3000	A
Comms settings	CT ratio prim	1000	1000	A
Engine params	CT ratio sec	/5A	/5A	
Engine protect	Im3ErFIcUrCTp	300	300	A
Analog protect	Im3ErFIcUrCTs	/5A	/5A	
Gener protect	VT ratio	1,00	1,00	VV
Mains protect	Vg InpRangeSel		0,10 .. 500,00	V
AMF settings	Vm VT ratio	1,00	1,00	VV
Sync/Load ctrl	Vm InpRangeSel	277 V	956	V
Volt/PF ctrl	GenNomV	231	231	V
Force value	GenNomVph-ph	400	400	V
Load shedding	MainsNomV	231	---	V
Timer settings	MainsNomVph-ph	400	400	V
Act. calls/SMS	Fix VoltProtSel	PHASE-NEUTRAL	PHASE-NEUTRAL	
Date/Time	Nominal freq	50	50	Hz
	Gear teeth	956	956	
	Nominal RPM	1500	1500	RPM
	ControllerMode	OFF	OFF	

Una vez listos los parámetros de tiempo de encendido y trabajo, se tiene que considerar que cualquier ángulo de fase excesivo a través del interruptor de sincronización justo antes del cierre tiende a sacudir a la máquina. Existen reportes que el cierre a un ángulo estático tan bajo como 15° podría causar una variación de poder tan grande como si el cierre fuera a 0° con una excesiva variación de frecuencia de 0.5 Hz. Otros reportes indican que ángulos de alrededor de 50° han producido torques equivalentes a una falla repentina. Este impacto mecánico puede afectar al eje de enlace generador por varios segundos, lo que nos lleva a la conclusión de que si el ángulo de cierre alcanzaría valores como de 120°, provocaría torques mecánicos que excederían en 7 veces al torque de arranque, con las debidas consecuencias.

### Representación del dial de un sincronoscopio

Rango permitido de diferencia de ángulo de fase



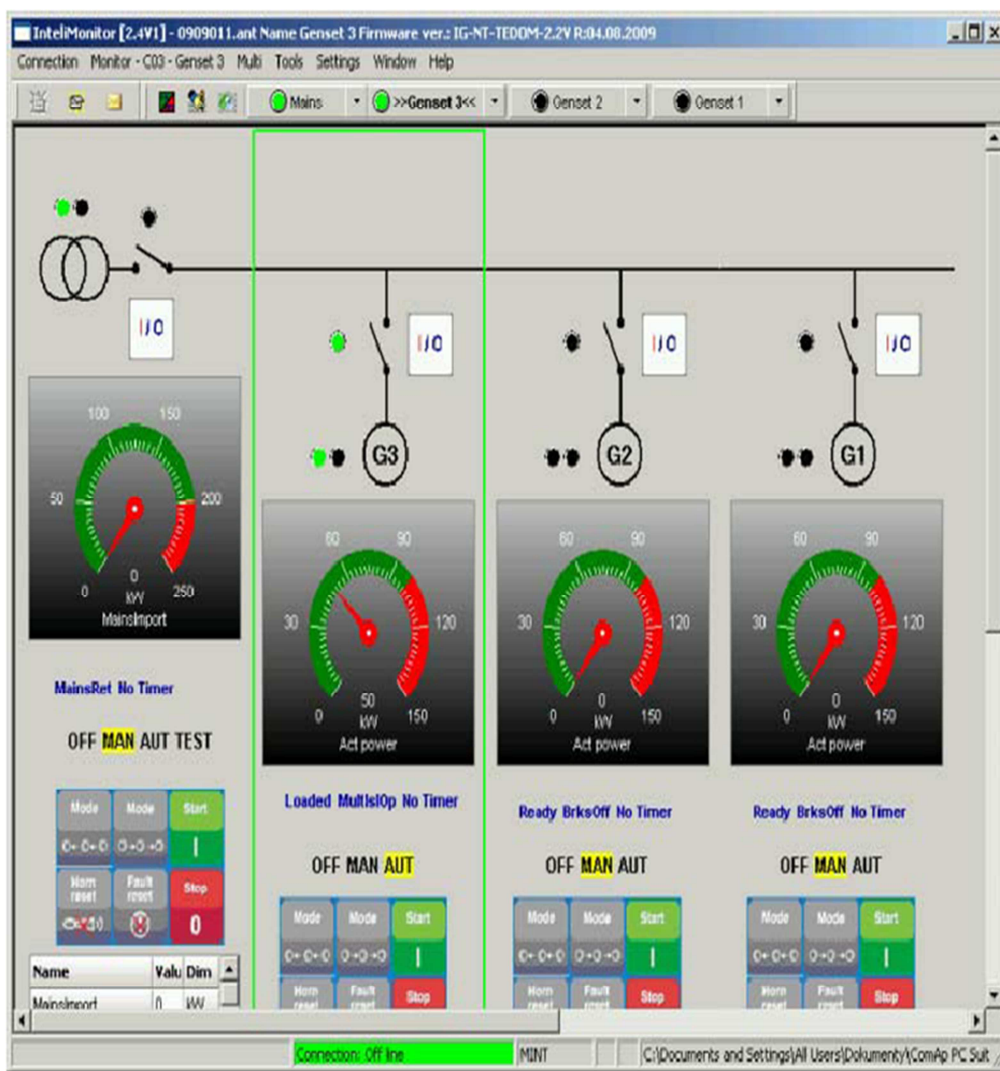
Ya programados los parámetros de sincronización se procede a presionar el GCB para permitir la sincronización de los generadores, en la imagen siguiente se indica las figuras representativas en el momento de efectuar la sincronización mediante el programa Intelimonitor.



Cuando la sincronización entre generadores fue probada y se certifica su correcto funcionamiento se procede a realizar las pruebas pertinentes con la Red.

Mediante la misma pantalla en modo manual se puede realizar las pruebas ordenando que el START de la Red se ponga en operación, al encender la luz verde se puede realizar las siguientes operaciones respecto a los START de los grupos generadores, una vez realizado esta operación se procede a realizar las sincronizaciones una por una de los generadores con la red.

Esta Imagen corresponde a la del SCADA instalado en la Planta de Agregados.





## 7.9 Calibración de equipos en Sincronización.

Funciones en modo off-man-aut

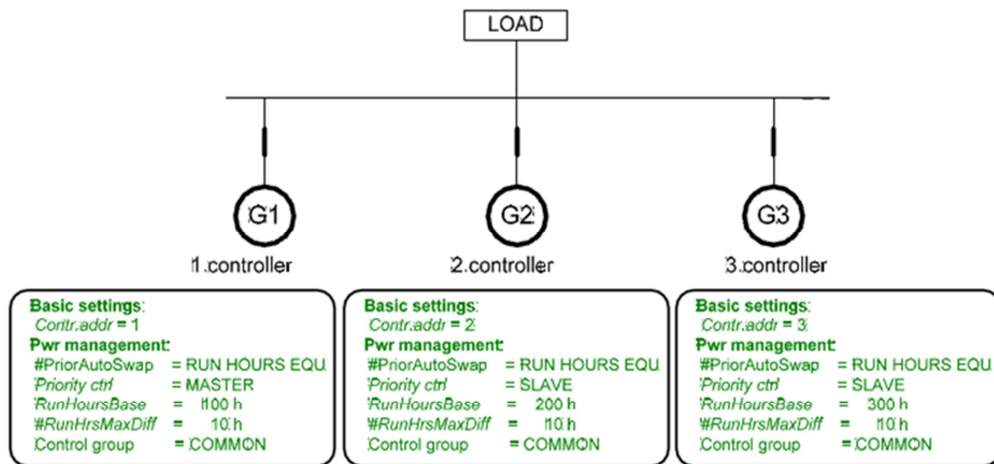
- MODO OFF.- La Red o los generadores no pueden ser encendidos, cuando el generador arranca no es posible seleccionar directamente el modo off, primeramente se debe poner en modo de parada la máquina.
- FUNCION EN MODO MAN.- La red o los generadores pueden ser encendido de manera manual, y de esta manera controlar las sincronizaciones de diferentes generadores conectados en paralelo para realizar las transferencias de carga. Para realizar el apagado se debe primeramente retirar a las máquinas de la sincronización, para luego poder dar la orden de parada.
- MODO AUT.- En este modo todos la red y los generadores necesariamente deben de tener seleccionado LoadResstrt, realizando una administración de energía basándose en unidades de KW, KVA o en %, de esta manera el total de la carga y el factor de potencia pueden ser compartido en el funcionamiento de la carga en paralelo de manera automática, de igual manera se podría balancear la horas de trabajo de los generadores por la demanda de carga activándolo desde el powermanagement.

Los puntos de ajuste del mecanismo regulador de la sincronización controlan la potencia real suministrada al sistema.

Groups	Name	Actual value	Dimension
ProcessControl	LGBaseLoad	20	kW
Basic settings	LocalBaseload	3	OFF kW
Comms settings	LGpwrFactor	1,00	
Engine params	#SysLdCtrl Ptm	0,60 .. 1,20	
Engine protect	#SysPFctrl Ptm	C31 - Mains : ----- C03 - Genset 3: 0,60 C02 - Genset 2: 1,20 C01 - Genset 1: 1,00	
Analog protect	SysBaseLdMode		
Gener protect	SysBasePFMode	INTERNAL	
Pwr management	Syncro enable	5	FORWARD
Sync/Load ctrl	#Neutral cont	6	EACH
Volt/PF ctrl	WatchedContr	0	

Limit: OFF; 1 .. 100(Nomin power)

Detalle de programación de encendido por medio de horas de trabajo.



A continuación se detallan los siguientes parámetros para considerar en la programación.

- Tiempo Máximo de Arranque[s]
- Tiempo de Enfriamiento[s]
- Cortar sólo las cargas no críticas necesarias para liberar la sobrecarga en la red conectada.
- Minimizar el riesgo de daño a las plantas generadoras.
- Mitigar la posibilidad de eventos en cascada como resultado del disparo por baja frecuencia de una unidad.
- Restaurar rápidamente la frecuencia del sistema a un valor cercano al normal.

La mayoría de las empresas suministradoras han implementado un programa de corte de carga automático para evitar tanto colapsos totales del sistema como para minimizar la posibilidad de daño al equipo durante una condición de operación con frecuencia anormal, en este caso se realizó una programación mediante un controlador lógico programable S7- 300 con el cual se realiza la desconexión de las cargas no críticas en el momento de que la red de la Empresa Eléctrica falle, evitando de esta manera interrumpir la producción de la Planta, la señal es emitida por el Intelimains cuando el GCM se desconecta, cuando la red se estabiliza se vuelve a reconectar retirando de manera automática los generadores que sustituyeron su potencia para mantener la funcionalidad de la Planta.

## CONCLUSIONES.

Como conclusión general podemos decir que el acoplamiento en paralelo de los generadores es un método por el cual el sistema de generación se hace más eficiente y confiable, pero tenemos que ser muy cautelosos en el procedimiento de la puesta en paralelo de generadores síncronos ya que un error podría causar daños tanto en el generador como en el sistema de generación, tenemos que tener especial cuidado en la sincronización del generador puesto que de esto depende el acoplamiento correcto.

Como conclusiones generales podemos anotar que:

Aunque no es necesario es lo más recomendable que los generadores a usarse para realizar el acople de generadores en paralelo deben ser comprados al mismo fabricante y poseer las mismas características técnicas.

La sincronía implica que las frecuencias entre la barra de generación y el generador a ser montado sean las mismas ya que como pudimos observar en la simulación existen partes en las que la diferencia de potencial será el doble de la tensión normal lo que generara un corto circuito de tensiones muy elevadas.

Una vez conectado el generador a la barra de generación tenemos que tomar en cuenta la toma de carga a fin de garantizar que el generador acoplado entregue potencia al sistema.

Tenemos que tener muy en cuenta que un sistema de montaje en paralelo de generadores no es tan sencillo como se muestran en los gráficos, por lo contrario es un sistema muy complejo y debemos tomar las respectivas precauciones al momento de operarlo.

## **BIBLIOGRAFIA**

Máquinas Eléctricas.  
STEPHEN J. CHAPMAN

Máquinas Eléctricas.  
JESUS FRAILE MORE

Máquinas Eléctricas y Transformadores.  
IRVING L. KOSOW

Manual de Ingeniería Eléctrica  
DONALD G. FINK / H. WAYNE BEATY