



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

**ESTUDIO SOBRE LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES  
COMPLEMENTARIOS, POR LA PLANTA FLOTANTE ESPERANZA**

**Melvin Raquel Corado Ortega**  
Asesorado por el Ing. Guillermo Aguilar Vela

Guatemala, agosto de 2008



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO SOBRE LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES  
COMPLEMENTARIOS, POR LA PLANTA FLOTANTE ESPERANZA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

**MELVIN RAQUEL CORADO ORTEGA**  
ASESORADO POR EL ING. GUILLERMO AGUILAR VELA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, AGOSTO DE 2008



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. José Luis Herrera Gálvez
EXAMINADOR	Ing. Juan Fernando Morales
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Duran
SECRETARIA	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

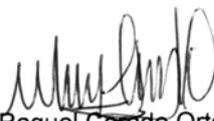


## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

### **ESTUDIO SOBRE LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES COMPLEMENTARIOS, POR LA PLANTA FLOTANTE ESPERANZA,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 14 de mayo de 2003.



Melvin Raquel Corado Ortega



Puerto Quetzal Escuintla, 16 de abril de 2008

Ing. José Guillermo Bedoya  
Coordinador Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Estimado Ing. Bedoya

Aprovecho la oportunidad para saludarlo y al mismo tiempo informarle que, como asesor del trabajo de Graduación titulado: **ESTUDIO SOBRE LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES COMPLEMENTARIOS POR LA PLANTA FLOTANTE ESPERANZA**, presentado por el Estudiante Melvin Raquel Corado Ortega, he efectuado la revisión correspondiente y al no tener ninguna objeción de su contenido, lo apruebo completamente.

Sin más por el momento.

Atentamente.

  
Guillermo Aguilar Vela  
Ingeniero Electricista  
Colegiado #2038



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



Guatemala, 10 de julio 2008.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director  
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
ESTUDIO SOBRE LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS  
AUXILIARES COMPLEMENTARIOS POR LA PLANTA  
FLOTANTE ESPERANZA, del estudiante; Melvin Raquel Corado  
Ortega, por considerar que cumple con los requisitos establecidos  
para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAR A TODOS

Ing. José Guillermo Benavides Barrios  
Coordinador Área de Potencia



JGBB/sro



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Melvin Raquel Corado Ortega, titulado: ESTUDIO SOBRE LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES COMPLEMENTARIOS POR LA PLANTA FLOTANTE ESPERANZA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 15 DE JULIO 2,008.



Universidad de San Carlos  
de Guatemala



Facultad de Ingeniería  
Decanato

Ref. DTG. 246.2008

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ESTUDIO SOBRE LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES COMPLEMENTARIOS, POR LA PLANTA FLOTANTE ESPERANZA**, presentado por el estudiante universitario **Melvin Raquel Corado Ortega**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos  
DECANO

Guatemala, agosto de 2008



/gdech



## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>DIOS</b>	Por haberme dado la vida y la fortaleza para culminar mi carrera
<b>MIS PADRES</b>	Sixto Corado y Berta Ortega, por sus múltiples esfuerzos y su apoyo para alcanzar este momento en mi vida.
<b>MI ESPOSA</b>	Ana Mercedes, por estar siempre a mi lado y haberme apoyado incondicionalmente durante todos estos años.
<b>MIS HIJOS</b>	Karen Andrea, Melvin Fabricio y Ana Gabriela, por ser la fuente de mi inspiración y motivación para superarme cada día más.
<b>MIS HERMANOS</b>	Vinicio, Cristian, Shen y Bertita, por su inmenso cariño, muestras de afecto y por darme ánimos para alcanzar esta meta tan importante en mi vida
<b>MIS SUEGROS Y CUÑADOS</b>	Por el apoyo que me han dado en todo momento.
<b>USTED</b>	Que comparte este momento tan especial conmigo y que de una u otra forma me ha brindado su ayuda.



## **AGRADECIMIENTOS A:**

### **Catedráticos de la Facultad de Ingeniería de la USAC**

Por las enseñanzas que me impartieron.

### **Mis amigos y compañeros**

Amilcar, Fernando, Angel Martin, Erwin, Hector Ovalle, Victor López.

Por su incondicional apoyo y amistad

### **Ing. Guillermo Aguilar**

Por su asesoría para la elaboración de este trabajo de graduación, por la confianza y apoyo que me ha brindado.

### **Todo el personal de Puerto Quetzal Power LLC**

En especial a los Ingenieros de Operaciones y Mantenimiento, por su compañerismo y amistad.



# ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b> .....	V
<b>GLOSARIO</b> .....	VII
<b>RESUMEN</b> .....	XI
<b>OBJETIVOS</b> .....	XIII
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	XV
<b>1. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS</b> .....	1
1.1. Reservas operativas.....	1
1.1.1. Reserva rodante.....	1
1.1.2. Reserva rápida.....	3
1.2. Regulación de frecuencia.....	4
1.2.1. Regulación primaria (RPF).....	6
1.2.2. Regulación secundaria (RSF).....	7
1.3. Control de potencia reactiva y tensión.....	9
1.4. Arranque en negro.....	11
1.4.1. Requerimientos técnicos.....	12
1.4.2. Tipos de plantas auxiliares.....	13
<b>2. SISTEMAS DE CONTROL Y MONITOREO DE LAS UNIDADES DE PLANTA ESPERANZA</b> .....	15
2.1. El Gobernador.....	16
2.1.1. Componentes básicos del Gobernador.....	17
2.2. Regulador de voltaje SIDUR 2000.....	21
2.2.1. Funcionamiento del SIDUR 2000.....	23
2.2.2. Operación en paralelo con estatismo de tensión.....	24
2.2.3. Excitatriz del generador.....	25

2.3. Relé MFR2 .....	25
2.4. PLC Simatic S7 .....	27
2.4.1. Software Win AC.....	27
2.4.2. Slot PLC Win AC.....	28
2.5. Registrador de eventos Nexus 1250 .....	30
2.6. Sistema SCADA .....	32
2.6.1. Configuración del Software del SCADA.....	35
2.6.2. Base de datos del sistema SCADA.....	37
<b>3. PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LAS UNIDADES EN</b>	
<b>PLANTA ESPERANZA</b> .....	39
3.1. Protección por alto y bajo voltaje.....	41
3.2. Protección por alta y baja frecuencia .....	42
3.3. Protección por potencia inversa .....	44
3.4. Protección por sobrecorriente y falla a tierra .....	45
3.5. Protección diferencial .....	47
3.5.1. Monitoreo del diferencial de corriente .....	48
3.6. Protección por pérdida de campo.....	51
<b>4. PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES</b>	
<b>COMPLEMENTARIOS</b> .....	53
4.1. Reservas operativas.....	54
4.2. Regulación de frecuencia .....	55
4.2.1. Regulación primaria de frecuencia.....	55
4.2.2. Regulación secundaria de frecuencia .....	62
4.3. Control de potencia reactiva y tensión .....	66
4.3.1. Análisis económico sobre la prestación de potencia reactiva .....	68
4.4. Arranque en negro .....	71
4.4.1. Procedimiento para el arranque en negro de una unidad generadora.....	73

<b>CONCLUSIONES</b> .....	75
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	77
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	79
<b>ANEXO</b> .....	81



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1	Límites de operación de la frecuencia.	5
2	RPF activa	6
3	Regulación primaria (RPF) y Regulación secundaria (RSF)	8
4	Diagrama general de un Gobernador hidro-mecánico	16
5	Suma de fuerzas en un Gobernador hidro-mecánico.	19
6	Eje de salida de un gobernador Hidro-mecánico	20
7	Retroalimentación para estabilización del gobernador	21
8	Esquema de un generador con excitación sin escobillas.	22
9	Esquema de conexión del relé MFR2	26
10	Esquema de conexión de un Slot PLC	29
11	Nexus 1250	30
12	Conexión del Nexus 1250	31
13	Red SCADA de la barcaza Esperanza	34
14	Ejemplo de pantalla del sistema SCADA	35
15	Interconexión de módulos ET200 por medio de red Profibus.	37
16	Gráfica de Datos del InSQL utilizando el ActiveFactory	38
17	Protecciones en el generador Siemens	41
18	Esquema de la protección diferencial en Generadores de la Central Esperanza	47
19	Curvas de preadvertencia y de disparo de la protección diferencial.	49
20	Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #1	55
21	Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #2	56

22	Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #3	57
23	Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #4	58
24	Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #5	59
25	Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #6	60
26	Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #7	61
27	Pantalla de operación de un generador	63
28	Operación de un generador prestando el servicio de AGC	65
29	Curva de capacidad de los generadores de Esperanza	67
30	Aporte de potencia reactiva en un día de prueba máxima.	68
31	Diagrama unifilar de la Central Esperanza	71

## **TABLAS**

I	Ajustes de la protección por bajo y alto voltaje en relé MFR2	42
II	Ajustes de la protección por baja y alta Frecuencia en relé MFR2	43
III	Ajustes de la protección por baja y alta Frecuencia en relé MFR2	44
IV	Ajustes de la protección por sobrecorriente en relé MFR12	46
V	Ajustes de la protección por falla a tierra en relé MFR12	46
VI	Ajustes de la protección diferencial en relé ESDR4	50
VII	Ajustes de la protección por pérdida de Campo en Relé MFR2	52
VIII	Características técnicas y de diseño de las unidades	53
IX	Servicios auxiliares necesarios para el arranque de una unidad generadora	73

## GLOSARIO

<b><i>ActiveFactory</i></b>	Aplicación cliente que funciona bajo un entorno cliente-servidor, se utiliza para graficar datos almacenados en el InSQL.
<b>AGC</b>	Control Automático de Generación.
<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>Barcaza</b>	Barco de tipo estacionario que carece de medios de propulsión propios.
<b>Capacitor</b>	Dispositivo que esta formado por un par de conductores, generalmente en forma de tablas, esferas o láminas, separados por un material dieléctrico o por el vacío, que, sometidos a una diferencia de potencial adquieren una determinada carga eléctrica.
<b>CT</b>	Transformador de corriente.
<b>Disparo</b>	Desconexión de emergencia de un generador debido a fallas de tipo interno o externo.
<b>Estatismo</b>	Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia. Se expresa en valores porcentuales.

<b>Ethernet</b>	Tecnología de redes de computadoras de área local.
<b>Excitatriz</b>	Cualquier equipo utilizado para suministrar la corriente de campo de los generadores eléctricos.
<b>Generador</b>	Máquina eléctrica que transforma la energía mecánica de rotación en energía eléctrica de corriente alterna.
<b>InSQL</b>	Base de datos de tipo industrial basada en el MS SQL.
<b>MTU</b>	Unidad Terminal Maestra.
<b>PLC</b>	Control lógico programable.
<b>Primotor</b>	Impulsor de un generador eléctrico.
<b>Profibus</b>	Bus de datos para aplicación industrial que permite conectar dispositivos compatibles a una velocidad de 12 Mbits.
<b>PT</b>	Transformador de potencial.
<b>Regulador</b>	Dispositivo creado para obtener un valor de salida deseado con base al nivel de entrada, ya sea mecánico o eléctrico.

<b>Relé</b>	Dispositivo diseñado de manera que el efecto eléctrico, magnético o térmico producido al aplicar energía eléctrica al mismo, genere un cambio brusco y predeterminado en uno o más circuitos eléctricos. Puede ser del tipo electromecánico o electrónico.
<b>RPF</b>	Regulación Primaria de Frecuencia es la regulación rápida de frecuencia, con un tiempo de respuesta inferior a 30 segundos, destinada a equilibrar instantáneamente la generación con la demanda, con el mínimo de desviación en la frecuencia.
<b>RSF</b>	Regulación Secundaria de Frecuencia es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de una o más máquinas, que compensa la desviación final de la frecuencia resultante de la RPF.
<b>RTU</b>	Unidad terminal Remota.
<b>SCADA</b>	<i>Supervisory Control And Data Acquisition System.</i>
<b>Sensor</b>	Dispositivo que detecta manifestaciones de cualidades o fenómenos físicos o químicos.
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado.
<b>Transformador</b>	Máquina electromagnética que permite aumentar o disminuir el voltaje o tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia.



## **RESUMEN**

Se describe los principales servicios auxiliares complementarios, requeridos por el AMM para el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala. Estos servicios complementarios, algunos obligatorios y otros remunerados, contribuyen a que el SNI opere con márgenes de seguridad

Para el caso de la Central Generadora Esperanza, se da a conocer el número de unidades generadoras con las que cuenta y también se describen los sistemas de monitoreo y control que poseen, ya que son estos sistemas los que hacen posible que la central pueda prestar los servicios auxiliares complementarios y al mismo tiempo se pueda verificar su cumplimiento.

Se dan a conocer las protecciones eléctricas con las que cuentan los generadores de la Central Esperanza. Adicionalmente, se indican los ajustes de esas protecciones, los cuales cumplen con las recomendaciones del AMM.

Se da a conocer la composición del sistema SCADA de la Central Esperanza, tanto de Software como de Hardware.

Utilizando registros históricos, se determina el cumplimiento de la Central Esperanza en la prestación de los servicios auxiliares complementarios. Se incluye también un breve procedimiento para poder efectuar el arranque en negro de uno de los generadores.



# OBJETIVOS

## General

Estudiar la prestación de servicios auxiliares complementarios por parte de la planta diesel Esperanza.

## Específicos

1. Definir los servicios auxiliares complementarios y su importancia en los sistemas eléctricos
2. Dar a conocer los sistemas de control, mediante los cuales es posible prestar los servicios auxiliares complementarios y los sistemas de monitoreo con los que se determina su cumplimiento.
3. Detallar las protecciones eléctricas con las que cuentan las unidades generadoras.
4. Analizar el grado de participación de la planta en la prestación de servicios auxiliares complementarios.



## INTRODUCCIÓN

Como todo producto, la energía eléctrica también tiene estándares de calidad. Estos se definen según las especificaciones técnicas y los respectivos márgenes de tolerancia aceptados. Algunas particularidades de la energía eléctrica, que la hacen distinta a cualquier otro producto, son:

- No es un producto almacenable, al menos en condiciones económicas, existiendo por lo tanto, simultaneidad entre su producción y la recepción por parte del cliente, siendo relevante la seguridad del suministro en todo instante.
- La operación interconectada es obligatoria para todos los productores de un sistema, los que deben someterse a un régimen de despacho central que determina cuáles unidades generadoras operan. Esto hace que la calidad del producto y la seguridad del suministro sean un problema conjunto donde todos se afectan mutuamente.

De lo anterior se desprende que existen dos tipos de atributos asociados al producto energía eléctrica. El primero está directamente asociado a la definición del producto o calidad, ya que cada unidad producida debe cumplir en los puntos de inyección, teniendo la frecuencia y el voltaje dentro de ciertos rangos. El segundo se refiere a la seguridad sistémica, donde los generadores en su conjunto deben respaldarse en el corto plazo y deben conjuntamente asegurar que en el mediano plazo existan reservas de energía generable compatibles con las exigencias del sistema.

Con estos atributos, que son estándares de calidad de la energía eléctrica y de la seguridad del suministro, está asociada la prestación de los denominados "Servicios Complementarios" por parte de empresas generadoras, transmisoras y clientes a través de sus propias instalaciones. En las diferentes regulaciones internacionales sobre Servicios Complementarios, se les agrupa en: aporte obligatorio, y de participación eventual o remunerada. Los servicios requeridos y su clasificación dependen de las características de cada sistema eléctrico y de la metodología de valorización de la energía y potencia firme, según sea por ofertas o por costos. A continuación se detallan los denominados "Servicios Complementarios".

# **1. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

## **1.1. Reservas operativas**

La Energía eléctrica debe ser transportada desde los centros de producción a los de consumo a través de una red que está sujeta a distintos tipos de fallas, esto hace necesario entre otras cosas un complejo mecanismo de control orientados a mantener en todo momento el equilibrio entre la potencia generada y la consumida, de forma que la frecuencia se encuentre en un valor próximo a 60 Hz. Los mecanismos de control más habituales son los reguladores de velocidad de los grupos generadores (gobernadores) o control primario, el control automático de generación (AGC) o control secundario, las unidades de generación de respuesta rápida (capaces de llegar a plena carga en un corto espacio de tiempo) y la desconexión de cargas.

Es imprescindible asignar a ciertos generadores la responsabilidad de responder a las señales enviadas por estos mecanismos de control. La capacidad reservada por estos grupos debe considerarse como un servicio más consumido por el sistema.

### **1.1.1. Reserva rodante**

Una capacidad no utilizada que puede compensar las variaciones bruscas de carga y mantener la frecuencia dentro de un margen de tolerancia. Frecuencia (Hz).

La reserva rodante de potencia del sistema está conformada por las siguientes componentes:

**Reserva para variaciones instantáneas de carga:** es destinada a estabilizar la frecuencia del sistema cuando aquella es afectada por variaciones instantáneas de carga, cuando el sistema se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de la acción del regulador de velocidad de las máquinas en forma automática. Es la primera acción de control que el sistema realiza, por lo que se denomina regulación primaria.

**Reserva para variaciones de carga de corta duración:** tiene como función compensar el error final de frecuencia resultante de la Regulación Primaria de Frecuencia. Su función principal es absorber las variaciones de demanda alterada por variaciones momentáneas o de corta duración de la carga con respecto a la pronosticada para el sistema en régimen de operación normal. La recuperación se realiza mediante una acción de control automática o manual sobre los reguladores de velocidad de las unidades dispuestas para tal fin, y a la cual se la denominada regulación secundaria. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.

**Reserva para pérdida de generación:** se destina para mantener la continuidad del servicio, en caso de pérdida de generación en el sistema, debido a la salida no programada de unidades de generación o de elementos de la red de transmisión que producen efectos similares.

### 1.1.1.1 Determinación de la reserva para regulación primaria de frecuencia (RPF)

La reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia, tienen como objetivo estabilizar la frecuencia del sistema ante variaciones instantáneas de demanda y compensar el error final de frecuencia resultante de la RPF por variaciones de corta duración de carga, cuando el sistema se encuentra en régimen de operación normal. La reserva para regulación primaria de frecuencia, se determina de la siguiente expresión:

$$RRPF_{pu} = \Delta f_{\max pu} / Ssni_{pu}$$

Donde:  $\Delta f_{\max pu}$ : Desviación de frecuencia que agota la reserva para RPF  
 $RRPF_{pu}$ : Reserva para RPF del sistema.  
 $Ssni_{pu}$ : estadismo del sistema.

### 1.1.2. Reserva rápida

La reserva rápida tiene como objetivo contar con potencia para cubrir las desviaciones respecto a la operación programada que son provocadas por contingencias u otro tipo de imprevistos importantes y podrá ser proporcionada con unidades térmicas de punta o unidades hidroeléctricas que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima en un tiempo no mayor de treinta minutos.

## **1.2. Regulación de frecuencia**

En un sistema interconectado grande, muchas centrales generadoras grandes y pequeñas están conectadas sincrónicamente y por esto tienen la misma frecuencia, lo que se ve afectado por las variaciones de frecuencia, que perjudica al sistema entero.

Lo más probable es que la producción de los generadores en cualquier instante difiera de la carga del sistema. Si la salida es más elevada de lo que la demanda exige, las máquinas tenderán a aumentar su velocidad y la frecuencia aumentará y viceversa, por lo tanto, la frecuencia no es una magnitud constante sino que varía continuamente; estas variaciones son normalmente pequeñas y no son percibidas por la mayor parte de los consumidores.

Es conveniente que la distribución de la potencia requerida entre los generadores se determine antes que se produzca la solicitud de la carga, por lo tanto, debe predecirse haciendo un análisis de las cargas experimentadas en el mismo período en los años anteriores.

El control de frecuencia y la asignación de carga a las máquinas se pueden efectuar de manera completamente automática o por decisiones y acciones de técnicos encargados del despacho.

Según sus características las variaciones de frecuencia se pueden separar en tres grupos:

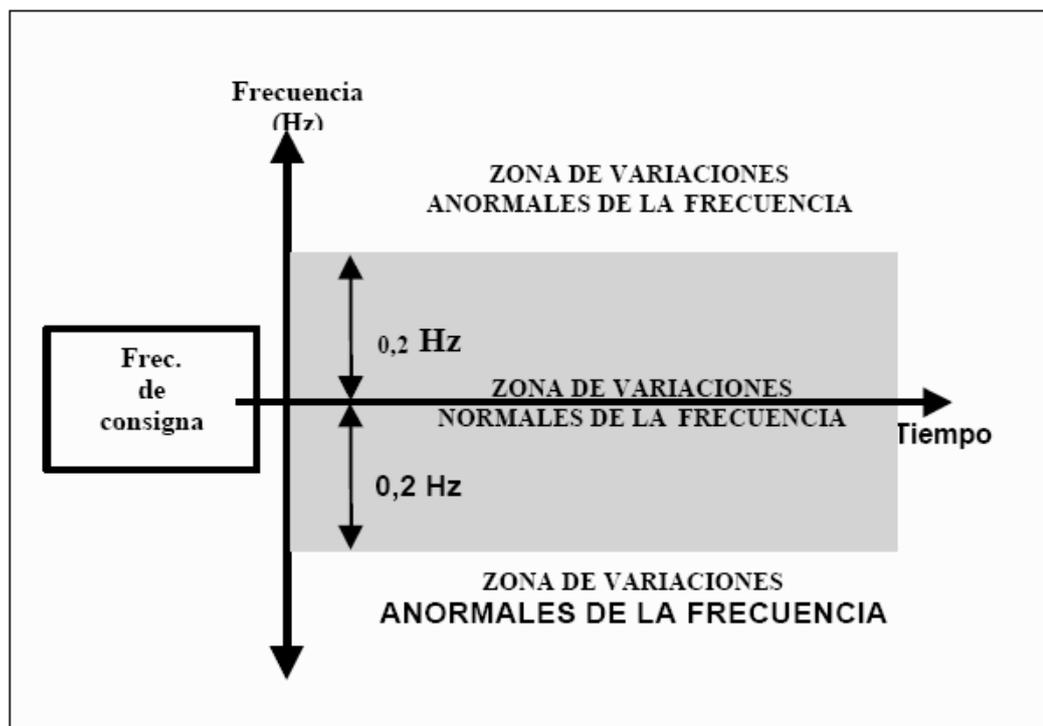
- Variaciones lentas de frecuencia.
- Variaciones bruscas de pequeña amplitud.
- Variaciones bruscas de mayor amplitud.

En un sistema eléctrico conviven una serie de generadores, por lo cual la regulación de frecuencia es un aspecto complejo. La sincronización de los generadores es uno de los elementos principales para mantener la frecuencia.

Se puede definir el concepto de rigidez del sistema asociado a la frecuencia. Un sistema es rígido si para cambios bruscos de potencia la frecuencia no varía mayormente.

Para el SNI se han definido los límites de frecuencia, en condiciones normales 59.9 Hz y 60.1 Hz, en condiciones de emergencia 59.8 Hz y 60.2 Hz. Ver figura 1.

**Figura 1. Límites de operación de la frecuencia.**



Fuente: Estudios Eléctricos, Regulación Primaria de Frecuencia, página 10.

En un sistema eléctrico existen distintos tipos de regulación de frecuencia: entre ellos están la regulación primaria y regulación secundaria.

### 1.2.1 Regulación primaria (RPF)

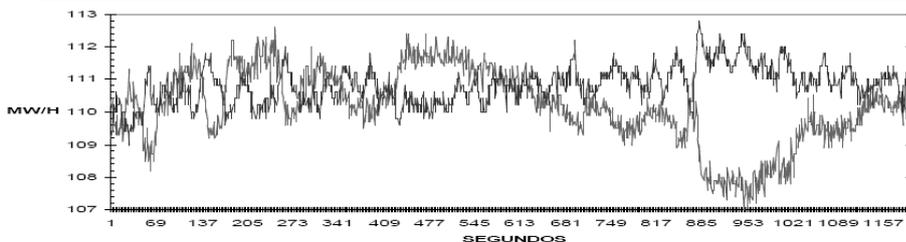
La regulación primaria de frecuencia es la variación inmediata de la potencia entregada por un generador como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema. Este es un servicio que prestan los generadores, con el fin de mantener los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad en la atención de la demanda de electricidad.

En el caso del Sistema Interconectado Nacional de Guatemala, todas las unidades y plantas de generación están obligadas, de acuerdo a la norma NCO-02 “Coordinación de la Operación en tiempo real” del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) numeral 2.2.6.3 inciso “e”, a operar con el regulador de velocidad en modalidad libre (desbloqueado). En la figura 2 se pueden apreciar las variaciones de potencia en un generador por efecto de las variaciones de frecuencia al operar en modalidad libre.

**Figura 2. RPF Activa**

#### **RPF ACTIVA:**

Se observa una relación especular ( “efecto espejo”) entre las variaciones lentas de la potencia y de la frecuencia.



Fuente: Estudios Eléctricos, regulación primaria de frecuencia, página 33.

La variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga está determinada por el estatismo, el cual es una característica técnica de una planta y/o unidad de generación. El estatismo de las unidades generadoras despachadas centralmente debe ser un valor entre el 2% y el 6%, además, la banda muerta deberá ser inferior al 0.1% (0.06 Hz).

Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas por el AMM deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada. Para dar cumplimiento a lo anterior, las plantas y/o unidades de generación deben estar habilitadas para incrementar su generación, incluso cuando sean despachadas con la disponibilidad máxima declarada.

### **1.2.2. Regulación secundaria (RSF)**

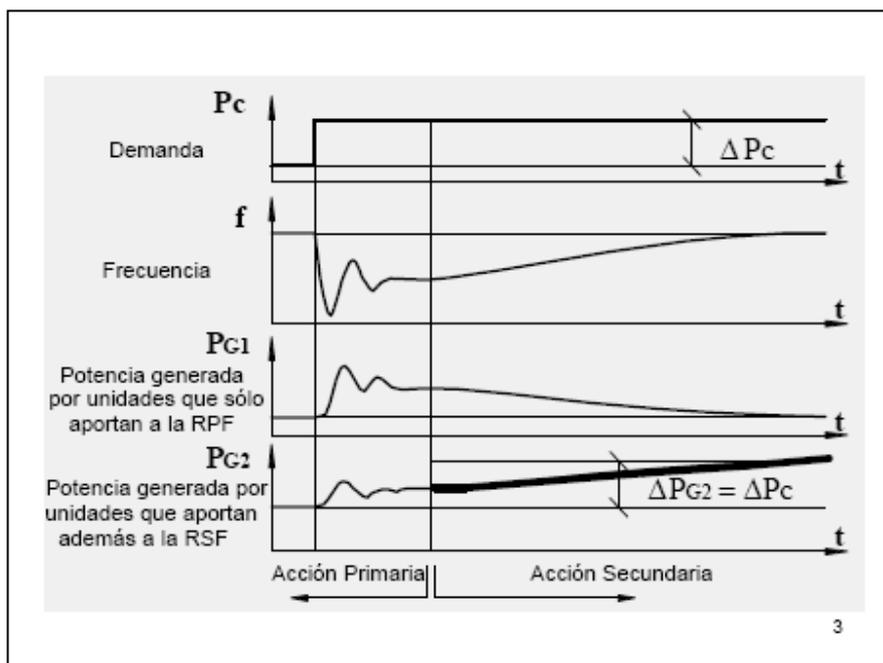
La Regulación Secundaria de Frecuencia es un servicio asociado a la actividad de generación de energía que contribuye a asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional. Este servicio puede ser prestado por las plantas de generación que cuentan con Control Automático de Generación (AGC).

Por otro lado, el control de la regulación secundaria puede realizarse de forma manual o automática, ajustando la potencia de los generadores para restablecer el equilibrio carga - generación, lo que resulta en un acompañamiento de las variaciones de carga a través de la generación, controlando la frecuencia dentro de un rango de operación de condiciones normales.

La regulación secundaria de frecuencia se define como la acción manual o automática sobre la carga de un grupo de generadores, para compensar los desvíos del valor medio de la frecuencia y así restablecer el equilibrio carga – generación.

La regulación secundaria de frecuencia permite llevar nuevamente a las máquinas que realizan la RPF a los valores asignados por el despacho, anulando los desvíos medios de frecuencia. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos. Ver figura 3.

**Figura 3. Regulación primaria (RPF) y regulación secundaria (RSF)**



Fuente: Estudios Eléctricos, Regulación Secundaria de Frecuencia, página 2.

### **1.3. Control de potencia reactiva y tensión**

El servicio de compensación de potencia reactiva presenta características muy diferentes a los otros servicios complementarios debido a su naturaleza y los dispositivos que lo proporcionan.

La compensación reactiva tiene como objetivos:

- Regular continuamente el perfil de voltaje.
- Mantener un nivel adecuado de reservas de potencia reactiva para soportar contingencias.

El primer objetivo se logra mediante la coordinación de elementos pasivos y elementos dinámicos. El nivel adecuado de reservas de potencia reactiva requiere forzosamente de la coordinación de elementos dinámicos. Entonces, hay una separación funcional del servicio de compensación reactiva en servicio de regulación de voltaje y servicio de reservas de potencia reactiva.

Sin embargo, existe una relación directa con el mercado primario, debido a que algunos elementos como los generadores síncronos proporcionan ambos servicios. En forma genérica, los servicios complementarios pueden clasificarse en servicios para la seguridad del sistema y servicios para la calidad del mismo. Una de las características del servicio de potencia reactiva, es que este es un problema local con mayor impacto en sistemas longitudinales que en sistemas mallados, debido a las distancias eléctricas y la imposibilidad que tiene la potencia reactiva de ser transportada grandes distancias. Esto resulta en la existencia de zonas o áreas reactivas, lo cual permitiría ejercer poder de mercado con mayor facilidad en un modelo descentralizado no líquido en el servicio de potencia reactiva.

Adicionalmente, el efecto de los elementos de transmisión hace más complicado el problema, aun en sistemas mallados, ya que en ocasiones los generadores no son capaces de aportar sus propios requerimientos, lo cual indica que ellos deberán considerarse usuarios del servicio de potencia reactiva.

Los modelos actuales, al igual que el modelo verticalmente integrado requiere de satisfacer un nivel mínimo de seguridad. El Operador del Sistema, es el responsable de mantener un nivel mínimo de seguridad. Para ello, los requerimientos de reactivos son calculados, generalmente mediante un estudio de flujos óptimos de potencia. La asignación de potencia reactiva se realiza mediante subastas por parte de los suministradores en períodos determinados (cada hora o cada 30 minutos). En la mayoría de los modelos el Operador del Sistema puede realizar redespacho en las unidades, a fin de satisfacer los requerimientos de potencia reactiva, lo cual implica asignación de costos de oportunidad para los generadores participantes.

Para el despacho de potencia reactiva se considera todos los dispositivos de control de voltaje y potencia reactiva disponibles: unidades de generación participantes en el mercado primario, compensadores estáticos de potencia reactiva, bancos de capacitores y reactores, así como transformadores con cambiador de derivación bajo carga.

La mayoría de los mercados actuales consideran los servicios de control de voltaje de elementos de la red como parte integral del servicio de transmisión y sus costos son evaluados mediante tarifas o peaje. Los generadores generalmente son obligados a participar en la producción de servicios complementarios. Costos complementarios son asignados ante la necesidad de redespacho de potencia activa de salida.

#### **1.4. Arranque en negro**

El arranque en negro es el procedimiento que deberá seguirse para recuperar un sistema eléctrico interconectado de una parada total o parcial, la cual ha causado una extensa pérdida de suministros. En general, todas las centrales eléctricas necesitan un suministro eléctrico para arrancar: bajo la operación normal este suministro vendría del sistema de transmisión o distribución; bajo las condiciones de emergencia del arranque en negro las estaciones reciben un suministro eléctrico de la planta auxiliar de generación localizada en el lugar.

Normalmente estos suministros auxiliares son proporcionados por una pequeña turbina de gas o una planta de diesel, el tamaño mínimo depende del tamaño de la unidad generadora principal.

Regularmente, los sistemas eléctricos son diseñados y operados en acuerdo con un sistema de estándares de seguridad de transmisión regulados, los cuales aseguran mantener la flexibilidad para mantener los suministros bajo condiciones de interrupción de las plantas o de las faltas inducidas por el tiempo de una amplia gama de condiciones de demanda. Por ejemplo, las condiciones atmosféricas extremas (como vientos anormalmente fuertes), podrían conducir a una parada parcial o total del sistema de transmisión.

Dependiendo de las circunstancias particulares, esta parada podría ocurrir sin advertencia y puede dar lugar a la parada total de toda la generación conectada con el sistema de transmisión.

Después de una parada total del sistema, es necesario reiniciar la generación, progresivamente (re-energizar el sistema de transmisión y restaurar la demanda). la estrategia incluye para el re-establecimiento de las centrales eléctricas aisladas con demandas locales correspondientes, es decir las “islas separadas de energía”, es llevarlos paso a paso a la integración de estas islas de energía en subsistemas más grandes y eventualmente el re-establecimiento completo de la transmisión del sistema.

Para proporcionar este servicio, se requiere la planta auxiliar para permitir a la planta de generación principal arrancar independientemente de fuentes de alimentación. Los costos de proveer energía de tal planta auxiliar no son generalmente económicos para negociar en el mercado de energía.

#### **1.4.1. Requerimientos técnicos**

Independientemente del tipo de planta instalada para proporcionar un servicio de arranque en negro, las siguientes capacidades técnicas son requeridas:

- La capacidad de arrancar la planta de generación principal (por lo menos una unidad / modulo) para el cierre de la central eléctrica en el lapso de tiempo convenido sin el uso de fuentes de alimentación externas.
- La capacidad de energizar la parte del sistema de transmisión del Sistema Nacional Interconectado y el sistema de distribución dentro del plazo convenido.
- La capacidad para aceptar instantáneamente la carga de demanda de los bloques, idealmente en el rango de algunos MW, y controlando la frecuencia y el nivel de voltaje entre los límites aceptables durante el proceso de carga del bloque (bajo estas condiciones, la frecuencia estará entre el rango de 57 a 62 Hz).

- La capacidad de proporcionar por lo menos tres arranques en negro secuenciales, en el plazo de dos horas, para tener en cuenta no disparar el posible sistema de transmisión / distribución durante el tiempo del restablecimiento.
- Suministros de combustibles en reserva (ejemplo, combustible destilado) para permitir a la central eléctrica funcionar en una mínima duración, idealmente en el rango de 3 a 7 días, siguiendo las instrucciones del arranque en negro;
- La capacidad de mantener una alta disponibilidad de servicio de la planta principal y auxiliar (típicamente 90-95%).
- La capacidad de absorber Potencia reactiva para cargar inmediatamente el sistema de transmisión / distribución. Esta capacidad dependerá de la configuración local del sistema.

#### **1.4.2. Tipos de plantas auxiliares**

Comúnmente se utilizan dos tipos de plantas auxiliares de generación para iniciar el proceso de arranque en negro de una central eléctrica, estos dos tipos son:

- Motores diesel de la velocidad media.
- Turbinas pequeñas de ciclo de gas abiertas.

Los motores diesel parecen ser la opción preferida por las centrales que están interesadas en el abastecimiento del servicio de arranque en negro debido a su naturaleza y condiciones generales de costo.



## **2. SISTEMAS DE CONTROL Y MONITOREO DE LAS UNIDADES DE PLANTA ESPERANZA**

La Central generadora Esperanza es una planta de generación de energía eléctrica del tipo Térmico, cuenta con siete motores marca MAN B&W, tipo 18V 48/60 de 18,900 KW a 514 RPM. Acoplados a los siete motores hay, siete generadores trifásicos marca SIEMENS de 23,000 KVA, con voltaje de salida de 13.8KV a una frecuencia de 60 HZ.

Para la operación en tiempo real, la central generadora Esperanza cuenta con un moderno sistema de control y monitoreo de las unidades. La operación en tiempo real consiste en actividades como: arranque y paro de las unidades, ajuste de los puntos de operación, monitoreo de parámetros de operación, etc.

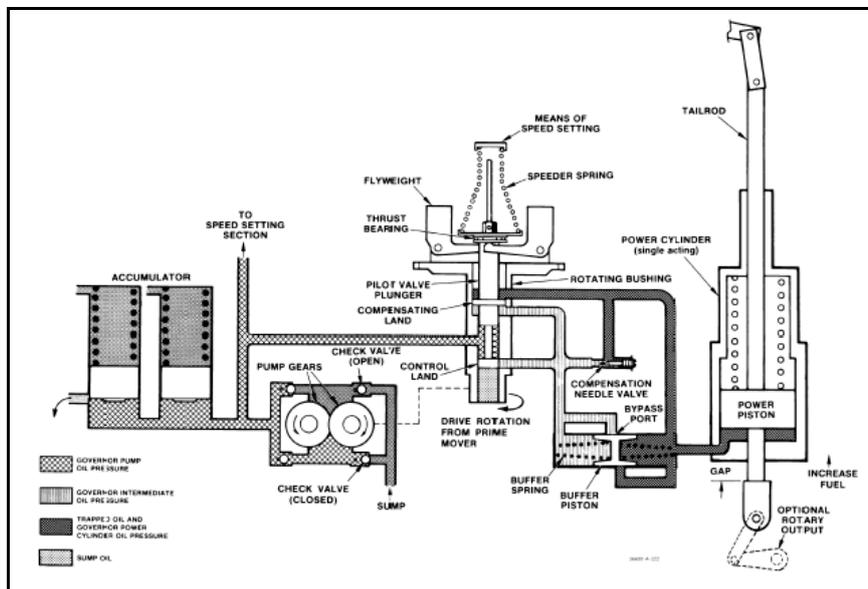
El sistema de control y monitoreo consiste de varios elementos que llevan a cabo diferentes funciones, entre ellos se puede mencionar: el Gobernador, para ajuste de la velocidad y potencia de la máquina, la unidad de excitación, para el control del voltaje de salida y de la potencia reactiva, el relé MFR2, el PLC, el Software de Monitoreo, etc.

## 2.1. El Gobernador

Todas las fuentes de potencia deben ser controladas con el objetivo de convertir la potencia en trabajo efectivo. El dispositivo con el cual se controla la velocidad o la potencia de salida de algún motor de combustión interna, turbina u otra fuente de potencia es llamado gobernador.

Un gobernador sensa la velocidad (o carga) de un primotor y controla el combustible (o el vapor) para mantener su velocidad (o carga) al nivel deseado. En algunos casos el gobernador controla otros factores que determinan la velocidad o la carga del primotor. En la figura 4 se muestra el diagrama básico de un gobernador hidro-mecánico.

**Figura 4. Diagrama general de un Gobernador hidro-mecánico**



Fuente: Woodward. *Governing Fundamentals and Power Management*, página 27

### **2.1.1. Componentes básicos del Gobernador**

Todos los gobernadores tienen cinco componentes fundamentales:

- Un medio para ajustar la velocidad o carga deseada.
- Un medio para sensar la velocidad actual
- Un medio para comparar la velocidad actual con la velocidad deseada.
- Un medio para que el gobernador cambie el flujo de combustible hacia el motor, en caso que este controlando un motor de combustión interna.
- Un medio para estabilizar el motor después de que se ha hecho un cambio en la alimentación de combustible.

#### **2.1.1.1. Ajuste de velocidad**

Ajustar la velocidad deseada de un gobernador es necesario para controlar eficientemente un motor. Los gobernadores modernos tienen avanzados sistemas de ajuste de velocidad los cuales pueden ser compensados por una variedad de condiciones cuando determinan la velocidad deseada. Existen dos tipos de gobernadores:

- Los gobernadores Hidro-mecánicos, éstos usan un resorte reductor de velocidad. Mientras más alta es la fuerza aplicada al resorte más alta es la velocidad deseada.
- Los controles electrónicos utilizan una fuerza eléctrica (voltaje y corriente) para ajustar la velocidad. Mientras mayor es la señal de voltaje o corriente mayor es la cantidad de combustible.

### **2.1.1.2. Sensor de velocidad**

El gobernador debe recibir una fuerza que es proporcional a la velocidad del motor. En gobernadores Hidro-mecánicos, esto se da por la fuerza centrífuga de los contrapesos que están rotando sobre un sistema controlador el cual a su vez está conectado al motor, y está directamente relacionado con la velocidad del mismo.

En controles electrónicos, esta fuerza viene desde un sensor de frecuencia (*pick-up* magnético), alternador, o generador el cual está directamente relacionado a la velocidad del motor. La frecuencia es cambiada entonces a una fuerza eléctrica, la cual es usada para el control. En ambos casos, mientras más rápido corra el motor más fuerte será la fuerza proveniente del sensor de velocidad.

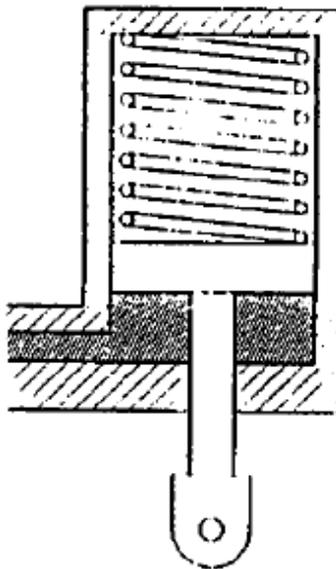
### **2.1.1.3. Comparador de velocidad**

La fuerza del ajuste de velocidad deseado y la fuerza de la velocidad actual son comparadas o sumadas. El ajuste de velocidad deseado es una fuerza en una dirección y la velocidad actual es una fuerza en dirección opuesta. Cuando esas fuerzas opuestas tienen el mismo valor, su suma será cero y en ese punto el gobernador está controlando la velocidad actual en el punto de velocidad deseado. Si la fuerza de la velocidad deseada es mayor a la fuerza de la velocidad actual, el gobernador incrementará el combustible. Si la fuerza de la velocidad actual es mayor a la fuerza de la velocidad deseada, el gobernador disminuirá el combustible. Como el combustible es incrementado o disminuido, esas fuerzas cambiarán hasta que su suma se vuelva cero.



Los gobernadores y actuadores tienen diferentes tipos de salida de trabajo que van de acuerdo a la necesidad del motor. En la figura 6 se muestra un eje de salida típico de un gobernador hidro-mecánico.

**Figura 6. Eje de salida de un gobernador hidro-mecánico**



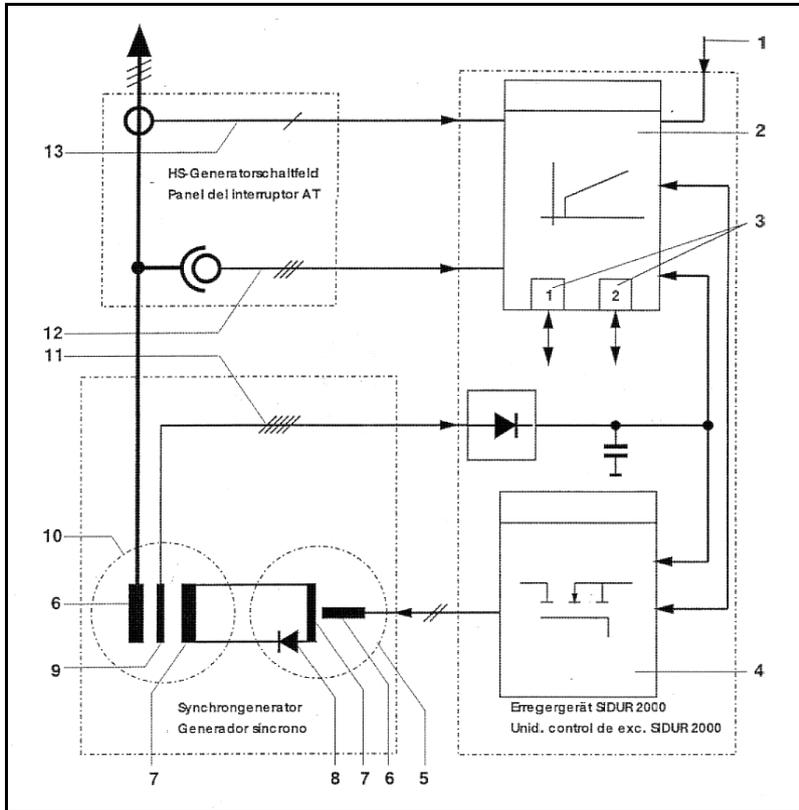
Fuente: Woodward. *Governing Fundamentals and Power Management*, página 11

#### **2.1.1.5. Estabilización del motor**

Cada vez que el gobernador efectúa una corrección de la velocidad o la carga de un motor, se originan ciertas oscilaciones que deben ser estabilizadas. La estabilización es llevada a cabo de diferentes maneras, pero todas ellas usan un sistema de retroalimentación para aplicar una fuerza al “Cojinete de Empuje” o al “punto de suma”, ver figura 7. Esta retroalimentación está normalmente en la forma de caída (*Droop*) o compensación, o en combinación de ambas.



**Figura 8. Esquema de un generador con excitación sin escobillas.**



- 1 Consigna de tensión
- 2 Regulador para control por microprocesador y estabilización de tensión
- 3 Interfaces serie 1 y 2
- 4 Controlador de potencia
- 5 Excitatriz
- 6 Devanado del estátor
- 7 Devanado del rotor
- 8 Rectificador rotativo
- 9 Devanado auxiliar BT (OHV)
- 10 Generador principal
- 11 Alimentación
- 12 Señal de tensión real
- 13 Caída de tensión (Estatismo)

Fuente: Siemens. Manual de Unidad de excitación SIDUR 2000, página 4

El devanado del rotor del generador principal es alimentado por el devanado del rotor de la excitatriz, a través de un conjunto rectificador trifásico rotativo conectado en puente. A su vez, la excitatriz se excita a través de la unidad de control de excitación SIDUR 2000.

La SIDUR 2000 toma la energía necesaria para la excitación de un devanado auxiliar de baja tensión de 5 fases, separado del generador principal que también alimenta la excitación del generador y una fuente de alimentación interna para el equipo de control a partir de los armónicos incluso en caso de cortocircuito, además, es autónoma y permite la auto-excitación del generador.

### **2.2.1. Funcionamiento del SIDUR 2000**

El funcionamiento de la unidad de control de excitación de los generadores de planta Esperanza, inicia a partir de la tensión tomada del devanado auxiliar de baja tensión, la cual se rectifica y filtra por medio de un rectificador de cinco fases. Todos los componentes electrónicos de la unidad toman su alimentación a través de esta tensión de alimentación.

El controlador de potencia tiene como función generar corriente a partir de la energía tomada del devanado auxiliar BT y se inyecta en el devanado del estator de la excitatriz.

En el estado excitado el controlador de potencia esta puentado inicialmente por un contacto normalmente cerrado que lo abre el sistema cuando se alcanza la tensión de alimentación mínima requerida (aprox. 30 V)

Para fines de puesta en servicio el controlador de potencia dispone de una entrada de consigna analógica, de modo que, aplicando una tensión en corriente continua de 0 V a 10 V, es posible ajustar la corriente de salida del SIDUR 2000 desde 0 hasta  $I_{max}$ . Si esta entrada esta en uso quedan desactivadas las funciones de regulación. Dicha entrada se encuentra en el panel frontal de la tarjeta de control de potencia.

El regulador es de tipo digital con acción Proporcional e Integral y control por microprocesador, su misión es mantener la tensión del generador a un valor constante definido por el valor de consigna.

Los valores reales obtenidos de sensores y transformadores externos y las señales de control externas pasan de forma aislada galvánicamente al control por microprocesador desde las tarjetas de entrada / salida.

### **2.2.2. Operación en paralelo con estatismo de tensión**

El generador síncrono sin escobillas es apto para operación en paralelo con otros generadores asociado a un dispositivo de estatismo de tensión.

La salida de carga eficaz se ajusta utilizando el regulador de velocidad de la máquina principal, cuya característica debe variar de forma lineal y crecer como mínimo un 3% y no más de 5% en la transición de la carga nominal al vacío. El estatismo de tensión garantiza que la carga reactiva se distribuya proporcionalmente y tiene como efecto el que la tensión del generador caiga linealmente a medida que crece la corriente reactiva.

La caída puede ajustarse de 0% a 10% en pasos de 0,1%.

El estatismo de tensión se ajusta de forma que cuando  $\cos\Phi = 1$  no haya caída y cuando  $\cos\Phi = 0$  la tensión del generador caiga un 6% entre vacío y carga nominal en función de la corriente del generador. Este ajuste es equivalente a una caída de tensión del 3.6% cuando  $\cos = 0.8$ .

Si el generador debe funcionar solo no se requiere dispositivo de estatismo.

### **2.2.3. Excitatriz del Generador**

La excitatriz, diseñada como generador de campo estacionario es de tipo sin escobillas. El rotor de la excitatriz esta dispuesto sobre el eje del generador mientras que el estator esta fijo.

Una unidad de excitación estática auxiliar se utiliza para excitar el campo del generador de polos salientes a través de un regulador de tensión. La corriente trifásica que circula en el rectificador giratorio es rectificadas por diodos de silicio y se inyecta en el devanado de excitación de la máquina principal a través de la línea de excitación del devanado de campo de la máquina principal.

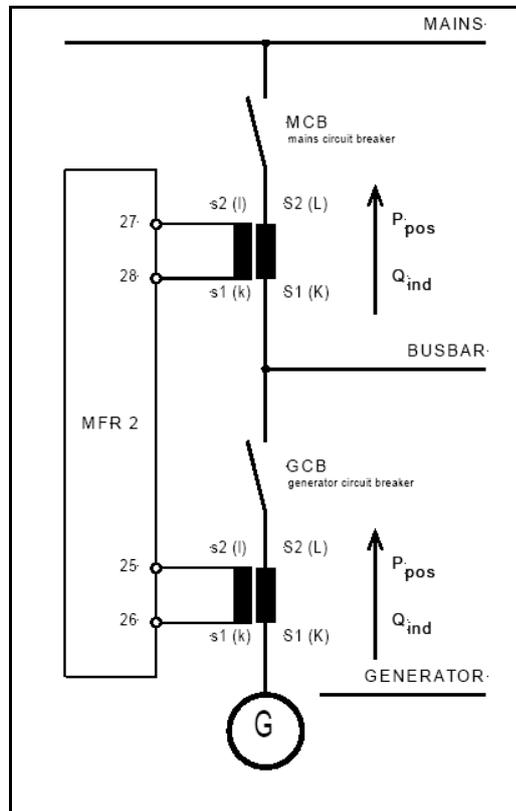
Como la excitatriz está situada dentro de la maquina principal, no precisa envolvente.

### **2.3. Relé MFR2**

En la planta Esperanza está instalado el sistema multiprocesador MFR2 que incluye todas las funciones de control, monitoreo, operación y despliegue de datos para el control de generadores síncronos y asíncronos tanto en operación aislada como en paralelo.

El Relé MFR2 obtiene todos los datos necesarios para el monitoreo de los parámetros eléctricos de la unidad generadora (sin necesidad de transductores externos) y los muestra por medio de su display de LCD. A su vez presenta comunicación bidireccional con el PLC de cada unidad generadora. En la figura 9 se puede ver el esquema de conexión del relé MFR2.

**Figura 9. Esquema de conexión del relé MFR2**



Fuente: Woodward. Manual MFR2, página 19

Al momento del arranque de la unidad Motor-Generador, el relé MFR2 recibe la señal de habilitación del PLC cuando la unidad llega a 490 RPM, en ese momento entra a funcionar la unidad de excitación del generador y el Relé MFR 2 comienza con su primera función que es la de sincronizar el generador al sistema.

Cuando se cumplen las condiciones de sincronización el relé MFR2 envía la señal de cierre al interruptor. Al momento de cierre del interruptor comienzan las otras funciones del Relé MFR2, las que consisten en proporcionar las protecciones eléctricas al generador y monitorear los valores

eléctricos de salida. Los valores eléctricos también son transferidos al PLC para la visualización en el sistema SCADA. Los valores requeridos de Potencia Real y de Factor de potencia son ingresados al PLC por medio del SCADA, quien a su vez envía estos valores al Relé MFR2, para el control de la unidad de excitación y el gobernador del motor.

## **2.4. PLC Simatic S7**

La barcaza Esperanza cuenta con 8 PLC's marca Siemens de la serie 400, estos PLC's son del tipo *PC-based Automation* "Automatización Basada en computadora", esto quiere decir que la CPU del PLC está montada en una computadora de tipo industrial. Esta CPU es una tarjeta que se inserta en las ranuras de expansión de las computadoras.

Para que este PLC funcione como tal se utiliza el software llamado WIN AC. Estos PLC's están configurados para "Periferia descentralizada", esto quiere decir que los módulos de entradas y salidas, tanto análogas como digitales, están esparcidos por toda la instalación y se comunican al PLC por medio de una red PROFIBUS. A su vez, todos los PLC's se encuentran interconectados a través de una Red *Ethernet*. Hay un PLC por cada Motor-Generador y un PLC para los equipos comunes de la Planta.

### **2.4.1. Software WIN AC**

El Software SIMATIC WinAC es quien crea la interface entre el PLC simatic S7 y la computadora industrial para ejecutar tareas de control.

El programa WinAC (Simatic S7 integrado en Computadora) resulta muy práctico no sólo para ejecutar funciones de control y visualización sino también para realizar tareas con gran volumen de datos y funciones tecnológicas a gran velocidad en una plataforma de PC.

Todos los datos de configuración para una aplicación basada en PC se editan, administran y almacenan a nivel central. Para ello se puede utilizar tanto ingeniería central vía Industrial *Ethernet* o vía PROFIBUS como también ingeniería local pudiendo instalar directamente STEP 7 en el PC de control. El código de SIMATIC Win AC es compatible con SIMATIC S7-400; es decir, las partes del programa escritas para SIMATIC S7-300 y S7-400 también se pueden utilizar después en Win AC y viceversa. SIMATIC Win AC también hace posible una integración sencilla de funciones tecnológicas, p. ej. Para tareas de conteo, posicionamiento y regulación. Para ello están, por un lado, los módulos de función inteligentes de las unidades periféricas descentralizadas SIMATIC ET 200 que se conectan a través de PROFIBUS DP.

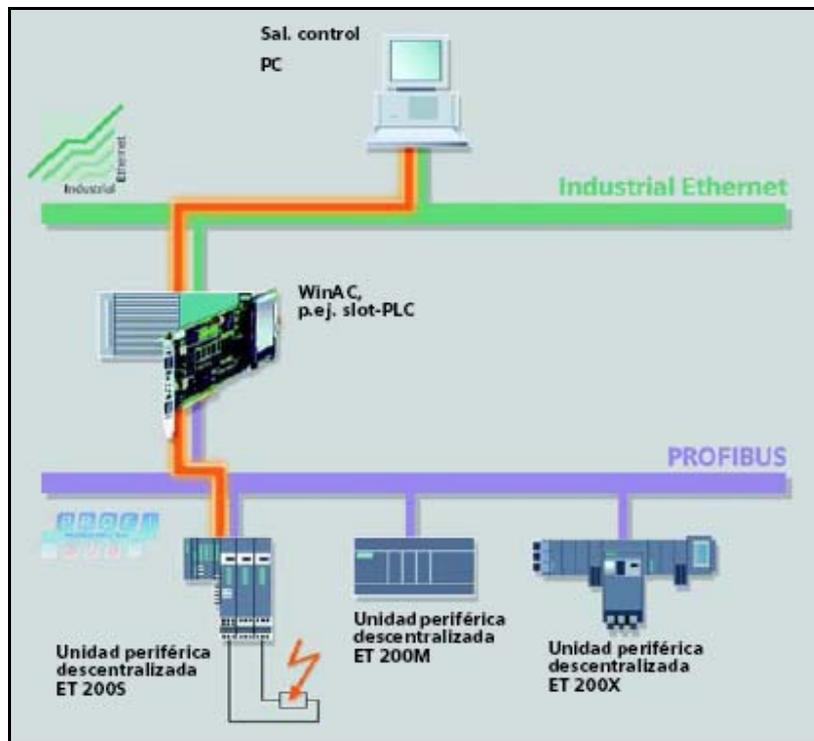
#### **2.4.2. Slot PLC Win AC**

Los slot-PLCs Win AC se basan, por su rendimiento y juego de instrucciones, en las potentes CPUs S7-400; con esta variante, el PLC funciona fuera del entorno Windows. Los slot-PLCs dominan el re arranque en la instrucción exacta y, cuando se produce un corte, continúan con el programa de usuario justo en el punto en el que fue interrumpido. En combinación con una fuente de alimentación externa de 24 V, el programa de usuario del slot-PLC se puede procesar de forma totalmente independiente al PC. Gracias al respaldo por pila, todas las áreas de datos se mantienen remanentes. Este comportamiento robusto y determinístico permite implementar aplicaciones con un alto grado de disponibilidad y seguridad funcional.

Los slot-PLCs llevan integrado un interface MPI-DP y un interface DP, por ejemplo, para establecer la comunicación con otras CPUs y para conectar la periferia descentralizada.

Además, los slot-PLCs soportan el modo isócrono para poder solucionar aplicaciones críticas en el tiempo también a nivel descentralizado. Desde el disco duro del PC se pueden archivar y desarchivar programas. El slot-PLC WinAC utilizado es el Win AC Slot 416 2 con memoria de 1.6 MB para código y datos. En la figura 10 se puede ver el esquema de conexión de un Slot PLC con módulos de periferia descentralizada por medio de una red profibus y la comunicación hacia una PC por medio de una Red *Ethernet*.

**Figura 10. Esquema de conexión de un Slot PLC**

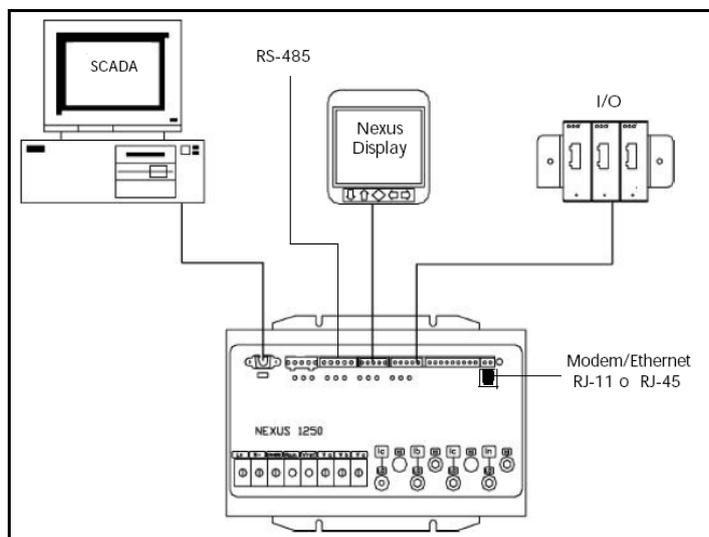


Fuente: Siemens. Manual *Windows Automation Center*, página 16

## 2.5. Registrador de eventos Nexus 1250

El registrador de eventos Nexus 1250 es un medidor y analizador de la calidad de la energía. Su capacidad de monitoreo provee información detallada y precisa acerca de los puntos medidos en una red eléctrica. Su capacidad de comunicación está disponible en conjunto con todas las funciones de medición. El Software "Nexus *communicator*" permite al usuario ver la información monitoreada por el Nexus. Contiene una memoria tipo Flash para el almacenamiento de la información. En la figura 11 se ve el esquema de conexión del Nexus 1250

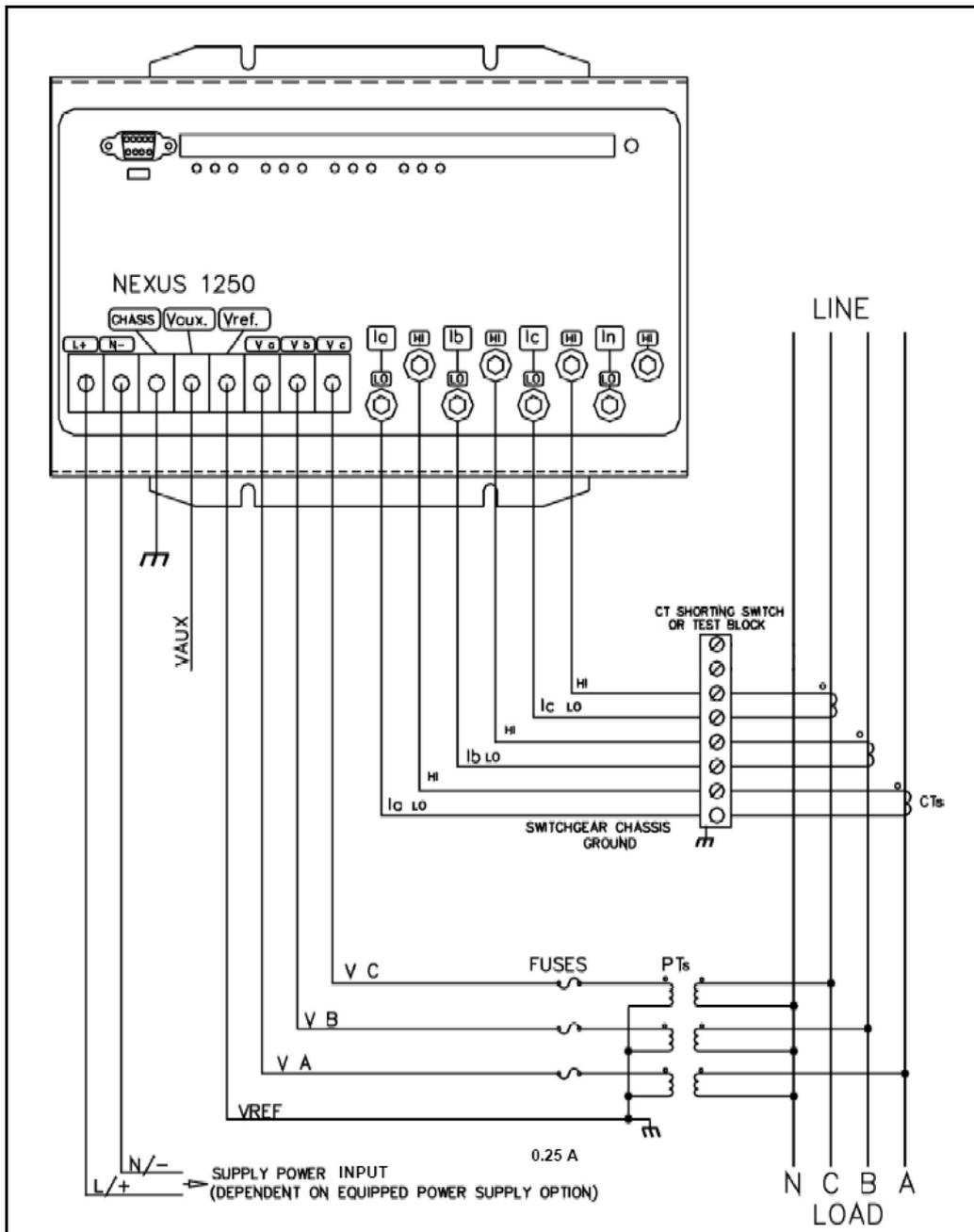
**Figura 11. Nexus 1250**



Fuente: Electro Industries. Nexus 1250 *User Manual*, página 27

El registrador de eventos Nexus 1250 se encuentra conectado a la línea de 230KV por medio de 3 transformadores de potencial en conexión estrella y 3 transformadores de corriente, como se muestra en la figura 12.

Figura 12. Conexión del Nexus 1250



Fuente: Electro Industries. Nexus 1250 *User Manual*, página 53

El Nexus 1250 además de poseer una exactitud del 0.04% contiene las siguientes características:

- Autocalibración cuando existe un cambio de temperatura de más de 10 °C.
- Ajustes por pérdidas de transformación y pérdidas en la línea.
- Almacena hasta 512 muestras por ciclo cuando ocurre un evento.
- Almacena los sub-ciclos transitorios de voltaje o corriente.
- Mide y almacena armónicos hasta de 83 orden.
- Puede ser sincronizado con un reloj GPS.
- Posee 4 MB de memoria NVRAM
- Contiene 4 puertos de comunicación de alta velocidad.
- Soporta múltiples protocolos para comunicación.

El Nexus 1250 es utilizado para proveer la información de los parámetros eléctricos en la línea de 230KV. Transfiere las lecturas de voltajes, corrientes, potencias, factor de potencia y frecuencia al sistema SCADA a través de uno de sus puertos de comunicación.

## **2.6. Sistema SCADA**

Juntamente con la utilización de PLC's basados en computadora se tiene el sistema de monitoreo y control SIDICON basado en el WINCC de Siemens y el Industrial SQL Server de Wonderware.

El Hardware del sistema SIDICON es una combinación de los siguientes elementos:

**OS 77:** Es la estación del operador, es una computadora tipo AT con procesador tipo Pentium, está conectada a una Red *Ethernet* por medio de un Procesador de Comunicación CP1613. Cuenta con un sistema operativo de Windows y también con el software WINCC. El OS 77 es usado para el monitoreo central y para la operación de la planta.

**FI45:** Es una computadora industrial compacta para montaje en Panel, cuenta también con un procesador Pentium, en ella está instalada la Slot PLC CPU 416-2DP (Basada en el simatic serie 400) con interfaz PROFI-DP integrada para la comunicación con la periferia descentralizada. Está conectada a su vez a la Red *Ethernet* por medio de un procesador de comunicación CP1413, tiene sistema operativo Windows y también tiene instalado el software WINCC.

El sistema común y cada motor generador cuenta con una FI45. Cada FI45 puede realizar también las tareas de monitoreo, control y operación, es por eso que sirven de respaldo a las OS 77.

**CP1413, CP1613:** Son tarjetas de RED con procesadores de comunicación integrados. Cada interfaz está conectada a un multitransceiver por medio de un cable con terminales AUI/ITP.

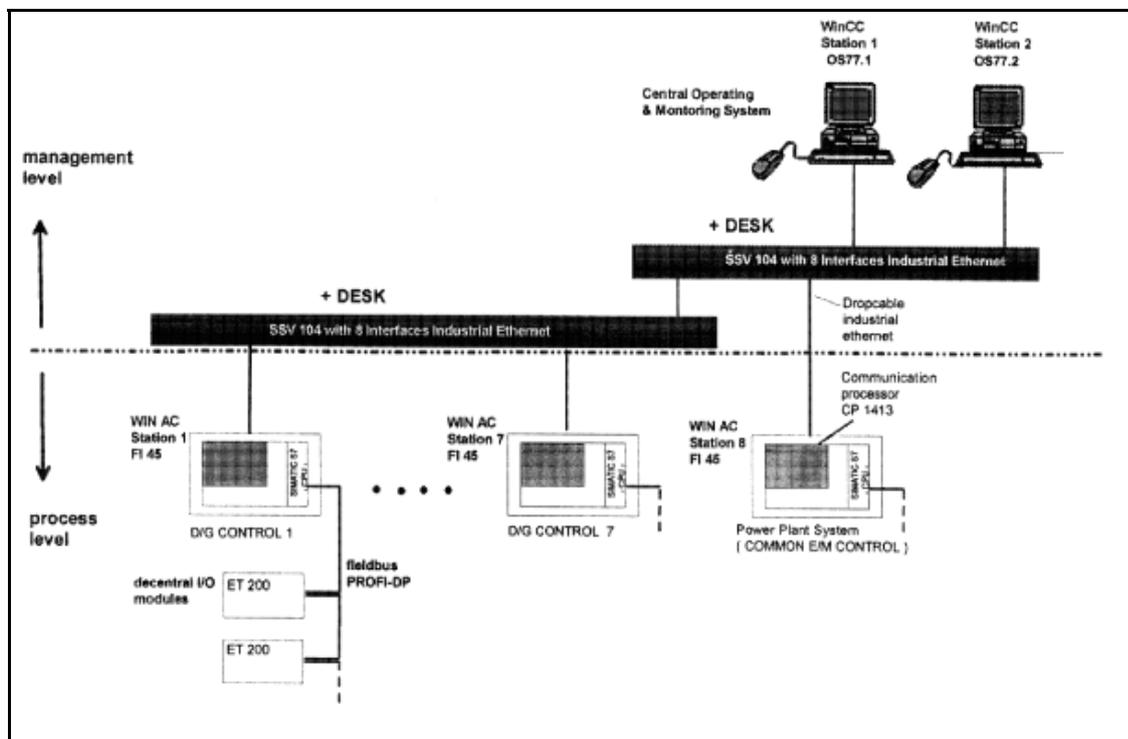
**Multitransceiver:** Es el dispositivo mediante el cual se conectan a la Red Ethernet las FI45 y las OS77.

**ET200L/S:** Son módulos terminales electrónicos. Estos módulos son usados como periferia descentralizada. Cada ET200 cuenta con un interfaz para conectarse vía PROFI-DP al Slot PLC CPU 416-2DP. LA ET200L es usada para entradas y salidas digitales únicamente. La ET200S es usada para entradas análogas y entradas y salidas digitales.

En la figura 13 se puede ver el esquema de conexión de la red del SCADA.

Al sistema SCADA están también integrados el Relé MFR 2 y el Registrador de eventos NEXUS 1250.

**Figura 13. Red SCADA de la barcaza Esperanza**

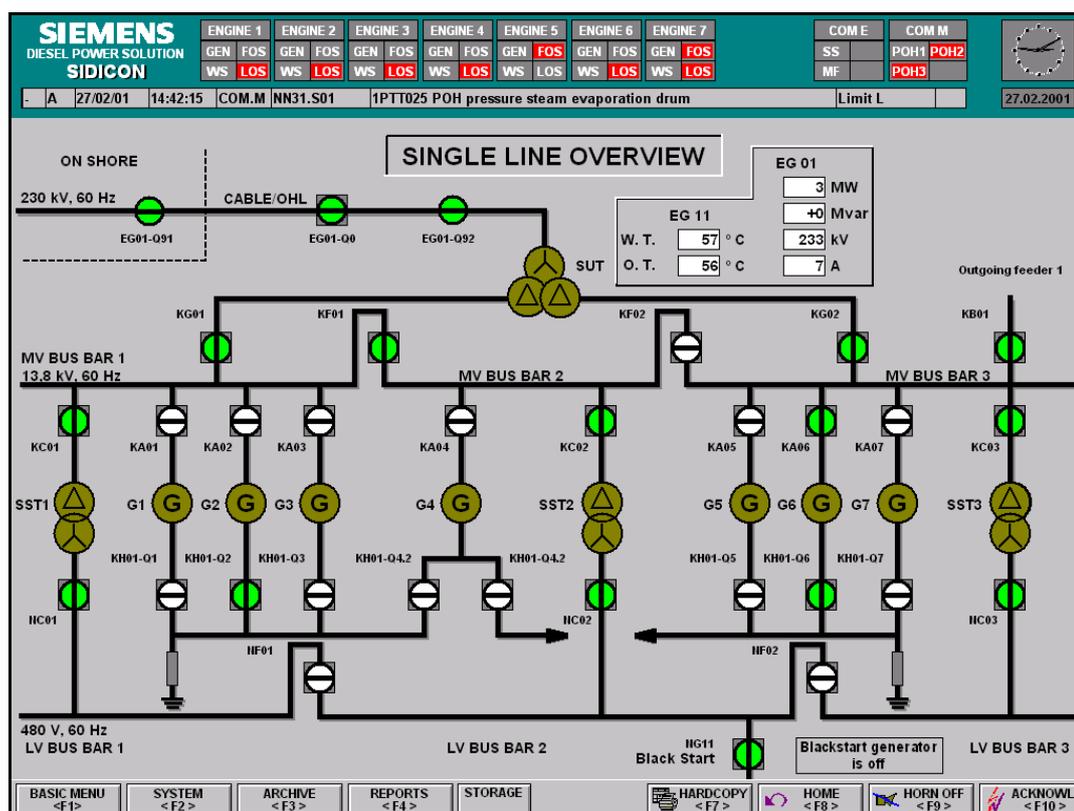


Fuente: Siemens. Manual SIDICON, página 38

## 2.6.1. Configuración del Software del SCADA

Las dos computadoras de operación OS77 están localizadas en la sala de mando. Por medio de estas computadoras se efectúa la operación, control, visualización y almacenamiento de funciones, su conexión está hecha de tal forma que tienen redundancia entre ellas, es decir que cuando una de ellas falla, la otra estación trabaja de forma normal y por medio de ella se puede realizar cualquier función. El Software de Visualización que utilizan es el WinCC de Siemens, ver figura 14.

Figura 14. Ejemplo de pantalla del sistema SCADA



Fuente: Estación OS77\_1. Diagrama unifilar de Planta Esperanza.

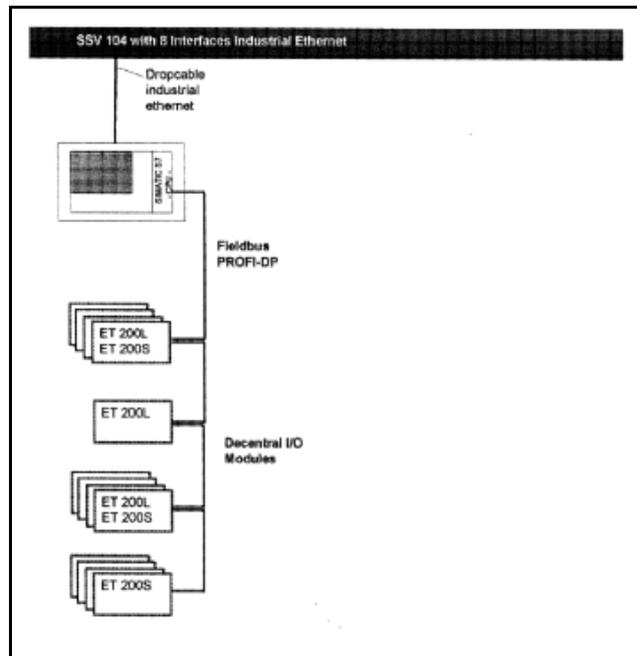
La falla de las dos estaciones no reduce la disponibilidad de los sistemas. El monitoreo y las funciones de control corren independientemente, en dispositivos de Hardware separados en las CPU's de las estaciones FI45. El operador puede controlar cada unidad desde su respectiva estación FI45, la cual tiene la misma información que la OS77.

Las estaciones FI45 con los SLOT PLC CPU también están localizadas en la sala de mando.

La FI45 se compone de dos partes funcionalmente independientes: La primera parte es la de computadora, ésta contiene el Software de visualización WINCC, éste corre bajo el sistema operativo Windows

La segunda parte contiene, corriendo de forma autónoma, la SLOT CPU 416-2DP. Todas las características de la CPU 416-2DP son idénticas a las de los PLC's simatic de la serie 400. Cada CPU tiene módulos de entradas y salidas del tipo ET200 interconectadas a través de una red Profibus. Ver figura 15.

**Figura 15. Interconexión de módulos ET200 por medio de red Profibus.**



Fuente: Siemens. Manual SIDICON, página 41

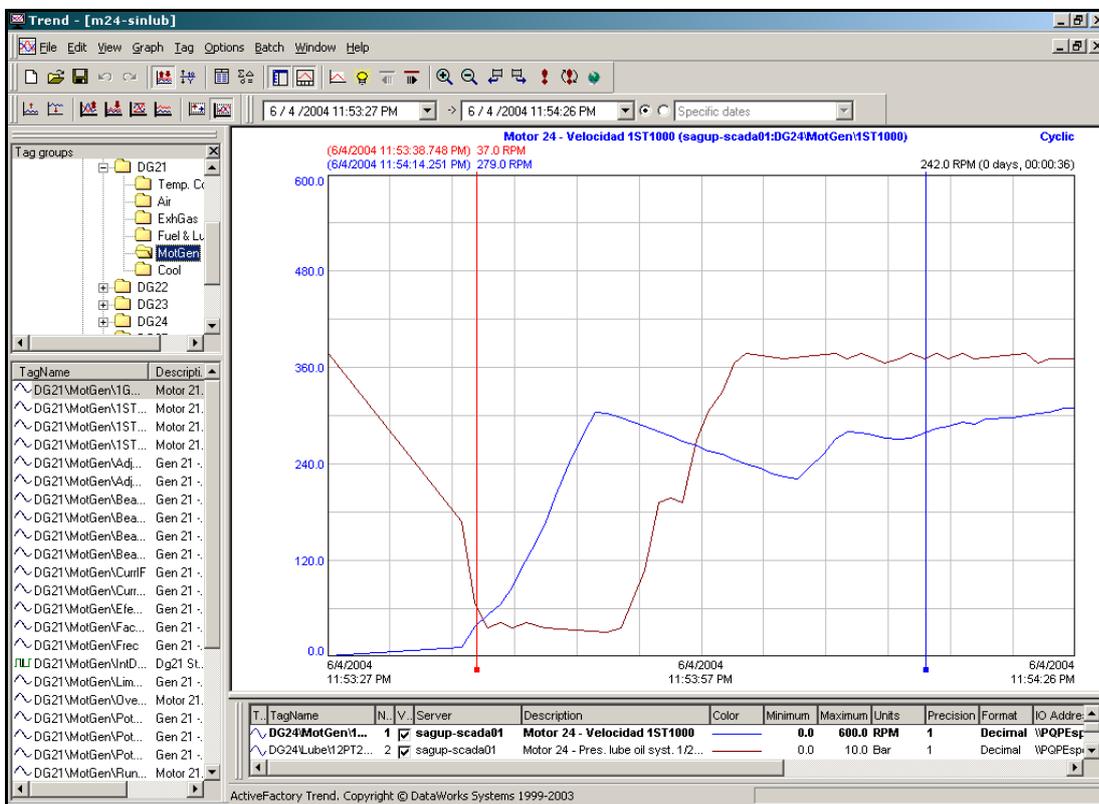
### **2.6.2. Base de Datos del Sistema SCADA**

Toda la información visualizada en el SCADA es también almacenada en una base de datos de tipo industrial instalada en un servidor especial. Esta base de Datos está basada en el InSQL de Wonderware, la cual es una extensión mejorada más flexible y potente del Microsoft SQL Server. Es utilizado como un historiador de planta para acceder rápidamente a los datos tanto en tiempo real como a cualquier dato histórico que sea requerido.

El servidor InSQL es capaz de almacenar 100,000 variables por segundo, al mismo tiempo que comprime los datos en un 90% para ahorrar espacio en disco.

El completo acceso a la información almacenada está disponible a través de la aplicación cliente llamada “ActiveFactory”, por medio de esta aplicación cliente es posible graficar las tendencias de los datos y realizar gran cantidad de reportes. El ActiveFactory contiene interfaces hacia los paquetes Microsoft Excel y Microsoft Word. Ver figura 16.

**Figura 16. Gráfica de Datos del InSQL utilizando el ActiveFactory**



Fuente: Servidor InSQL. Gráfica de datos almacenados.

### **3. PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LAS UNIDADES EN PLANTA ESPERANZA**

En un sistema eléctrico, los generadores constituyen un elemento claramente diferenciado del resto de equipos que constituyen el sistema. Obviamente, el caso de que el sistema esté perturbado por cualquier causa, (cortocircuito, pérdida de estabilidad, variaciones de frecuencia, etc.) los generadores han de mantenerse en servicio siempre que sea posible, en un intento de evitar el apagón general, de desastrosas consecuencias.

Esto no siempre es posible debido, principalmente, a sus limitaciones mecánicas y térmicas. Por otro lado, los generadores, como máquinas rotativas, padecen los disturbios de la red de forma muy diferente a como los sufren el resto de equipos, no rotativos.

Naturalmente, también pueden producirse averías internas en sus arrollamientos rotórico o estatórico. Algunas de estas averías, aunque de poca significación en cuanto a magnitud, son muy dañinas para la máquina. La detección de tales faltas internas precisa de sistemas de protección de cierta sofisticación.

Debido a lo anterior, la protección de los generadores merece una especial atención al hablar de las protecciones de un sistema eléctrico. Conforme aumente la potencia de las máquinas, sus sistemas de protección son más y más complejos.

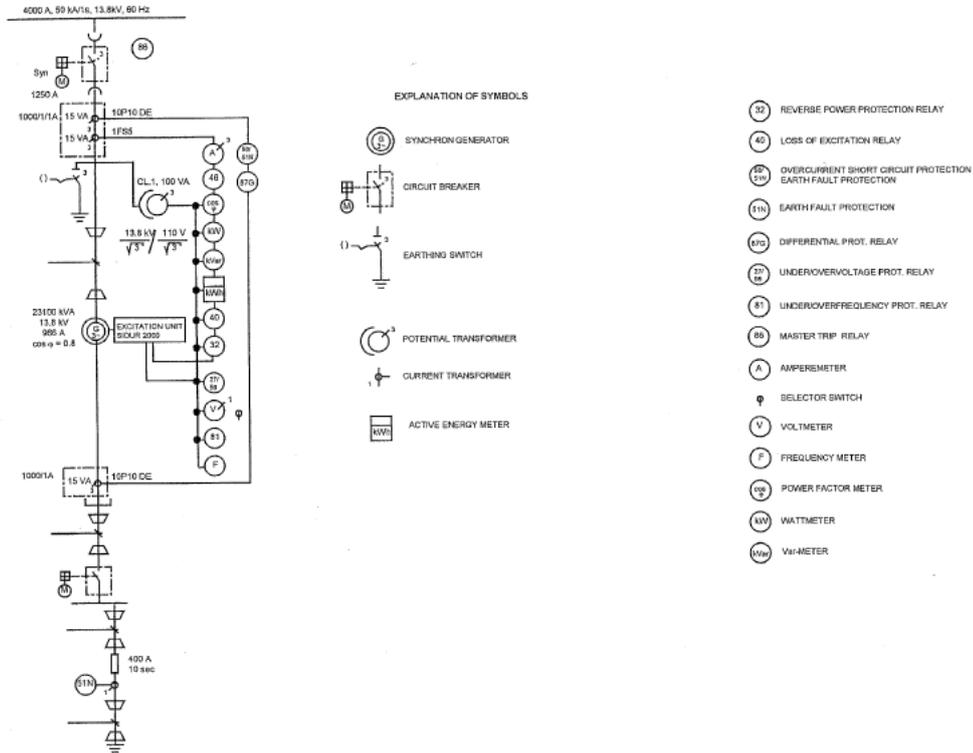
Para los grandes alternadores, se instalan equipos de protección compactos, que incorporan los relés de protección propiamente dichos, los transformadores auxiliares de intensidad y tensión, las fuentes de alimentación para los relés y las bobinas de disparo, etc.

En la central Generadora Esperanza, las principales protecciones eléctricas con las que cuenta cada unidad generadora son:

- Alto y Bajo Voltaje
- Alta y baja Frecuencia
- Potencia Inversa
- Sobrecorriente y falla a tierra
- Protección diferencial
- Pérdida de excitación

En la figura 17 se puede ver el esquema de conexión de las protecciones en uno de los generadores de la planta Esperanza. El esquema es el mismo para las siete unidades.

**Figura 17. Protecciones en el generador Siemens**



Fuente: Siemens, *D/G Control Generator Protection*, página 1

### 3.1. Protección por alto y bajo voltaje

La protección por alto y bajo voltaje en un generador es clasificada como tipo “B”, ya que es de las que corresponden principalmente a relés de respaldo, dado que la anomalía es remota al generador y por lo tanto, no hay una urgencia para el inmediato disparo de la unidad.

En la Central “Esperanza” la protección por alto y bajo voltaje es llevada a cabo por el Relé MFR2, cuyas principales funciones y modo de operación fueron descritos en el capítulo II. El ajuste de las protecciones de alto y Bajo voltaje en el Relé MFR2 se muestra en la tabla siguiente:

**Tabla I. Ajustes de la protección por bajo y alto voltaje en relé MFR2**

Parametro	Posible Valor	Valor Seleccionado
Generator Voltaje Monitoring ON	ON / OFF	ON
Gen. Over-voltaje U > threshold 000 V	75 . . . 130 V	120 V
Gen. Over-voltaje U > Time Delay 00.00 s	0.04 . . . 99.98 s	02.00 s
Gen. Over-voltaje U > to relays 0	1 . . . 4 s	Not Used
Gen. Under-voltaje U < threshold 000 V	75 . . . 130 V	80 V
Gen. Under-voltaje U < Time Delay 00.00 s	0.04 . . . 99.98 s	0.40 s
Gen. Under-voltaje U < to relays 0	1 . . . 4 s	Not Used

Fuente: Siemens, *Commissioning Sheets Esperanza Power Barge*, página 28

Tomando en cuenta el voltaje nominal de las generadores y la relación de transformación de los PTs los límites de variación de voltaje son:

Voltaje Nominal de Generadores = 13,800 V

Relación de Transformación de PTs = 13,800 V / 110 V

Límite para alto voltaje =  $120 \times 13,800 / 110 = \mathbf{15,054.5\ V}$

Límite para bajo voltaje =  $80 \times 13,800 / 110 = \mathbf{10,036.3\ V}$

### **3.2. Protección por alta y baja frecuencia**

La operación de generadores a valores anormales de frecuencia generalmente resulta en un completo o parcial rechazo de carga, así como también puede producir sobrecarga para el generador.

Este hecho puede ser causado por una falla momentánea como pueden ser fluctuaciones de carga durante disturbios en el sistema. El rechazo de carga del generador causará una sobrevelocidad lo que da como resultado un valor de frecuencia arriba de lo normal.

La sobrecarga de un generador puede ser causada por una variedad de disturbios en el sistema y/o condiciones de operación, dentro de las que se puede mencionar: disparo de otros generadores, circuitos de carga, etc.

En general, la operación a baja frecuencia es mas crítica que a sobrefrecuencia, por lo tanto, es indispensable la utilización de protecciones para alta y baja frecuencia.

En la central “Esperanza” esta protección está dada por el Relé MFR2, y el ajuste de la protección por alta y baja frecuencia se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla II. Ajustes de la protección por baja y alta Frecuencia en relé MFR2**

Parametro	Posible Valor	Valor Seleccionado
Mains frequency monitoring ON	ON / OFF	ON
Mains Over frequency f > threshold 00.00 Hz	40.0 . . . 70.0 Hz	65.00 Hz
Mains Over frequency f > time delay 0.00 s	0.04 . . . 99.98 s	7.00 S
Mains Under frequency f < threshold 00.00 Hz	40.0 . . . 70.0 Hz	57.20 Hz
Mains Under frequency f < time delay 0.00 s	0.04 . . . 99.98 s	1.00 s

Fuente: Siemens, *Commissioning Sheets Esperanza Power Barge*, página 29

Límite para alta frecuencia = **65.00 Hz**

Límite para baja frecuencia = **57.2 Hz**

### 3.3. Protección por potencia inversa

La motorización de un generador ocurre cuando por alguna razón la fuente de energía del primotor se corta mientras el generador todavía está en línea. Cuando esto ocurre, el generador actuará como un motor síncrono y moverá al primotor, dada esta condición el primotor puede resultar dañado.

La motorización del generador, en el caso de Central “Esperanza”, dado que el primotor es un motor diesel, provocaría que el generador absorba del sistema al menos 15% de su potencia nominal, lo que puede constituir una carga indeseablemente elevada para el sistema. Además, existe el peligro de incendio o explosión del combustible no quemado que aún se encuentra en las cámaras de combustión, además de someter a un sobreesfuerzo el eje del motor.

En la central “Esperanza” la protección por potencia inversa es llevada a cabo por el relé MFR2, y el ajuste de la protección por potencia inversa se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla III. Ajustes de la protección por baja y alta Frecuencia en relé MFR2**

Parametro	Posible Valor	Valor Seleccionado
Reverse / Less Power Monitoring ON	ON / OFF	ON
Reverse Power / Min. Power 00%	0 . . . ± 99 %	- 05 %
Reverse Power / Time delay 0.0 s	0.1 . . .99.9 s	07 s

Fuente: Siemens, *Commissioning Sheets Esperanza Power Barge*, página 29

Tomando en cuenta la potencia nominal del generador, el valor de potencia inversa que activará la protección es:

Potencia Nominal del generador = 18,900 KW

Potencia inversa =  $18,900 \times .05 = 945 \text{ KW}$

### **3.4. Protección por sobrecorriente y falla a tierra**

Se denomina sobrecorriente a la condición en la que la corriente en amperios (A) que circula por los conductores eléctricos de los equipos es mayor que la corriente a plena carga, como resultado de una sobrecarga, cortocircuito o falla a tierra.

Un dispositivo de protección por sobrecorriente resguarda el equipo abriendo el circuito cuando la corriente alcanza un valor que puede provocar una excesiva temperatura en los conductores.

Para el caso de la Central Esperanza, todos los generadores tienen la capacidad de conectar su punto estrella a tierra a través de resistencias. En operación normal solo un generador en cada una de barras debe de estar aterrizado. Si el sistema está balanceado, la corriente que circula a través del neutro del generador tiene un valor cercano a 0 A.

En la Central Esperanza el dispositivo encargado de la protección por sobrecorriente y falla a tierra es el Relé MFR12, el ajuste de las protecciones en este Relé se muestran en las tablas siguientes:

**Tabla IV. Ajustes de la protección por sobrecorriente en relé MFR12**

Parametro	Posible Valor	Valor Seleccionado
current transformer ratio	10 . . . 9990 / 1 A	1000 / 1 A
generator nominal current	10 . . . 9990 A	0966 A
generator current monitoring	ON / OFF	ON
over current 1	00 . . . 300 %	130%
over current delay	00.02 . . . 99.98 s	02.00 s
over current 2	00 . . . 300 %	300%
over current delay	00.02 . . . 99.98 s	00.50 s
over current hysteresis	001 . . . 240 %	5%

Fuente: Siemens, *Commissioning Sheets Esperanza Power Barge*, página 33

Dada la corriente nominal del generador, el límite para el disparo por sobrecorriente es:

Corriente nominal = 966 A

Límite de sobrecorriente =  $966 \times 1.30 = 1,255.8 \text{ A}$

**Tabla V. Ajustes de la protección por falla a tierra en relé MFR12**

Parametro	Posible Valor	Valor Seleccionado
earth current monitoring	ON / OFF	ON
earth current	0.10 . . . 300 %	10%
earth current delay	0.02 . . . 99.98 s	0.50 s
current monitor range	ON / OFF	ON

Fuente: Siemens, *Commissioning Sheets Esperanza Power Barge*, página 33

Según los ajustes de la protección, el límite permisible de circulación de corriente por el neutro del generador es:

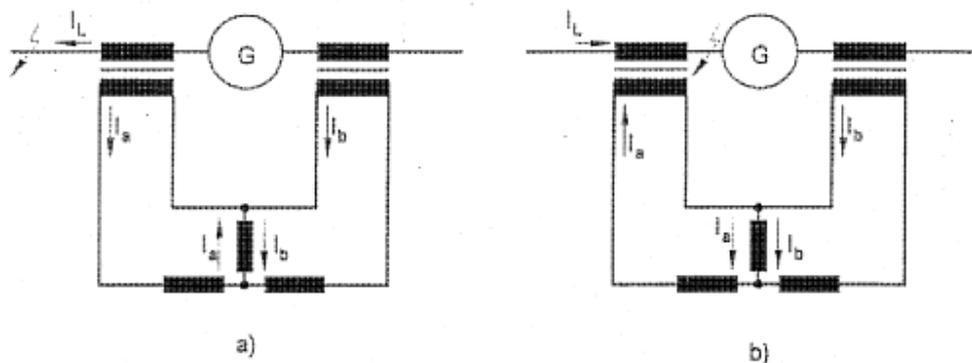
Corriente nominal = 966 A

Límite de corriente de falla a tierra =  $966 \times 0.10 = 96.6 \text{ A}$

### 3.5. Protección diferencial

La protección diferencial de los generadores en la Central Esperanza, es llevada a cabo por el Relé ESDR4. El ESDR4 es una unidad de protección diferencial trifásica. La corriente fluye en conductores individuales y es obtenida de los transformadores de corriente instalados en ambos lados del generador, ver figura 18.

**Figura 18. Esquema de la protección diferencial en Generadores de la Central Esperanza**



a) Error fuera del área de protección. b) Error dentro del área de protección

Fuente: Leonhard - Reglerbau, *Current differential protection for the protection of generators and motors – Operating Instructions*, página 3

Los transformadores de corriente determinan el límite del área protegida. Cortocircuitos de dos o tres fases y fugas de corriente son reconocidos por este Relé como fallas de corriente, provocando el disparo de la unidad. Si la falla de corriente ocurre fuera del área de protección del relé no existirá disparo de la unidad.

En caso de ocurrir una falla fuera del área de protección, la corriente **la** y la corriente **lb**, mostrada en la figura 18 parte (a), tienen igual valor, entonces su diferencia es igual a cero, por lo que la unidad de protección diferencial no se activará.

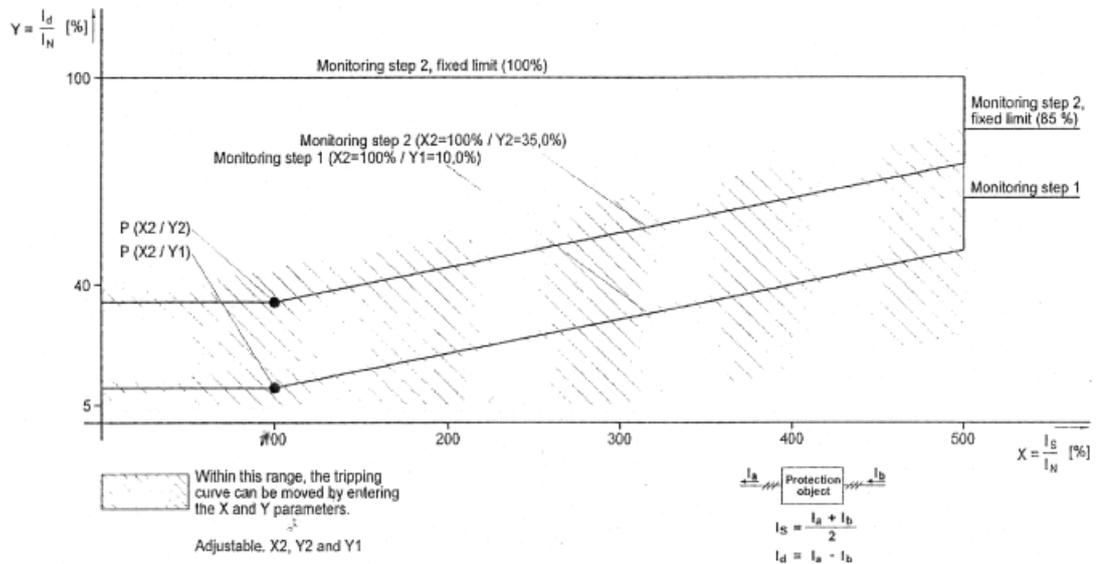
En el caso que una falla ocurra dentro del área de protección, mostrada en la figura 18 parte (b), diferentes corrientes circularan en los transformadores de corriente, por lo tanto resulta un diferencial de corriente. Si el diferencial de corriente excede el umbral de disparo la protección efectuará el disparo de la unidad.

### **3.5.1. Monitoreo del diferencial de corriente**

El Relé ESDR4 tiene dos etapas de monitoreo como puede verse en la figura 19. La primera etapa de monitoreo es usada para dar una advertencia temprana. Si la curva de preadvertencia es excedida, aparecerá un texto en la pantalla y se activará una salida del relé, el cual está conectado al Sistema SCADA y desde allí va a generar una alarma para advertir al operador.

La segunda etapa de monitoreo sirve para iniciar la operación de disparo, si el diferencial de corriente excede el valor ajustado la protección actuará sacando de línea la unidad.

**Figura 19. Curvas de preadvertencia y de disparo de la protección diferencial.**



Fuente: Leonhard - Reglerbau, *Current differential protection for the protection of generators and motors – Operating Instructions*, página 5

Los ajustes de la protección diferencial se muestran en la tabla siguiente:

**Tabla VI. Ajustes de la protección diferencial en relé ESDR4**

Parametro	Posible Valor	Valor Seleccionado
current transformer ratio	10 / 1 . . 6000 / 1 A	1000 / 1 A
generator nominal current	5 A . . . 6000 A	0966 A
automatic reset relay	ON / OFF	ON
monitoring	ON / OFF	ON
release limit IS/IN:	50%...300%	X = 100 %
release limit Id/IN:	5.0%...40.0%	Y = 20.0 %
pick-up time Id>IN release	0.04 s . . . 3.00 s	0.04 s
pick up time Id<IN release	0.04 s . . . 3.00 s	0.04 s
release time release	0.10 s . . . 3.00 s	1.00 s
automatic reset error text	ON / OFF	OFF
automatic reset error text delay	0.10 s . . . 3.00 s	not applicable
warning	ON / OFF	ON
warning limit Id/IN:	5.0 %...40 %	Y = 10.0 %
pick-up time warning	0.04 s . . . 3.00 s	0.10 s
release time warning	0.04 s . . . 3.00 s	1.00 s

Fuente: Siemens, *Commissioning Sheets Esperanza Power Barge*, página 35

Tomando en cuenta la corriente nominal del generador, los limites para la protección diferencial son:

Valor para preadvertencia =  $966 \times 0.1 = 96.6 \text{ A}$

Valor para disparo =  $966 \times 0.2 = 193.2 \text{ A}$

### **3.6. Protección por pérdida de campo**

La pérdida parcial o total de campo en un generador síncrono es perjudicial, tanto para el generador como para el sistema de energía al que está conectado. Esta condición deberá ser detectada rápidamente y, para evitar los daños al generador, se le deberá aislar del sistema.

Si se reduce o pierde la corriente de excitación, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de energía en vez de suministrarla, y opera en la región subexcitada de la curva de capacidad. Si ocurre una pérdida total de campo y el sistema puede suministrar la potencia reactiva sin una caída en el voltaje terminal, el generador va a funcionar como un generador de inducción; de lo contrario se perderá el sincronismo. El cambio desde la operación subexcitada normal a la operación subexcitada ante una pérdida de campo no es instantáneo, sino que ocurre durante un período de tiempo (segundos, por lo general) dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado.

Para el caso de la Central generadora Esperanza, la detección de pérdida de campo se hace en base a la potencia reactiva que consume el generador. Si ese consumo de potencia reactiva supera cierto valor, el relé MFR2 que es el encargado de esa protección, efectuará el disparo de la unidad.

Los ajustes de la protección por pérdida de campo se muestran en la tabla siguiente:

**Tabla VII. Ajustes de la protección por pérdida de Campo en Relé MFR2**

Parametro	Posible Valor	Valor Seleccionado
React. pow. Capacitive monitoring ON	ON / OFF	ON
React. pow. Capacitive Threshold value 000%	0 . . . 100 %	40%
React. pow. Capacitive Time delay 00.00s	0.04 . . . 99.98 s	02.00 s

Fuente: Siemens, *Commissioning Sheets Esperanza Power Barge*, página 30

Tomando en cuenta la potencia aparente del generador podemos determinar el límite de potencia reactiva que puede consumir el generador antes de que actúe la protección por pérdida de campo.

Potencia aparente = 23,100 KVA

Límite de consumo de potencia reactiva =  $23,100 \times 0.4 = \mathbf{9,240 \text{ KVAR}}$

Este límite se determina tomando en cuenta que, teóricamente, la máxima potencia reactiva que puede consumir o entregar el generador es igual a la potencia aparente del mismo.

## 4. PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES COMPLEMENTARIOS

La Central generadora Esperanza cuenta con siete unidades generadoras, las características de diseño y características técnicas de cada unidad se muestran en la tabla siguiente:

**Tabla VIII. Características Técnicas y de diseño de las unidades**

Característica	Unidad	Valor
Potencia aparente de cada unidad	MVA	23,1
Potencia activa instalada de cada unidad	MW	18,48
Servicio Propio	%	2,49
Reducción por altitud	%	0
Reducción por Temperatura	%	0
Potencia Activa Máxima (neta al sistema)	MW	17,81
Potencia Activa mínima operable	MW	11
Potencia Reactiva máxima	MVAR	10,4
Potencia Reactiva mínima	MVAR	-6
Factor de Potencia		0,8
Velocidad Nominal	rpm	514
Número de Polos		14
Tensión nominal de generación	KV	13,8
Tensión nominal de conexión al sistema	KV	230
Tipo de Combustible		Bkr C
Capacidad de Regulación de frecuencia		
Estatismo permanente	dp/df	3%
Banda muerta ajustable	Hz	0
Capacidad de Regulación de Voltaje (dq/dv)	dq/dv	4%
Arranque en Negro		Posible
Cantidad máxima de arranques diarios por unidad		3 c/unidad
Tiempo de sincronización fría	min	45
Tiempo de sincronización caliente	min	15
Razón de toma de carga	MW/min	0.555/0.925 *
Razón de reducción de carga	MW/min	2,33
Intervalo de arranque entre unidades	min	5

Fuente: MAN B&W, *Description of Power Barge*, página 2

#### 4.1. Reservas operativas

De acuerdo a la normativa existente, para poder contribuir al sistema con reservas operativas, todas las unidades tienen los siguientes ajustes:

- *Setpoint* de Potencia Activa a 17.9 MW que es el 97% de la Potencia total del Generador. ( $0.97 \times 18.5 \text{ MW} = 17.9 \text{ MW}$ )
- Tornillo de Tope en el Gobernador ajustado al 100 %, de esta manera, el generador puede tomar el 100% de su carga cuando la Frecuencia tienda a bajar.
- Banda muerta de +/- 0.4%, ajustada en el parámetro 'Banda de Aceptación' en el Relé MFR2. Como se vio en el capítulo 2, el Relé MFR2 es el que ejerce el control sobre el gobernador.
- Estatismo en el gobernador ajustado al 5%.

En operación normal, los generadores están ajustados al 97% de su capacidad, dado que el Gobernador de velocidad está desbloqueado, el generador puede tomar el 100% de su carga cuando exista un descenso en el valor de la Frecuencia. De esta manera se contribuye a la regulación primaria de Frecuencia.

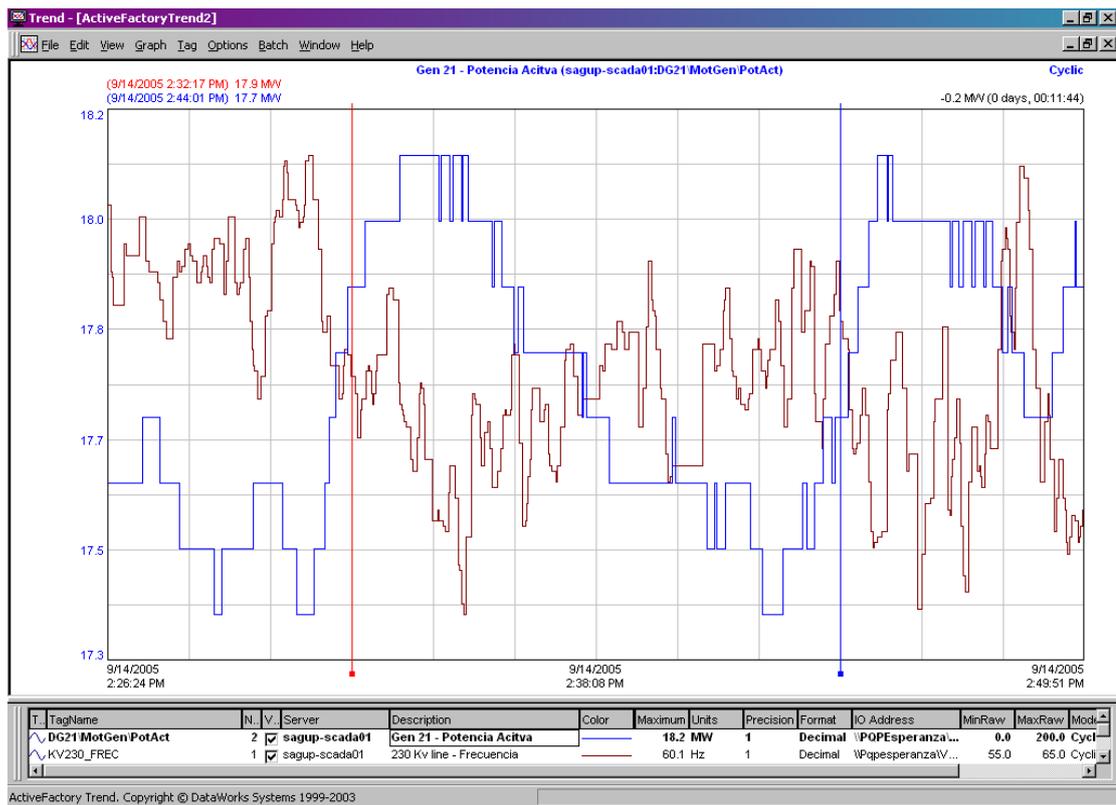
Asimismo, los generadores pueden variar, sin ningún inconveniente, su potencia en un rango que va desde los 7 MW hasta los 18.5MW, lo que los hace aptos a participar en la regulación secundaria de Frecuencia.

## 4.2. Regulación de Frecuencia

### 4.2.1. Regulación primaria de frecuencia

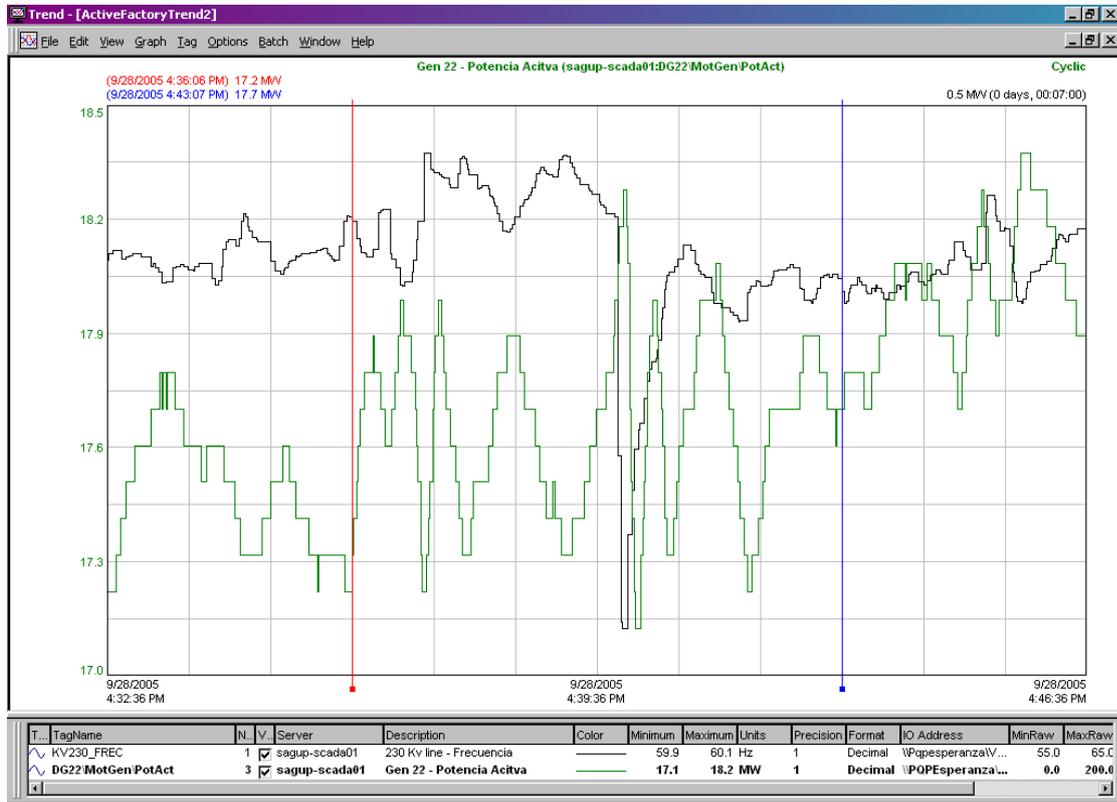
Utilizando los registros históricos de la base de datos industrial del sistema SCADA, se pueden obtener las gráficas de Potencia activa vrs Frecuencia, en ellas se puede apreciar la contribución de cada generador en la Regulación Primaria de Frecuencia.

Figura 20. Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #1



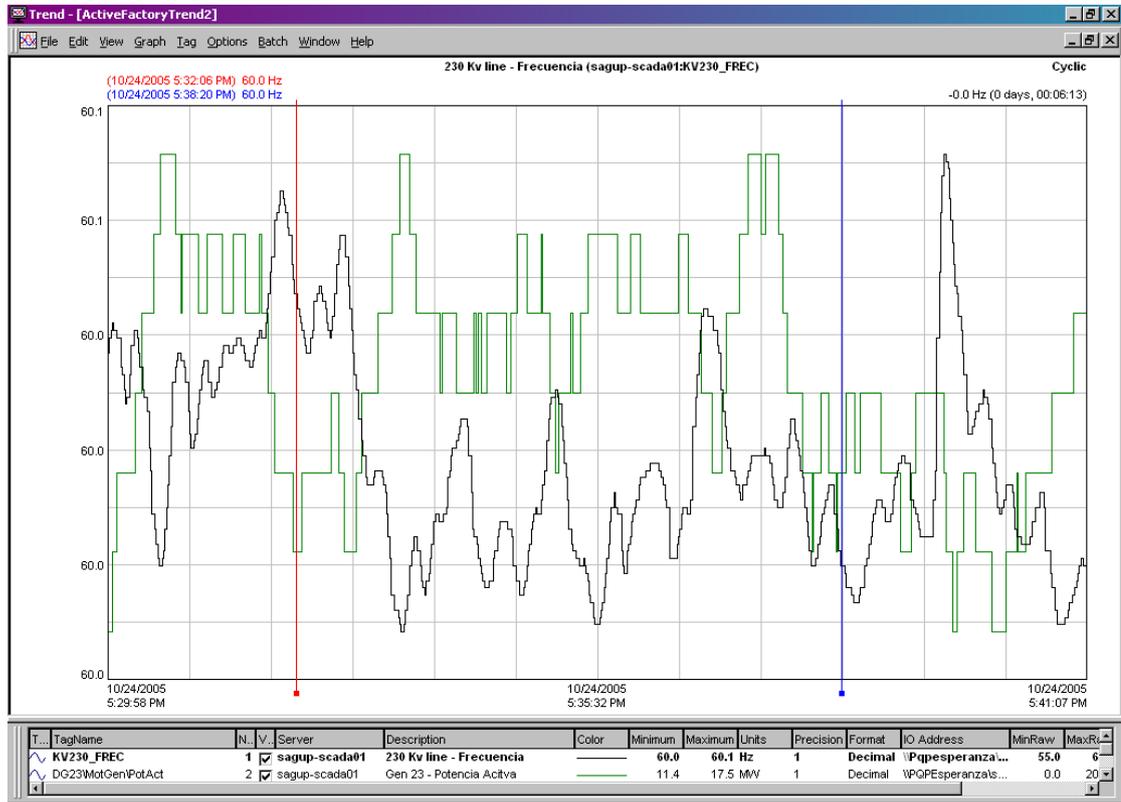
Fuente: Servidor SCADA, Gráfica utilizando programa ActiveFactory, Fecha:14-09-2005 2:32pm

Figura 21. Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #2



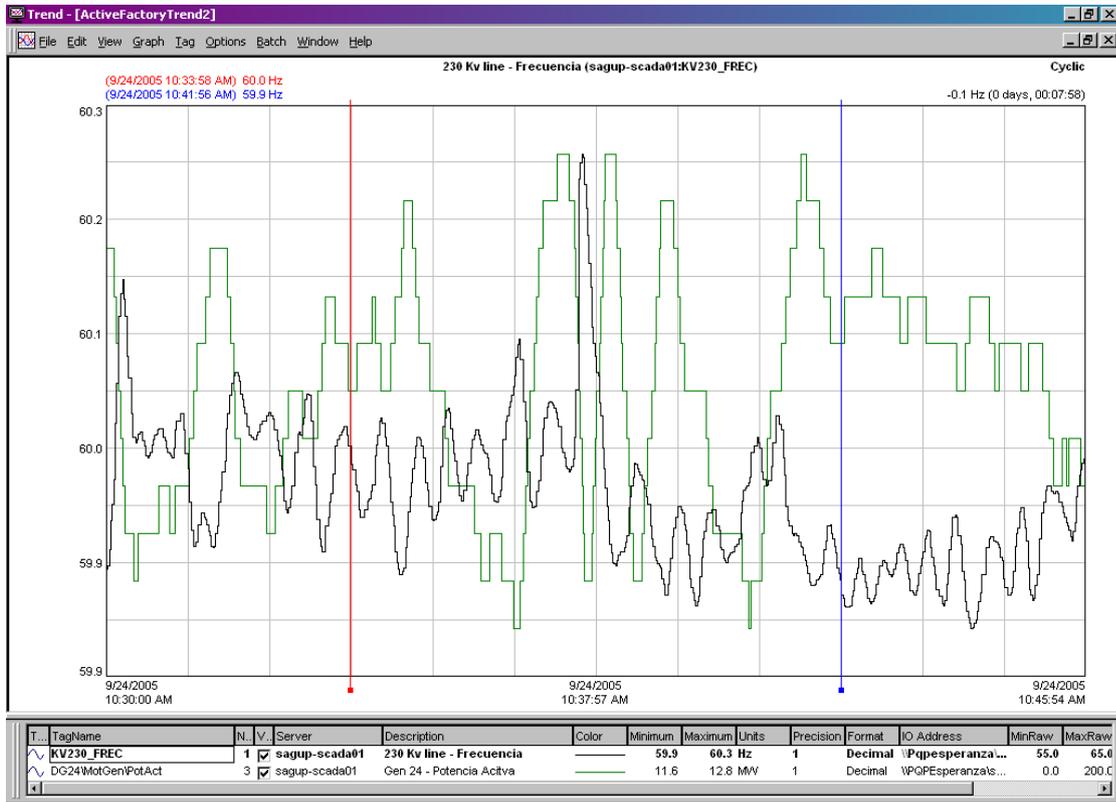
Fuente: Servidor SCADA, Gráfica utilizando programa ActiveFactory, Fecha:28-09-2005 4:36pm

Figura 22. Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #3



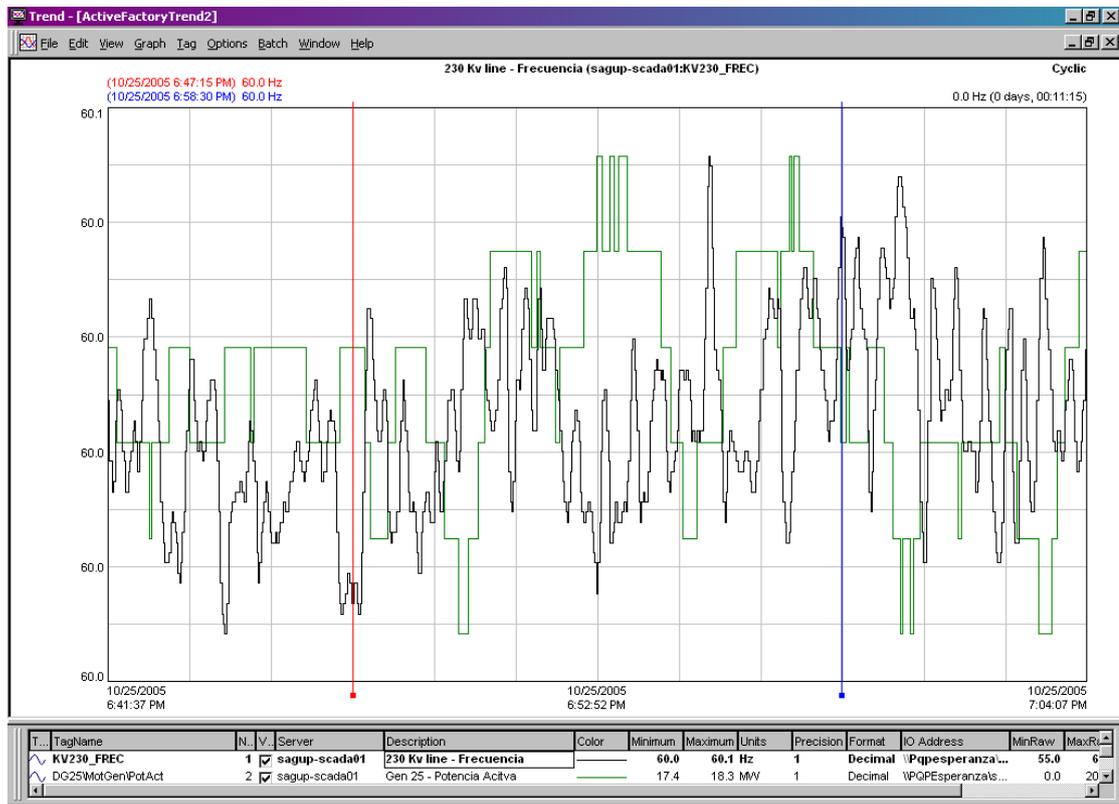
Fuente: Servidor SCADA, Gráfica utilizando programa ActiveFactory, Fecha:24-10-2005 7:29pm

**Figura 23. Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #4**



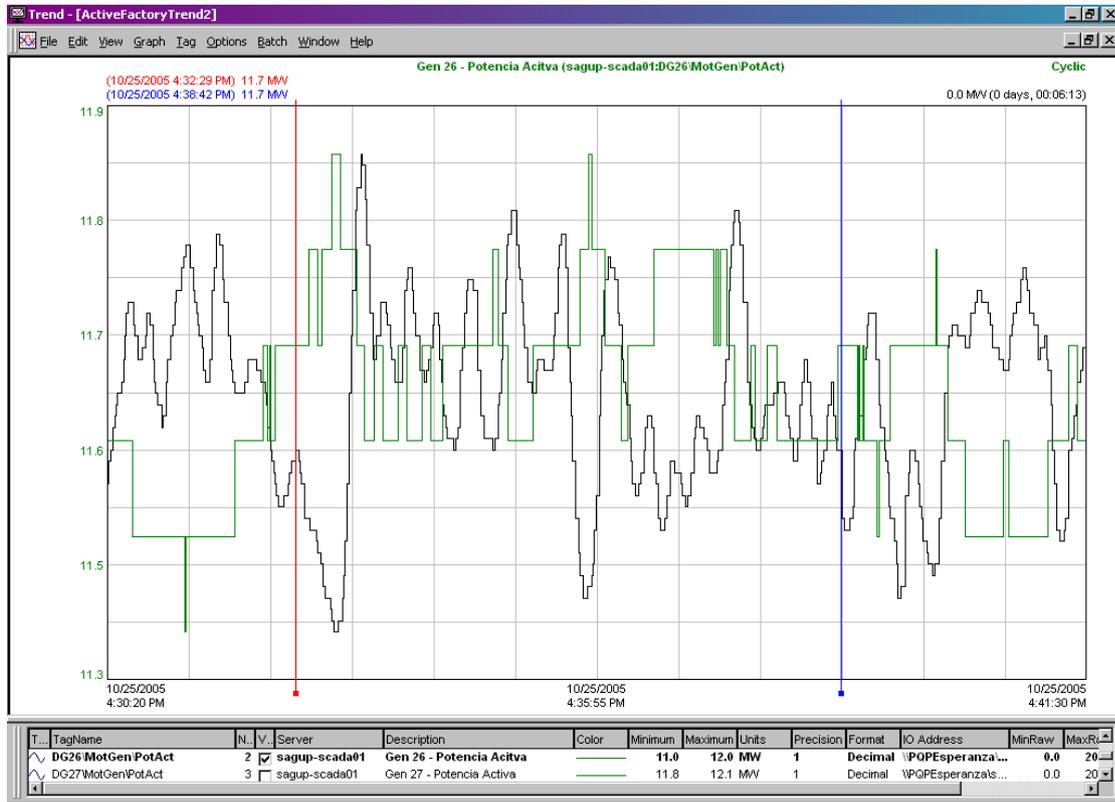
Fuente: Servidor SCADA, Gráfica utilizando programa ActiveFactory, Fecha:24-09-2005 10:30pm

Figura 24. Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #5



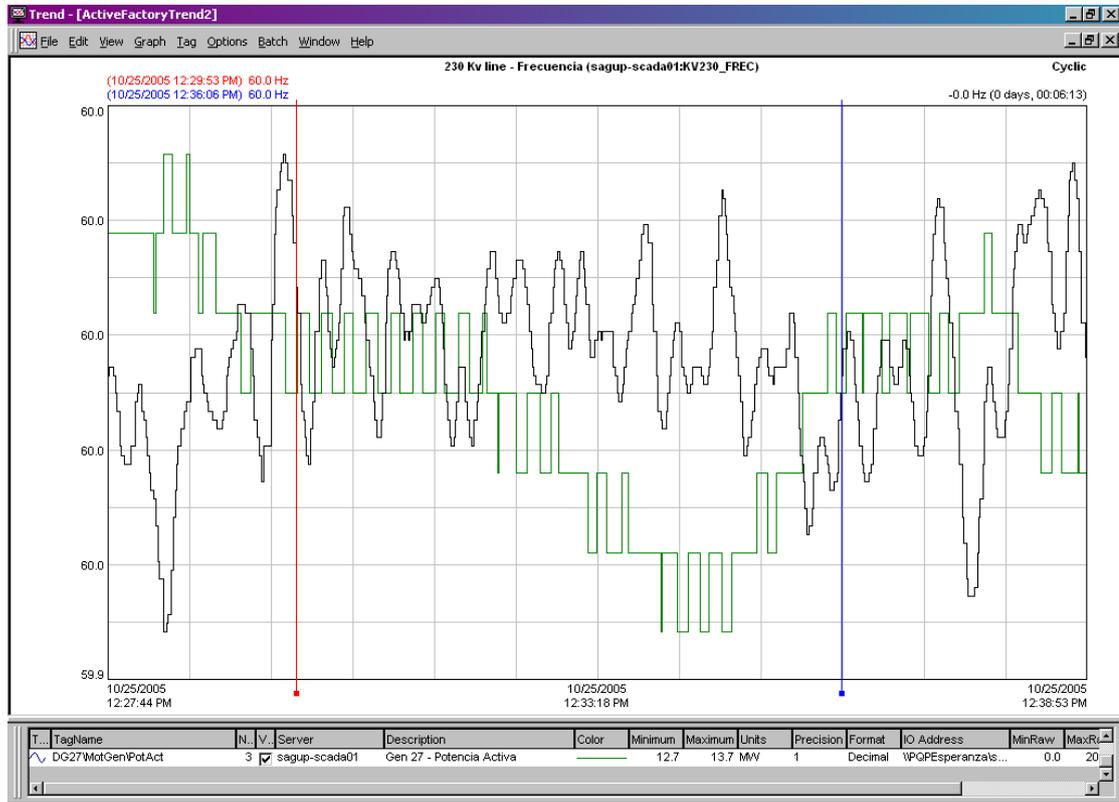
Fuente: Servidor SCADA, Gráfica utilizando programa ActiveFactory, Fecha: 26-10-2005 18:41pm

Figura 25. Gráfica de potencia vrs. frecuencia en generador #6



Fuente: Servidor SCADA, Gráfica utilizando programa ActiveFactory, Fecha: 25-10-2005 16:30pm

**Figura 26. Gráfica de Potencia Vrs. Frecuencia en generador #7**



Fuente: Servidor SCADA, Gráfica utilizando programa ActiveFactory, Fecha: 25-10-2005 12:27pm

En las gráficas 20 a la 26, se puede ver la respuesta de cada uno de los generadores a las variaciones de frecuencia. Esta respuesta corresponde a la regulación primaria de frecuencia

#### 4.2.2. Regulación secundaria de frecuencia

Dada la capacidad de variar, sin ningún problema, su potencia desde los 7.2 MW hasta los 17.7 MW, todas las unidades de la Barcaza 'Esperanza' tienen la capacidad de contribuir a la Regulación Secundaria de Frecuencia.

El servicio de Regulación secundaria de Frecuencia ya está siendo prestado por las unidades generadoras de la Barcaza Esperanza. Para poder prestar este servicio fue necesaria la utilización de un canal de comunicación de datos entre la Central Esperanza y el Centro de Despacho de Carga, así mismo, fue necesario efectuar ciertos cambios en el PLC de cada unidad.

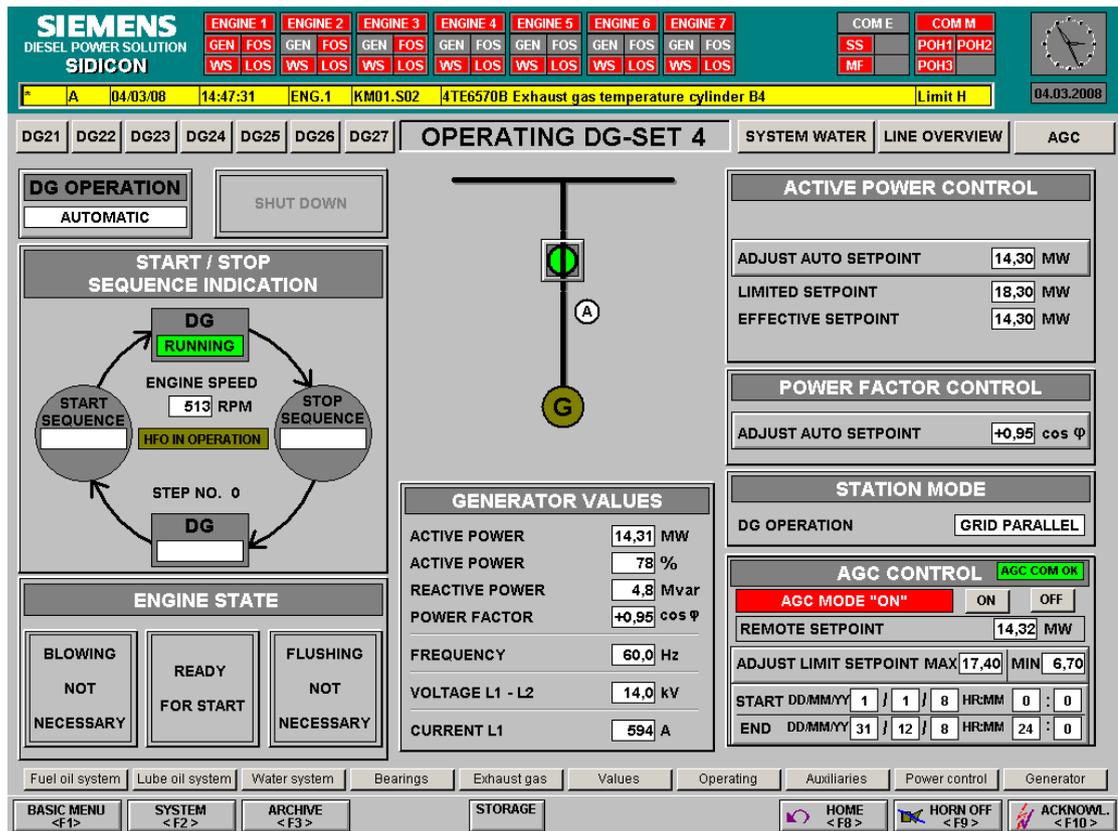
El canal de comunicación utilizado es el mismo que se sirve para enlazar la RTU de la Planta al SCADA del AMM.

Los cambios efectuados en el PLC de cada unidad fueron los siguientes:

**Modificación de la pantalla de operación en el WinCC:** Se agregaron campos para poder ingresar el rango permitido de variación de carga, se agregaron campos para poder ingresar el rango de fechas y horas en las cuales se permite la Operación de la Maquina en ese modo, se colocaron botones de 'ON' y 'OFF' para inicio y fin de prestación del servicio, respectivamente. Ver figura 27.

También, se agregó una alarma auditiva para indicar el momento en que la unidad inicia la Operación de AGC.

Figura 27. Pantalla de Operación de un Generador



Fuente: WinCC, Gráfica de aplicación de Control en Barcaza Esperanza

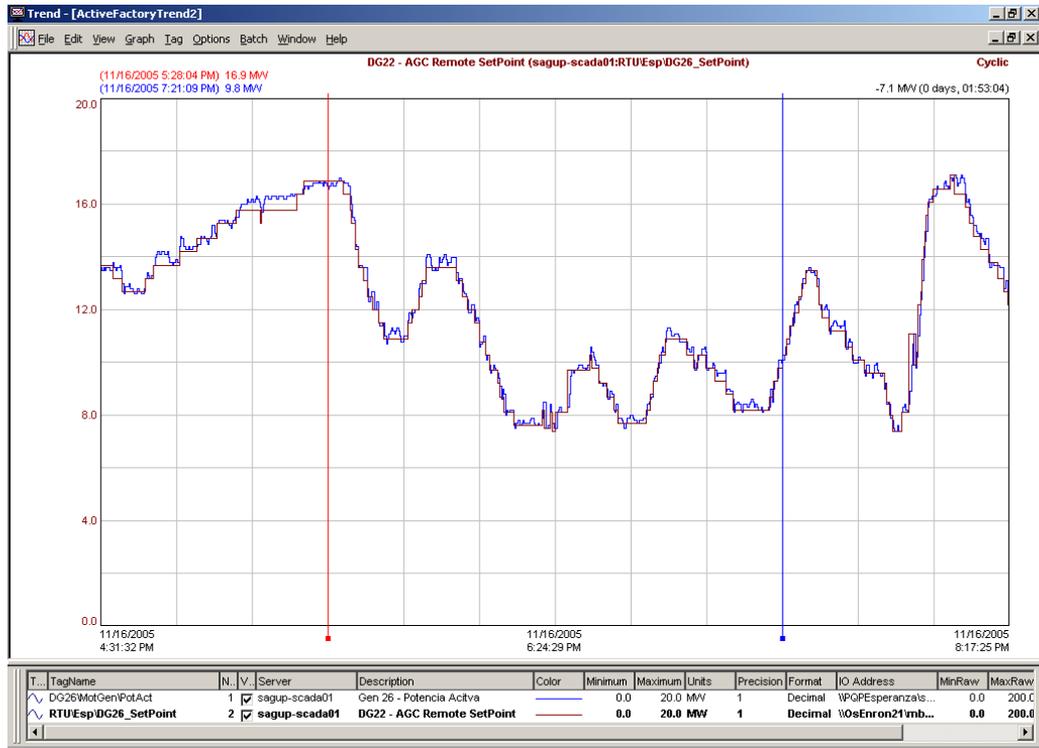
Adicionalmente, se habilitó un monitoreo de la actividad de comunicación entre la RTU y la MTU de tal forma que cuando exista una inactividad de mas de un minuto y medio, las unidades que estén prestando el servicio de AGC, regresen a Operación local y se genere una alarma auditiva.

En el momento que el Centro de Despacho de carga lo requiere, solicita vía radio al operador de la central Esperanza para que coloque el control del generador deseado a distancia. En ese momento, se genera una señal que llega hasta el centro de despacho vía la RTU, indicándole al centro de despacho que la unidad ya está en control a distancia.

Cuando la unidad ya se encuentra a distancia, el centro de despacho envía el *Setpoint* de potencia requerido vía la RTU hacia el PLC correspondiente. El PLC verifica que el *Setpoint* esté dentro de los rangos permitidos y luego lo traslada al relé MFR2, el cuál como ya se explicó anteriormente, es el encargado de hacer que el gobernador controle el combustible que llega a la unidad y así la potencia de salida llegue al valor deseado. En la figura 28 se puede ver la potencia de salida de una unidad que se encuentra prestando el servicio.

En la gráfica puede apreciarse que, hay momentos en que la potencia activa es un poco diferente al *Setpoint*, eso es debido a que el Gobernador continua con los mismos ajustes (estatismo), por lo tanto el generador sigue siendo sensible a las variaciones de la frecuencia.

Figura 28. Operación de un generador prestando el servicio de AGC



Fuente: Servidor SCADA, Gráfica utilizando programa ActiveFactory.

### **4.3. Control de potencia reactiva y tensión**

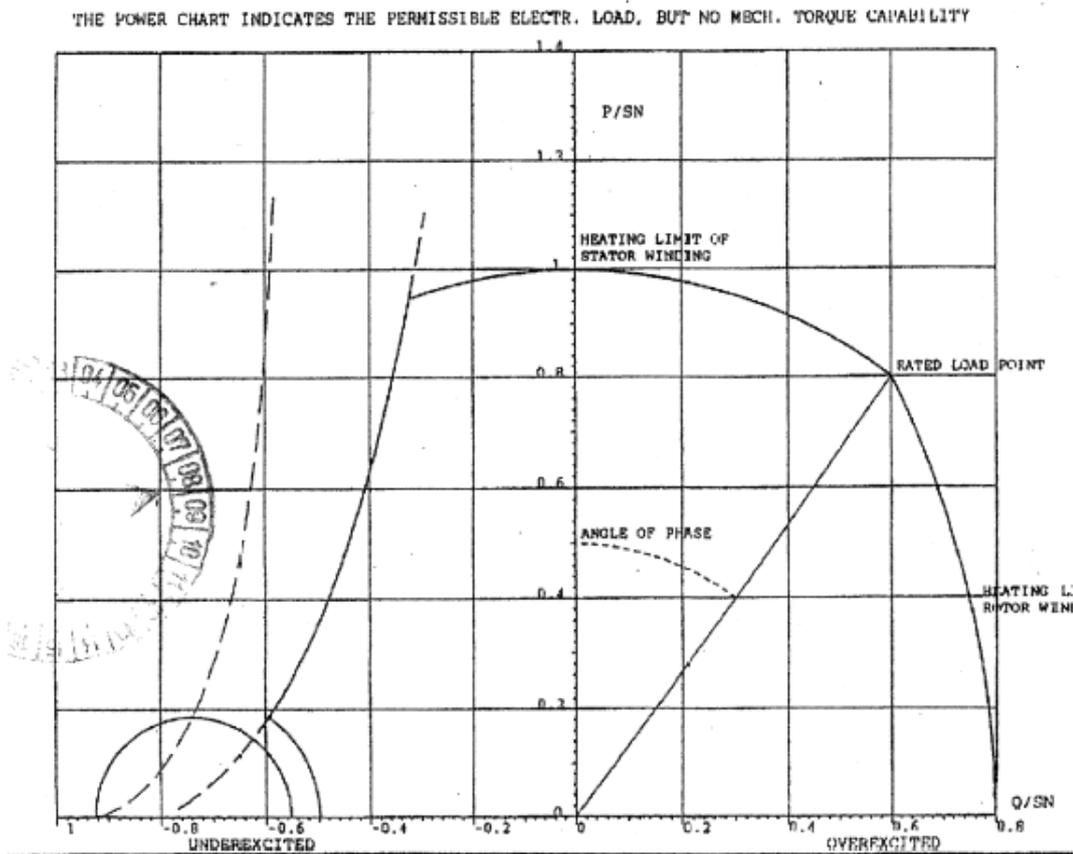
El control de la corriente de excitación en cada unidad, es llevada a cabo por el Regulador de voltaje SIDUR 2000. El SIDUR 2000 se encarga de ajustar la corriente de excitación para obtener el factor de potencia deseado.

El valor de factor de potencia deseado, es ingresado en la pantalla 'Operación' de la consola de control de cada Unidad, de esta forma se le traslada al PLC este valor, luego el PLC transfiere este dato al relé MFR2 quién es el que se encarga de controlar al SIDUR 2000 para que se entregue el valor requerido.

De acuerdo a su curva de Capacidad, cada generador puede variar la producción de potencia reactiva, desde -8.0 MVAR hasta 13.8 MVAR. Ver Figura 29. Como puede verse en esta figura, las restricciones para el aporte de potencia reactiva están determinadas por el límite de calentamiento del rotor, por el límite de calentamiento del estator y por el límite de estabilidad mecánico.

A pesar que el rango de aporte de potencia reactiva es bastante amplio, ante el AMM se ha declarado de -6 MVAR hasta 10.4 MVAR, esto con el objetivo que la planta completa tenga un factor de potencia de 0.95 neto en la salida y a la vez poder aumentar un poco la potencia activa de salida.

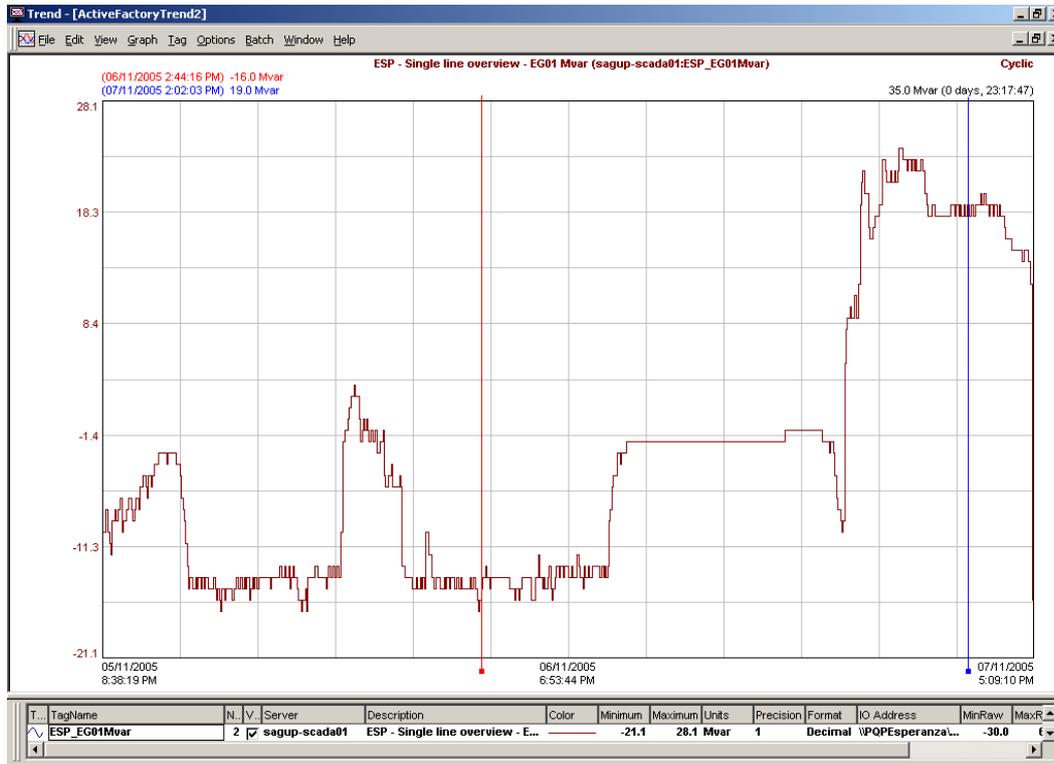
Figura 29. Curva de capacidad de los generadores de Esperanza



Fuente: Generator Book, Manual Siemens. Pág. 35

En la Gráfica 30 se puede observar la contribución de potencia reactiva de toda la Central Esperanza durante una prueba de potencia máxima. En la gráfica se ve una variación desde -16 MVAR hasta 26 MVAR.

**Figura 30. Aporte de potencia reactiva en un día de prueba máxima.**



Fuente: Servidor SCADA, Gráfica utilizando programa ActiveFactory.

### 4.3.1. Análisis económico sobre la prestación de potencia reactiva

Los generadores están diseñados para producir potencia activa bajo condiciones nominales, sin embargo, por las características de la curva de Capacidad, existe un punto en el cual, para incrementar la generación de potencia reactiva, es necesario reducir la producción de potencia activa. Por lo consiguiente, para poder incrementar la generación de potencia activa, es necesario reducir la producción de potencia reactiva, siempre y cuando no se sobrepase la capacidad de la fuente primaria, para este caso, el motor principal.

Debido a que la mayoría de cargas son de tipo inductivo, generalmente se requiere que los generadores entreguen potencia reactiva al sistema, esto quiere decir factor de potencia en adelanto, visto en la curva de Capacidad esto es operar en la región sobreexcitada.

En el mercado eléctrico guatemalteco, no se contempla ninguna remuneración por el servicio de regulación de voltaje, así que, operar los generadores con valores de factor de potencia mas allá de lo requerido, provocará que se tenga un costo por pérdida de oportunidad.

El costo por pérdida de oportunidad puede expresarse de la siguiente manera:

$$C_g = \lambda(P_{g(a)} - P_{g(c)})$$

Donde:

$C$  = Costo por perdida de oportunidad por generador [\$/hr]

$P_{g(a)}$  = Potencia del generador después de la reducción de potencia reactiva. [MW]

$P_{g(c)}$  = Potencia del generador antes de la reducción de potencia reactiva. [MW]

$\lambda$  = Precio Spot de la energía. [US\$ MW-h]

De la curva de Capacidad se puede ver que al entregar una potencia reactiva de 13.8 MVAR la potencia activa máxima que podemos alcanzar es de 18.48 MW, esto ocurre con un factor de potencia 0.8.

Si en lugar de 13.8 MVAR bajamos ese aporte a 10.4 MVAR (Valor declarado al AMM), la potencia activa máxima que podemos alcanzar es de 20.5 MW, equivalente a un factor de potencia de 0.89.

Sin embargo, el motor principal tiene una potencia nominal de 18.9 MW, por lo tanto, el aumento de potencia activa que obtenemos de la disminución de potencia reactiva será de 0.42 MW, esto es por cada generador. En total la planta obtendrá un aumento de 2.94 MW.

Con el dato anterior podemos calcular el costo por pérdida de oportunidad que se evitó al disminuir el aporte de potencia reactiva:

$$\lambda = 100 \text{ US\$ MW-h}$$

$$C_g = 100(18.9 - 18.48)$$

$$C_g = 42 \text{ US\$ / hr}$$

El dato obtenido corresponde por hora por un generador, así que si calculamos para los siete generadores por un año:

$$C = C_g \times 7 \times 8760$$

$$C = 42 \times 7 \times 8760$$

$$C = \text{US\$ } 2,575,440.00 \text{ Equivalente a Q } 19,830,888.00$$

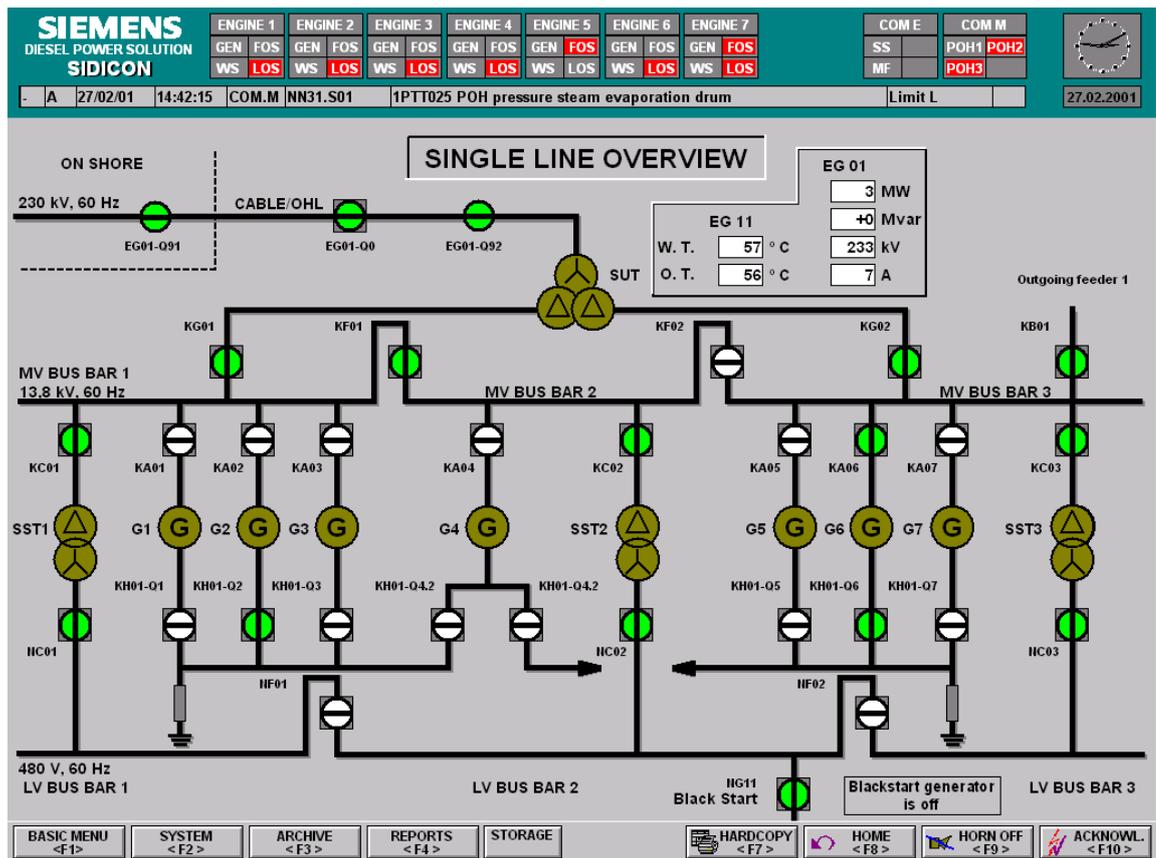
Puede verse un efecto económico grande como consecuencia de la disminución en el aporte de potencia reactiva al sistema.

#### 4.4. Arranque en Negro

La Central Esperanza cuenta con una unidad diesel de emergencia de 750 KW, esta unidad es capaz de suministrar la alimentación necesaria para el arranque de una unidad de 18.5 MW.

En la figura 31 se puede ver el diagrama unifilar de la central Esperanza.

Figura 31. Diagrama Unifilar de la Central Esperanza



Fuente: Estación OS77\_1. Diagrama unifilar de Planta Esperanza.

Al analizar el diagrama unifilar de la central Esperanza, mostrado en la figura 31, podemos ver que la central dispone de tres barras de 13.8 KV a las cuales se acoplan los generadores al momento de sincronizarse al sistema, estas barras se identifican como MV BUSBAR 1, MVBUSBAR 2 y MV BUSBAR 3. A cada una de estas tres barras está conectado un transformador de 13.8 KV / 480 V, estos tres transformadores, identificados como SST1, SST2 y SST3 son utilizados para suministrar los consumos propios de la central. Las barras 1 y 3 están conectadas al transformador principal por los interruptores KG01 y KG02 respectivamente. En operación normal, la barra 2 puede estar acoplada tanto a la barra 1, como a la barra 3.

Se tiene también tres barras de 480 V, cada una alimentada por su propio transformador, estas barras están identificadas como LV BUSBAR 1, LV BUSBAR 2 y LV BUSBAR 3, de estas barras toman su alimentación todos los servicios auxiliares de la Central. En caso de falla de alguno de los Transformadores de servicios propios, la barra correspondiente se puede acoplar a la barra adyacente utilizando los interruptores NF01 y NF02.

La unidad diesel de emergencia se puede conectar a la LV BUSBAR 2 por medio del interruptor NG11.

Si se pretende efectuar el arranque en negro de alguna de las unidades generadoras, primero habrá que poner en funcionamiento sus servicios auxiliares, así como también los servicios básicos de la central.

En la tabla siguiente se muestran los servicios auxiliares necesarios para efectuar el arranque de una unidad generadora.

**Tabla IX. Servicios auxiliares necesarios para el arranque de una unidad generadora**

<b>Equipo</b>	<b>Potencia KW</b>
UPS del Sistema SCADA	15
Iluminacion Sala de Maquinas	10
Iluminacion Sala de Control	5
Bomba del anillo de Combustible	10
Filtro del anillo de combustible	1.5
Compresor de aire de arranque	36
Modulo de Combustible del Motor	3.5
Bomba principal de Lubricante	230
Bomba de agua de enfriamiento Circuito LT	105
Bomba de agua de enfriamiento Circuito HT	36
1 Bomba del sistema de enfriamiento	105
Modulo de enfriamiento de Toberas	1.8
Bombas de lubricacion del Generador	2
Filtro automatico de Lubricante	0.24

Fuente: Siemens. Manual de descripción para el equipo eléctrico, parte 1. Pagina 86

Como puede verse, se necesitan aproximadamente 561 KW para poner en funcionamiento los servicios auxiliares necesarios, para el arranque de una unidad generadora. Por lo tanto, la unidad diesel de emergencia, que es de 750 KW, es suficiente para efectuar esta operación.

#### **4.4.1. Procedimiento para el Arranque en Negro de una unidad Generadora**

- En ausencia total de Tensión, se arranca la unidad diesel de emergencia.
- Se cierra el interruptor NG11 de la unidad diesel de emergencia, de tal forma que alimente la barra 2 de auxiliares.
- Con la barra 2 alimentada, se puede dar arranque a los servicios auxiliares de la unidad 4, así como los servicios básicos de la central.
- Se procede a dar arranque a la unidad 4.

- Cuando la unidad 4 llega a 514 RPM se le cierra el interruptor principal KA04, de tal forma que alimente la barra MV BUS BAR 2.
- Con la MV BUS BAR 2 alimentada se cierran los interruptores KG01 y KG02, de esta manera se quedan energizadas las barras MV BUS BAR 1 y MV BUS BAR 3, así como también el transformador principal 13.8 KV / 230 KV
- Con las barras de 13.8 KV energizadas se cierran los interruptores de alimentación a los transformadores de Servicio KC01, KC02 y KC03
- Se cierran los interruptores de los transformadores de servicio NC01 y NC03
- Se cierra el interruptor del transformador de servicio 2 NC02, en ese momento entrará a funcionar el sincronoscopio de esa barra el cuál se encargará de sincronizar la unidad diesel de emergencia.
- Cuando se sincroniza la unidad diesel de emergencia, el controlador automáticamente le abre el interruptor principal. De esta manera será la unidad 4 la que alimente toda la planta.
- El último paso sería el cierre del interruptor principal Q-0, el cual energizaría la línea de transmisión y así se podría alimentar otras plantas para llevar nuevamente el sistema nacional interconectado a una operación normal. Para esto habría que hacer algunas modificaciones en los permisos de cierre del interruptor

Cabe mencionar que el PLC de cada unidad generadora, tiene programadas las funciones necesarias, tanto para operar en paralelo como en isla.

## CONCLUSIONES

1. Para mantener en todo momento la seguridad del S.N.I. es importante contar con las reservas operativas suficientes, a fin de poder utilizarlas ante cualquier disturbio que se presente.
2. Los reguladores de velocidad de los generadores deben de operar desbloqueados, para así, poder contribuir con la regulación primaria de frecuencia.
3. Para evitar sobretensiones en el equipamiento eléctrico de la central, es necesario mantener estricto control sobre el aporte de potencia reactiva al sistema.
4. Para poder contribuir con la prestación servicios auxiliares complementarios, es necesario contar con modernos sistemas de monitoreo y control en las unidades generadoras, de esta manera es más fácil su cumplimiento, así como también, la verificación.
5. Para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, se requiere que los generadores de la central Esperanza puedan variar su potencia activa desde 6.7 MW hasta 17.4 MW.
6. El cumplimiento en la regulación primaria de frecuencia se puede verificar analizando las gráficas de potencia activa de un generador vrs frecuencia del sistema, al sobreponerlas, deberá observarse un efecto espejo entre ellas.

7. Al operar los generadores en la región subexcitada, deberá tenerse cuidado de no sobrepasar el límite de absorción de potencia reactiva, ya que el generador puede volverse inestable y podría operar la protección por pérdida de campo.
  
8. La Central Esperanza cuenta con el equipamiento necesario para efectuar el arranque en negro de cualquiera de sus unidades generadoras, sin embargo, para poder este servicio, habrá que hacer modificaciones en los permisivos de cierre del interruptor principal.

## RECOMENDACIONES

1. Debido a la importancia del correcto funcionamiento del gobernador de velocidad de los generadores, es recomendable enviarlos a un taller para su calibración, al menos, una vez cada dos años. El taller al que se envíe debe contar con la certificación del fabricante.
2. Es necesario revisar al menos, una vez por semana, que el generador es capaz de alcanzar el 100% de su potencia. Esto para ver si no se ha corrido el ajuste del tornillo de tope del gobernador, así como también para determinar que el sistema de combustible del primotor esta trabajando correctamente.
3. Es importante revisar periódicamente el estado de los transductores del Sistema SCADA, así como también la red de comunicación del mismo.
4. Para asegurar que se tienen datos confiables en la base de datos del SCADA, es recomendable verificar diariamente que exista comunicación entre las consolas de operación y el servidor. También se deberá verificar trimestralmente el espacio en los discos del servidor para evitar que se dejen de almacenar datos por falta de espacio.
5. En el momento que se tenga una falla de comunicación entre la RTU y la MTU, deberá coordinarse con el AMM en que estado quedarán las unidades que estaban prestando el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

6. Cuando se efectúe el arranque en negro de una unidad generadora, deberá tenerse cuidado de arrancar uno por uno los equipos auxiliares, esto para evitar una sobrecarga temporal en la unidad diesel de emergencia, ya que podría originar una desconexión de la misma.
  
7. A pesar que los ajustes de potencia activa y reactiva, pueden manejarse, tanto en modo manual, como en modo automático, se recomienda utilizar en todo momento el control automático. Esto para asegurarse que el generador se mantendrá operando en rangos adecuados.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Contreras, Juan M. **Servicios complementarios en el SING.**  
<http://www.editec.cl/electricidad/Elec66/articulos/servicios.htm>
2. Stevenson, William. **Análisis de sistemas eléctricos de Potencia.**  
McGraw Hill, 1996.
3. Elgerd, Ingemar Olle. **Electric Energy Systems Theory: An Introduction.** McGraw Hill College, 2nd Edition, 1982
4. Fink. **Manual de Ingeniería Eléctrica.** 13ava Edición, McGraw Hill.
5. Fitzgerald, A.E. y otros. **Máquinas eléctricas.** 5ª ed. México: McGraw-Hill, 1992.
6. Harper, Gilberto E. **Elementos de Centrales eléctricas.** Preedición México. Limusa, 1982.
7. Roca, Miguel. **Evaluación de los servicios complementarios: regulación de frecuencia y reserva en giro.**  
<http://www2.ing.puc.cl/servicioscomplementarios.htm>
8. AMM. **Coordinación de servicios complementarios. NCO-03.** Resolución 657-04, Guatemala, 2002.
9. AMM. **Determinación de los Criterios de Calidad y niveles mínimos de servicio. NCO-04.** Guatemala, 2002.

10. Estudios Eléctricos. **Curso: Control de la Frecuencia y Tensión en mercados eléctricos competitivos de libre acceso.** 30 y 31 de Octubre 2003, Guatemala
11. Siemens. **Manual de descripción del Equipo eléctrico, barcaza Esperanza.**
12. Woodward. **Governing Fundamentals and Power Management.** Reference Manual 26260, USA, 2004
13. IEEE. **Guide for Protective Relaying Systems.** ANSI/IEEE C37.97-1979, New York, USA.

# **ANEXO**

## **Norma de Coordinación Operativa 03, AMM**

RESOLUCIÓN 157-14

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

**CONSIDERANDO:**

Que el Artículo 44 del Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la conformación del Ente Administrador del Mercado Mayorista, señalando su conformación, funcionamiento y mecanismos de financiamiento.

**CONSIDERANDO:**

Que es función del Administrador del Mercado Mayorista, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del País, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; y administrando todas las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con las normas vigentes, corresponde al Administrador del Mercado Mayorista, emitir las Normas de Coordinación que permitan completar el marco regulatorio de la operación del Mercado Mayorista, debiendo consecuentemente después de su emisión, remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación.

**POR TANTO:**

En uso de las facultades que le confieren los Artículos 1, 2, 13, literal j), 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

**EMITE:**

La siguiente;

**Norma de Coordinación Operativa No. 3  
Artículo 1. Contenido de la Norma**

### **COORDINACION DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

#### **3.1 FUNDAMENTOS**

3.1.1 En el presente capítulo se establecen los criterios para la coordinación de los servicios complementarios a proveer por los distintos Participantes del MM a fin de mantener la calidad del servicio.

3.1.2 Se consideran servicios complementarios los siguientes:

- (a) reservas operativas,
- (b) regulación de frecuencia,
- (c) control de potencia reactiva y tensión,
- (d) arranque en negro.

## 3.2 RESPONSABILIDADES

3.2.1 Tanto los Participantes Consumidores como los Participantes Productores deberán contribuir a los servicios complementarios en la medida de sus posibilidades y previa habilitación otorgada por el AMM.

3.2.2 Si un Participante no cumpliera con su aporte según la habilitación otorgada y el requerimiento del AMM basado en ella, el AMM cuantificará el sobrecosto causado por el incumplimiento haciendo el cargo de dicho sobrecosto al Participante que incumplió. A la vez el AMM informará a la CNEE del incumplimiento de la obligación del Participante e incumplimiento de la Norma de Coordinación para que la CNEE aplique las sanciones pertinentes..

3.2.3 Dos o más Generadores podrán compartir sus aportes a los servicios complementarios, debiendo requerir la aprobación de los acuerdos correspondientes al AMM. Este verificará su factibilidad técnica antes de otorgar la habilitación.

## 3.3 RESERVAS OPERATIVAS

### 3.3.1 Reserva rodante

3.3.1.1 Un Generador ofrecerá reserva rodante mediante alguno de los siguientes recursos:

- (a) capacidad de reserva de una unidad generadora propia;
- (b) capacidad de reserva de una unidad generadora de otro Generador con el cual haya firmado un contrato de suministro de reserva, siempre que su ubicación en el SNI permita reemplazar a la unidad propia.

3.3.1.2 (Modificado por el artículo 1 de la resolución 657-04 del Administrador del Mercado Mayorista) Serán requisitos para la habilitación de los Participantes que ofrezcan este servicio los siguientes:

- (a) Generadores: estar habilitados para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia;
- (b) Participantes Consumidores: contar con instalaciones adecuadas para efectuar la reducción de demanda en los tiempos requeridos por el AMM y facilitar la auditoría de éste.

3.3.1.3 Eliminado por el artículo 2 de la resolución 657-04 del Administrador del Mercado Mayorista.

### 3.3.2 Reserva Rápida

La reserva rápida tiene como objetivo contar con potencia para cubrir las desviaciones respecto a la operación programada que son provocadas por contingencias u otro tipo de imprevistos importantes y podrá ser proporcionada con unidades térmicas de punta o unidades hidroeléctricas que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima en un tiempo no mayor de treinta minutos.

3.3.2.1 (Modificado por el artículo 3 de la resolución 657-04 del Administrador del Mercado Mayorista) Los Generadores podrán ofrecer como Reserva Rápida la potencia

que no forme parte de Contratos a Término, indicando magnitud y precio unitario (US \$/KW-mes).

3.3.2.2 Al formular su oferta el Generador asume el compromiso de poner en servicio la potencia ofrecida en el momento en que se la requiera. El tiempo de toma de carga no deberá superar el indicado para cada unidad en la Base de Datos.

3.3.2.3 (Modificado por el artículo 4 de la resolución 657-04 del Administrador del Mercado Mayorista) El AMM elaborará un orden de mérito para cada unidad en función del precio, de la ubicación en el SNI, de la velocidad de toma de carga y del comportamiento histórico de la unidad, considerando lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 8.

**Agregado por el artículo 5 de la resolución 657-04 del Administrador del Mercado Mayorista:**

### 3.3.3 Demanda Interrumpible

Los Grandes Usuarios podrán declarar una parte o el total de su demanda como interrumpible, comprometiéndose a desconectarla del servicio a solicitud del Centro de Despacho de Carga del Administrador del Mercado Mayorista en situaciones de riesgo del Sistema Nacional Interconectado. Para que el Gran Usuario pueda realizar las maniobras operativas correspondientes, el Centro de Despacho de Carga pedirá la desconexión de carga con una anticipación mínima de 30 minutos.

#### 3.3.3.1 Criterios para utilización de la Demanda Interrumpible

La Demanda Interrumpible será requerida en los siguientes casos:

- (a) Cuando ocurra un disturbio en el que actúa alguno de los esquemas suplementarios de control y que se prevé que antes de un lapso de 30 minutos no será posible restablecer la totalidad de la carga desconectada.
- (b) Si en la programación del despacho diario o en la operación en tiempo real se anticipara una condición de falta de generación para satisfacer la demanda del Mercado Mayorista, mantener los niveles de reserva o que se prevé riesgos de colapso de voltaje o restricciones al suministro derivados de la pérdida de elementos del sistema de transporte.

#### 3.3.3.2 Habilitación.

Será requisito para la habilitación de los Grandes Usuarios que ofrezcan este servicio solicitar la misma por escrito al Administrador del Mercado Mayorista adecuándose al formato establecido en el procedimiento técnico correspondiente.

#### 3.3.3.3 Condiciones de la oferta de Demanda Interrumpible.

El Administrador del Mercado Mayorista desarrollará el procedimiento para la Demanda Interrumpible, el cual deberá tomar en cuenta como mínimo los siguientes criterios:

- (a) El Gran Usuario que oferte Demanda Interrumpible deberá estar conectado al Sistema de Transporte en Alta Tensión y debe estar ubicada en un solo punto de consumo.
- (b) Ofrecer Demanda a Interrumpir, por bloques horarios de por lo menos 1 MW cada bloque.
- (c) En el caso que el tiempo de aviso previo a la desconexión sea mayor de 30 minutos, deberá indicarse en la oferta.
- (d) El período de tiempo que durará la Oferta de servicio de Demanda Interrumpible, será igual a un año estacional.
- (e) El Gran Usuario debe contar con el personal y equipamiento necesario para efectuar la desconexión de demanda en forma local o remota, contando con los medios de comunicación de voz operativa para la coordinación con el Centro de Despacho de Carga y para que el Administrador del Mercado Mayorista pueda verificar la acción de desconexión.
- (f) El Gran Usuario expresará en su oferta su consentimiento para que el Administrador del Mercado Mayorista realice auditorías para verificar el cumplimiento de las obligaciones contraídas a raíz de su habilitación para este servicio.

#### 3.3.3.4 Condiciones de Operación de la Demanda Interrumpible.

- (a) Cuando el Centro de Despacho de Carga decida la convocatoria de Demanda Interrumpible, emitirá por el medio de comunicación de voz operativa, una orden general convocando los bloques necesarios según orden de mérito.
- (b) Cuando haya transcurrido el tiempo de aviso declarado, el Gran Usuario deberá ejecutar la desconexión de la carga e informará al Centro de Despacho de Carga. El Gran Usuario es el único responsable por la desconexión de la Demanda Interrumpible.
- (c) Cuando se supere la situación que motivó la desconexión de la Demanda Interrumpible, o que haya transcurrido el tiempo de desconexión declarado por el Gran Usuario, el Centro de Despacho de Carga tomará las medidas necesarias para emitir la autorización para que el bloque de carga desconectado se reconecte. El Gran Usuario confirmará en tiempo real cuando haya reconectado la demanda respectiva.
- (d) El Administrador del Mercado Mayorista evaluará el cumplimiento de la desconexión de carga comparando el consumo que cada participante tenía al momento de ser emitida la orden de desconexión, con el consumo al momento de que el Gran Usuario informe que la carga ha sido desconectada y el consumo al momento en que se reconecta la misma.
- (e) La Demanda Interrumpible deberá programar los mantenimientos que realizará en sus instalaciones y coordinarlos con el Administrador del Mercado Mayorista

- (f) El Gran Usuario que ofrezca bloques de potencia como Demanda Interrumpible deberá informar en la operación en tiempo real, cualquier cambio en su régimen de consumo declarado.

### **3.4 REGULACIÓN DE FRECUENCIA**

#### **3.4.1 Introducción**

3.4.1.1 Todas las unidades generadoras deberán prestar el servicio de regulación de frecuencia, aportando la reserva necesaria y contando con los equipos de control adecuados para mantener la frecuencia del SNI dentro de los límites establecidos en las Normas Técnicas, tanto en condiciones normales como de emergencia.

#### **3.4.2 Regulación Primaria**

3.4.2.1 Todas las unidades generadoras deberán operar con capacidad de reserva suficiente como para asegurar un equilibrio permanente entre generación y demanda. A tal efecto sus reguladores de velocidad deberán permanecer desbloqueados, salvo autorización del AMM.

#### **3.4.3 Regulación Secundaria**

3.4.3.1 Las unidades habilitadas para control automático de generación deberán mantener la reserva que indique el AMM para tal fin.

### **3.5 CONTROL DE POTENCIA REACTIVA Y TENSIÓN**

#### **3.5.1 Introducción**

3.5.1.1 En condiciones normales las tensiones en cada uno de los nodos del SNI deberán mantenerse bajo control dentro de los límites indicados en las Normas Técnicas.

3.5.1.2 Para ello es necesario que todos los Participantes del MM controlen la potencia reactiva en sus puntos de conexión.

#### **3.5.2 Responsabilidades**

3.5.2.1 Son responsabilidades de los Generadores:

(a) instalación de un regulador automático de tensión en cada unidad generadora que permita mantener un valor determinado de tensión en su punto de conexión actuando sobre el sistema de excitación de aquella y eventualmente sobre el conmutador de tomas del transformador elevador;

(b) en condiciones normales, entregar o absorber potencia reactiva según lo requiera el AMM, siempre y cuando el punto de operación de las unidades generadoras se mantenga dentro los rangos contemplados en la curva de capacidad y sin exceder el factor de potencia de diseño.

(c) en condiciones de emergencia, entregar o absorber potencia reactiva según lo requiera el AMM, hasta el ciento por ciento (100 %) de la capacidad reactiva de sus unidades generadoras, o el máximo que debido a las características del sistema sea posible,

3.5.2.2 Es responsabilidad de los Transportistas mantener disponible la totalidad de los equipos de compensación de potencia reactiva inductiva y capacitiva en sus redes, de

manera que puedan ser conectados, desconectados o regulados según las necesidades del SNI y/o los requerimientos del AMM a fin de que la tensión en cada nodo permanezca dentro de los límites establecidos en las Normas Técnicas considerando que todos los demás participantes cumplen con los límites establecidos en dichas normas.

3.5.2.3 Los Distribuidores y los Grandes Usuarios no vinculados a éstos deberán incluir en los convenios de conexión que acuerden con los respectivos Transportistas los valores mínimos de factor de potencia a cumplir en las distintas bandas horarias y comunicarlos al AMM. En ningún caso estarán obligados a superar el valor 0,95.

3.5.2.4 Si el AMM detectara que en algún nodo no se pudiera mantener la tensión dentro de los valores especificados una vez adoptados todos los medios previstos para control de potencia reactiva, podrá despachar Unidades Generadoras Forzadas.

3.5.2.5 El o los Participantes que no cumplieran con sus compromisos en cuanto a potencia reactiva deberán hacerse cargo de los costos en que se incurra para subsanar el inconveniente y de las penalidades correspondientes.

3.5.2.6 El AMM podrá acordar el intercambio de energía reactiva con los países interconectados, estableciendo sus condiciones técnico-económicas.

## **3.6 ARRANQUE EN NEGRO**

### **3.6.1 Definición**

3.6.1.1 Si, como consecuencia de perturbaciones en el SNI, se produjera la formación de islas o el colapso total del sistema, podrá ser necesario recurrir al arranque en negro de determinadas unidades generadoras a fin de iniciar el proceso de restablecimiento.

3.6.1.2 Entre las unidades con capacidad de arranque en negro se incluyen aquéllas que pueden arrancar sin necesidad de una fuente externa y las que pueden permanecer en servicio alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares.

3.6.1.3 En base a estudios técnico-económicos el AMM determinará la ubicación más conveniente de las unidades con capacidad de arranque en negro. Los Generadores que tengan unidades en esas zonas podrán ofrecerlas para brindar este servicio.

### **3.6.2 Requisitos**

Los Generadores que ofrezcan instalaciones con capacidad de arranque en negro deberán presentar estudios que demuestren el cumplimiento de los siguientes requisitos, como mínimo:

- (a) regímenes de carga y descarga de las unidades afectadas;
- (b) grado de discretización posible en las cargas a reconectar dentro de la isla;
- (c) capacidad de absorción de potencia reactiva por las unidades, evaluando el riesgo de autoexcitación;
- (d) existencia o no de niveles de cortocircuito adecuados para el funcionamiento de las protecciones;
- (e) estabilidad angular, de frecuencia y de tensiones durante el proceso de restablecimiento.

### **3.6.3 Selección de las unidades**

3.6.3.1 Los Generadores podrán efectuar ofertas para incluir sus unidades generadoras en el servicio de arranque en negro, detallando las inversiones necesarias.

3.6.3.2 El AMM evaluará la factibilidad técnica de las instalaciones propuestas y la razonabilidad de las inversiones, pudiendo solicitar eventuales ajustes.

3.6.3.3 Para cada una de las áreas para las cuales haya detectado la necesidad de contar con arranque en negro, el AMM seleccionará la oferta que resulte más económica.

### **3.6.4 Habilitación de las unidades**

3.6.4.1 Una vez completadas las instalaciones, el Generador deberá solicitar a AMM su habilitación para prestar el servicio.

3.6.4.2 El AMM efectuará una inspección y ensayos de las instalaciones, simulando las condiciones de operación. Si el resultado fuera satisfactorio, otorgará la habilitación para el servicio de arranque en negro.

**Agregado por el artículo 7 de la resolución 657-04 del Administrador del Mercado Mayorista:**

## **3.7 DISPOSICIÓN GENERAL**

Todas las unidades generadoras del Sistema Nacional Interconectado con tiempos de arranque y puesta en línea no superior a una (1) hora, así como aquellas con capacidad de arranque en negro, se mantendrán a disposición del Centro de Despacho de Carga quien podrá emitir las ordenes de arranque y parada de dichas unidades cuando sea necesaria su operación.

### **Disposiciones Transitorias.**

Durante un período transitorio, que finaliza el 31 de diciembre del 2,000, se aplicará lo siguiente:

☐ El Instituto Nacional de Electrificación continuará prestando los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia, manteniendo para ello la Reserva Rodante necesaria de acuerdo a los criterios establecidos en la NCO-4.

☐ Todas las unidades generadoras deberán operar sin bloquear sus gobernadores, salvo autorización en contrario del AMM.

☐ Todas las unidades generadoras del SNI con tiempos de arranque y puesta en línea no superior a una (1) hora, así como aquellas con capacidad de arranque en negro, se mantendrán a disposición del CDC quien podrá emitir las ordenes de arranque y parada de dichas unidades cuando sea necesaria su operación.

**Artículo 2. PUBLICACION Y VIGENCIA.** La presente norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el Diario Oficial.

**Artículo 3.** Pase a la comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

**Artículo 4.** Se derogan todas aquellas disposiciones que se opongan a la presente norma.

Dada en la Ciudad de Guatemala el treinta de Octubre de dos mil.

**NOTA:**

La resolución 657-04 del Administrador del Mercado Mayorista fue aprobada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante resolución CNEE-107-2007.

La resolución 657-04 del Administrador del Mercado Mayorista empezará a aplicarse a partir del 31 de enero de 2008.