

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

REQUERIMIENTOS FUNCIONALES DE CENTROS DE CONTROL PARA CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

ROSANNA XIMENA LOOR TORO

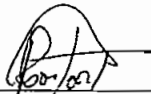
DIRECTOR: DR. JESÚS JÁTIVA I.

Quito, Junio 2005

DECLARACIÓN

Yo, Rosanna Ximena Loor Toro, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

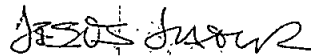
A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la EPN, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Rosanna Loor Toro

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Rosanna Ximena Lóor Toro, bajo mi supervisión.



Dr. Jesús Játiva
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Primeramente agradezco a Dios, sin él las metas que he logrado hasta ahora no hubieran sido posibles.

A mis padres que siempre me han brindado su comprensión y apoyo en todas las decisiones de mi vida.

Al Dr. Jesús Játiva por su ayuda constante en la realización de este proyecto.

A todos mis amigos que siempre han estado ahí en las buenas y las malas apoyándome en todo lo que ha estado a su alcance, sin dejar de nombrar especialmente a Naty y José, que más que amigos fueron como hermanos, porque me dieron una mano y no dejaron que cayera en los momentos más difíciles de mi vida estudiantil.

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi mamá por ser la fuerza motivadora a seguir adelante y porque su fortaleza para vencer los problemas de la vida es mi mejor ejemplo a seguir.

RESUMEN

El Centro de Control de Generación (CCG) de una empresa de generación de energía eléctrica, está constituido básicamente por un Sistema de Administración de Generación GMS y un sistema de funciones relacionadas con la administración empresarial, considerando los medios de comunicación (fibra óptica, microondas, PLC) entre el CCG, la planta de energía y las oficinas principales.

Los requerimientos funcionales del CCG deben basarse en los últimos avances tecnológicos y estándares que se aplican a nivel nacional e internacional, donde componentes como hardware y software, cambian rápidamente.

El GMS debe ser un sistema de arquitectura abierta y distribuida con alto desempeño y disponibilidad de sus partes computacionales, el cual consiste de un arreglo de computadoras periféricas y medios apropiados de entrada/salida que habilitan al despachador monitorear y controlar la operación de la central.

El Sistema de Adquisición y Control de Datos SCADA del GMS, está encaminado a recolectar datos en la planta de energía, por medio de Unidades Terminales Remotas y/o Dispositivos Electrónicos Inteligentes RTUs/IEDs, y luego con el equipo necesario convertir las señales de tal forma que sean fácilmente interpretados por el operador mediante el interfaz humano-máquina.

Los datos recolectados por el sistema SCADA y procesados por las funciones de control de generación se almacenan en un Sistema de Almacenamiento de Información, para proveer de información al administrador del CCG y al gerente de la empresa.

El equipo de interfaz de comunicaciones recibe los datos desde diferentes canales de comunicaciones y los procesa para enviarlos al sistema computacional del GMS mediante LAN y WAN.

A través del CCG, el operador administra la instalaciones de la planta con el objetivo de optimizar los recursos de la empresa con altos índices de disponibilidad, funcionalidad, desempeño y confiabilidad como: AGC, AVC, monitoreo de reserva, pronóstico de carga, coordinación hidro-térmica, programación y contabilidad de energía, que permiten ejecutar segundo a segundo, el monitoreo y control así como planificar la operación de la central de generación.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	
CERTIFICACIÓN	
AGRADECIMIENTO	
DEDICATORIA	
RESUMEN	
	Págs.
CAPÍTULO I	
1. INTRODUCCIÓN	
1.1 OBJETIVOS	1
1.2 ALCANCE	1
1.3 JUSTIFICACIÓN	2
1.4 DESCRIPCIÓN DE TESIS	2
CAPÍTULO 2	
2. REQUERIMIENTOS GENERALES DEL SISTEMA	4
2.1 CONFIGURACIÓN CONCEPTUAL Y FUNCIONALIDAD	4
2.1.1 Sistema Supervisorio	6
2.1.2 Sistema de Control	9
2.1.3 Desarrollo y entrenamiento	9
2.1.4 Sistema de Almacenamiento y Recuperación de Información)	11
2.1.5 Visión General de Comunicaciones	12
2.1.6 Interoperación GMS-SGE	13
2.2 CONTROL DE CONFIGURACIÓN, REDUNDANCIA Y MANEJO DE FALLAS	15
2.2.1 Eventos de la Planta	15
2.2.2 Clasificación de Eventos de la Planta	16
2.2.3 Presentación y Procesamiento de Eventos de la Planta	16
2.2.4 Factores que afectan el Manejo de Eventos de la Planta	20
2.2.5 Configuración del Sistema Computacional	21
2.2.6 Base de Datos de Respaldo	24
2.2.7 Detección de Falla y Recuperación	25
2.2.8 Falla de Energía	26
2.2.9 Monitoreo y Control de Dispositivos de Comunicaciones	26
2.2.10 Manejo y Monitoreo de Redes de Computadoras	27
2.3 CAPACIDAD DEL SISTEMA	27
2.3.1 Dimensionamiento de la Base de Datos del Sistema	28
2.3.2 Utilización del CPU, Memoria y Disco	29

2.4 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA	30
2.4.1 Escenarios de Actividad del Sistema	30
2.4.2 Utilización de Recursos	34
2.4.3 Respuesta de Interfaz del Usuario	35
2.4.4 Operación Degradada	36
2.4.5 Monitoreo de Recursos	36
2.5 DISPONIBILIDAD DEL SISTEMA	37
2.5.1 Requerimientos de Disponibilidad – Núcleo del GMS	37
2.5.2 Requerimientos de Disponibilidad para Otros Subsistemas del GMS	38
 CAPITULO 3	
3. SISTEMA CENTRAL - SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICIÓN DE DATOS	40
3.1 SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y CONTROL DE SUPERVISIÓN	
3.1.1 Consideraciones Físicas	40
3.1.2 Adquisición de Datos	42
3.1.3 Procesamiento de Datos	50
3.1.4 Aplicaciones del SCADA	68
3.2 INTERFAZ DEL USUARIO	70
3.2.1 Enfoque General	70
3.2.2 Capacidad Total de Gráficos del Interfaz de Usuario	72
3.2.3 Dispositivos de Ingreso de Datos	76
3.2.4 Acceso de Seguridad al GMS	78
3.2.5 Administración de Alarmas y Eventos	80
3.2.6 Características Generales del Interfaz de Usuario	83
3.2.7 Función de Presentación de Curvas	89
3.2.8 Administrador de Ventanas	89
3.2.9 Programa Controlador de un Monitor	90
3.2.10 Símbolos de Calidad de Datos	91
3.2.11 Impresiones	92
3.2.12 Tendencias en video	92
3.2.13 Interfaz con Herramientas de Dibujo y Diseño de Gráficos	93

3.4 HARDWARE	93
3.4.1 Consideraciones Generales	93
3.4.2 Componentes del Hardware del Sistema Central	95
3.4.3 Sistema Operativo	99
3.4.4 Consolas	100
3.4.5 Otros Equipos	100
3.4.6 Redes de Computadoras	102
3.4.7 RTU del GMS	105
3.4.8 Configuraciones del GMS	105

CAPÍTULO 4

4. SISTEMA CENTRAL – BASE DE DATOS Y FUNCIONES DE APLICACIÓN	111
4.1 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN	111
4.1.1 Sistema de Almacenamiento y Recuperación de Información	111
4.1.2 Administración de Información del Sistema de Almacenamiento y Recuperación de Información	118
4.1.3 Sistema de Archivamiento	121
4.1.4 Función de Monitoreo del Cumplimiento	122
4.2 FUNCIONES DE APLICACIÓN DE GENERACIÓN	125
4.2.1 Control Automático de Generación	126
4.2.2 Control Automático de Voltaje	146
4.2.3 Monitoreo de la Reserva	154
4.2.4 Costo de Producción	155
4.2.5 Coordinación Hidro-térmica	158
4.2.6 Pronóstico de Carga	160
4.2.7 Programación y Contabilidad de Energía	161
4.3 SOFTWARE DE SOPORTE	
4.3.1 Requerimiento del Software de Soporte	163
4.3.2 Software de Administración	169
4.3.3 Desarrollo del Software	174
4.3.4 Desarrollo del RDBMS	179

CAPÍTULO 5

5. SISTEMA REMOTO Y TELECOMUNICACIONES

5.1 EQUIPO DE ADQUISICIÓN DE DATOS	180
3.1.1 Unidades Terminales Remotas RTUs	180
3.1.2 Dispositivos Electrónicos Inteligentes IEDs	187
5.2 TRANSDUCTORES	189
5.3 DISPOSITIVOS DE ACCIONAMIENTOS DE CONTROL	191
5.3.1 Relés de Interposición	191
5.3.2 Diseños de Circuitos de Control	191
5.3.3 Dispositivos de Enganche	192
5.4 PROTOCOLOS DE REDES LAN/WAN	
5.4.1 Protocolo DNP3	193
5.4.2 Protocolo IEC 60870-5	194
5.4.3 TASE.2	194
5.4.4 Protocolo UCA 2.0	196
5.5 INTERNET	
5.5.1 Redes TCP/IP	197
5.5.2 Dominios	197
5.5.3 Servicios del Internet	200
5.6 MEDIOS USADOS PARA COMUNICACIONES	
5.6.1 Telefonía	200
5.6.2 Telecomunicaciones por Onda Portadora (PLC)	201
5.6.3 Radio de Microondas Terrestre	203
5.6.4 Fibra Óptica	205

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	207
6.1 CONCLUSIONES	207
6.2 RECOMENDACIONES	209
BIBLIOGRAFÍA	211
APENDICE: SERVICIOS AUXILIARES	214

- Anexo 1: Datos disponible y/o necesarios del GMS
- Anexo 2: Equipo de interfaz de usuario
- Anexo 3: Especificaciones Hardware

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVOS

Objetivo General:

Establecer los requerimientos funcionales de un centro de control para la operación en tiempo real de empresas eléctricas de generación, que considere las áreas del sistema central, sistema remoto y telecomunicaciones.

Objetivos Específicos

Sistema Central: Constituir los requerimientos funcionales del Sistema SCADA, hardware y software de soporte, interfaz de usuario, sistema de almacenamiento de información y funciones de aplicación de generación.

Sistema Remoto y Telecomunicaciones: Elaborar los requerimientos funcionales de los equipos de adquisición de datos, transductores y acondicionadores de señales. Además realizar a nivel de especificación funcional los requerimientos de protocolos de comunicación, medios de telecomunicaciones.

1.2 ALCANCE

Desarrollar documentos a nivel de especificaciones funcionales de los requerimientos de un centro de control para una empresa de generación eléctrica. Las especificaciones tendrán el carácter de definición funcional, sin llegar al detalle constructivo de los equipos o programas computacionales.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La ley de Régimen del Sector Eléctrico en el Ecuador promulgada en octubre de 1996, obliga a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista a disponer de medios informáticos para la entrega de información tanto en tiempo real como fuera de línea al administrador técnico y comercial, así como también a la entidad reguladora y a otras instituciones del sector.

La función de un centro de control es la de supervisar y controlar una empresa eléctrica, permitiendo la modernización de los sistemas informáticos en tiempo real con el fin de garantizar la operación segura, económica y de buena calidad, a la vez que optimizar los recursos eléctricos. Un centro de control debe tener las facilidades informáticas para interactuar con otros procesos tanto técnicos como comerciales, dentro y fuera de la empresa.

En un ambiente competitivo las compañías deben ser más eficientes, eficaces y flexibles, por lo que demandan la implementación de herramientas adecuadas para una mejor gestión, donde el usuario final sea quien obtenga los beneficios.

1.4 DESCRIPCIÓN DE LA TESIS

El proyecto realizado tiene seis capítulos, los cuales se desarrollan de la siguiente manera:

En el primer capítulo se hace referencia a los objetivos generales y específicos, así como también al alcance y justificación del proyecto y por último la descripción de la tesis.

En el segundo capítulo se detalla los requerimientos del Sistema de Administración de Generación GMS para un Centro de Control de Generación CCG de centrales hidroeléctrica y térmica clásica (gas, vapor, diesel), involucrando los requerimientos de configuración, capacidad, funcionamiento, disponibilidad del sistema, de una manera concisa y sintetizada.

En el tercer capítulo se desarrolla de forma funcional el sistema de control supervisorio y adquisición de datos, involucrando los tópicos de SCADA, Interfaz de Usuario y Hardware

En el cuarto capítulo, se realiza las especificaciones a nivel funcional del sistema central relacionado a Base de datos y Funciones de Aplicación, cuyos componentes son: Sistema de Almacenamiento de Información, Software de Soporte y Funciones de Aplicación de Generación.

En el quinto capítulo se desarrolla el sistema remoto y de telecomunicaciones, se describe de una manera funcional lo relacionado al equipo de adquisición de datos y remoto (RTUs, IEDs), transductores, dispositivos de accionamiento de control, protocolos de redes LAN y WAN, INTERNET y por último los diferentes medios de telecomunicaciones como son fibra óptica, PLC y radio microondas, para lo cual se considera las ventajas y desventajas de utilizar cada uno de ellos.

En el sexto capítulo se redactan las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

Adicionalmente, fuera de los capítulos y como un apéndice se describe los sistemas auxiliares del edificio del centro de control de generación, que comprende el suministro de emergencia, la red eléctrica dedicada y general, y el sistema integrado de seguridad.

CAPÍTULO 2

2. REQUERIMIENTOS GENERALES DEL SISTEMA

A lo largo de este capítulo se describen los requerimientos del Sistema de Administración de Generación GMS para un Centro de Control de Generación de centrales hidroeléctrica y térmica clásica (gas, búnker, diesel), incluyendo configuración, capacidad, funcionamiento, disponibilidad y funciones de aplicación relacionadas a la operación de las unidades de generación de las planta de energía.

2.1 CONFIGURACIÓN CONCEPTUAL Y FUNCIONALIDAD

El hardware y software que conforman el GMS, en forma conceptual, consisten de varios subsistemas concebidos para satisfacer las siguientes funciones operativas:

- 1) Supervisión
- 2) Control
- 3) Desarrollo y mantenimiento
- 4) Almacenamiento y reporte
- 5) Producción de energía
- 6) Entrenamiento

La configuración conceptual es suministrada dentro de un GMS con hardware y software.

El GMS es un sistema de arquitectura abierta y distribuida con alto desempeño y disponibilidad de sus componentes computacionales. Con esta arquitectura abierta, los datos recolectados y procesados por el GMS son fácilmente accedidos por aplicaciones corporativas, tal como Microsoft Office, bases de datos usando controladores estándares ODBC. Adicionalmente, es posible adherir o reemplazar hardware sin perturbar al desempeño del GMS.

Los componentes de las computadoras usan Redes de Área Local y Extendida (LANs y WANs) redundantes para suministrar caminos de comunicación en medio de un sistema de componentes que utilizan estándares industriales para hardware, software e interfaz de usuario. Una arquitectura típica de un GMS se muestra en la figura 1.

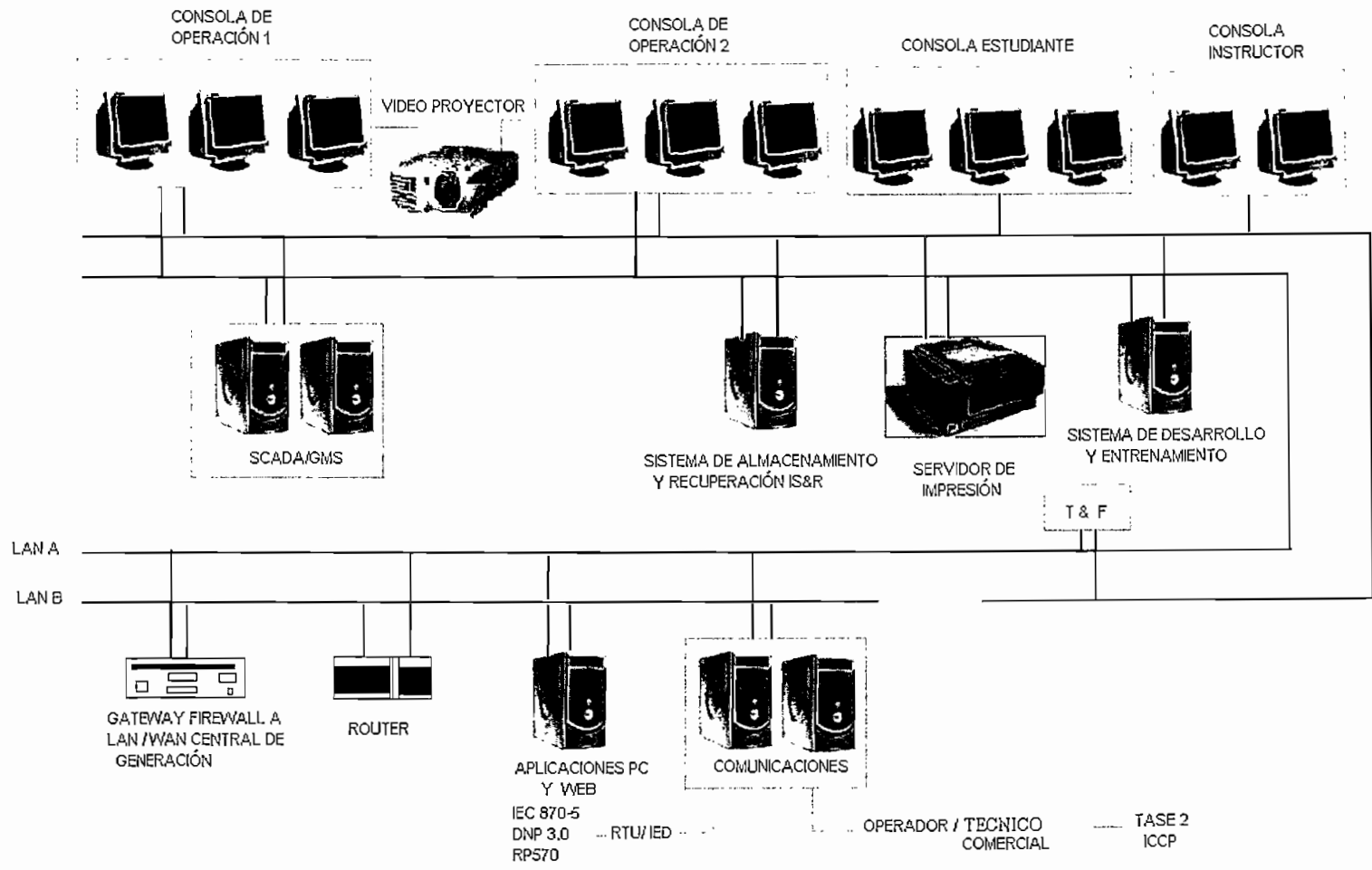


Fig. 1 Arquitectura típica de un GMS

2.1.1 SISTEMA SUPERVISORIO

El propósito de esta función es suministrar al operador la información concerniente al estado operativo de cada elemento de las unidades. La función de supervisión es constituida por los siguientes subsistemas:

- Control Supervisorio y Adquisición de Datos SCADA
- Interfaz Humano-Máquina HMI

2.1.1.1 Control Supervisorio y Adquisición de Datos

El SCADA es un sistema de alta disponibilidad y alto funcionamiento caracterizado por la recolección de datos en alta velocidad y funciones de presentación. El SCADA debe tener al menos las siguientes características:

- Manejo de proceso de datos y monitoreo
- Configuración fácil y expandible
- Manejo y presentación de eventos
- Presentación en línea y en forma tabular
- Registrador de secuencia de eventos SOE
- Cálculos estandarizados
- Soporte de varios protocolos de enlaces externos de datos y protocolos de Unidades Terminales Remotas RTUs
- Etiquetamiento
- Estadísticas de equipo
- Registrador de acciones del operador
- Fácil creación en línea de maniobras de trabajos

Los datos del SCADA en tiempo real, son usados por su propio proceso y por otros componentes del GMS, con ciertos niveles de autoridad.

El SCADA recolecta, procesa, almacena datos en tiempo real y envía datos de las siguientes fuentes posibles de datos o destinos:

- Unidades Terminales Remotas (RTUs) o Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) localizados en las unidades de generación.
- Subestación y futuras plantas de energía.

- Otros SCADA/EMS del operador o administrador comercial y agentes participantes del mercado eléctrico e ISOS de sistemas interconectados de otros países.
- Sistema empresarial de administración de información (SGE).

2.1.1.2 Interfaz Humano-Máquina

El Interfaz Humano-Máquina (HMI) está conformado por las consolas operativas y de desarrollo. El HMI debe contener:

- Interfaz estándar X-Windows para todas las aplicaciones
- Herramientas para añadir nuevas funciones HMI sin recompilar
- Editor gráfico y buscador de Internet, usando bibliotecas de símbolos dinámicos.
- Aplicaciones de tendencia que suministran tendencias de datos en tiempo real y datos históricos
- Usar al menos más de dos ventanas en todas las consolas.

El HMI presenta todos los datos procesados por las funciones del GMS y permite la interacción con el usuario para suministrar la información necesaria para el GMS. Sin embargo, las consolas operan como facilidades en común compartidas en medio de todos los subsistemas.

Similarmente, dispositivos de impresoras de texto y video se consideran como dispositivos compartidos. Un usuario podrá dirigir alguna salida de impresión de texto o video para algún dispositivo accesible.

Las consolas operativas y de desarrollo deben ser suministradas con aplicaciones de Microsoft Office, servicios de Internet e Intranet, ayuda en línea, y ser capaz de manejar interfases multi-documentos.

El interfaz de usuario debe soportar la presentación de diagramas unifilares esquemáticos así como también despliegues geográficos y tabulares.

Estaciones de trabajo remotas

El GMS debe soportar estaciones de trabajo remotas que pueden ser alguna combinación de estaciones de trabajo dedicadas remotas y estaciones de trabajo de personal de campo (PC o computadoras laptop). El tráfico de acceso remoto puede ser aislado en un Acceso

Externo LAN conectado a cada servidor del GMS que efectivamente proteja la operación LAN del tráfico externo.

2.1.1.3 Datos Disponibles y/o Necesarios³

Un sistema supervisorio recoge datos pertenecientes a cada evento o actividad en el sistema de energía.

Una lista típica de datos potenciales para recolección en un sistema supervisorio debe incluir al menos lo siguiente:

- Parámetros analógicos de unidades de generación
- Parámetros analógicos de unidades auxiliares
- Unidades de generación (MWh, MVARh)
- Unidades auxiliares (MWh, MVARh)
- Voltajes de barras
- Límites de generador (alto, bajo)
- Límites de control de generador (alto, bajo)
- Datos de funcionamiento de la unidad (uso de combustible, temperatura de agua, puntos de válvulas, restricciones ambientales, restricciones de equipo, etc).
- Información SOE
- Datos operacionales del sistema
 - Energía comprada y vendida
 - Carga del sistema
 - Datos de confiabilidad (interrupción, etc)
 - Desempeño de Control
 - Restricciones de operación
 - Datos ambientales

Los requerimientos mínimos de datos y control para la planta de energía en lo que se refiere a turbinas, generadores, barras, transformador, servicios auxiliares, embalse y tanque de almacenamiento de combustible, caldero, son presentados en las tablas del 1 al 7 del anexo 1 y se los ordena de acuerdo al tipo de señal (indicaciones, alarmas, mediciones).

2.1.2 SISTEMA DE CONTROL

La función de control está constituida por las funciones de control de generación, las cuales son usadas para controlar la operación de las unidades de generación de la planta de energía. Las siguientes características deben ser parte de estas funciones:

- Control de generación de acuerdo con el despacho del operador del sistema.
- Participación en el control secundario de frecuencia del sistema.
- Participación en el control de intercambio de la red de potencia activa entre áreas.
- Producción eficiente de las unidades de generación
- Operación segura de la unidades de generación
- Control de la potencia reactiva de la planta
- Control del reservorio y regulación de reservorios adicionales agua arriba y agua abajo que pueden tener las centrales hidroeléctricas.
- Control de los tanques de almacenamiento de combustible (gas, diesel, búnker) de las centrales termoeléctricas.

2.1.3 DESARROLLO Y ENTRENAMIENTO^{1,3}

El Sistema de Desarrollo del Proyecto PDS es la base para incorporar las funciones de supervisión y control para el GMS. La funcionalidad del PDS cambia con el avance del proyecto. Este sistema debe ser configurado como un sistema independiente.

Es deseable que el hardware y software del PDS puedan ser usados para ejecutar el Simulador de Entrenamiento del Operador OTS.

2.1.3.1 Sistema de Desarrollo del Proyecto³

Un software interactivo de generación y mantenimiento de base de datos debe ser suministrado como una herramienta para construir y mantener la base de datos. Este programa también debe ser capaz de soportar la creación y mantenimiento de nuevos archivos por el personal de la central de generación. El sistema de generación y mantenimiento de la base de datos puede ser capaz de soportar la creación de algunas estructuras de base de datos.

El PDS debe tener una base de datos y capacidad de generación de despliegues con los programas estándares de Control Automático de Generación AGC y Control Automático

de Voltaje AVC, para familiarizar al personal de la central en el uso de esas aplicaciones. Adicionalmente, el PDS debe estar continuamente actualizado.

El PDS debe soportar el desarrollo y pruebas de la base de datos del GMS, despliegues y reportes. El PDS debe ser usado para diagnosticar, identificar y resolver problemas del GMS; así como también de nuevas configuraciones eléctricas y nuevas aplicaciones.

El PDS debe incluir herramientas de programación, tal como compiladores, administrador de códigos y los medios necesarios para la instalación de aplicaciones de terceros en el GMS.

2.1.3.2 Simulador de Entrenamiento del Operador OTS^{1,3}

El OTS tiene dos modos de operación: simulación y entrenamiento. En el modo de entrenamiento, las aplicaciones del OTS suministran facilidades que permiten el entrenamiento de los operadores en el uso de las herramientas de operación del GMS y su familiarización con el comportamiento del equipo en un rango amplio de condiciones tales como situaciones peligrosas, estrategias nuevas de operación y nuevas funciones del GMS.

Debe ser posible que todos los datos teledados normalmente adquiridos desde las RTUs sean generados por el simulador. En el modo de simulación, el OTS debe simular la respuesta del sistema de energía para eventos específicos con el nivel de exactitud especificado por el usuario, incluyendo restauración parcial o total de la red.

El OTS debe suministrar funciones de instructor y aprendiz que permitan la construcción, mantenimiento y ejecución de escenarios de entrenamiento que incluyan, como mínimo:

- Réplicas de hardware y software y los componentes del sistema de control
- Preparaciones para una sesión de entrenamiento
- Ejecución de una sesión de entrenamiento
- Cambio de la escala de tiempo
- Revisión de sesiones

El OTS debe tener las facilidades para modelar, como mínimo:

- Turbina y regulador de velocidad
- Generador
- Carga

- Cálculo de frecuencia
- Protecciones (relés)
- Regulación de voltaje
- AGC externo
- Telemetrías
- Errores de medidas en bruto
- Pérdida de datos
- Falla de RTU

2.1.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE INFORMACIÓN

Los datos recolectados por el sistema SCADA y procesados por las funciones de control de generación deben ser almacenados en un Sistema de Almacenamiento y Recuperación de Información. Los datos integrados de todos los procesos para soportar una perspectiva corporativa deben ser suministrados por el sistema de almacenamiento y recuperación de información

Los principales objetivos para la implementación de este sistema se definen como sigue:

- Suministrar una plataforma general basada en tecnología orientada a objetos, los cuales permiten la definición y la implementación de un modelo de datos orientado a objetos conjuntamente con las herramientas para mantener y visualizar el modelo.
- Suministrar un ambiente estrechamente relacionado con el sistema SCADA/GMS, pero que sea más flexible para manejar varios modelos de datos diferentes y así más adecuados para soportar la integración de sistemas diferentes y aplicaciones que no usan directamente la base de datos en tiempo real.
- Suministrar soporte histórico por grabación en un Sistema de Administración de Base de Datos Relacional RDBMS, tal que permita a otros usuarios acceder directamente a esta información.
- Suministrar un camino bidireccional para capturar datos o ingresar datos a la base de datos en tiempo real.

- Soporte de varias estructuras de datos incluyendo las más comúnmente usadas para tablas de datos relacionadas con el tiempo como programas de generación. Varias estructuras deben ser definibles por el usuario.
- Suministrar el interfaz del usuario necesario, independiente del SCADA, para hacer posible todas las operaciones, visualizaciones de datos y mantenimiento.

2.1.4 VISION GENERAL DE COMUNICACIONES

Se debe suministrar e implementar las comunicaciones con sus respectivas interfases entre la planta de energía y el GMS.

2.1.5.1 Redes de Área Local y Área Extendida¹⁰

Una Red de Área Local (LAN) redundante provee caminos de comunicación entre los componentes del GMS. Esta LAN soportará protocolos estándar de comunicación de la industria. Las fallas de una de las redes es alertada y causa que todo el tráfico sea automáticamente re-enrumbado a otras redes. Algunos sistemas o usuarios conectados a la LAN del GMS deben estar sujetos solamente a identificación de un usuario normal ID y una autorización con acceso por contraseña.

El GMS debe estar conectado a la red LAN del Sistema de Administración de Información de la central de generación (SGE LAN) y a la red WAN de la central de generación por medio de un sistema diseñado para prevenir el acceso no autorizado a intrusos desde el Internet (firewall) a o desde una red privada. El firewall debe suministrar protección contra posibles amenazas de seguridad.

2.1.5.2 Red RTU/IED^{3,14}

La red RTU/IED incluye todo el hardware y software necesario para realizar las funciones remotas.

Se debe considerar dos alternativas para provisión de RTUs o IEDs.

Se debe considerar que existe una RTU recolectando información desde la subestación asociada a la central de generación.

El GMS debe usar computadores frontales FE locales para adquirir datos desde la RTU/IEDs.

El sistema de telecomunicaciones para vincular el CCG a las unidades de generación debe estar basado en tecnología de Fibra Óptica (FO). Se debe suministrar todo el equipo de FO, canales, conectores y el resto de equipo necesario.

El CCG debe tener facilidades o interfases de comunicación de datos con:

- 1) Equipo de Control Remoto (RTU o IEDs) localizados en las unidades de generación, embalses o en los tanque de almacenamiento de combustible y en el edificio del CCG y servicios auxiliares.
- 2) Consolas tipos PC localizadas en los sitios lejanos a los que la central de generación tenga que enviar información conectados a las redes LAN o WAN.
- 3) Centros de Control del administrador comercial u operador de la red.
- 4) Centros de Control de otros países.

Los canales de comunicaciones para 1) deben ser por medio de FO; tanto que para los canales 2), 3) y 4) se pueden usar PLC, microondas o FO dentro del territorio nacional o futuros vínculos de FO a los operadores del sistema.

2.1.6 INTEROPERACIÓN GMS-SGE

El SGE de la empresa de generación debe ser desarrollado tanto en el campamento como en la ciudad sede en que se encuentre ubicada las oficinas principales. De esa manera, se espera que el GMS sea diseñado para soportar una interfase con tales sistemas de información. Un Sistema de Negocios del AGC en el SGE del campamento deberá evaluar los servicios auxiliares suministrados por la empresa al mercado eléctrico, cuyos resultados deben ser enviados al SGE en la ciudad sede. Adicionalmente, las transacciones de energía deben ser provistas por el GMS al SGE en la ciudad sede por medio de WAN, donde la Función de Programación y Contabilidad de Energía interactuarán con el Sistema de Administración de Negocios BMS de la empresa.

Otra funcionalidad que requiere intercambio de información entre el GMS y el SGE es el mantenimiento y almacenamiento de repuesto lo cual finalmente debe ser tratado por el área de Finanzas y Administración de la empresa.

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe ser usado como un medio para suministrar una interfaz flexible entre el sistema en tiempo real y el SGE.

La información del GMS debe ser transferida al SGE para el análisis post-operativo y operaciones comerciales, planeamiento de operación, evaluación de disponibilidad y requerimientos de mantenimiento.

El intercambio de datos entre el sistema de almacenamiento y recuperación de información del GMS y el SGE deben constar de:

- Datos en tiempo real
- Datos históricos
- Parámetros usados en el GMS
- Parámetros usados en el SGE
- Despacho de generación calculado por el administrador comercial
- Tablas de fallas de equipos
- Programas de intercambio
- Datos de despacho económico

Debe ser posible tener despliegues del SGE en las consolas de operación del GMS por medio de mecanismos de información, tal como X Windows. Las aplicaciones del GMS y el SGE deben ser capaces de ser ejecutados desde cualquiera de estos ambientes.

2.1.6.1 Interfaz GMS-SGE

El propósito de la interfaz GMS-SGE es:

- Suministrar la programación de generación para los siguientes días o el siguiente despacho proveniente del administrador comercial.
- Suministrar recursos de monitorear los datos de intercambio de monitoreos y cálculos de reserva.
- Transferir intercambio de programaciones y cambios de programaciones en tiempo real desde el BMS al GMS para los sistemas de potencia interconectados.
- Parámetros específicos del AGC deben ser también ingresados, tal como factores de participación para despacho económico, y regulación.

Una vez que los datos son transferidos desde el SGE al GMS, deben ser procesados para que los otros subsistemas, tales como AGC y monitoreo de recursos, puedan usarlos.

El propósito del GMS al interfaz del SGE es transferir los datos dinámicos y actuales en tiempo real dinámico y actual para análisis fuera-línea, incluyendo aquellos relacionados a mantenimiento preventivo y correctivo.

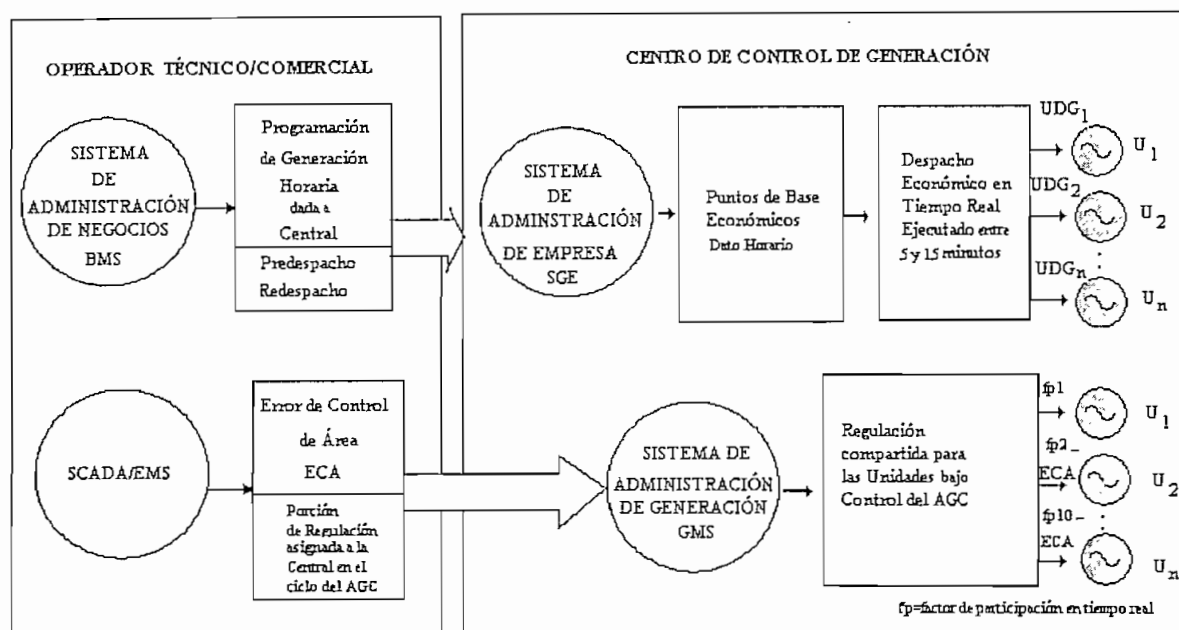


Fig. 2 Interoperación GMS - SGE

2.2 CONTROL DE CONFIGURACIÓN, REDUNDANCIA Y ADMINISTRACIÓN DE FALLAS^{1,4}

Esta parte describe la configuración del CCG para ejecutar tareas en condiciones normales y anormales del hardware y software.

2.2.1 EVENTOS DE LA PLANTA DE ENERGÍA

Las indicaciones de estado y la llegada de valores medidos en el CCG desde la planta de energía deben ser continuamente procesadas. Los eventos pueden llegar directamente por medio del sistema de comunicaciones, por ejemplo los cambios de posición del interruptor, o ser detectados en el sistema computacional, por ejemplo los límites excedidos.

Ejemplos de eventos de la planta de energía:

- Un valor ha excedido un límite
- Un valor ha retornado dentro de sus límites
- Una alteración manual de los valores límites
- Cambios de disyuntor de líneas
- Señales de comandos ordenados

- Señales de comandos ordenados no exitosamente ejecutados
- Arranque automático

2.2.2 CLASIFICACIÓN DE EVENTOS DE LA PLANTA DE ENERGÍA

Los eventos pueden ser divididos dentro de los siguientes grupos: condición de alarma (grupo 1), cesación de condición de alarma (grupo 2) y registro de eventos y solamente despliegues (grupo 3).

2.2.2.1 Condición de Alarma

En estos eventos se indican una condición anormal o una condición de falla.

2.2.2.2 Cesación de Condición de Alarmas

Cuando cesa una condición de alarma, como se especifica en el grupo 1 desiste, los dos eventos asociados (mostrados en dos líneas consecutivas en el despliegue de alarmas) deben ser automáticamente removidos desde el despliegue de alarmas, después de su reconocimiento. Se llama la atención para eventos en este grupo mediante una señal audible discreta transitoria. Sin embargo, si la condición anormal se despeja por una operación ordenada desde el GMS, una señal no audible debe ser provista.

2.2.2.3 Registro de Eventos y Despliegues

Debe ser posible registrar en un archivo todos los eventos de acuerdo a grupos 1-2. También debe desplegarse el evento más reciente en un VDU (Unidad de Video de Despliegue), en un máximo de acerca de 2000 items.

Los eventos que no pertenecen a los grupos 1-2 tales como órdenes de control y cambios correspondientes de estados, y entradas manuales deben ser registrados por una impresora y desplegados en un VDU, de la misma manera como los eventos descritos arriba pero no deben emitir una señal audible.

2.2.3 PRESENTACIÓN Y PROCESAMIENTO DE EVENTOS DE LA PLANTA DE ENERGÍA

2.2.3.1 Lista de Eventos

Varios métodos en los cuales el operador puede identificar y ser notificado de un evento se indican a continuación. Los eventos serán vinculados con una clase de manejo-evento. Las alarmas pueden ser de un tipo audible y/o visual.

Los eventos deben ser “identificados en tiempo” de acuerdo al tiempo de la computadora central del GMS en la forma de HH:MM:SS (hora, minuto, segundo) y ser organizados en orden cronológico con el evento más reciente en el fondo. Eventos retardados deben ser identificados con tiempo cuando ellos lleguen al GMS. La lectura de la impresión debe claramente señalar que el evento ha sido retardado en el GMS.

Los eventos deben ser impresos sucesivamente y automáticamente cuando ellos ocurren. Esto sería ventajoso, como una alternativa, si la lista de eventos fuera almacenada en el sistema e impresa automáticamente una vez al día o bajo requerimiento. Aparte del tiempo, códigos de estación, códigos de objetos, tipos de eventos u otra clara información de texto incluyendo mensajes de información de estados deben ser también impresos. Debe incorporarse un alto grado de seguridad en contra de pérdidas de eventos impresos.

El día y la fecha en la forma AAAA.MM.DD (año, mes, día) debe ser impreso en cada página. El primer evento en cada período de 24 horas es impreso en una nueva página.

Todos los eventos que inicien impresiones de acuerdo al texto citado anteriormente también deben estar disponibles para desplegarlos en VDUs. La información debe ser idéntica con aquel contenido en la lista de eventos. Cuando se llame al despliegue, los eventos más recientes deben ser desplegados primero con orden inverso en el tiempo. Esto dará espacio para que cerca de 2000 eventos sean almacenados. Cuando el espacio de memoria se llene, el evento más viejo desaparecerá.

2.2.3.2 Despliegues de Alarmas y Tecla de Selección de Páginas

El despliegue de alarmas (de uno o más páginas) incluye todos los eventos que pueden ser considerados como condiciones anormales, ejemplo: señales de falla, estados espontáneos cambiados, límites que excedan y valores de advertencia y otros.

Debe ser posible identificar y definir tres diferentes clases de alarmas (prioridades), por ejemplo mediante colores diferentes en el despliegue de alarmas. Las alarmas son etiquetadas con tiempo y organizadas en orden cronológico, siendo la más reciente la alarma que aparece en último lugar. La primera alarma por página y por 24 horas también debe ser marcada con la fecha.

Debe ser posible borrar manualmente una alarma desde el despliegue de alarmas.

Las alarmas deben ser divididas dentro de al menos 5 diferentes categorías tales como alarmas de generación, alarmas de turbina y equipo relacionado, alarmas de embalse o del

tanque de almacenamiento de combustible, alarmas del sistema de control y alarmas en el edificio del CCG.

Debe ser posible tener un despliegue de alarma por categoría, una por clase (prioridad) y una por estación. Más aún debe haber un despliegue de alarmas colectiva para todas las alarmas de la planta.

Los despliegues por categorías, clases de alarmas y alarmas de estación deben formar subgrupos de despliegues de alarmas para todo el control.

Cuando se llama un despliegue, las alarmas más recientes deben ser desplegadas primero con paginación inversa en el tiempo.

Si se presenta un evento presentado en el despliegue de alarmas por estación, una indicación colectiva debe formarse para la presentación en VDUs. Si alguna de esas alarmas no son reconocidas, la indicación colectiva debe titilar.

El sistema debe estar diseñado para un amplio número de alarmas. Si, a pesar de esto, el espacio de memoria de alarmas, aún se llena, las alarmas más recientemente llegadas no deben perderse.

Las funciones manualmente iniciadas, tal como órdenes de control, lo que resultan en cambios de estado, no deberían producir una condición de alarma.

Debe haber una tecla de seleccionar el despliegue de alarmas colectivo para toda la planta. Esta tecla titilará hasta que la alarma entrante sea reconocida. Después del reconocimiento, la tecla debe permanecer iluminada, mientras dure la condición de alarma.

Los dos eventos correspondientes (detección e iluminación) deben encontrarse en dos consecutivas líneas en el despliegue de alarmas.

2.2.3.3 Señales Audibles y Tecla de Restablecimiento de la Señal Audible

Debe haber al menos cuatro diferentes señales audibles producidas por un generador de tono audible para cada tipo de señal audible. Debe ser posible seleccionar una o ninguna de estas señales para cada clase de manejo de eventos y alarmas.

Las señales no audibles deben activarse sólo cuando la consola está en el modo de Control, Supervisión o Entrenamiento.

2.2.3.4 Reconocimiento de Alarmas

Las alarmas entrantes deben iniciar el titileo de la original tecla de reconocimiento de alarma. Cuando se presiona la tecla, todas las alarmas desplegadas a la vez en el cuadro de un VDU (todos los tipos de despliegues de alarmas, diagramas de la estación) serán reconocidas. Una alarma necesitará ser reconocida una sola vez. La tecla de reconocimiento de alarmas debe ser extinguida cuando no haya más alarmas no reconocidas pendientes en el sistema.

También debe ser posible el reconocimiento de alarmas de manera individual en los respectivos despliegues mediante el posicionamiento del cursor en la alarma apropiada y luego presionando una tecla especial dedicada.

Las alarmas no reconocidas deben ser marcadas de una manera distinta en el despliegue de alarmas.

2.2.3.5 Despeje de Alarmas

La presentación de alarmas en los varios despliegues respectivos debe ser dinámica. Esto significa, que la indicación de alarma o texto de alarma debe ser automáticamente despejada cuando la alarma desaparezca, a condición de que la alarma haya sido reconocida y dependiendo del tipo de alarma. En este sentido se distinguen dos tipos de alarmas:

- Reversible (típicamente medida de violación de límite)
- Irreversible (por ejemplo el cambio de estado del interruptor)

Cuando una alarma reversible, que ha sido reconocida desaparece (la fuente de alarma al estado normal) la alarma será automáticamente despejada desde el sistema.

Cuando una alarma irreversible, que había sido reconocida desaparece en la planta de energía, el mensaje de despeje de alarma debe que ser reconocido antes que la alarma sea despejada en páginas de despliegue relevante.

Si un indicador o medida da origen a una alarma, ésta es notificada con bandera de inválida, su presentación de alarma en despliegues relevantes debe ser removida. Medidas e indicaciones reversibles ingresadas manualmente generan alarmas de la misma manera como aquellas capturadas automáticamente.

2.2.3.6 Bloqueo de Alarmas

El bloqueo de alarmas resulta en el apagado de alarmas audibles y/o visuales sin afectar la impresión del evento.

Una alarma bloqueada debe ser manejada como un evento, tal como una indicación no audible o visual o no titilante, no requiere reconocimiento y debe ser impresa como un evento en la lista de eventos.

El operador debe ser capaz de bloquear fácilmente alarmas individuales y grupos de alarmas por unidad de generación.

2.2.3.7 Teclas de Selección de Generación

Las unidades de generación deben ser seleccionadas usando teclas fijas de función. Cuando una alarma del sistema de generación es detectada, el pulsador de generación debe titilar hasta que la alarma haya sido reconocida, después permanecerá iluminado fijamente mientras permanezca la condición de alarma.

2.2.3.8 Despliegues de Condición de Alarma

Los despliegues de condición de alarma deben mostrar listas de objetos, los cuales presentan banderas por algunas razones. Los datos en esos despliegues deben ser clasificados de acuerdo a las banderas (diferentes despliegues para diferentes banderas) y estación. Al menos se deben suministrar los siguientes despliegues:

- Objetos bloqueados para control
- Ingreso manual de datos

2.2.4 FACTORES QUE AFECTAN EL MANEJO DE EVENTOS DE LA PLANTA DE ENERGÍA⁴

Aparte de las clases a las cuales un evento pertenece, el manejo de eventos también depende de los siguientes factores:

- Retrasos: El manejo de eventos, tal como valores de límites excedidos y cambios de posición, deben ser retardados individualmente y en grupos (por estación). Aquí, cambios de posición significa Apagado-Encendido y Encendido-Apagado. Debe ser posible colocar diferentes tiempos de retardos para transiciones Encendido-Apagado y Apagado-Encendido. Se debe disponer de las

correspondientes facilidades para valores que excedan sobre y bajo límites de advertencia y límites de alarmas.

- Señales de control ordenadas desde el GMS: Eventos, tales como cambio(s) de indicación de estados, que tienen sus orígenes en señales de control ordenadas desde el GMS, deben registrarse como un solo evento. En conexión con señales de control ordenadas, el procedimiento de manejo de evento cambiado debe aplicarse solo a un período seleccionado limitado después de que la orden ha sido emitida.
- Banda muerta: Evitar alarmas repetidas, cuando un valor supervisado oscila alrededor de un valor límite por sobre o bajo límites de advertencia y alarmas, el manejo de eventos debe ser afectado por una banda muerta variable.
- Cambios de estado en progreso: cambios de estado en progreso para un objeto significa que el objeto está cambiando desde un estado a otro, por ejemplo para un generador durante:
 - Secuencia de arranque
 - Secuencia de parada
 - Inicio de operación sincrónica
 - Terminación de operación sincrónica

Cuando la indicación de cambio de estado en progreso está en ENCENDIDO el manejo de evento para ciertas indicaciones de estado deben cambiarse desde una clase de manejo de eventos a otro.

2.2.5 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA COMPUTACIONAL^{3,4,10}

La configuración del sistema del servidor debe ser diseñado para ejecutar las funciones especificadas en los niveles requeridos de desempeño, disponibilidad y expandibilidad. La configuración debe ser de aquellas llamadas de arquitectura de sistema abierto.

La configuración debe incluir todo el equipo y periféricos necesarios tales como CD ROM, unidades de disco duro, terminales de computadoras, controladores de comunicación, controladores de dispositivos y el resto.

Un conjunto de unidades de disco duro deben ser usados para almacenar el sistema de software en línea completo, el desarrollo de software y otras funciones fuera-línea.

La configuración del sistema del servidor debe ser suministrado con redundancia suficiente y procedimientos de recuperación automáticos tal que ninguna falla en un solo dispositivo

en la configuración cause una avería, una degradación en el desempeño o una indisponibilidad de una función de operación crítica.

Mientras un solo dispositivo esté fuera-de-servicio en la configuración siempre debe ser posible reconfigurar el equipo disponible manualmente o automáticamente tal que se tenga el sistema trabajando. Para fallas múltiples de dispositivos con múltiple redundancia debe ser posible continuar la operación del sistema con o sin reconfiguración, mientras haya al menos uno de los dispositivos redundantes disponibles.

Para propósitos de reconfiguración se debe disponer de un diagrama en VDU de la configuración del sistema del servidor. Este diagrama debe mostrar el estado de cada dispositivo principal y debe ser posible, para una persona autorizada, reconfigurar el sistema por medio de este despliegue.

2.2.5.1 Estados del Procesador y Dispositivos Periféricos

Los siguientes estados, o sus equivalentes, deben ser soportados como mínimo:

- 1) Primario - Un procesador o dispositivo primario ejecuta alguna o todas las funciones del GMS.
- 2) Respaldo - Un procesador o dispositivo de respaldo reemplaza un procesador primario o un dispositivo en el evento de falla primaria a pedido del usuario.
- 3) No activo - Un procesador o dispositivo no activo no esta comunicando con otros elementos del GMS y no puede participar en alguna actividad del GMS.

2.2.5.2 Errores del Procesador, Dispositivo y Software

Dos tipos de errores pueden ocurrir en todos los procesadores, dispositivos periféricos, y software: errores fatales y recuperables. Errores fatales y recuperables deben ser detectados y registrados. El error recuperable debe ser asignado a un umbral. Cuando la cuenta de errores recuperables excede este umbral, debe declararse un error fatal. El usuario puede cambiar el valor del umbral.

2.2.5.3 Reinicio, Re-arranque Automático y Transferencia

Reinicio es la reanudación automática del funcionamiento del sistema primario a continuación de la ocurrencia de una falla suave, por ejemplo una falla no repetible.

Re-arranque automático es la reconfiguración automática del sistema a continuación de una falla dura en el sistema primario para crear y empezar un nuevo sistema primario. El

estado del procesador debe ser cambiado a primario. Si los procesadores de respaldo no están disponibles o si son insuficientes, los procesadores primarios están disponibles para ejecutar las funciones requeridas, el GMS debe intentar reiniciar el procesador primario fallado. La configuración del computador debe ser suministrado con características de reinicio y re-arranque automático.

El reinicio del sistema primario no debe causar una interrupción y una consiguiente necesidad de reinicio del sistema de respaldo. La función de reinicio debe ser invocada manualmente por un usuario y automáticamente recuperarse de fallas de hardware y software. La función de reinicio debe proceder a la terminación sin intervención del usuario.

El esquema de asignación de falla debe permitir múltiples niveles de re-arranque automático, esto es, el dispositivo de respaldo debe ser asignado a un dispositivo de respaldo adicional, en caso de falla del dispositivo primario y falla del dispositivo de respaldo, la función de re-arranque automático total debe usar el dispositivo adicional de respaldo.

El equipo no redundante debe ser suministrado con facilidades de transferencia desde un sistema al otro mediante control de software.

Los dispositivos fallados deben ser reintegrados sólo por comandos de usuario, pero el sistema de comunicaciones podría automáticamente ser restablecido por los Computadores Frontales de Comunicaciones (FEs), RTU, fuente de datos o canales de comunicaciones.

2.2.5.4 Arranque del Sistema e Inicialización

El software de arranque del sistema debe ser suministrado, el mismo que interactivamente debe guiar a través de un terminal del computador al personal dedicado en el arranque de un sistema primario o un sistema de respaldo. El software de aplicación entonces debe ser habilitado. El arranque del sistema primario no requiere alguna carga manual de memorias de microprocesadores en la configuración.

2.2.5.5 Pruebas en Tiempo Real

La configuración del sistema del servidor debe ser diseñado de tal modo que las pruebas de una función de operación en línea o de un conjunto completo de funciones de operación puedan ser ejecutadas en un ambiente de tiempo real sin perturbar el sistema primario.

2.2.5.6 Equipo de Sincronización de Tiempo

El sistema del servidor debe incluir un reloj externo interconectado con el sistema del servidor y capaz de ser sincronizado a tiempos estándares por señales de radio. El reloj debe ser de precisión dentro de $\pm 0,02$ s por 24 horas, como mínimo.

El reloj externo debe tener un registrador del tiempo diario en el cual el tiempo en horas, minutos y segundos debe ser almacenado. El registrador debe estar interconectado a los servidores. El registrador debe ser leído automáticamente por el computador cuando este sea inicializado como un computador primario. El tiempo del computador primario debe ser actualizado por el reloj externo periódicamente. Por medio del interfaz humano-máquina debe ser posible para el operador ajustar el tiempo diario del computador primario invocando una lectura del registro del reloj externo.

2.2.6 BASE DE DATOS DE RESPALDO¹

La base de datos en tiempo real, es decir aquella parte de la base de datos que contiene todos los datos recolectados desde la planta de energía y que ha sido procesada por errores y presentada con banderas apropiadamente, debe tener valores analógicos ya convertidos en unidades de ingeniería preferiblemente en forma de cuentas binarias. Otros datos de la planta de energía tal como constantes de máquinas, límites de operación y varios parámetros deben estar en otros archivos de la base de datos y también en unidades de ingeniería. Las unidades de ingeniería en varios archivos pueden estar en formas diferentes, es decir, número entero binario, punto flotante estándar, punto flotante modificado y ASCII estándar. Los servicios de conversión de datos deben ser suministrados para convertir unidades de ingeniería desde una a otra forma.

La base de datos de respaldo debe ser suministrada para cumplir requerimientos de procesamiento y desempeño, en el evento de falla del procesador, dispositivo o software, la cual debe ser actualizada con los contenidos actuales de la base de datos primaria tal que todos los cambios a la base de datos sean reflejados en la base de datos de respaldo. La base de datos de respaldo debe ser protegida de daños debido a falla del dispositivo o del procesador.

2.2.7 DETECCIÓN DE FALLA Y RECUPERACIÓN⁴

El propósito de esta característica es minimizar la degradación de la operación del sistema bajo condiciones de fallas de las computadoras sea hardware o software.

La respuesta a una falla debe ser determinada por la severidad del error y la importancia del componente fallado en la operación del sistema.

Los siguientes métodos de recuperación, en orden de severidad de falla creciente, deben estar disponibles:

- Intercambio automático de dispositivo
- Reconexión y reinicialización de programa o dispositivo
- Reinicialización de grupo de programas
- Reinicio del sistema primario
- Reconfiguración automática

Una reconfiguración automática debe ser iniciada sólo si un reinicio automático del sistema primario no es posible o no es exitoso dentro de un cierto tiempo o número de intentos.

Las siguientes características concernientes a situaciones de reconfiguración automática también deben ser incluidas:

- Después de una reconfiguración automática debe ser posible analizar su causa
- Todas las indicaciones de estado y medidas de la planta de energía deben ser actualizados en la base de datos en funcionamiento después del inicio del ordenador del nuevo sistema primario.
- El operador debe ser notificado (por reinicio y reconfiguración automática) cuando el reinicio/reconfiguración automática sea requerido o completado.
- Ningún archivo debe perderse como resultado de un reinicio/reconfiguración automática
- Después del reinicio de una reconfiguración automática el mismo gráfico y página deben ser restablecidos en las consolas del operador.
- Debe ser posible iniciar manualmente una reconfiguración automática desde alguna consola que no esté en modo de entrenamiento.

Todos los errores y fallas deben ser anunciadas al usuario y registradas incluyendo las fechas y tiempos de las fallas y regreso a servicio. Los datos registrados deben ser usados para medidas de disponibilidad y propósitos de mantenimiento.

2.2.8 FALLA DE ENERGÍA³

El sistema debe ser capaz de manejar la preservación de datos cuando la energía disminuye bajo un cierto límite y luego cuando esta regresa, restaurar los datos que fueron preservados y continuar la operación normal del sistema dentro de la operación normal del computador.

Siguiendo a una falla corta de energía, el sistema debe reiniciarse automáticamente. La falla de energía debe ser registrada y un mensaje debe ser enviado al usuario.

Después de falla larga de energía, el sistema debe ser iniciado manualmente. La falla de energía debe ser registrada.

Después de una falla corta de energía, aquellos despliegues, que fueron actualizados antes de la falla de energía deben ser restablecidos y actualizados en la inicialización, y un mensaje enviado a los despliegues.

2.2.9 MONITOREO Y CONTROL DE DISPOSITIVOS DE COMUNICACIONES⁵

Las comunicaciones entre todos los dispositivos del sistema son un elemento esencial de la operación correcta del sistema. Este grupo de funciones asisten en las rutas de monitoreo donde el diagnóstico falla o los equipos de comunicaciones y dispositivos finales fallan. Los tipos de errores encontrados en comunicaciones generalmente indican fuentes de problemas. Por ejemplo, errores de paridad y errores de chequeo de redundancia cíclica son errores que generalmente indican ruido de línea o mal funcionamiento de módems. Los errores de lectura/escritura están más comúnmente asociados con dispositivos terminales.

Las tareas primarias de monitoreo de comunicaciones y control son:

- Detectar errores de comunicaciones y mantener estadísticas de errores.
- Anunciar condiciones excesivas de error.
- Intentar medidas correctivas donde se encuentran índices de errores o fallas, si se disponen de rutas de comunicaciones y equipos alternativos.

- Suministrar al operador la capacidad para intercambiar dispositivos finales entre dos rutas de comunicaciones.

Debe ser posible registrar y monitorear errores encontrados en todos los dispositivos de tiempo real del sistema y reflejar el estado actual de los dispositivos, así como detectar fallas e iniciar una acción de recuperación apropiada.

2.2.10 MANEJO Y MONITOREO DE REDES DE COMPUTADORES¹⁰

Se debe considerar el diseño, suministro, supervisión de la instalación y el desempeño global de la red de comunicación de datos total así como también el manejo y monitoreo de redes de computadoras.

Esta función debe garantizar que el diseño de la red de transmisión de datos sea segura, de alta confiabilidad y disponibilidad, la cual requerirá un mínimo mantenimiento, usando un equipo estándar comercialmente disponible. Se prefieren los productos de administración de red basados particularmente en aquellos que emplean los estándares SNMP y RMON.

Las herramientas de manejo de configuración deben estar accesibles desde cualquier nodo en el GMS y debe ser capaz de administrar recursos de cualquier lugar de la red, sujeto a restricciones de seguridad.

Debe ser posible desde cualquier nodo en el GMS con autoridad necesaria ejecutar el inicio, apagado y sintonización de cualquier elemento (procesador, dispositivo periférico o red) sin afectar la disponibilidad de los otros elementos del GMS.

2.3 CAPACIDAD DEL SISTEMA^{3,4}

El hardware y software del GMS deben ser diseñados para suministrar niveles requeridos de desempeño, disponibilidad y expandibilidad.

Se especifican altos requerimientos para las funciones de seguridad. Estas incluyen, por ejemplo, su habilidad para proteger su propio código, proteger programas entre ellos, proteger programas de autodestrucción y detectar fallas, interrupción de fallas y reinicio.

La configuración del sistema debe permitir al sistema expansión continua y fácil integración para y desde otros sistemas de información. Todos los requerimientos de capacidad deben ser satisfechos para la configuración del GMS incluyendo:

- El equipamiento del GMS listado en la Tabla 8 Equipamiento de Interfaz de Usuario (anexo 2).

Mientras cumple:

- Los requerimientos de desempeño del numeral 2.4 del Funcionamiento del Sistema.
- Los requerimientos de disponibilidad del numeral 2.5 de la Disponibilidad del Sistema.

La capacidad del sistema debe ser suministrada a fin de cumplir estándares de desempeño requeridos para mantener el monitoreo en tiempo real y control de la red SCADA y procesamiento de datos de funciones de aplicación de generación. La capacidad debe ser evaluada de acuerdo a los recursos computacionales requeridos para lograr una variedad de tareas.

La actividad del sistema está definida como todas las acciones, tal como adquisición de datos, procesamiento de datos, despliegues y control de datos requeridos para operar el sistema.

2.3.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA BASE DE DATOS DEL SISTEMA

El dimensionamiento de la base de datos del sistema GMS es importante definirlo, conforme a los requerimientos de la empresa para puntos teledados y no teledados, y debe contener como mínimo:

- RTUs/IEDs
- Puntos analógicos teledados
- Puntos de estados teledados
- Puntos analógicos de control
- Puntos de estados de control
- Puntos analógicos manuales
- Puntos de estados manuales
- Puntos analógicos calculados
- Puntos de estados calculados
- Puntos analógicos del enlace externo de datos
- Puntos de estados del enlace externo de dato

Las funciones del GMS y las bases de datos asociadas deben ser capaces de acomodar al menos un incremento del 100 % de la capacidad entregada sin requerir regeneración y recompilación.

El GMS debe soportar la adición futura de estaciones de trabajo del operador y servidores sin requerir cambios al software. Además, para adecuar capacidades computacionales de memoria más allá de aquellos entregados, el sistema debe suministrar capacidad de expansión para recursos de memoria y disco.

Todos los parámetros del GMS deben ser definidos en la base de datos. El sistema debe tener la capacidad de adaptación y flexibilidad a través de ajustes realizados a parámetros por el usuario. Esos cambios en los parámetros no deben necesitar recompilar programas o regenerar toda o parte de la base de datos.

2.3.2 UTILIZACIÓN DEL CPU, MEMORIA Y DISCO

El GMS debe incluir una herramienta que permita al administrador del sistema monitorear el uso de recursos del procesador de cualquier procesador en ambiente distribuido desde algún nodo determinado en la red operacional. Los recursos del procesador monitoreados son uso de CPU, uso de memoria y uso de disco.

El sistema de computadoras debe soportar al menos dos tipos de memoria, por ejemplo, memoria principal y memoria auxiliar.

La memoria principal del sistema computacional (servidor principal y consola) debe ser entregada con el 100 % de capacidad de expandibilidad.

La memoria principal del sistema computacional debe soportar los requerimientos de las funciones asignadas a cada uno de los procesadores.

La memoria auxiliar del sistema computacional debe ser localizada en disco duro y tener capacidad suficiente para todo el software, sistema operativo y utilidades y la base de datos requerida del GMS. El cincuenta por ciento de la capacidad de la memoria auxiliar de cada procesador, consola o unidad de almacenamiento debe estar sin uso y completamente disponible para uso futuro. La memoria auxiliar del sistema computacional (servidor principal y consola) debe ser entregada con el 100 % de la capacidad de expandibilidad.

2.4 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

El GMS debe cumplir los estándares de desempeño requeridos para mantener el monitoreo y control en tiempo real del SCADA y aplicaciones de generación. El desempeño se evalúa de acuerdo a la cantidad de tiempo y recursos computacionales requeridos para ejecutar una variedad de tareas.

La actividad del sistema se define como todas las acciones, tal como adquisición de datos, procesamiento de datos, despliegues y control de datos, etc., requeridos para operar el sistema. La cantidad de actividad se mide en términos del número de alarmas y eventos, cambios analógicos y de estados, acciones de control, etc.

2.4.1 ESCENARIOS DE ACTIVIDAD DEL SISTEMA⁷

La comprobación de los requerimientos de desempeño respecto al tiempo debe ser probado mediante las siguientes condiciones del sistema aplicadas a la Operación Estándar, Perturbación Principal y Escenarios de Ambiente Extremo.

- 1) El GMS debe ser instalado en un sitio operacional especificado por la empresa usuaria.
- 2) El ambiente de operación debe estar dentro de restricciones especificadas
- 3) El GMS debe incluir todo el equipo. Las interfases físicas y funcionales deben conformar las especificaciones del sistema. Todos los procesadores, consolas y PCs debe estar operando conforme a sus tareas asignadas.
- 4) Todos los parámetros de ejecución de función del GMS deben ser determinados por la empresa usuaria.
- 5) El software y base datos del GMS deben ser configurados de acuerdo con los requerimientos mencionados sobre Capacidad del Sistema.
- 6) El cambio de hora de media noche debe ocurrir tal que toda la adquisición de datos y procesamiento asociado con las funciones horarias y diarias del GMS, incluyendo producción de reporte.
- 7) Cada monitor en todas las consolas debe presentar toda la información común estimada por el usuario como parte del arreglo normal de despliegues.
- 8) Todos los monitores de las consolas deben tener cuatro ventanas abiertas con información acerca de lista de eventos, despliegue general de la planta, funciones

de aplicación y cambio de despliegues. El cambio de despliegues debe ser realizado cada dos minutos conforme a desplazamiento y ampliación.

2.4.1.1 Operación Estándar

El Escenario de Operación Estándar representa condiciones de operación de campo durante un período típico de 60 minutos con las siguientes actividades:

- 1) Un despliegue de 10 eventos dentro de 5 segundos continuamente durante un minuto.
- 2) Diez eventos y alarmas por minuto.
- 3) Las consolas del PDS y OTS deben trabajar con cuatro ventanas en línea. Las consolas de operación deben tener cuatro ventanas en línea, al menos una de ellos debe estar en el despliegue general de la planta.
- 4) Todas las consolas deben cambiar dos despliegues por minuto.
- 5) El treinta por ciento de todos los puntos analógicos deben cambiar suficientemente cada vez que ellos son adquiridos conforme se requiera el procesamiento completo por el GMS.
- 6) Una tendencia de despliegue por minuto debe ser llamada en la consola de operación
- 7) Un ingreso de datos debe ser ejecutado en cada consola cada sesenta segundos
- 8) Diez acciones de control (abrir o cerrar un dispositivo) por hora realizadas por los operadores.
- 9) Control Automático de Generación AGC en operación normal.
- 10) Todas las funciones de aplicación en operación normal.
- 11) La función de análisis de estudio debe ser ejecutada cada 15 minutos, en una consola de operación.
- 12) Cinco consultas de datos con fines específicos del sistema de almacenamiento y recuperación de información y cinco requerimientos de reporte de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información debe ser realizado cada 15 minutos.

2.4.1.2 Escenario de Perturbación Principal

El Escenario de Perturbación Principal representa condiciones de operación de campo durante un período de quince minutos, tal como se puede experimentar durante una

perturbación del sistema de energía. El escenario de perturbación principal debe consistir de las siguientes actividades en un período de 15 minutos:

- 13) Cuatro recierres de interruptores
- 14) 200 cambios de estados
- 15) Tres acciones de control por minuto realizados por el operador.
- 16) Quince por ciento de todos los puntos analógicos deben cambiar suficientemente cada vez que ellos son adquiridos conforme requiere el procesamiento completo por el GMS.
- 17) Un grupo de 300 alarmas deben ser generadas y procesadas dentro de los primeros sesenta segundos del escenario. Quince alarmas por minuto deben ser generadas y procesadas para el remanente del escenario.
- 18) Las consolas del PDS y OTS deben tener tres ventanas en línea. Las consolas de operación deben tener cuatro ventanas en línea, una de ellas debe tener el despliegue general de la planta y otro al despliegue de tendencia.
- 19) Todas las consolas del PDS y OTS deben estar cambiando tres despliegues por minuto en tanto que las consolas de operación cinco despliegues por minuto.
- 20) Las funciones de análisis de estudio deben ser ejecutadas cada tres minutos, cada una de ellas desde una consola.
- 21) Una consulta de datos con fines específicos del sistema de almacenamiento y recuperación de información y un requerimiento de reporte de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información debe ser realizado durante el escenario.

2.4.1.3 Escenario de Ambiente Extremo³

El Escenario de Ambiente Extremo representa condiciones ambientales con los siguientes casos:

Interrupción de ventilación en el cuarto de computadoras

El enfriamiento y la planta de ventilación desconectada. El requerimiento es que la temperatura en los pisos altos no suba más allá del límite permitido dentro de una hora. Sin embargo, el objetivo para este tiempo debe ser 3 horas.

Antes que el límite de la temperatura sea alcanzada, una acción debe tomarse para limitar la subida de temperatura (abriendo puertas, instalando un ventilador portátil, apagando un

computador en un sistema de computador doble, etc). Una posible alternativa puede ser una nueva prueba, en la cual se toman provisiones para limitar el aumento de temperatura.

La temperatura debe ser registrada en intervalos regulares a lo largo de la prueba. Hay que notar que la temperatura externa influencia la prueba y consecuentemente debe ser registrada.

Falla en la planta de enfriamiento para los cuartos de computadoras y telecomunicaciones

Las líneas terminales hacia las subestaciones deben ser conectadas.

La planta de enfriamiento debe ser desconectada en tanto que la ventilación debe dejarse que siga operando.

La temperatura debe ser registrada en intervalos regulares. La temperatura externa también debe registrarse.

Debe tenerse medidas que limitan el aumento de temperatura después de un período de una hora. La prueba debe ser descontinuada después de 3 horas.

Hay que notar que el sitio, arriba o abajo del nivel de tierra, de los pisos en cuestión puede afectar la prueba, por ejemplo, por el efecto de calentamiento de la luz solar a través de una ventana.

Acción en caso de una falla ocurrida en la planta de enfriamiento

Basado en la curva de temperatura registrada y los resultados de la prueba, un instructivo debe establecerse declarando la acción a ser tomada en el caso de una falla ocurrida en la planta de enfriamiento.

Voltaje y frecuencia

Las variaciones del nivel de voltaje y de frecuencia de la red eléctrica deben ser probadas. Estas pruebas deben realizarse de acuerdo con el Estándar Técnico Internacional (especificaciones IEC) para y durante una variación normal sin permitir perturbación – y variación extrema – permitiendo ciertas perturbaciones, mientras que las funciones básicas de control y supervisión deben permanecer inalteradas para la variación de voltaje, en tanto que las funciones pertenecientes al grupo funcional deben permanecer inalteradas para la verificación de frecuencia.

Falla en el suministro eléctrico

Una prueba total y realista, debe ser ejecutada, incluyendo la desconexión del suministro de energía de la central para la totalidad del CCG. Si el suministro de energía falla puede afectar el sistema de control y el sistema de comunicaciones, este último también debe probarse. La función de reinicialización automática de los sistemas de computadoras redundantes debe también ser probada en conexión con pérdida de energía.

Otra prueba debe ser ejecutada con ciertas partes de del suministro eléctrico desconectando fallas simuladas - inversores estáticos, baterías, etc.

Una evaluación debe ser ejecutada para determinar las acciones adecuadas ante la ocurrencia de fallas en el sistema de suministro eléctrico.

2.4.2 UTILIZACIÓN DE RECURSOS⁴

La utilización es definida como el uso promedio sobre el tiempo del escenario de prueba y debe ser calculado como la capacidad usada del recurso dividido para la capacidad total disponible del recurso. Por ejemplo, la utilización promedio del procesador puede ser calculado como el tiempo ocupado dividido para el tiempo total. La utilización promedio de la LAN debe ser calculado como la cantidad de datos transferidos (Mbytes) dividido para velocidad de datos LAN (Mbytes/segundo) multiplicado por el tiempo total (segundos).

La utilización promedio de cada uno de los recursos del GMS durante el escenario de operación estándar y el escenario de perturbación principal no debe exceder lo siguiente:

- 1) Utilización de la capacidad de procesamiento de cualquier procesador usado para ejecutar funciones de aplicación no debe exceder el 40 % para operación estándar, mientras que con perturbación no debe exceder el 45 %.
- 2) Utilización de la capacidad de transferencia de cada dispositivo de memoria auxiliar no debe exceder el 35 % para el primer escenario y el 45 % para el segundo.
- 3) Utilización de cualquier LAN no determinista (tal como Ethernet) no debe exceder el 5% y el 10 % respectivamente; la carga de cualquier LAN determinista (tal como Token Ring) no debe exceder el 10 % y el 25 %, respectivamente.

2.4.3 RESPUESTA DEL INTERFAZ DEL USUARIO^{3,4}

El interfaz del usuario comprende una variedad de subsistemas, ventanas, diálogos, y menús de aquellos subsistemas que comparten una apariencia y sentido común. El interfaz de usuario permite a los usuarios no solamente monitorear el sistema, sino también interactuar con la información de acuerdo a las áreas de autoridad. Por consiguiente, el interfaz del usuario del GMS debe suministrar una respuesta rápida y consistente para eventos de la planta de energía e ingresos del usuario bajo escenarios de operación estándar y perturbación principal.

2.4.3.1 Requerimientos de Despliegues

Todas las interfaces de aplicaciones del usuario deben correr en estaciones de trabajo con capacidad total de gráficos. El interfaz del usuario debe suministrar pulsadores, listas, menús, etc., y funciones de manipulación de ventana estándar tal como redimensionamiento, desplazamiento, definir y borrar iconos, etc.

El tiempo de respuesta de despliegue debe ser rápido, conveniente y confiable, y estar definido como el tiempo transcurrido desde un requerimiento del usuario de un despliegue (iniciado por una selección de menú, activación de tecla de función o selección de objetivo del cursor) hasta que el despliegue requerido sea presentado completo con datos actuales recuperados desde la base de datos del GMS.

2.4.3.2 Presentación de Alarmas y Eventos

Cuando un punto de la base de datos tiene una característica de alarma, un ingreso debe ser añadido para el resumen apropiado de despliegue de alarmas y cualquier despliegue de gráficos conteniendo el punto debe ser actualizado para reflejar la condición de alarma. Cualquier cambio de un ítem de dato que resulta en generación de una alarma debe ser reportado por indicaciones visibles y audibles.

2.4.3.3 Requerimientos del Usuario

La respuesta a la demanda del usuario debe ser medida desde el momento en que el usuario completa toda la información necesaria para definir el requerimiento.

2.4.4 OPERACIÓN DEGRADADA⁷

El GMS debe continuar operando bajo condiciones de perturbación mayor, pero puede exhibir desempeño degradado bajo tales condiciones. Sin embargo, el GMS debe incluir acciones para minimizar la degradación. Esas características pueden incluir:

- Funciones con alta prioridad deben ser ejecutadas mientras que las otras deben tener un tiempo asignado antes de su ejecución.
- Funciones de retardo periódicas deben ser prohibidas hasta la finalización de las funciones de alta prioridad.
- Funciones de reasignación para recursos que son menos utilizados.

El GMS debe ser configurado para dar prioridad a las funciones siguientes cuando opera en un estado degradado:

- Detección y anuncio de condiciones de excepción (alarmas) en la planta de energía.
- Consolas de PDS y OTS deben tener menor prioridad que las consolas de operación. Por consiguiente, la entrada de datos de prioridad debe ser determinados para usuarios en consolas de operación.
- Mantener coherencia de la base de datos – incluir específicamente datos usados como entradas a funciones y salidas producidas por las funciones.

2.4.5 MONITOREO DE RECURSOS⁷

La utilización de recursos debe ser medida, calculada y desplegada para los procesadores del GMS, dispositivos, y redes. El conjunto mínimo de parámetros para ser presentados incluye:

- 1) Utilización del tiempo (porcentaje de utilización del procesador) de cada función por procesador.
- 2) Utilización del tiempo (porcentaje de utilización de disco) de cada función por disco
- 3) Transferencia de datos de disco por disco
- 4) Desempeño de LANs, puentes, ruteadores, switches, firewalls y otros dispositivos de redes. Todos los elementos activos de la red deben responder a RMON (grupos 1-5, 9 como mínimo) y requerimientos de datos de nivel 1 de SNMP.

Muestreo estadístico y técnicas de acumulación deben ser usadas para recolectar esos parámetros sobre un período de tiempo de usuario seleccionado. El usuario debe ser capaz de especificar el período de estudio sobre el cual las muestras son recolectadas y su frecuencia de muestreo. Los períodos típicos de estudio deben ser de 10 segundos a 60 minutos y una muestra típica de frecuencia debe ser por dos (2) milisegundos a una por cincuenta (50) milisegundos.

2.5 DISPONIBILIDAD DEL SISTEMA^{3,7}

Los sistemas componentes seleccionados del GMS son vitales para la seguridad, confiabilidad y operación económica de la planta de energía. Interrupciones a la operación de algunas funciones críticas deben ser poco frecuentes y breves como sea posible. Esos sistemas componentes incluyen:

- SCADA
- Sistema de almacenamiento y recuperación de información

Estos sistemas son referidos colectivamente como el núcleo del GMS para el propósito de definir los requerimientos de disponibilidad.

La disponibilidad aplicada a otros subsistemas de GMS deben ser separadamente aplicado para cada uno de ellos. Estos sistemas incluyen:

- Sistema de desarrollo del proyecto
- Simulador de entrenamiento del operador

2.5.1 REQUERIMIENTOS DE DISPONIBILIDAD – NÚCLEO DEL GMS

El núcleo del GMS debe exhibir una medida de disponibilidad del 99,9 %. Estos es, la relación del tiempo total menos el tiempo en reposo al tiempo total debe ser igual o mayor que el 0,999.

El núcleo del GMS debe modelar un no punto simple de falla. Esto es, no debe haber elemento del hardware o software que, como un resultado de su falla, resulte en indisponibilidad del núcleo del GMS. Este requerimiento debe específicamente incluir todo el hardware, interconexiones entre hardware, suministro de energía y encapsulados.

Los dispositivos individual y redundante del núcleo del GMS, incluyendo procesadores, deben exhibir cada uno una disponibilidad no menor que 98 %.

2.5.1.1 Disponibilidad Funcional

El software del núcleo del GMS debe ser considerado disponible cuando todas las funciones descritas en esta parte están operando como se ha especificado, en su periodicidad programada y dentro de parámetros de tiempo de ejecución, con la excepción de las siguientes funciones:

- 1) Generación y modificación de la base de datos
- 2) Generación y modificación de despliegues
- 3) Creación y modificación de reporte
- 4) Soporte de desarrollo de software

2.5.1.2 Disponibilidad de Hardware

El hardware del núcleo del GMS debe ser considerado disponible cuando todos los procesadores, dispositivos periféricos e interfases a fuentes de datos y sistemas de computadoras externos para el GMS están operando como se ha especificado y el núcleo del GMS está satisfaciendo sus requerimientos de utilización

2.5.2 REQUERIMIENTOS DE DISPONIBILIDAD PARA OTROS SUBSISTEMAS DEL GMS

Cada subsistema del GMS que no esta incluido en el núcleo del GMS debe individualmente satisfacer los siguientes requerimientos de disponibilidad:

- El sistema debe exhibir una disponibilidad medida del 98,5 % sobre cualquier período de un año (8760 horas consecutivas). Esto es, la relación del tiempo total menos el tiempo en reposo para el tiempo total debe ser igual o mayor que 0,985. El sistema debe ser considerado disponible cuando todas las funciones y todo el hardware estén operando.
- Dispositivos individuales, incluyendo procesadores, deben cada uno exhibir una disponibilidad no menor que 98,5%.

2.5.2.1 Estándares

El diseño, construcción y desempeño de todo el equipo y software deben estar en conformidad al menos con los últimos estándares aplicables listados a continuación:

- 1) Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)
- 2) Organización Internacional para Estandarización (ISO)
- 3) Comité Consultivo Internacional de Telefonía y Telégrafo (ITU)
- 4) Instituto Nacional Americano de Estándares (ANSI)
- 5) Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE)
- 6) Asociación de Industrias Electrónicas (EIA)
- 7) Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA)
- 8) Consejo de Confiabilidad de Energía Norteamericano (NERC)

Además, las recomendaciones del Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) respecto a casos preferidos de estándares para uso de la empresa eléctrica (por ejemplo, CIM, CCAPI), debe ser usado a lo largo del GMS.

CAPÍTULO 3

3. SISTEMA CENTRAL - SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICIÓN DE DATOS

3.1 SISTEMA DE ADQUISICIÓN Y CONTROL DE SUPERVISIÓN

3.1.1 CONSIDERACIONES FÍSICAS³

3.1.1.1 Localización del Equipo de Interfaz

Al implementar un sistema SCADA en una central de generación, es indispensable la instalación de Unidades Terminales Remotas (RTUs) y/o Dispositivos Electrónicos Inteligentes IEDs, que deben ser ubicados en las unidades de generación, servicios auxiliares, embalses o tanque de almacenamiento de combustible.

Las RTUs proveen datos y ejecutan comandos de control hacia y desde el GMS

Las interfases de las RTUs deben ser instalados en un esquema distribuido. Cada ubicación del interfaz debe ser individualmente localizada, de esta forma el riesgo potencial de equipo dañado o comunicaciones falladas se minimizan. La distribución de las RTUs en el CCG debe considerar la cantidad de señales y naturaleza provenientes de las unidades de generación, sistemas auxiliares, embalse o tanque de almacenamiento de combustible y las instalaciones del edificio del CCG.

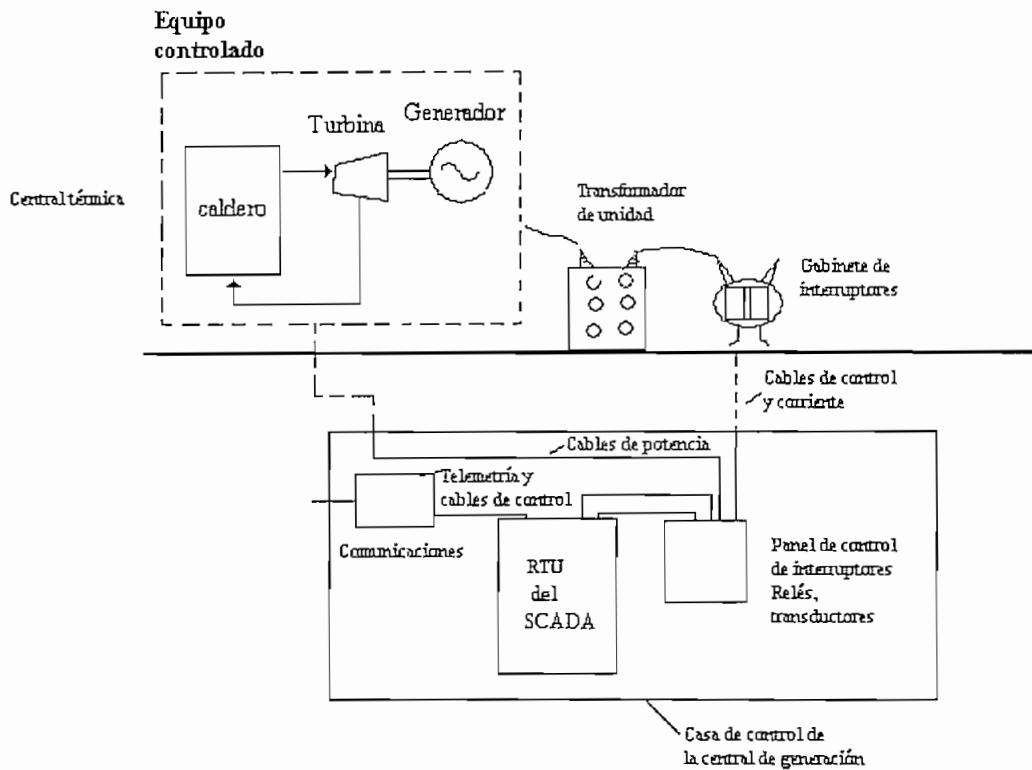


Fig. 3 Diagrama Esquemático - Instalación de un sistema SCADA en una planta de generación térmica

3.1.1.2 Ambiente

El ambiente de una central de generación debe ser el más apropiado para equipos electrónicos, así como para las RTUs del sistema SCADA, transductores, convertidores analógicos-digitales y otros dispositivos basados en microprocesadores.

Una buena estabilidad de temperatura es de vital importancia para el equipamiento del sistema SCADA/RTU, es por esto que, se debe proveer de calefacción o aire acondicionado para ambientes que llegan a ser extremadamente calientes o fríos.

El equipo SCADA/RTU cuando se lo ubica en gabinetes externos debe ser equipado con calefactores tipo banda para controlar su temperatura y de esta forma prevenir la condensación dentro del gabinete.

El uso de componentes sellados herméticamente, tableros de circuitos revestidos y hardware protegido contra corrosión deben considerarse cuando se instala un equipo SCADA/RTU.

Factores como contaminación en forma de polvo o suciedad y atmósferas corrosivas pueden afectar el equipo SCADA/RTU, por lo que, se deben instalar gabinetes especiales

no corrosivos y filtros de aire. Adicionalmente, las RTUs deben ser protegidas con infraestructuras contra sismos.

3.1.1.3 Ambiente Eléctrico

Las RTUs no deben ser afectadas por transitorios o ruido generados por la desconexión de interruptores de alto voltaje, operación de unidades de generación y equipamiento de control; por lo tanto se debe considerar la instalación de supresores de ondas, conductor trenzado apantallado, prácticas de separación de conductores, conexiones a tierra radiales, separación de señales y puestas a tierra de protecciones.

El aislamiento de dispositivos interconectados con aislamiento óptico y multiplexores de capacitores también ayuda a reducir los efectos del ruido.

3.1.2 ADQUISICIÓN DE DATOS^{3,5,6,7}

Se deben proveer facilidades para la adquisición automática de valores desde la planta de energía para procesamiento y despliegues de presentación.

Los datos deben ser adquiridos desde los diferentes componentes del sistema (unidades de generación, auxiliares y embalses o tanques de combustible), por medio de interfaces y RTUs y/o IEDs, utilizando algún medio de comunicación. Estos valores deben proporcionar al operador una verdadera imagen de la condición de la central de generación; además, deben tener la capacidad de reportar todo o datos seleccionados al GMS.

La tarea de adquisición de datos incluye rastreos de dispositivos remotos, detección de fallas de comunicación, decodificación y codificación de mensajes codificados, restauración de comunicaciones, chequeo de errores y monitoreo de velocidad de errores.

Los datos teledados deben ser recolectados desde las RTUs y/o IEDs.

3.1.2.1 Unidades Terminales Remotas/ Dispositivos Electrónicos Inteligentes

Las RTUs o IEDs se proveen en las unidades de la central de generación, embalse o tanque de almacenamiento de combustible y sistemas auxiliares. Se usa indistintamente los términos RTU e IED a lo largo del trabajo.

Cada RTU debe ser de arquitectura modular y ejecutar las siguientes funciones:

- Recolectar valores analógicos e indicaciones de estado desde el sistema de generación y equipo relacionado.
- Recolectar indicaciones de estado desde el equipo de comunicaciones
- Organizar la información recolectada y transmitirla al sistema computacional mediante canales de comunicación en respuesta a varios tipos de requerimientos de rastreo recibidos desde el sistema computacional.
- Aceptar comandos de control desde el sistema computacional y ejecutar los comandos produciendo las salidas de control necesarias para la operación de interruptores y otros dispositivos.

La programación de las funciones de las RTUs debe preferiblemente ser realizada usando un lenguaje de alto nivel.

La RTU debe tener una rutina de auto diagnóstico la cual periódicamente chequea la condición de trabajo de cada función. Si se detecta una operación mala, la RTU debe transmitir un mensaje apropiado al sistema computacional del GMS.

La RTU debe ser programada para aceptar valores en base de potencia activa desde el sistema computacional del GMS y convertirlos en señales apropiadas para interconectarse con los controles del regulador de velocidad de las unidades de generación individuales. Adicionalmente, las RTUs deben aceptar puntos de referencia de reactivos o voltaje desde el sistema computacional del GMS.

El control de puntos de referencia debe ser usado por el AGC y el sistema de regulación de las unidades. Un nuevo punto de regulación se envía a los dispositivos controlados por medio de RTU.

3.2.2.2 Subsistema de Comunicaciones RTU

El subsistema de comunicación de la RTU es responsable para interpretar mensajes desde el sistema computacional y dar formato a los mensajes que se envían al sistema computacional del GMS. De esta manera, este subsistema maneja todas las funciones relacionadas a los protocolos. Adicionalmente, este subsistema debe manejar la función de seguridad de las comunicaciones.

Las comunicaciones con RTUs usan una técnica de encuesta, donde el sistema computacional del GMS inicia todos los rastreos y comandos. El software y hardware asociado al sistema de adquisición y control de datos deben poder detectar los siguientes tipos de errores:

- No respuesta: Una condición de “no respuesta” ocurre cuando una RTU falla para responder una interrogación o completar una función requerida.

Las RTUs que están en no respuesta pueden tener un efecto perjudicial a la utilización en línea, que puede impactar en otras RTUs del mismo circuito. Además las RTUs en un sistema pueden ser implementadas con métodos diferentes de comunicaciones físicas tal como: radio de microondas, fibra óptica y PLC. Por consiguiente, un intervalo de “no respuesta” está provisto en cada RTU, la cual es definida a través de un editor de la base de datos.

- Respuesta inválida: Una condición de respuesta inválida ocurre cuando los datos recibidos son inconsistentes con los datos requeridos. Por ejemplo, una condición de respuesta inválida existe si la dirección de los datos requeridos no corresponden a la dirección de los datos recibidos.
- Error de mensaje: Los errores de transmisión de datos y estados de las RTUs son detectados. Sin embargo, esta información es dependiente del protocolo.

a. Protocolos

El protocolo de comunicación define el formato y estructura de los mensajes enviados entre la RTU y el GMS.

Las RTUs deben usar los siguientes protocolos estándares:

1. IEC-870-5-101, DNP 3.0 o UCA 2.0 para comunicaciones entre RTUs y el GMS.
2. Protocolos IEC-870-5-104 o DNP 3.0 o IEC 870-6-503 TASE.2, para comunicaciones con otros Centros de Control.

Las versiones de esos protocolos en TCP/IP deben estimarse como opciones.

b. Seguridad de Mensajes

Es esencial proteger contra acciones falsas de control y corrupción de datos resultantes del ruido en las comunicaciones. La seguridad de la comunicación se consigue adicionando un código de chequeo para cada mensaje transmitido. El código de chequeo es el resultado de

un cálculo ejecutado en el patrón del bit de mensaje. Este cálculo se realiza primero por la estación de envío, la cual agrega el código al mensaje, luego por la estación de energía.

Con el propósito de seguridad del mensaje se debe utilizar el código de chequeo de redundancia cíclica CRC, el cual se basa en el tratamiento de series de bits como si fueran representaciones polinomiales, con coeficientes de 0 y 1.

c. Seguridad de Datos

Cuando empresas eléctricas intercambian datos periódicamente, mediante la firma de acuerdos bilaterales en los que se declaran la información que puede acceder del uno y del otro. Cada punto transferido es asignado a un grupo de empresas que pueden acceder a ese punto. Si una empresa requiere un punto para el cual no tiene permiso de acceso, el requerimiento es rechazado.

Se debe implementar el protocolo ICCP para grupos de seguridad, entre empresas, con el fin de limitar las rutas de datos que pueden viajar a un destino, es decir, si una empresa asigna una transferencia de datos a un grupo de seguridad específico, los datos pueden solamente ser encaminados a través de empresas en ese grupo de seguridad para obtener su destino. Si una ruta no puede encontrarse entre las empresas en el grupo, la transferencia es rechazada para mantener la seguridad

d. Comunicaciones Multipuertos

Se deben adaptar sistemas jerárquicos, en los cuales las RTUs puedan responder simultáneamente a más de un sistema computacional.

La operación de multipuertos debe ser implementada para proveer caminos de comunicación redundantes entre el sistema computacional del GMS y la RTU. En este caso, la empresa es relacionada primero con operaciones continuas aún con la pérdida de un canal de comunicación. En esta aplicación, el mismo mensaje es enviado en cada puerto de RTU, usando el mismo protocolo. La RTU y el GMS deben estar programados para conocer cual es el canal primario y cual el secundario. Adicionalmente, ambos, deben conocer las reglas para intercambiar de un canal a otro.

e. Falla de Telemetría

Si las comunicaciones de las RTUs se caen (enteramente o parcialmente), todos los estados afectados y puntos de telemetría deben ser presentados con banderas donde ellos aparecen

en un despliegue como desactualizado por un código de calidad. Los registros de la base de datos en tiempo real de puntos son actualizados para reflejar la condición.

Asumiendo que las comunicaciones no puedan ser restauradas, los sistemas deben repetidamente intentar las comunicaciones con la RTU automáticamente hasta que la comunicación es restaurada. Una vez restaurada, el símbolo desactualizado para esos puntos debe desaparecer y luego el nuevo valor teledicho corregido se despliega. Para esto no se requiere que el despachador restablezca manualmente las comunicaciones.

f. Estadísticas de Errores del Sistema de Adquisición y Control de Datos

El software del sistema de adquisición y control de datos mantiene estadísticas de errores y estado actual de comunicaciones en varios canales con las RTUs. Esta característica provee al despachador y técnico de comunicaciones con estados de comunicaciones actualizados incluyendo condiciones de canal ruidoso, que resultan en intentos de comunicaciones no notificadas.

Estas estadísticas de errores son conservadas en una base de datos temporal y almacenadas en una base de datos en tiempo real por el sistema de control y monitoreo de dispositivos. Estas estadísticas también están disponibles para el sistema de desempeño de recolección de datos a través de rutinas de acceso. El sistema de datos históricos provee capacidades históricas para los datos. Las estadísticas deben incluir:

- Número de bytes transmitidos,
- Número de bytes recibidos,
- Número de transacciones exitosas de RTUs,
- No respuesta de la RTU,
- Respuesta inválida de la RTU,
- Respuesta equivocada de la RTU (chequeo de direcciones),
- Fallas de energía de la RTU
- Estados de la RTU y errores de mensajes (depende del protocolo)
- Porcentaje de velocidad de errores

3.1.2.2 Rastreos

La tarea de adquisición de datos incluye rastreos de dispositivos remotos.

Los datos pueden ser rastreados en un número diferente de frecuencias y pueden ser requeridos por otros programas de aplicación o requerimientos del operador. El número de ciclos de rastreos, la frecuencia de cada uno y el dispositivo remoto rastreado es configurable por el programador o ingeniero a través del sistema de edición de la base de datos.

La secuencia de rastreo del dispositivo remoto puede originarse en varias partes: (a) debido a la inicialización del sistema, (b) a la expiración de un rastreo periódico, (c) debido a requerimientos del operador de una petición actualizada, (d) debido a una activación de un dispositivo o canales seriales de E/S. Los rastreos son asignados a niveles de prioridad específica durante la definición de la base de datos.

Los datos y estados recuperados por un rastreo son procesados independientemente de mecanismos de rastreo para que el siguiente rastreo pueda empezar antes que el procesamiento sea completado. Las prioridades de rastreo y control de todos los rastreos requeridos y comandos de control tienen que ser revisados antes que se inicialice el siguiente rastreo.

a. Rastreos de las RTUs

Para ciclos normales de rastreo, existen varias maneras de rastrear telemetrías:

- Estado de la RTU y despliegues de control: Un operador puede enviar un rastreo de todas las RTU en el sistema entero, un canal o una RTU específica.
- Programas de aplicación: Programas de software pueden demandar rastreos de RTUs específicas.
- Cambio de estados: Cuando un comandado o cambio sin comando de estado es detectado en un punto de la RTU involucrada, se pueden requerir rastreos para todas las cantidades analógicas.

b. Tipos de Rastreo

La función de rastreo incluye la necesidad de programar cada RTU a ser rastreada. Puede haber varios tipos de rastreo usados en una secuencia de cada RTU. Por ejemplo, un rastreo de dos segundos es típico para rastrear todos los puntos digitales y la quinta parte

de puntos analógicos tal que cada diez segundos todos los puntos analógicos sean leídos. Otra técnica de rastreo usada es rastreo por excepción para puntos analógicos y digitales. Un rastreo íntegro se realiza periódicamente para asegurar valores de datos correctos.

Cuando se recibe los datos de la RTU, la función de adquisición de datos debe analizar cada punto. Para cada punto de estado, debe determinar si el estado ha sido cambiado y de esta manera, notificar a la aplicación de procesamiento de alarmas. Este programa debe entonces alertar al despachador y otras funciones. Asimismo, puntos analógicos deben ser chequeados contra límites y velocidad de cambio y se debe notificar funciones apropiadas de ser necesario.

Los acumuladores de pulsos son periódicamente rastreados en un intervalo medido. Al inicio del período de adquisición, el SCADA debe enviar comandos a la RTU para congelar las lecturas actuales de todos los acumuladores de pulsos, entonces adquiere las lecturas acumuladas. Basado en lecturas actuales, las lecturas de período previo, factores de conversión, se debe calcular el valor acumulado para el período.

c. Grupo de Rastreo

Las características de grupos de rastreos son las siguientes:

- El grupo de rastreo debe ser la unidad direccionable más pequeña de datos a ser recuperados.
- El grupo de rastreo puede incluir uno o más ítems de datos.
- Cada ítem de datos disponible de cada fuente debe ser asignado a uno o más grupos de rastreos proporcionados con las capacidades de la fuente y el protocolo usado por la fuente.
- Cada fuente de datos puede incluir cualquier número de grupos de rastreos.
- Cada grupo de rastreo puede contener cualquier número de puntos hasta el límite del protocolo.
- Los grupos de rastreos deben ser definidos completamente dentro de una fuente de datos.
- Los datos analógicos y acumulados no deben ser reportados por excepción.
- Cada recolección de datos analógicos o acumulados recuperan el valor actual de todos los valores analógicos y acumulados del grupo de rastreo seleccionado.

- Si los datos de estados se reportan por excepción, se debe realizar un rastreo completo de todos los valores de estados cada quince minutos o en períodos de tiempo ajustables por el operador.

d. Velocidad de Rastreo

Un sistema supervisorio puede recolectar datos en una base de tiempo estricta por programas especiales de software usados en el control de la central

En esencia, estos programas comprenden un sistema de control de procesos y por consiguiente los datos pueden ser adquiridos a una velocidad consistente con la dinámica de los procesos que han sido controlados; por ejemplo, una actualización completa se realiza una vez cada uno o dos segundos para programas tales como el AGC, aunque algunas veces cuatro segundos para ciertas aplicaciones.

Otros datos pueden ser recolectados en varias velocidades, dependiendo del programa y su función. Básicamente, los tipos de datos y su uso deben ser establecidos antes que la frecuencia de rastreo puedan ser definidos. Usualmente las velocidades de rastreo son seleccionadas tal que los requerimientos de datos totales puedan ser cumplidos. Esto es deseable para escoger la velocidad de rastreo más baja que deba cumplir los requisitos. La velocidad de rastreo es dividida arbitrariamente, dentro de cuatro categorías:

- Alta velocidad, cubriendo rangos desde uno a diez segundos;
- Media velocidad, cubriendo rangos desde de 11 a 60 segundos;
- Baja velocidad, cubriendo rangos desde de 1 a 60 minutos.
- En demanda, donde los datos son recolectados a ocurrencia de algunos eventos (tal como datos SOE), en lugar de en una base periódica.

e. Falla de Telemetría y Borrado de Rastreo

El SCADA debe notificar a los usuarios de cualquier falla en los siguientes casos:

- Si el período de rastreo es menor que o igual a dos segundos, el rastreo debe disparar un error de telemetría declarado y el siguiente rastreo debe ser iniciado en su tiempo normal.
- Si el período de rastreo es más de dos segundos, el rastreo perdido debe ser inmediatamente reintentado cuando la fuente de datos esta disponible de nuevo.

- El número de intentos a ser probados antes de declarar un error de telemetría debe ser ajustable para cada grupo de rastreo.
- Si se recibe una nueva transmisión desde un grupo de rastreo espontáneo antes que la transmisión previa sea procesada, el GMS debe ignorar los datos que llegan y manejar el problema como una falla de telemetría.
- Cuando la lógica de falla del dispositivo genera un error fatal para una fuente de datos o grupos de rastreo, cada valor afectado debe ser marcado con un código de falla de telemetría y se debe generar una alarma.
- La alarma debe describir la fuente de datos o la falla del grupo de rastreo, los valores individuales del grupo o fuente no deben ser listados.
- El usuario debe ser capaz de sustituir un valor para cualquier punto que está experimentado falla de telemetría.
- Cuando la telemetría retorna a normal, el código de calidad de falla de telemetría debe ser removido, un retorno a normal.
- Adicionalmente, el usuario debe poder remover cualquier valor, grupo de rastreo o fuentes enteras de rastreo y manualmente ingresar valores sustitutos para los datos y se debe definir una remoción del código de calidad de rastreo para el punto. Este código debe ser diferente del código de calidad de falla de telemetría.

3.1.3 PROCESAMIENTO DE DATOS^{3,4,7}

El sistema de adquisición de datos es responsable de la recolección y su procesamiento de datos rastreados por las RTU. Las funciones de procesamiento de datos ejecutan la conversión requerida, validación y generación de alarmas o eventos de los datos antes de almacenar los valores resultantes en la base de datos.

La calidad y estado de cada segmento de datos es mantenida a través de códigos de calidad y banderas de estados anormales y alarmas. Alarmas o condiciones anormales se presentan al operador mediante despliegues, alarmas audibles y registros de impresión.

3.1.3.1 Procesamiento de Adquisición de Datos

Los sistemas de procesamiento de adquisición de datos recolectan y reportan dos tipos de datos: digitales y analógicos. Las cantidades digitales se obtienen por monitoreo de

contactos externos: interruptores, seccionadores, generador de pulsos, etc. Las cantidades analógicas se obtienen con transductores que suministran salidas de corriente o voltaje en proporción a los parámetros primarios que han sido medidos.

a. Adquisición de datos digitales

La mayoría de sistemas SCADA monitorean y recolectan cuatro tipos de datos digitales:

- 1) Estados actuales
- 2) Estados actuales con detección de memoria – esto es el número de cambios de contacto desde el último reporte al sistema computacional del GMS.
- 3) Registros de Secuencia de eventos (SOE) - tabulación de cambios de contacto con tiempo de ocurrencia.
- 4) Valores de Acumulador - un conteo del número de cierre de contactos en un período de tiempo. El uso más común de acumuladores está asociado con generadores de pulso de medidores de energía, donde la cadena de pulsos es proporcional al flujo de energía.

b. Adquisición de datos analógicos

Como se mencionó anteriormente, los valores de entrada analógicos, se obtienen normalmente de transductores en miliamperios o voltios. Para procesar los valores en la RTU y el sistema SCADA, estos deben ser convertidos a valores digitales usando un convertidor analógico a digital (A/D).

3.1.3.2 Monitoreo de Precisión de Convertidores Analógicos-Digitales

El SCADA suministra la capacidad para ejecutar el monitoreo de precisión de conversión analógico a digital A/D mediante chequeo de límites de puntos fijos designados y elevando una alarma si cualquier punto excede la tolerancia.

Las fuentes de datos seleccionados reportan uno o dos puntos de referencias para cada convertidor analógico a digital (ADC) en la fuente. Estos puntos de referencia deben ser rastreados como parte del proceso normal de adquisición de datos y comparados contra límites altos y bajos.

El valor de cualquier referencia debe exceder su límite alto o bajo para declarar un error de ADC; sin embargo, si la referencia regresa dentro de sus límites, los códigos de calidad se borran y los valores son regresados a procesamiento normal.

3.1.3.3 Datos Analógicos

Las funciones de procesamiento de datos analógicos realizan la conversión requerida, validación y generación de alarma y/o evento en los datos analógicos antes de almacenar los valores resultantes en la base de datos.

a. Escalamiento de datos analógicos

En un sistema SCADA, la transición de mediciones de la central de generación a valores desplegados en el sistema computacional del GMS es un proceso que conlleva varios pasos de escalamiento. Los parámetros de la central de generación se escalan primero por transformadores de potencia y corriente, luego por transductores y nuevamente por convertidores A/D de las RTUs. Cada uno de estos pasos tienen su propia constante de proporcionalidad la cual, cuando está combinada, relaciona la codificación digital de los mensajes transmitidos a las cantidades primarias.

Adicionalmente, cada paso tiene un rango de operación asociado dentro del cual los factores de escalamiento reducen las cantidades. Algunas variaciones de proceso de escalamiento existen en sistemas SCADA los cuales afectan la asignación de factores de escala.

Para despliegues en VDUs (Unidad de Video de Despliegue) y para la inclusión en cálculos subsiguientes, el código binario es convertido (escalado) a una forma que el operador pueda entender (unidades de ingeniería).

El escalamiento toma en cuenta el valor mínimo, normal y máximo para la cantidad, aún bajo, condiciones de carga o anormal de emergencia. Es importante detectar las diferencias entre una cantidad que está en su valor máximo, de una, que ha fallado y está saturada.

Otra alternativa para seleccionar factores y rangos de escala es seleccionar un estándar de resolución de cantidad para el desempeño del sistema completo. Esto entonces impone una resolución de unidad seleccionada arbitrariamente; por ejemplo ± 10 mA, obtenido de los transductores analógicos adaptados al equipo de control local. Esta señal debe ser convertida a un valor digital en forma binaria (convertidor A/D) en la RTU.

Cuando el ruido afecta a una cantidad que está operando cerca de su punto de alarma pre-programado, puede resultar una indicación de alarma errónea. El ruido puede también resultar en fallas de límites de razonabilidad para cantidades.

Además del escalamiento y errores de medición, las cantidades analógicas pueden ser afectadas por el ruido del ambiente de la central de generación. Los efectos del ruido pueden ser minimizados mediante diseños de protección de sobre voltaje en la central y aislamiento entre entradas analógicas y la RTU.

b. Conversión de Datos y Corrección de Desviación de A/D

Una conversión básica de valores analógicos de binarios a unidades de ingeniería asume una característica no lineal del transductor de la forma general:

$$Y = C_0 + C_1X + C_2X_2 + C_3X_3 + C_4X_4 + C_5X_5$$

El sistema considera los valores recibidos de dos puntos de calibración A/D en cada módulo analógico de RTU y calcula las ganancias de error y desviación del A/D.

La corrección de desviación A/D es posible solamente si se lo realiza en conjunto con su detección.

Detección de Desviación Excesiva

Esta característica se implementa para suministrar dos puntos de referencia de precisión en cada convertidor A/D de cada RTU. Estos puntos de referencias se definen en algunos porcentajes de los convertidores de rango completo. El procesamiento de datos de esos valores en cada rastreo no es necesario.

Los puntos de referencia se recuperan periódicamente de la RTU y entonces se comparan contra límites altos y bajos. Esas muestras se promedian sobre períodos de 5 minutos. Cuando los valores promediados exceden un límite se emite una alarma y se lo registra. Todos los puntos analógicos del convertidor A/D asociado se codifican con códigos de calidad que muestran si el convertidor analógico a digital en la RTU está descalibrado.

El despachador puede en cualquier tiempo ver el valor de punto de referencia actual en la base de datos. El programador o ingeniero puede modificar los límites de desviación.

c. Cálculo de Datos Analógicos

Un gran número de valores analógicos medidos llegan al GMS desde la central de generación. De estos valores y otros datos disponibles en la base de datos del sistema, es posible calcular periódicamente otros valores. Estos últimos valores deben ser del mismo carácter y validez como los valores analógicos y debe ser posible presentarlos con banderas como desactualizado o inválido.

Los siguientes tipos de funciones de cálculo son relevantes:

- Expresiones matemáticas básicas
- Cálculos actuales basados en valores medidos de potencia activa, potencia reactiva y voltaje
- Cálculo de valores promedio
- Funciones trigonométricas
- Cálculo de valores actuales usando indicaciones de estado
- Operadores lógicos
- Operadores comparativos
- Operadores secuenciales y,
- Operadores de ejecución condicional

Los valores calculados deben ser definidos por identidades de la base de datos de los componentes incluidos, constantes y también las reglas matemáticas y lógicas aplicadas entre estos. Alternativamente, un valor debe ser definido por referencia a un tipo de cálculo previamente establecido y los parámetros incluidos. Esto se aplica especialmente a la formación o modificación de reportes y despliegues. Además, la periodicidad de cálculo para cada valor calculado debe ser establecida.

Para elementos existentes en la base de datos, es decir, aquellos que ya existen en el sistema operativo, debe ser posible en cualquier tiempo definir un método nuevo o alterado de cálculo, directamente mediante rutinas de ingreso de datos especiales. Esta nueva forma de cálculo debe automáticamente ser tomada en operación sin afectar la operación en otros aspectos.

Expresiones matemáticas básicas: Deben estar disponibles las siguientes operaciones básicas: suma, resta, multiplicación, división, inversión, cálculo de raíces, operaciones

lógicas, determinación de valores máximos y mínimos durante un período determinado, exponentes, valor absoluto, logaritmos y antilogaritmos.

Cálculos actuales: Deben incluirse facilidades para cálculo de valores de factor de potencia, MVA y corriente, basado en valores medidos o calculados de potencia y voltaje

Cálculo de valor promedio: Los valores promedios se forman por suma total de valores calculados o medidos instantáneamente tomados de la base de datos.

El cálculo de valores promedio debe ser dependiente del signo. Por ejemplo, cuando se calcula valores de potencia y energía, se deben identificar direcciones positivas y negativas separadamente.

Funciones trigonométricas: Deben incluirse facilidades para calcular valores de seno, coseno, tangente, arco seno, arco coseno, arco tangente.

Determinación de valores analógicos usando indicaciones de estado: La función involucra valores analógicos que puede ser asociado con indicaciones de estado. Dependiendo de la indicación de estado del valor analógico se debe definir valores diferentes (constantes), los cuales son almacenados en la base de datos, según las siguientes reglas:

$V = 0$ cuando $I = 0$

$V = C$ cuando $I = 1$

Donde V = valor analógico

I = indicación de estado

C = constante

Operadores lógicos: Los operadores lógicos son AND, OR, NOT y XOR

Operadores comparativos: Los operadores comparativos incluyen mayor que y menor que, igual a y combinaciones de ellos.

Operadores secuenciales: Los operadores secuenciales son los paréntesis de multi-nivel.

Operadores de ejecución condicional: Los operadores condicionales incluyen sentencias if – then -else.

d. Datos Suavizados

Por medio de la siguiente fórmula un punto analógico puede ser filtrado asignándolo a una filtración digital:

$$V_{S,T} = V_{R,T} * (S) + V_{S,T-1} * (1-S)$$

Donde,

$V_{S,T}$ = Valor suavizado en el tiempo T

$V_{R,T}$ = Valor rústico en el tiempo T

$V_{S,T-1}$ = Valor suavizado en el tiempo T-1

S = Valores configurables entre 0 y 1, indicando la cantidad de suavizamiento

Esto es una buena práctica para limitar el número de puntos suavizados para evitar que el sistema se cargue innecesariamente. Esta función se ejecuta después de comprobar de razonabilidad.

e. Chequeo de Límites de Valores Analógicos

Los valores que reflejan la planta de energía cambian continuamente. Para establecer la operación segura de la planta de energía, estos valores deben ser mantenidos dentro de ciertos límites.

Para simplificar la supervisión del operador de límites críticos, tales como generación de potencia, MVA, nivel de agua o nivel de combustible, temperaturas, voltajes, etc., debe incluirse la supervisión automática de límites. Además, esta supervisión debe incluir supervisión de zonas prohibidas, por ejemplo, potencia activa de un generador no debe estar dentro de una zona prohibida.

El sistema debe soportar tres tipos de comprobación de límites:

1. Límites de razonabilidad altos y bajos: Todos los puntos de datos son chequeados contra límites razonables altos y bajos que son individualmente asignados para cada punto. El último valor adecuado permanece en la base de datos y una anotación de código de calidad se adiciona. Cuando ocurre exceso de límites, una alarma se activa. Los límites de razonabilidad se ingresan usando un sistema de edición.
2. Límites de alarmas altos y bajos: Cada punto analógico debe ser chequeado contra uno a cuatro juegos de límites de alarma altos y bajos ingresados por el

despachador. Los límites son ingresados como valores individuales altos y bajos, en unidades de ingeniería. Se activa una alarma y una anotación de código de calidad cuando existe un exceso de límite.

Valores de límites altos y bajos para un punto pueden ser redefinidos a través de la consola del despachador.

Los límites de alarmas analógicos pueden requerir ajustes sobre un período de tiempo; por ejemplo, cambios debido a límites operacionales o errores de calibración especial.

La función para fijar límites de alarmas se aplica exclusivamente a puntos analógicos. La práctica estándar es verificar todos los ingresos del despachador contra límites de razonabilidad a fin de realizar límites irracionales antes que ellos lleguen a la base de datos.

3. Límites de velocidad de cambio: Los puntos de datos pueden ser asignados a límites de velocidad de cambio ingresados por el despachador.

Un valor de límite de velocidad de cambio debe ser expresado en unidades de ingeniería por segundo.

El programa de alarma de velocidad de cambio detecta cambios grandes instantáneos y cambios pequeños acumulativos. Debido a que cambios pequeños pueden ocurrir de rastreo a rastreo a causa de ruido, se debe disponer de una acción de filtración.

Los valores límites de velocidad de cambio pueden ser redefinidos a través del despachador de consola.

3.1.3.4 Datos de Estado

Las funciones de procesamiento de datos de estado ejecutan la identificación, conversión, validación y generación de alarma y/o evento en los datos de estado antes de almacenar valores resultantes en la base de datos.

a. Procesamiento de Datos de Estado

Para permitir el despliegue de ciertos tipos de estado en la planta de energía, por ejemplo, indicaciones de estado mostrando si los voltajes están o no dentro de límites e indicaciones colectivas para fallas remanentes en una unidad de generación, etc., se requiere el cálculo

de datos de estado. También, otros tipos de cálculos simples pueden requerirse por cambios futuros en la planta de energía.

Normalmente indicaciones simples deben usarse para datos de estado y señales. El uso de indicaciones dobles debe ser para interruptores.

Se deben definir indicaciones calculadas por las identidades lógicas de la base de datos de los componentes incluidos, constantes y reglas lógicas que se aplican.

b. Conversión de Estado

El SCADA identifica cambios en los datos de estado recibidos de las RTUs. Los datos de estados pueden ser de diferentes tipos. El SCADA debe soportar las siguientes conversiones de datos de estado:

- Estado de un bit, el punto de estado de un bit (dos estados) puede ser cualquier punto telemedido, calculado o no telemedido. Cuando se detecta un cambio de estado, el SCADA determina si el nuevo estado es normal o anormal y emite la alarma apropiada o evento.

El estado de un bit puede representar uno de dos posibles estados de un dispositivo de la planta de energía u otro equipo o proceso. Cualquier valor de entrada debe ser convertido a cualquier estado definido para el punto. El GMS debe soportar definiciones de dos puntos de estado, incluyendo cerrado/abierto, prendido/apagado, alarma/normal, auto/manual y remoto/local.

- Estados de dos bits, el punto de estado de dos bits (cuatro estados) puede ser tratado como un punto simple. Un cambio detectado en uno de los dos bits se trata como un cambio de estado para ese punto y emite procesamiento normal.

Los estados de dos bits pueden representar uno de cuatro posibles estados de un dispositivo de la planta de energía u otro proceso o equipo. Si un mecanismo que incluye un posible cuarto estado reporta un punto de tres estados, el cuarto estado debe ser identificado como "indeterminado". La conversión del valor, definición de estado y designación del tercer estado se realiza en base de cada punto. Cualquier valor de entrada se convierte a cualquier estado definido para el punto.

El GMS debe soportar un número definido de estados de dos bits, incluyendo abierto/cerrado/en paso y remoto/local/automático.

c. Detección de Cambio de Estado

Todos los puntos de estado pueden tener un estado normal asociado que define el estado nominal de tales puntos cuando el sistema esta operando bajo condición normal libre de falla. La función de fijar estado normal se usa para modificar (es decir, definir/cambiar/remove) el estado normal asociado con puntos de estado. Cada rastreo de un punto de estado se compara con el estado actual residente en la base de datos y cualquier cambio de estado se reporta. Si el cambio de estado es el resultado de la acción de control supervisorio, ninguna alarma es emitida y el cambio se reporta como un evento. Cambios espontáneos en el estado se reportan como alarmas.

Cambios del estado normal resultan en marcas del punto como normal. La señalización a normal debe despejarse cuando el valor retorna a su estado normal.

3.1.3.5 Datos de Acumuladores

Los datos de acumuladores se recolectan normalmente en períodos sincronizados definidos por el usuario al inicio de la hora, emitiendo comandos apropiados a la RTU para congelar y leer los acumuladores.

Los datos del acumulador se obtienen ejecutando (1) rastreos de alta prioridad de acumuladores en funcionamiento o (2) rastreos de baja prioridad de acumuladores congelados.

En cada hora o en otros intervalos predefinidos, se inicia un “rápido rastreo” de alta prioridad por la función de rastreo para todas las lecturas aplicables del acumulador. El sistema también acomoda rastreos más frecuentes, si se desea, que sean usados para adecuar reinicio de cuenta del acumulador, manteniendo la integridad del acumulador, etc. Con este procedimiento el GMS es completamente consciente de los estados de la RTU y la integridad de las comunicaciones. Los valores recuperados se usan para calcular cambios de los valores periódicos de la última muestra.

a. Conversión de Datos de Acumuladores a Unidades de Ingeniería

Los datos de acumuladores se reportan normalmente por RTUs como un valor rústico de conteo y los datos de acumuladores reportados por intercomunicaciones con el GMS como un valor pre-procesado.

Los datos reportados en la forma de conteo rústico se convierten a unidades de ingeniería basados en lecturas actuales, lecturas de períodos previos y un factor de conversión. La energía para el período se calcula, así:

$$\text{Valor_convertido} = a * ((\text{valor_rústico})_n - (\text{valor_rústico})_{n-1})$$

Donde a = coeficiente de conversión de escalamiento

$(\text{valor_rústico})_n$ = valor telemedido actual

$(\text{valor_rústico})_{n-1}$ = valor telemedido previo

El coeficiente puede ser de cualquier señal y debe ser individualmente definido para cada valor del acumulador.

La información reportada en forma pre-procesada se convierte usando el siguiente algoritmo de conversión lineal:

$$\text{valor_convertido} = a * (\text{valor_rústico})_n$$

Para la aplicación de esta relación se especifica el valor de conteo máximo y mínimo en cada punto del acumulador. El valor del acumulador, incluyendo el valor rústico previo y actual y el valor convertido se almacenan en la base de datos.

a. Substitución del Acumulador

Algunas cantidades de interés de la planta de energía son valores de acumulador de la salida del generador. Cuando ocurre una falla de telemetría de un punto del acumulador, debe ser posible sustituir ese valor con datos de otras fuentes de procesamiento de datos redundantes o valores analógicos. Adicionalmente, cuando la diferencia entre el valor del acumulador y otro valor del acumulador o analógico excede un valor predefinido debe ser posible sustituir ese valor con otros datos válidos. Debe ser posible también que un valor del acumulador, ingresado manualmente por un usuario, sea considerado como un valor válido.

Cada valor del acumulador tiene su código de calidad indicando un valor actual y válido. Si el valor de sustitución no es actualizado o no es válido, se debe sustituir con un valor cero.

b. Integración

Datos analógicos de la salida de generación, principalmente, pueden ser usados como respaldo de datos del acumulador a partir de un cálculo de integración. Para la integración, los datos analógicos se muestrean en un período de muestreo definido por el usuario, entonces sumado en un período específico actualizado, luego almacenado en la base de datos por un período de retención definido por el usuario. El código de calidad de los datos almacenados se basa en la calidad de muestras individuales.

Un conteo de muestras válidas para cada punto de integración se mantiene a lo largo del período de integración. El conteo se compara con un conteo mínimo para cada punto al final del período de integración. Si el número de muestras válidas para un período está debajo del valor mínimo, se debe declarar una falla de telemetría y el valor actual calculado se almacena con el código de calidad de falla de telemetría. El conteo se restablece al final de cada período.

3.1.3.6 Datos no Telemedidos

Algunos datos en el sistema SCADA son actualizados por el usuario. Estos datos pueden ser de diferentes tipos: analógicos, acumuladores y puntos de estado.

Estos tipos de datos no deben ser actualizados desde fuentes de datos o funciones del GMS. Debe ser posible generar mensajes de eventos para cada cambio realizado a un valor no telemedido. Los puntos no telemedidos deben ser marcados con un código, pero diferente al de falla de telemetría o códigos.

3.1.3.7 Presentación de Datos Desactualizados

Debido a fallas que ocurren en el sistema de control, tales como fallas en terminales, errores de comunicación y fallas en el sistema central, los datos desplegados no pueden ser actualizados y por consiguiente estar desactualizados.

Los datos (valores medidos, indicaciones de estado y valores calculados) que están desactualizados se presentan con banderas por el sistema. Esta bandera debe permanecer hasta que los datos sean readquiridos de una forma normal.

Cuando, los datos presentados con banderas de desactualizado se despliegan o imprimen debe asignarse un color diferente y un símbolo especial debe desplegarse junto al objeto.

a. Presentación con Bandera Inválida

Debido a fallas que ocurren en el sistema de control o por imperfecciones de fabricación o en el proceso supervisado, los valores desplegados pueden estar incorrectos o causar alarmas repetitivas.

Su presentación con banderas inválidas no es igual a una presentación de un valor que ha sido comprobado como válido y ha sido encontrado fuera de los límites de chequeo.

Debe ser posible manualmente presentar con banderas ítems individuales de datos (valores medidos, indicaciones de estado y valores calculados) como inválidos. La bandera debe permanecer hasta que los datos inválidos sean borrados manualmente.

Presentaciones con banderas inválidas no deben prevenir la actualización de la base de datos. Los datos inválidos deben ser indicados en despliegues e impresiones.

Debe ser posible revalidar o invalidar todos los datos en la base de datos directamente desde un despliegue adecuado. También debe ser posible invalidar grupos de datos, por ejemplo, todos aquellos de una unidad de generación.

La presentación con bandera inválida debe iniciar un cambio de color y se debe desplegar un símbolo especial adyacente a los datos presentados con banderas en el VDU.

Debe ser posible someter la acción de presentación con bandera inválida de datos al manejo de eventos.

3.1.3.8 Ingreso Manual de Estados o Datos

El interfaz de usuario debe permitir a un operador insertar datos o estados manualmente.

El sistema puede ser configurado para soportar uno de los siguientes métodos:

- Permitir el ingreso manual solo si un punto no está actualizado, etiquetado fuera de rastreo o el último valor/estado fue ingresado manualmente.
- Permitir un ingreso manual siempre.
- Permitir ingresar datos, límites de valores y límites de conjunto de puntos.
- Permitir ingresos manuales mediante manejo de eventos.

Los ingresos manuales deben resultar en un cambio de color en despliegues en VDU para datos que son normalmente adquiridos o calculados automáticamente. Además, un

símbolo especial, por ejemplo M, debe ser desplegado adyacente a los datos ingresados manualmente.

3.1.3.9 Control Supervisorio

El sistema supervisorio debe ser diseñado para recolectar grandes cantidades de datos que relacionan la operación completa del sistema de energía y no necesariamente con la operación de uno o más dispositivos específicos.

El sistema supervisorio es un conjunto de equipos que deben suministrar un operador en la localización remota con suficiente información para determinar el estado de una pieza particular de equipo o una planta de energía completa y provocar acciones con respecto a ese equipo sin estar físicamente presente.

Aunque un sistema supervisorio puede existir para ejecutar control y adquisición de datos en una localización específica, el arreglo normal es tener una localización centralizada recibiendo datos y ejercitando el control sobre cualquier localización remota.

Las acciones de control supervisorio son iniciadas para dispositivos finales localizados en o cerca de las RTUs del sistema por despachadores y por programas de aplicación. Una prioridad de control se asigna a cada punto de control en el tiempo del sistema. Las prioridades de control pueden ser combinadas con prioridades de rastreo, de este modo suministra un grado de flexibilidad entre las formas de comunicación con una RTU.

b. Particionamiento de Control

El sistema debe tener la capacidad para dividir o segmentar un sistema en áreas de responsabilidad y direccionar eventos y registros de áreas; y, limitar las funciones de control al despachador responsable. Este particionamiento puede ser funcional (EMS, transmisión y distribución) ó geográfico (norte y sur) o combinaciones.

c. Tipos de Puntos Soportados

El sistema debe soportar los siguientes tipos de puntos de control supervisorio como estándares:

- Dos controles de estado sin indicación
- Dos controles de estado, dos indicaciones de estado
- Dos controles de estado, tres indicaciones de estado
- Control de salto tal como cambiadores de tap

- Puntos de referencia

Otros tipos de puntos pueden ser soportados de manera personalizada. Independientemente de si un comando dado se destina para un mapa eléctrico, despliegue digital, cintas gráficas o RTU, un comando de formato común se emite al sistema de adquisición y control de datos, que está basado en un punto lógico definido en la base de datos.

3.1.3.10 Códigos de Calidad

En la base de datos en tiempo real cada punto debe ser codificado para indicar su estado actual, de entre los siguientes:

- No actualizado
- Procesamiento fuera de rastreo (etiqueta)
- Procesamiento de evento prohibido (etiqueta)
- Valor/estado ingresado manualmente
- Límite de razonabilidad excedido (alto o bajo)
- Límite de velocidad de cambio excedido
- Límite excedido alto/bajo
- Control prohibido (etiqueta)
- Alarma prohibida (etiquetas)
- Alarma no reconocida
- Punto seleccionado
- Estado actual anormal
- Sustitución de estado normal
- Desviación A/D fuera de límites
- Control secuencial en progreso
- Control en progreso
- Valor/estado del estimador de estado
- Valor/estado erróneo del estimador de estado
- Calidad cuestionable de datos
- Valor/estado de componentes ingresados manualmente
- Actualmente usando fuente alternativas de datos
- Etiqueta de información

- Falla de telemetría

3.1.3.11 Etiquetas

Las etiquetas de dispositivo también conocidas como etiquetas de seguridad o etiquetas de trabajo, notifican al usuario las condiciones de seguridad o avances de trabajo en un punto, permitiendo al despachador regular las características operacionales de algunos puntos telemedidos o calculados en el sistema y cambiar las características de control de un punto en la RTU. También se usa para modificar temporalmente las características operacionales de puntos calculados telemedidos y no telemedidos.

Para la administración y operación efectiva de dispositivos de campo debe ser posible prohibir acciones de control supervisorio aplicando una etiqueta a cualquier punto de la base de datos.

El GMS debe soportar al menos ocho tipos de etiquetas. Debe ser posible colocar cualquier número de etiquetas de cualquier tipo en un punto.

Debe ser posible desplegar un símbolo de etiqueta junto al dispositivo cuando un dispositivo está etiquetado. El símbolo se despliega en el color de etiqueta de más alta prioridad en el dispositivo y el número en la etiqueta debe indicar cuántas etiquetas están en un dispositivo particular.

Cuando se configura un punto para control supervisorio, el tipo de etiqueta debe determinar que acción de control es permisible para el punto, con las siguientes opciones:

- Todo control permitido
- Control en una dirección, tal como el cierre, prohibido
- Control en dirección contraria, tal como disparo, prohibido
- Todo control prohibido

El sistema debe soportar los siguientes tipos de etiquetas:

- Rastreo prohibido: Suspende cualquier rastreo y/o procesamiento del punto por el sistema de control y adquisición de datos.
- Alarma prohibida: La telemetría es recibida y mantenida en el dispositivo pero todas las alarmas son suprimidas en el punto. Toda actividad es registrada como un evento.

- Evento prohibido: La telemetría es recibida y mantenida en el dispositivo pero ninguna alarma o evento es registrada o procesada por el sistema.
- Control prohibido: La telemetría es recibida y mantenida pero ningún requerimiento de control es permitido ya sea por un despachador o aplicación del sistema.
- Información: Esto es usado para registrar comentarios asociados con un punto. La etiqueta no tiene efecto en el procesamiento del punto.

Cada etiqueta en el sistema es identificada con la fecha y hora de la etiqueta que ha sido colocada, su nombre de punto e identificación de la estación. Opcionalmente el despachador puede incluir comentarios de hasta 60 caracteres describiendo razones y/o comentarios en la etiqueta. La información del comentario de la etiqueta puede ser modificada por un usuario autorizado. Las etiquetas son borradas individualmente por un comando de usuario. Cada colocación de etiqueta y extracción debe ser registrada como un evento.

Una etiqueta se coloca únicamente mediante un procedimiento invocado por el despachador en la consola. El despachador está provisto de un conjunto completo de funciones para añadir, modificar y borrar etiquetas cuando lo requiera. El usuario puede anular el control prohibido solamente borrando la etiqueta. Un evento se genera cuando se anula una etiqueta.

Las facilidades de etiqueta, también soportan la habilidad para etiquetar un punto en el sistema, que está lógicamente relacionada a uno o más puntos en el sistema. Esta característica es más comúnmente usada por RTUs en que el punto en el sistema asociado con la RTU esta también relacionada a todos los puntos en la misma RTU. Cuando una etiqueta es colocada en la RTU, todos los puntos en la RTU deben heredar las mismas restricciones de etiqueta. Si una etiqueta de rastreo es colocada en una RTU, por ejemplo, todos los puntos en la RTU deben también heredar la etiqueta de rastreo. Físicamente una etiqueta no está colocada en cada punto en la RTU, sino más bien el punto debe ser restringido de la misma manera como su progenitor. Para suministrar una indicación apropiada en un despliegue, todas las etiquetas físicas son mostradas con caracteres en mayúscula (R, Y, B, S, E) y todas las etiquetas heredadas son mostradas en minúsculas (r, y, b, s, e). Un punto que tiene etiquetas físicas y heredadas debe mostrarse en base a su

prioridad. El procedimiento para colocar una etiqueta en una RTU es el mismo que aquel usado para colocar la etiqueta en un punto individual.

Adicionalmente, se puede tener un sistema de resúmenes de etiquetas que suministre una lista ordenada con fecha, desplegando todos los puntos que tienen al menos una etiqueta concordante a los tipos de etiquetas requeridas en curso. El resumen debe ser organizado de tal forma que las nuevas etiquetas sean desplegadas al tope del resumen. El sistema de resúmenes de etiquetas puede ser filtrado por tipo de etiqueta. El despachador, en una manera similar a los resúmenes de alarmas y eventos, puede requerir sólo ciertos tipos de etiquetas a ser incluidos en el resumen.

3.1.3.12 Presentación y Procesamiento de Secuencia de Eventos (SOE)

La habilidad para registrar y colocar estampas de tiempo de manera precisa se requiere para reconstruir un escenario detallado de secuencias de eventos asociado con una ocurrencia de interés para el despachador. El procesamiento de estos tipos de entradas de estados se conoce como Monitoreo de Secuencia de Eventos.

Las entradas SOE pueden ser rastreadas por RTUs convencionales. La RTU debe estar provista con hardware y software necesario para capturar la ocurrencia de cambios de estado cronológicamente y con un tiempo de resolución de milisegundos, entre eventos.

Independientemente del medio de adquisición de datos, se puede proveer un interfaz del operador para permitir la extracción de datos SOE y el despliegue selectivo de eventos en los CRTs del HMI o también como lista de alarmas. Usualmente, la extracción de datos y las opciones de clasificación permiten la revisión de eventos que van desde los contenidos del buffer completo del SOE hasta eventos asociados con subestaciones específicas, o en un intervalo de tiempo específico.

El registro de secuencia de eventos debe ser enviado como un mensaje desde la RTU al sistema computacional del GMS. Cada evento en el mensaje debe tener su identificación única, estado y etiqueta de tiempo en el orden de milisegundos después de una referencia.

El procesamiento del SOE provee al despachador de reportes ordenados cronológicamente y despliegues que muestran los eventos de cambio de estado para puntos (estados) de indicación de la RTU predefinida. El reporte de secuencia de eventos es generado para despliegues y/o registros diariamente por requerimientos del despachador. Los reportes

SOE se mantienen en una base de datos histórica para los eventos del día previo y el actual. Adicionalmente, la capacidad de archivar reportes está provista para todos los reportes SOE.

Se debe prevenir la pérdida de datos SOE durante reconfiguración u operación de recuperación de errores en el GMS así como en el nivel de red de comunicación de la RTU.

El sistema de almacenamiento de información debe guardar datos SOE separadamente del sistema remanente de alarmas y eventos. Los datos SOE pueden reportar datos como parte del proceso normal de adquisición de datos o puede reportar datos por excepción.

3.1.4 APLICACIONES DEL SCADA

Las aplicaciones del SCADA son un conjunto de funciones que permiten a los operadores ejecutar la supervisión y control, segundo a segundo, de la operación de una planta de energía.

Las principales aplicaciones del SCADA son las siguientes:

- **Control de Incremento/Decremento:** Es en principio un comando de control emitido un número de veces, donde cada comando resulta en un incremento y/o decremento discreto en valor del punto de referencia.
- **Control de Valor de Punto de Referencia:** El control de valores de punto de referencia significa que una orden de control es determinada como un valor de punto de referencia numérico en unidades de ingeniería. El rango de valores de puntos de referencia debe ser de 1 a 4 dígitos de signo positivo, donde sea apropiado, para todas las unidades de generación y también enviar valores de puntos de referencia de voltaje, potencia activa y reactiva para generadores.
- **Bloqueo de Control:** Es el bloqueo de control de todos los objetos que son definidos para control, individualmente o en grupos por unidad de generación.
En los despliegues, la presentación con banderas de bloque o de control resulta en un cambio de color y el despliegue de un símbolo especial junto al objeto que va a ser presentado con banderas.
- **Control de Maniobra:** El control de maniobra provee un procedimiento de maniobra conveniente ya sea para un bit (dos estados) o dos bits (tres/cuatro estados). *Debe*

ser posible comandar los siguientes tipos de maniobras: interruptores, reinicio de relés de bajas frecuencias, disyuntores, seccionadores operados con motores. El control general se aplica al control de objetos con comandos apagado/prendido, incremento/decremento, arranque/parada, etc.

- Órdenes de Maniobra: Las operaciones de campo de una central de generación requieren que varios dispositivos discretos sean operados en una secuencia específica para lograr el resultado deseado.

La orden de maniobra debe incluir fecha de entrada y salida, categorías (unidad de generación), tiempo de entrada y salida (actual y programado), nombre del dispositivo, tipo de operación, permiso para trabajar (número de permisos, hora de emisión, hora de cancelación), razón para órdenes (mantenimiento, pruebas, etc)

- Control Permisible: El control permisible puede ser aplicado a cualquier dispositivo controlable en el sistema o en base a puntos. Si un punto es sujeto a control permisible la selección de una opción de control válida para ese punto resulta en ejecución de lógica permisible para chequear si el control es permisible en base a un conjunto predefinido de cálculos lógicos booleanos. Si los cálculos resultan válidos, el control es permitido. Si los cálculos resultan inválidos, el control no es permitido.

Cuando un cálculo de control permisible es iniciado, ejecutando un escenario de punto calculado ejecuta un chequeo, resultando en un único estado calculado para la opción de control del punto seleccionado. Para un determinado punto, cada opción de control (cerrado, abierto, habilitado, deshabilitado, etc) puede tener un único estado permisible calculado (bandera permisible). La indicación de estado calculado puede ser teledada, calculada o manualmente ingresada por el operador.

- Dinámica de Colores: Muestra al operador una indicación visual del estado eléctrico de la unidad de generación a través de partes energizadas, desenergizadas y puestas a tierra de la planta de energía en diferentes colores.

En presencia o ausencia de voltaje, el estado de interruptores, disyuntores desconectados e interruptores puestos a tierra, los elementos de circuitos (líneas, transformadores, unidades de generación, etc.) deben ser identificados como

energizados, desenergizados o puestos a tierra. En diagramas unifilares el estado eléctrico de los elementos de varios componentes de circuitos deben ser desplegados a través del uso de colores diferentes, uno por cada uno de los tres posibles estados.

Debe ser posible mostrar válvulas abiertas/cerradas y otros dispositivos del proceso de generación con diferentes colores seleccionados por el usuario.

- Cálculo del Volumen del Embalse o del Tanque de Combustible: Una función debe ser suministrada para calcular el volumen del embalse o del tanque de combustible de la central. Los datos de entrada para este cálculo consisten de nivel de agua del embalse o nivel de combustible del tanque de almacenamiento. Se deben proveer una ecuación y los valores de las constantes requeridas para el cálculo. El programa debe ser ejecutado periódicamente y cambiado los valores de las constantes, sin que se requiera compilar el programa nuevamente.

3.2 INTERFAZ DEL USUARIO^{3,4}

3.2.1 ENFOQUE GENERAL

Los usuarios del sistema, en general, están dispersos en todas partes de la empresa de generación; tanto funcionalmente como geográficamente. En el caso ideal, cada usuario tiene un terminal especial para que los datos de interés puedan ser accedidos rápidamente. En este caso, apropiadas instalaciones de comunicación de datos son requeridas para que un proceso eficiente de distribución de datos pueda ser establecido.

La presentación de los datos del interfaz humano-máquina es básicamente visual, grabada o audible, la salida audible más común es alguna forma de timbre que puede llamar la atención del operador del sistema para una alarma o mensaje específico.

En la categoría visual, el despliegue más común es el CRT; existiendo otros como paneles mímicos, registradores de cinta gráfica, luces y otras formas de despliegue.

Generalmente, los CRTs de color permiten una mejor presentación de información, en una manera rápidamente comprensible pero con diseño y atención cuidadosa a las necesidades de los usuarios, se puede usar un CRT en blanco y negro, con el desarrollo de sistemas de

despliegues de capacidad total de gráficos, el CRT blanco y negro podría encontrar aplicación solamente en circunstancias limitadas.

Un CRT también permite la presentación más flexible de datos. Los formatos pueden ser cambiados de acuerdo a las necesidades. Con el desarrollo de sistemas de despliegues de capacidad total de gráficos, es posible establecer “ventanas” de despliegues en una pantalla tal que cuatro o más despliegues independientes puedan aparecer al mismo tiempo.

El interfaz del usuario debe suministrar un mecanismo comprensivo para manejar entrada desde/hacia varias ventanas o programas de aplicación. Debe soportar una variedad de dispositivos de entrada, siendo los más comunes el teclado y el ratón. Todas las consolas y terminales deben ser equipados con un teclado y un dispositivo de señalamiento, como mínimo, y de esta manera permiten las comunicaciones entre el usuario y el GMS.

Todas las funciones y despliegues deben estar disponibles desde cualquier consola. No debe ser posible perturbar un lugar de trabajo desde cualquier otro lugar de trabajo.

Los cambios (nuevos despliegues, teclas, mensajes de errores y formatos de alarmas) deben ser implementados usando un procedimiento interactivo desde la consola.

Las consolas deben ser usadas durante períodos largos de trabajo. Consecuentemente, se dan prioridad a las siguientes características: estabilidad de despliegue, bajo parpadeo, brillo uniforme, alta intensidad de luz, buen contraste, conjuntamente con símbolos claros e inequívocos.

Brillo, luminosidad y contraste deben ser fácilmente ajustables. Es deseable el uso de monitores de paneles planos.

Por otro lado, las necesidades de un operador de un sistema deberían, ser satisfechas como un objetivo primario. Los datos de salida deben ser tan rápidos y confiables como sea posible. Para llamadas de despliegues y obtención de información rápida, se debe usar combinación de pulsantes, ratón u otros medios de posicionar el cursor como se desee. Los pulsantes se utilizan frecuentemente cuando un despliegue o grupo de despliegues deben ser llamados repetidas veces.

3.2.2 CAPACIDAD TOTAL DE GRÁFICOS DEL INTERFAZ DE USUARIO³

El interfaz de usuario con capacidad total de gráficos es la interfaz primaria para el personal de despacho.

El software de control del interfaz de usuario, debe estar localizado en cada estación de trabajo de la consola dentro de la red del sistema. La estación de trabajo suministra un procesador dedicado y recursos de disco en cada consola proveyendo respuesta rápida y consistente al operador. Cada estación de trabajo está equipada con su propia copia de la base de datos y despliegues, permitiendo accesos rápidos a varias funciones SCADA con mínimo retraso. Algunas funciones SCADA son realizadas dentro de la consola sin tener que acceder a la red por cualquier dato adicional o información. Las estaciones de trabajo están adheridas a la LAN redundante en tiempo real.

A continuación se detalla las configuraciones típicas del HMI con capacidad total de gráficos, a nivel del diagrama de bloques.

Las figuras 4, 5, y 6 muestran configuraciones típicas del HMI con capacidad total de gráficos. Los proveedores de sistemas SCADA tienen dos cosas en común en sus arquitecturas de HMI.

- Primero, el concepto de estación de trabajo (con o sin disco) ha sido implementado como la base para las consolas del despachador.
- Segundo, las consolas son conectadas al procesador principal a través de algunas formas de red de área local (LAN).

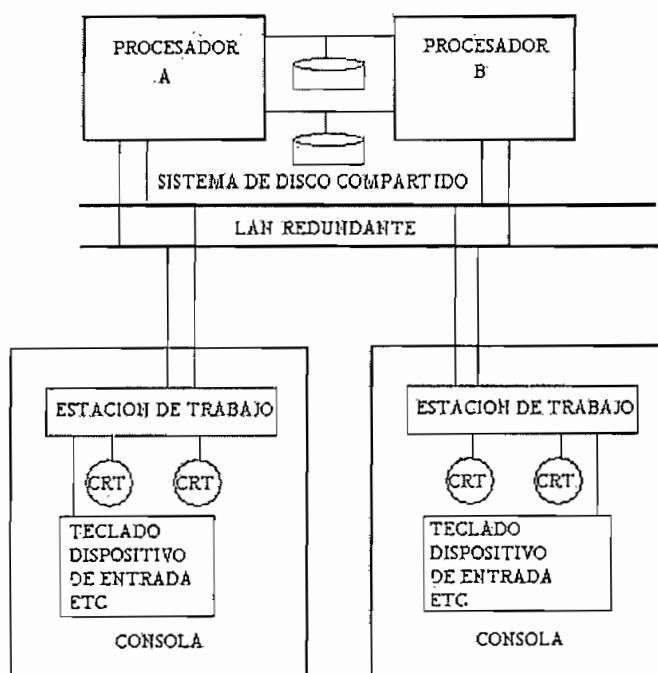


Fig. 4. Diagrama de Bloque de una Estación de Trabajo sin Disco y Capacidad Total de Gráficos

La figura 4 ilustra un sistema típico HMI con capacidad total de gráficos usando estaciones de trabajo sin disco. En este caso, las aplicaciones a ser corridas en la estación de trabajo deben ser descargadas en la estación desde los procesadores residentes o mantenidas localmente en alguna forma de memoria no volátil.

Existen muchos lenguajes de comandos gráficos soportados por varios proveedores de HMI con capacidad total de gráficos.

Una típica estación de trabajo soporta desde uno a cuatro CRTs independientes. A pesar de que los CRTs son independientes (es decir, cada uno puede mostrar una imagen diferente), existen elementos de hardware dentro de la estación de trabajo que son comunes para todos los CRTs. Esta situación permite que el costo por CRT se reduzca, porque los elementos comunes pueden ser amortizados sobre más que un CRT. Mientras esta implementación reduce el costo de gráficos, viola el concepto de “no-punto-simple-de-falla” con respecto a la consola; ya que una falla de elemento común podría poner a todos los CRTs inoperativos. Aunque, algunas empresas eléctricas aceptan estas deficiencias porque ahorra costos. Una configuración del sistema que directamente direcciona este problema se muestra en la figura 6.

Un escenario típico de llamada a la configuración basada en estación de trabajo sin disco es:

- El despachador hace un requerimiento en la consola en la cual se requiere un nuevo despliegue.
- El requerimiento de despliegue es pasado al primer procesador residente mediante la LAN.
- El procesador residente recoge la información apropiada para construir la imagen del despliegue.
- Los datos del despliegue son enviados a la estación de trabajo.
- La estación de trabajo recibe la información desde la LAN y actúa sobre esta para producir la imagen en la pantalla.

La segunda configuración de HMI con capacidad total de gráficos (figura 5) mueve la información requerida para construir un despliegue a un disco localizado en la estación de trabajo, entonces reduce los requerimientos del tráfico de red LAN.

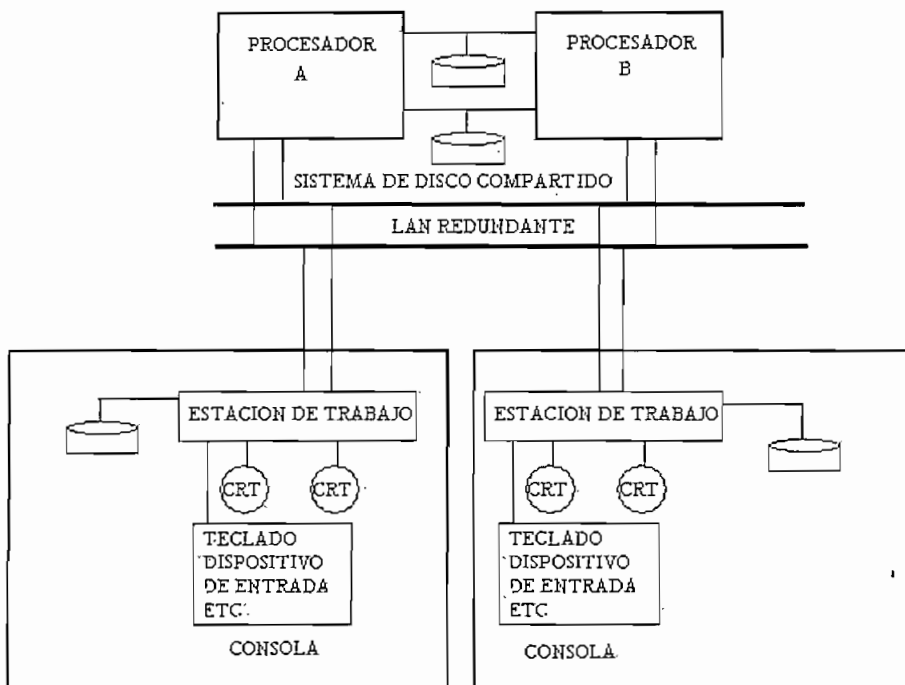


Fig.5. Diagrama de Bloque de una Estación de Trabajo basado en Disco y Capacidad Total de Gráficos

En esta configuración, los datos son obtenidos a través de un proceso llamado “snapshot” ó “foto instantánea” el cual envía la base de datos completa a la estación de trabajo en una base periódica, o “por-excepción” donde sólo cambios a la base de datos son enviados a la estación de trabajo. Por cualquier medio, la base de datos que es mantenida en cada consola es guardada en sincronización con la base de datos completa localizada en el procesador primario residente.

Una secuencia de llamadas de despliegues de diagrama unifilar para esta segunda configuración es:

- El despachador hace un requerimiento en la consola en la cual se requiere un nuevo despliegue.
- El requerimiento es interpretado por la estación de trabajo y construye la descripción de despliegue usando recursos que están localmente disponibles.
- El despliegue, una vez construido usando comandos gráficos de alto nivel, es enviado al procesador de gráficos. Este puede ser cualquier combinación de hardware y software, cuyo propósito es interpretar los comandos gráficos y convertirlos en una imagen de píxeles.
- Para sistemas gráficos de bajo desempeño la mayoría de los procesamientos de gráficos se realizan en software. En sistemas de alto desempeño, se usan arquitecturas de hardware especializadas para procesar datos gráficos y lograr respuesta rápida.

El mencionado escenario se modifica cuando la información de aplicaciones específicas se requiere para completar el requerimiento del despliegue. En esos casos, los datos pueden ser enviados desde una aplicación en el residente a la estación de trabajo que realiza la solicitud.

La tercera configuración de HMI con capacidad total de gráficos (figura 6) está dirigida al criterio de “no-punto-simple-de-falla” con respecto a la consola. Esto puede ser generado usando los conceptos de las configuraciones anteriores, usando estaciones de trabajo con o sin discos adjuntos.

En la tercera configuración todo el hardware de la estación de trabajo asociado con un CRT de la consola es replicada, esta replicación no incluye los dispositivos de entrada de la consola, las cuales usan la misma filosofía de intercambio. El concepto de intercambio es

típicamente acordado, porque los despachadores no quieren conjuntos múltiples de dispositivos de entrada en las consolas las cuales tienen múltiples CRTs.

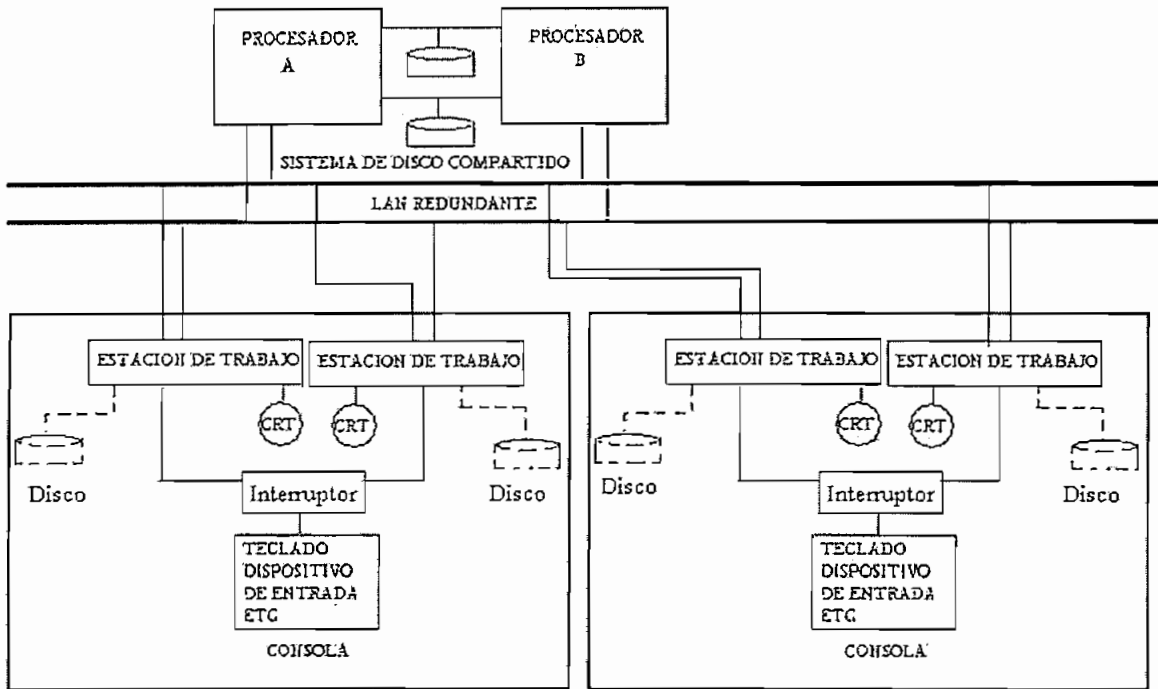


Fig. 6. Diagrama de Bloque de una Estación de Trabajo de "no-punto-simple-de-falla" y Capacidad Total de Gráficos

3.2.3 DISPOSITIVOS DE INGRESO DE DATOS^{3,4}

a. Teclado

El teclado debe estar dividido en un teclado de funciones y un teclado alfanumérico. El diseño exacto del teclado debe ser determinado durante la etapa de diseño detallado del proyecto.

El teclado de funciones debe contener teclas de función, teclas numéricas y otros dispositivos de entradas. Las teclas deben estar agrupadas lógicamente en el teclado. Las teclas de función permanente deben ser grabadas con textos que indiquen sus funciones. El teclado de función debe estar equipado con un pulsador para cada unidad de generación capaz de ser seleccionada.

Ejemplos de grupos de funciones incluyen:

- Selección de monitor
- Selección de despliegue

- Teclas de funciones dinámicas
- Manejo de cursor, incluyendo dispositivos de entrada
- Control
- Entradas lógicas
- Entradas numéricas
- Manejo de alarmas
- Manejo de registros
- Selección de función misceláneos

El teclado alfanumérico debe contener letras, números y todos los caracteres especiales y símbolos

b. Dispositivos de señalamiento

Un dispositivo de señalamiento es una herramienta que debe permitir al usuario mover un cursor de puntero alrededor de la pantalla. Un dispositivo de señalamiento también tiene algunos medios para activar el objeto mediante el puntero. El dispositivo de señalamiento estándar para todas las consolas es un ratón de tres botones.

Un ratón de tres botones suministra los siguientes controles:

Seleccionar: Usado para la selección, activación y fijación de la localización del cursor. Este botón por lo general es el botón izquierdo, excepto para usuarios zurdos, donde esto puede ser el botón derecho.

Arrastrar: Usado para mover y copiar elementos. Este botón puede ser el botón del medio.

Personalizar: Usado para añadir interacciones del usuario, incluyendo menús de salto arriba y diálogos especiales y para interacciones de aplicaciones específicas. Este botón puede ser en la mayoría el botón derecho, excepto para usuarios zurdos, donde puede ser el botón izquierdo.

Tanto el teclado y el ratón están disponibles para navegación. El interfaz de usuario debe suministrar un mecanismo para navegación dentro y entre varias ventanas y programas de aplicación. Se tienen dos tipos primarios de navegación en un sistema:

Navegación de CRT: La navegación entre CRTs dentro de un sistema X-Windows realizada con el ratón. Este “intercambio” de CRT se consigue por movimientos del cursor

hacia el deseado CRT, cuando el cursor alcanza el borde del CRT actualizado, este aparecerá y desaparecerá en el siguiente CRT.

Navegación de Menús: Todas las aplicaciones deben incluir una barra de menús y puede incluir múltiples incrementos de saltos, opciones y cascada de menús.

3.2.4 ACCESO DE SEGURIDAD AL GMS¹

El suministro de seguridad contra errores de operación debe ser posible a fin de asignar diferentes niveles de autoridad para acceder al GMS. El nivel de acceso a la funcionalidad del GMS debe depender del operador y los niveles de autoridad de la consola.

Cada consola debe ser intercambiable entre diferentes niveles de autoridades. Esto debe ser posible para conocer las autoridades de todas las estaciones de trabajo.

3.2.4.1 Acceso de los Usuarios al GMS

Cada estación de trabajo conectada al sistema requiere tener un “usuario” asignado a la estación de trabajo antes que ésta pueda ser inicializada y otorgar acceso a despliegues del sistema y aplicaciones.

Para acceder al GMS, el operador debe iniciar la sesión ingresando una identificación de usuario ID y una contraseña (figura 7). Cada contraseña debe ser almacenada en forma de código y validada de acuerdo a la información del usuario en la base de datos. Los usuarios deben ser capaces de cambiar sus propias contraseñas, pero niveles de autoridad deben ser manejados por el administrador del GMS.

Cada inicio y salida de sesión es incluido en la lista de eventos e indicar la fecha y hora del procedimiento que ha sido ejecutado, la identificación del operador y la consola. El estado de inicio de sesión del operador debe ser mantenido aún durante una falla del GMS.

Si un usuario debe dejar la estación de trabajo desatendida, una facilidad debe estar disponible para permitir que la estación de trabajo sea bloqueada impidiendo cualquier actividad adicional hasta que la persona haya reingresado su contraseña.

El diagrama muestra un recuadro rectangular con el título "INTERFAZ DE USUARIO" centrado en la parte superior. Debajo del título, hay dos líneas de texto con campos de entrada de texto adyacentes. La primera línea dice "Inicio de Sesión:" y la segunda dice "Contraseña:". Los campos de entrada son rectángulos simples.

Fig. 7. Interfaz de Usuario

3.2.4.2 Seguridad del Acceso de Funciones y Datos

Capacidades del usuario en el GMS deben ser administradas por un conjunto de permisos para cada consola y su usuario. Los accesos asignados para cada consola deben ser almacenados en la base de datos del GMS. El administrador del GMS debe ejecutar la administración de permisos de consola.

Al menos los siguientes niveles de autoridad deben ser considerados:

- Todas las funciones para supervisión, control y reporte (modo de control): Este nivel de autoridad debe permitir: acceso para modificar los datos, ejecución de todas las funciones presentadas en los despliegues y definición y modificación de reportes.
- Todas las funciones para supervisión y reporte (modo de supervisión): Este nivel de autoridad debe permitir acceso para supervisar los datos o funciones presentadas en los despliegues, ejecución de algunas funciones elementales; control de cualquier configuración de hardware del GMS.
- Autorizado para todas las actividades de mantenimiento (modo de mantenimiento): Este nivel de autoridad debe permitir: acceso para modificar la presentación de los despliegues, datos y funciones presentados en los despliegues; ejecutar todas las funciones; definir y modificar reportes; manejo de la configuración de software del GMS; controlar toda la configuración del hardware del GMS; manejar la base de datos completa.
- Autorizado para todas las actividades de entrenamiento y simulación de actividades (modo de entrenamiento): Este nivel de autoridad debe permitir acceso para supervisar los datos o funciones presentados en los despliegues y ejecutar algunas funciones elementales.

3.2.5 ADMINISTRACIÓN DE ALARMAS Y EVENTOS^{1,4}

Las alarmas son mensajes del sistema para provocar la reacción del usuario, lo cual requiere el reconocimiento o borrado por parte del usuario, cuando un incidente ha ocurrido dentro del sistema. Las alarmas pueden ser producidas por las funciones del GMS como funciones de adquisición de datos y procesamiento y operación de la planta de energía. Las categorías típicas de incidentes son:

- Un punto de indicación detecta un cambio de estado sin comando para un dispositivo (por ejemplo, interruptor).
- Un valor analógico el cual excede un límite.
- Un programa detecta una situación considerada alarmante.

Los eventos son reportes de las condiciones de control y planta de energía, los cuales son registrados en la base de datos. Eventos y alarmas deben ser registrados en la lista de eventos.

Atributos de Alarmas

Para configurar efectivamente las facilidades de reporte de alarmas y eventos son necesarias para entender los atributos de alarmas que son aplicados al reporte de alarmas. Dado que la importancia de alarmas y por consiguiente la manipulación de ellas es variable de una alarma a otra para el mismo punto (es decir, límite alto “1” es de importancia inferior que un límite alto “2”). Los atributos de alarmas dan la flexibilidad de hacer esta distinción. Los atributos de alarmas asignados a cada alarma o evento deben incluir:

Prioridad: Es una clasificación de la importancia de una alarma. Un sistema puede soportar hasta 16 prioridades de alarma, (1) es la prioridad más alta y (16) la más baja. La prioridad especifica el color de gravedad de la alarma y el tono audible definido en la consola cuando la alarma es generada.

Impresión: Especifica si la alarma o evento va ser adherida a la cola de la impresión.

Despliegue: Identifica si la alarma debe ser agregada a la ventana de alarma de la consola.

Resumen: Detalla la gravedad del evento especificando el resumen o destino de un evento. La alarma puede ser insertada en los resúmenes de alarmas y eventos o el resumen de eventos solamente.

Borrado: Borrar una alarma desde el resumen de alarmas y retornar al normal estado. Para puntos analógicos este un punto analógico que no excede una violación de límite.

Emergencia: El despachador u operador puede manualmente colocar el sistema en modo de “emergencia”. El objetivo es empezar a tratar varias clases de alarmas en una forma menos crítica para que el operador no se congestione con alarmas que no son consideradas de importancia.

El sistema debe manejar un número de resúmenes dinámicos para soportar la presentación de alarmas y eventos al despachador. Cuando un resumen de alarmas y eventos es requerido, toda la información necesaria para construir el resumen está en la consola que elimina la necesidad de pedir información a través de la red. Se deben soportar los siguientes resúmenes: eventos, alarmas y atributos, que deben ser ordenados cronológicamente.

3.2.5.1 Administración de Alarmas

Las alarmas deben ser filtradas para asignar cada una de las alarmas individuales a una jurisdicción operativa específica y clasificarlas conforme a las clases de alarmas.

Los operadores deben ser capaces de reconocer, borrar y restaurar las alarmas de acuerdo a su nivel de autoridad, dondequiera la alarma sea desplegada. Cada alarma debe desaparecer cuando esta ha sido reconocida y las condiciones retornan a normal.

a. Tipos de alarmas

Las categorías típicas de alarmas de acuerdo a su presentación son:

- **Alarmas audibles:** Son indicadas por un tono simple o tonos diferentes recurrentes. Las señales audibles iniciadas por el mismo evento en varios lugares de trabajo deben necesitar solamente un apagado desde una estación de trabajo. La intensidad de sonido de alarmas audibles deben ser individualmente controlables. Deben incluirse medios que sean fácilmente operados para probar las señales audibles. Una alarma de alta prioridad puede tener un sonido diferente a la de menor prioridad.
- **Alarmas en despliegues:** Son presentados en los diagramas de procesos donde se muestra el elemento relacionado, como cambios de símbolos, cambios de color y flash/no flash para alarmas reconocidas y no reconocidas.

- Lista de alarmas: Muestran alarmas clasificadas de acuerdo a su fecha y hora de ocurrencia. Pueden usarse cambios de colores o flash/no flash para indicar alarmas reconocidas y no reconocidas.

b. Mensajes de Alarmas

Los mensajes de alarmas pueden ser líneas simples de texto con la descripción de la alarma, acompañada por la fecha y hora de ocurrencia. Debe ser posible revisar las alarmas de días anteriores. Debe ser posible entender el mensaje sin documentos de interpretación. Los mensajes de alarmas deben ser almacenados en la base de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información.

c. Ventana de alarmas

Debe haber una ventana de alarma para cada categoría de elemento de los sistemas de control y de la planta de energía. La ventana de alarma debe contener todas las alarmas no reconocidas y las alarmas que no han retornado a condiciones normales. Para diferenciar cada estado de alarma, se puede usar cambios de color, flash/no flash o indicadores específicos.

En consolas multi-CRT, las alarmas están distribuidas a través de todas las ventanas de alarmas activadas de izquierda a derecha. Por ejemplo, una consola de dos monitores podría desplegar 1, 2 y 3 alarmas en la ventana de alarma del CRT izquierdo, las alarmas 4,5 y 6 podrían ser desplegadas en la ventana de alarma del CRT derecho.

Además de la información de alarmas, una línea de alarma de la estación se despliega en el tope de la ventana suministrando una lista de todas las estaciones en el sistema, lo cual tiene al menos una alarma no reconocida. Cada icono de la estación debe ser codificada con color para indicar la alarma de más alta prioridad en efecto.

d. Alarmas deshabilitadas/habilitadas

El usuario, de acuerdo a su nivel de autoridad, debe ser capaz de deshabilitar y habilitar la alarma asociada con un elemento específico de los sistemas de control y planta de energía. Las operaciones de alarmas deshabilitadas y habilitadas deben ser reportados en la lista de eventos. Debe ser posible de habilitar alarmas audibles específicas.

e. Almacenamiento de alarma

Todas las alarmas y eventos deben ser almacenados en la base de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información. El GMS debe incluir una función de revisión histórica de alarmas, lo cual permite la reconstrucción de condiciones de contingencia a través de Alarmas y Eventos históricas con sus correspondientes fechas y horas de ocurrencia.

3.2.6 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL INTERFAZ DE USUARIO^{3,4}

Las siguientes características deben ser consideradas por el interfaz de usuario del CCG:

a. Características comunes de despliegues

Cada despliegue debe incluir al menos las siguientes características:

- Mostrar información general: nombre del despliegue e identidad, fecha y hora.
- Facilidades para predefinir una secuencia para paginación hacia atrás y adelante a través de despliegues deben ser incluidos. Los despliegues deben ser libremente seleccionables.
- Mensajes de precaución y fallas principalmente debido a ingresos equivocados del usuario, es decir, una precaución cuando el operador intenta controlar un objeto que ha sido control bloqueado.
- Cada despliegue debe estar relacionado con una ventana de alarma.
- Debe ser posible ingresar y editar todas las categorías de textos en un formato libre, para todos los despliegues. Adicionalmente, debe ser posible presentar con bandera una nota con una hora específica en el cual el operador debe ser llamado. Las notas señaladas con tiempo deben ser clasificadas en un orden cronológico a la hora de entrada.
- Se debe permitir interactivos mensajes de guía de usuario en un despliegue.

b. Configuración de ventanas

Cada pantalla debe soportar la presentación simultánea de al menos cuatro ventanas de usuario definido. La presentación de cualquier despliegue no debe ser restringido a cualquier ventana. El usuario debe ser capaz de corregir las dimensiones y posición de todas las ventanas. Cada ventana debe ser claramente identificada. Debe ser posible intercambiar entre ventanas en una pantalla y entre pantallas.

c. Selección de despliegues

La selección de despliegues debe ser posible usando por lo menos los siguientes métodos:

- Presentar despliegues oprimiendo una tecla de función. Teclas de función fijas no deben ser usados para todos los despliegues pero si para un número limitado.
- Presentar despliegues usando teclas de función dinámicas. Las teclas son llamadas “dinámicas” porque cambian y tienen funciones diferentes para despliegues diferentes. Texto en avance para las teclas o puntos de función dinámica deben ser incluidas en el despliegue.
- Facilidades deben estar disponibles para presentar otros despliegues localizando el cursor en un punto particular o en un campo particular en un despliegue y entonces presionando una tecla. Esta función incluye selección de despliegues desde un menú específico.
- Todos los despliegues en el sistema deben estar disponibles por declaración de código de identidad de despliegue. Este es un corto código alfanumérico arbitrario que forma la identidad del despliegue en la biblioteca.
- Debe ser posible para un despliegue incluir varias páginas numeradas, aún si la pantalla muestra una página. Paginación hacia delante y atrás, comandos de rellamado de despliegue deben estar disponibles.

d. Tipos de despliegues

- Despliegues usados primariamente para mapas geográficos o mapas de sistemas esquemáticos. En general, ellos despliegan datos de estados analógicos, MVA, MW, MVAR y estados estimados. Mapeo de despliegues y caracteres adjuntos se usan para indicar todos los atributos de cada dato.
- Despliegues analógicos a limitados despliegues de gráficos en que ellos generalmente son de un tamaño fijo usualmente especificados en términos del número de columnas y filas.
- Despliegues organizados como despliegues de páginas pero suministran capacidades únicas para tales despliegues, los cuales son hojas de cálculo o listas orientadas. En la mayoría de casos estos despliegues son excelentes para desplegar información tabular y textual tal como alarmas, registros y datos numéricos los cuales es mejor presentarlos de una manera de hojas de cálculo.

e. Organización de despliegues

La organización interna de despliegues debe ser centrado en torno de una red jerárquica en la cual cualquier despliegue en el sistema puede ser localizado usando una ordenación triple que consiste de un tipo de ID, un grupo ID y una página o nivel de ID. El orden es importante, el tipo puede ser especificado primero, seguido por el grupo y por último la página o capa ID.

Los despliegues deben ser organizados de tal forma que ellos estén agrupados lógicamente por funciones. Por ejemplo, todos los despliegues para control de generación y despacho son localizados dentro de un tipo (6) Una organización típica de despliegues puede aparecer como sigue:

Tipo 1 – Aplicaciones SCADA y Resúmenes

Tipo 2 – Control de Despacho y Generación

La siguiente categoría es por grupo, este es usado para ligar uno o más despliegues relacionados dentro de un grupo. Un grupo define un grupo de despliegues que son lógicamente o físicamente relacionados a un área específica o función dentro del sistema de energía.

La tercera categoría es la clasificación de página/nivel. El uso de página o capa es dependiente del tipo de despliegue usado.

f. Generación de Nuevos Despliegues y Modificación de Despliegues

El despliegue debe ser definido por un formato de despliegue, el cual incluye fondos, campos dinámicos y parámetros de despliegues misceláneos. La administración de la biblioteca de despliegues debe ser tal que la información contenida de la biblioteca nunca esté en riesgo. Ninguna forma de regeneración debe ser necesaria para mantener esta seguridad.

El sistema debe permitir la generación y mantenimiento en-línea de despliegues durante la operación normal.

El mantenimiento de despliegues debe ser ejecutado interactivamente desde el PDS. El sistema debe requerir, por ejemplo, información desde el operador concerniente al punto de selección de cursor, programas relacionados y otros y chequear la validez de los datos

ingresados. Ingresos incorrectos o ilegales deben ser detectados y resultar en mensajes apropiados para el operador.

Durante la generación de un nuevo despliegue, debe ser posible utilizar toda la información de despliegue para un despliegue existente como en punto de partida.

Todos los despliegues en el GMS deben ser modificables desde el punto de vista de:

- Información estática de fondo
- Campo dinámico
- Cualquier otra información asociada con el despliegue

La modificación de despliegues debe ser implementado de acuerdo al mismo método de generación de nuevos despliegues. Sólo la información que ha sido modificada debe requerir ingreso.

g. Dimensión y posicionamiento de despliegues

Debe ser posible cambiar la dimensión del despliegue usando técnicas de navegación, tal como zooming. Toda la información relacionada a los despliegue debe ser actualizada durante la operación de zooming, sin embargo, el grupo puede ser incrementado o reducido de acuerdo a niveles de zoom.

El usuario debe ser capaz de cambiar el posicionamiento de la imagen dentro de la ventana usando técnicas de navegación como panning. Toda la información relacionada a los despliegues debe ser actualizada durante la operación de panning.

h. Requerimientos operativos

Cajas de diálogos deben ser usadas para invocar algunas funciones o ejecutar acciones de Control supervisorio en algunos dispositivos presentados en los despliegues. Los interbloques, las condiciones y acciones previas a ser ejecutadas dependen del tipo de elemento a ser controlado. Previo a la ejecución de acciones de control, se debe presentar un mensaje de confirmación, con la identificación del dispositivo y la acción a ser ejecutada.

Usando el cursor, un objeto controlable debe ser seleccionado para controlar o ingresar datos en la forma de símbolos de objetos o valores numéricos. Si un intento es realizado para seleccionar un objeto, el cual está ya seleccionado por otra estación de trabajo, el

sistema debe ignorar esto y desplegar un mensaje de error. No debe ser posible perturbar el trabajo en progreso en otra estación de trabajo en ninguna manera.

El mensaje de ingreso de usuario debe ser desplegado y confirmado por mensajes en el despliegue. Los ingresos deben ser terminados cuando se presiona la tecla “ejecutar”, después de lo cual, la consola debe estar lista para recibir un nuevo ingreso. Una secuencia debe ser descontinuada cuando se presiona la tecla “cancelar”. Esta tecla debe ser también usada para cancelar una función requerida, internamente dentro del centro de control, la cual todavía no ha sido procesada para su terminación. Si el usuario presiona una tecla ilegal en una secuencia, esta debe ser ignorada y un mensaje de error debe desplegarse. Si el usuario no completa una secuencia, debe ocurrir una cancelación automática de la secuencia después de un cierto tiempo.

i. Ingreso de datos

Todos los ingresos de datos deben ser realizados de una forma fácilmente entendible. Métodos deben ser diseñados para que estos tengan un mínimo riesgo de destrucción involuntaria a otros valores de la base de datos. Debe existir un proceso de validación previa a la actualización de información en la base de datos.

Seleccionar el punto para ser ingresado y comandar el modo de ingreso de datos debe ser iniciado un ingreso de datos de punto simple. Sólo el punto seleccionado debe ser colocado en el modo de ingreso de datos. El resto de procedimientos de ingreso debe ser como ingresos por pantallas completas.

Para suministrar una indicación visual, durante el ingreso de pantallas completas, se puede usar una opción de resaltamiento.

Los siguientes tipos de ingresos de datos deben ser incluidos primariamente en el sistema:

- Ingreso manual para campos dinámicos. Debe ser posible almacenar un nuevo valor en la base de datos directamente desde la consola, sin el conocimiento de tales ítems como identidad de base de datos, formatos almacenados u otros.
- Ingreso de datos generales. El sistema debe contener un método general para actualizar la base de datos desde la consola de mantenimiento.
- Ingreso de datos generales desde una consola tipo máquina de escribir o consola de programación

- Ingreso de datos desde cinta magnética, CD ROM u otros.
- Despliegue de datos de objetos. Esos despliegues deben ser usados para todas las funciones de objetos en el sistema y contener información, tal como datos técnicos, grupo de manejo de eventos, grupos de retraso, posición de estados de banderas, entre otros, para cada función objeto. Los despliegues de datos de objetos deben ser usados cuando se cambian parámetros para objetos existentes y para creación de nuevos objetos.
- Rutinas de entrada para texto, tal como comentarios, asociados con objetos, alarmas, salidas y otros.
- Ingreso manual de estado de objetos el cual no se adquiere automáticamente, o que esta con bandera desactualizada, debe ser implementado de una forma similar al ingreso de órdenes de control.

j. Seguridad

Debe ser posible prohibir el control de cualquier punto controlable cuantas veces sea necesario. Toda la información relacionada con este punto continuará siendo actualizada.

El nivel de autoridad y la hora de llegada deben ser consideradas, cuando más de un usuario ha requerido una acción de control o ingreso de datos manual. Un mensaje de información debe aparecer al usuario cuya acción fue rechazada.

Todas las acciones deben tener un tiempo máximo predefinido para ser completado. Si el usuario no ejecuta todos los pasos para finalizar el proceso, esto debe ser interrumpido y debe ser presentado un mensaje, indicando la operación restaurada.

El operador debe ser capaz de activar/desactivar el protector de pantallas para ocultar la información de pantalla mientras la consola no está recibiendo información del operador.

k. Interacción con los usuarios

Debe haber una interfaz interactiva para todas las acciones del usuario, lo cual indicará la secuencia a ser ejecutada para completar cada tarea en el GMS. Adicionalmente, para acciones de múltiples pasos, el usuario debe ser informado de cada paso que ha sido o no cumplido.

Todos los despliegues deben incluir una función de ayuda dentro de sus menús. La función de ayuda debe contener información completa y clara relacionada a cada elemento presentado en los despliegues.

La parte principal de cada despliegue debe tener una pequeña explicación acerca de su funcionalidad, lo cual debe mostrarse por requerimiento del usuario.

Debe haber una función de ayuda general dentro del menú principal. La función de ayuda general debe contener la información clave sobre la mayoría de las funciones en el GMS.

Las ventanas de ayuda deben contener referencias a la documentación del GMS, para todos los temas descritos. Usuarios autorizados deben ser capaces de editar y completar la información presentada en esas ventanas de ayuda.

3.2.7 FUNCIÓN DE PRESENTACIÓN DE CURVAS¹

La función de presentación de curvas debe permitir desplegar curvas en la pantalla. Estas curvas deben ser desplegadas continuamente en colores diferentes, las cuales deben estar de acuerdo con los colores usados en los despliegues de datos. Debe ser posible insertar coordenadas dentro de un área, escalando información (horas de arranque y término) y texto asociado. De ser posible presentar varias curvas en un despliegue. Se debe suministrar una definición de ventana. Tipos de curvas en tiempo real y curvas de tendencia deben ser disponibles, las curvas de tendencia deben mostrar datos históricos y futuros.

La curva actual debe mostrar periódicamente datos mostrados hasta tiempo real. Debe ser posible usar todas las categorías de datos tales como valores recolectados y calculados.

3.2.8 ADMINISTRADOR DE VENTANAS²²

Generalmente, los componentes del interfaz de usuario o símbolos gráficos (barra de menús, botones de intercambio, etc) y otros que se suministran por el administrador de ventanas están contenidos en el borde circundante de cada ventana creada por una aplicación. Por consiguiente, todas las ventanas tienen una interfaz común para características como localización, dimensionamiento, iconización y administración del enfoque de teclado.

Una típica figura suministrada por el administrador de ventanas, con referencias a los componentes de teclas del interfaz de usuario, se muestra a continuación:

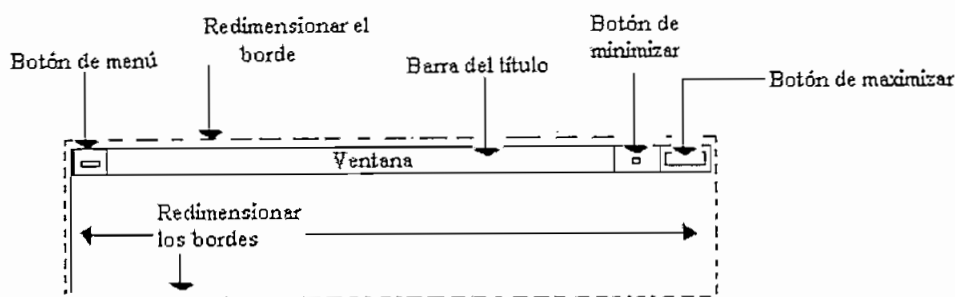


Fig. 8 Una ventana típica

3.2.9 PROGRAMA CONTROLADOR DE UN MONITOR²²

El programa controlador suministra al interfaz de usuario funciones globales relacionadas al CRT. Este programa puede mantener una ventana por CRT para manejar interacciones del usuario. Esta ventana contiene barra de menús, pulsantes, un campo de llamada de despliegue y un campo de estado de la consola.

a. Barra de menús

Una barra de menús suministra rápidos accesos a las funciones. Las funciones contenidas en los menús hacia arriba o abajo pueden ser seleccionados con el ratón (haciendo clic en el ítem) o por medio del teclado.

Deber tener al menos las siguientes opciones:

- Crear ventanas en blanco.
- Generar una ventana que contiene una lista de todos los despliegues definidos.
- Producir una imagen a color del CRT entero y colocarlo en la cola de impresión.
- Una opción que termine todos los procesos del interfaz de usuario, de esta manera remueve los puertos gráficos desde la pantalla. Un cuadro de diálogo aparecerá cuando esta opción es seleccionada requiriendo al usuario confirmar su salida.
- Un menú de acciones que puede contener las siguientes funciones: inhibición audible, silencio audible, objetivo siguiente, objetivo previo.

- Grabar al disco y recuperar lo previamente grabado respecto de tamaño, localización e información de despliegues relacionándolo a algún despliegue que aparezca.
 - Tener una lista configurable de despliegues usados frecuentemente
- b. Pulsantes

También se debe tener la opción de pulsantes los cuales estarán siempre disponibles y por consiguiente están reservados para funciones, frecuentemente accedidos. La visibilidad constante de los botones también ayuda a mejorar información acerca del estado de la ventana.

c. Campo de llamada a despliegues

Este provee al usuario un medio de requerir nuevos despliegues usando el teclado. Un nombre de despliegue lógico predefinido o un identificador de tipo, grupo, página/nivel pueden ser ingresados.

d. Campo de estado

El campo de estado de la consola suministra información acerca del estado de la consola, incluyen posibles estados en-línea, fuera de línea, OTS y otros.

e. Hora y fecha de la ventana

La hora y fecha pueden ser desplegados en cada CRT en una ventana independiente. Esta ventana puede ser posicionada en cualquier lugar del CRT por el usuario.

3.2.10 SÍMBOLOS DE CALIDAD DE DATOS

La calidad de los datos debe ser indicado. Símbolos de calidad de datos estándares pueden usarse para este propósito. La tabla 8 muestra ejemplos de algunos símbolos de calidad de datos; la más alta prioridad es indicada por el numeral 1. Si más de un símbolo de calidad se aplica para un valor, el símbolo con la más alta prioridad prevalece. Los símbolos de calidad de relacionados a cada valor deben presentarse en la lista de eventos y alarmas para aclarar el tipo de evento o alarma.

Debe ser posible enlazar varios colores para las condiciones. Lo colores deben ser determinados durante el diseño de la fase.

Tabla 8. Símbolo de Calidad de Datos

Condición	Símbolo
Ingreso manual	M
Invalidado	I
Desactualizado	F
Objeto bloqueado	O
Violación del límite alto	A
Violación del límite bajo	B

Punteros en el despliegue, deben mostrar direcciones de flujos de corrientes y potencias. Sus direcciones positiva de flujo de potencia debe ser indicada durante la generación de despliegues. Un valor, el cual es almacenado en la base de datos con signo negativo, debe ser desplegado con el puntero reservado.

3.2.11 IMPRESIONES

El sistema debe suministrar impresiones a color y en blanco/negro las cuales están accesibles a cualquier aplicación o proceso dentro de la red. Adicionalmente las impresiones pueden ser requeridas por el usuario de otro CRT o una ventana de despliegue individual. Cada requerimiento de una impresión a color o en blanco/negro resulta en la imagen de la pantalla que esta siendo capturada.

En general, los tiempos de impresión varían dependiendo del tipo de impresora usada y como la impresora esta conectada al sistema (serie o paralelo), la complejidad de la imagen que está siendo impresa y si la copia es a blanco o negro.

3.2.12 TENDENCIA EN VIDEO

El despliegue de tendencia en video suministra al operador la capacidad de observar gráficamente tendencias de datos generales y correlaciones de como ellos varían sobre un período de tiempo. La tendencia mejora un gran arreglo de información en una muestra a su impacto visual y facilidad de interpretación. La tendencia también ofrece al operador la

oportunidad de examinar, usando formatos parecidos a gráficos, historia de cualquier punto analógico.

3.2.13 INTERFAZ CON HERRAMIENTAS DE DIBUJO Y DISEÑO GRÁFICO

Debe ser posible la interacción entre las herramientas de mantenimiento de despliegues del GMS y herramientas de diseño gráfico y dibujo estándares, para importar y exportar todos los tipos de información de gráficos e imágenes. Adicionalmente, el GMS debe ser capaz de usar herramientas de diseño de la web.

3.4 HARDWARE

3.4.1 CONSIDERACIONES GENERALES^{1,4}

El GMS es un arreglo de computadoras, periféricos y sistemas apropiados de entrada/salida que habilitan al despachador para monitorear el estado de la central y controlar la misma.

El hardware suministrado debe ser elaborado, ensamblado, terminado y documentado con la calidad de producción más alta y debe alinearse a todos los estándares de control de calidad aplicables del fabricante original.

El hardware entregado debe incluir todos los cambios de ingeniería y cambios de campo anunciados por el fabricante desde que fue producido.

Como parte de la prueba correspondiente, se debe tener todo el hardware inspeccionado y certificado como aceptable para su funcionamiento.

Todos los componentes de ensamblaje en el sistema deben estar marcados visiblemente con números de partes del fabricante, número de serie y el nivel de revisión. Además, si allí existen cambios de componentes, este debe ser indicado por un cambio reconocible al nivel de revisión marcado. Cada terminal de toda interconexión de cable debe ser marcado con el número del cable y el número de identificación y localización de cada una de las terminaciones del cable. Esta información debe estar de acuerdo con el plano.

Las conexiones de cable entre los componentes del GMS deben ser continuas, no deben ser usados empalmes o conectores intermedios.

Una tierra segura de acuerdo al Código Nacional Eléctrico debe ser suministrada dentro cada gabinete y debe conectar al cable de tierra de entrada de energía AC.

Toda la documentación de los componentes de hardware deben estar disponible (especificaciones, catálogos) en documentos y archivos.

a. Descripción de Hardware del Sistema

El sistema de arquitectura del hardware debe ser un ambiente de procesamiento distribuido basado en redes de uno o más nodos de procesamiento interconectados que pueden ser acomodados para funciones específicas. Cada nodo de procesamiento puede ser asignado a uno o más de las cinco áreas generales de responsabilidad funcional: proceso de aplicación, control y adquisición de datos, interfaz del usuario, aplicaciones específicas de procesos; y, detección y recuperación de fallas

b. Interconexión del Sistema

La columna del hardware es la interconexión del sistema. Es una red de área local (LAN) ethernet redundante, la cual sirve como una pista de datos que conecta los elementos en el sistema. Una importante característica de la interconexión del sistema es que es principalmente una interfaz de transmisión para el intercambio y propagación de datos que cambian dinámicamente, requeridas en múltiples nodos de la red.

La función del proceso de aplicación debe incluir obligaciones tales como administración de configuración y estados del sistema de la red extendida, administración de base de datos, recuperación y detección de fallas y administración de periféricos y otros recursos compartidos a través del sistema de interconexión.

Esta función está compuesta de nodos de procesamiento de aplicación junto con los periféricos compartidos y dedicados. Tales dispositivos son:

1. Dispositivos tales como impresoras en línea y láser, conectados a la red LAN primaria y secundaria mediante switches.
2. Dispositivos tales como despliegues digitales, controladores de mapas eléctricos, monitoreo de gráficos de tendencias, interfaces RS 232 y sistemas de tiempo pueden ser conectados por medio interfaces estándares RS 232 o RS 485 cuando se requiera.

Los nodos de adquisición y control de datos son responsables de la administración de la red externa formada por las RTUs y sistemas de control subsidiarios, en una red de área

extendida. Son también la interfaz para el sistema de tiempo, convertidores analógicos a digitales, despliegues digitales y mapas eléctricos.

El sistema de interfaz de usuario de capacidad total de gráficos consiste de estaciones de trabajo independientes de alto desempeño y multi-cabezas conectados a la interconexión del sistema.

La aplicación de procesos específicos están relacionados a los procesos de control. La restauración de carga seccionada, control secuencial, vínculos, etc., son ejemplos de tales procesos.

El sistema de detección y recuperación de fallas debe incorporar protección extensiva de fallas, facilidades de monitoreo y recuperación. El hardware del sistema debe ser particionado para duplicar el hardware crítico y para aislar fallas principales de barras de entrada y salida, desde los periféricos finales. Debe ser capaz de detectar transitorios y fallas permanentes.

Una filosofía básica para todos los elementos críticos es que estos sean funcionalmente redundantes con facilidades de recuperación independiente de fallas y asignación de tareas entre elementos redundantes.

3.4.2 COMPONENTES DE HARDWARE DEL GMS^{1,3}

3.4.2.1 Computadora

Las computadoras digitales consisten de cinco partes principales funcionalmente independientes: entrada, salida, memoria, aritmética y lógica y control.

a. Funciones de entrada

Los datos de entrada pueden ser de muchas fuentes, tales como teclado terminal de CRT, dispositivos de entradas gráficas, dispositivos de comunicaciones y otros dispositivos.

b. Funciones de salida

Los datos de salida pueden ir a una impresora, medios de almacenamiento, cinta magnética, un dispositivo de comunicación y otros dispositivos.

Las impresoras deben estar conectadas a la red LAN del GMS y ser accedidas desde cualquier servidor, consola o consola de PC.

- Todas las impresoras deben ser de tecnología láser

- Se deben suministrar impresoras láser a color
- Velocidad de impresión: mínima de 12 páginas por minuto en calidad de borrador (blanco y negro) y 4 páginas por minuto en color.
- Una resolución mínima de 600 puntos-por-pulgada
- Facilidades de calibración de color
- Soporte de lenguaje PostScript de nivel 2
- Bandeja de ingreso y salida de papel de al menos 500 hojas de capacidad.
- La impresora debe ajustarse a tres tamaños de papel: carta (8,5 por 11 pulgadas), legal (8,5 por 14 pulgadas) y A4 (210 por 297 mm).

El almacenamiento en dispositivos y almacenamiento en archivos deben ser usados para respaldar datos, software y funciones de almacenamiento de información y recuperación.

El almacenamiento en dispositivos puede ser:

- Almacenamiento en medio DLT (Cinta digital lineal), debe ser suministrado para propósitos de respaldo generales y archivamiento de corto plazo. El manejo del DLT debe tener capacidad suficiente para un respaldo completo de los datos del GMS y software sin requerir la acción del usuario para reemplazar los medios de registros llenos.
- Dispositivo para disco compacto simple reescribible (CD-ROM) para almacenar archivos de largo plazo. Un dispositivo de CD-ROM debe ser incluido en cada servidor del sistema de almacenamiento y recuperación de información.
- Dispositivo para disco versátil digital simple reescribible (DVD) para almacenar archivos de largo plazo. Un dispositivo DVD debe ser incluido en cada servidor del sistema de almacenamiento y recuperación de información. El dispositivo de DVD debe ser capaz de leer medios de CD-ROM.
- Disco duro será usado solamente para respaldos
- Dispositivos de compresión o similares deben ser disponibles comercialmente para uso en respaldos.

El disco debe ser suministrado con las siguientes características:

- Modelos actualizados probados en otras aplicaciones de tiempo real
- Índice de falla muy bajo

- Reemplazable y actualizable con futuros procesadores para obtener aumento de capacidad computacional y expansión del sistema.

Se prefiere usar una arquitectura de cambio en caliente para intercambios de disco. La capacidad de memoria de disco debe estar de acuerdo al hardware comercialmente disponible al momento de entrega. El espacio libre en la memoria de disco debe ser al menos del 50%.

c. Memoria principal

La memoria principal es donde el computador ejecuta sus programas y llega a su respuesta. Esto se refiere a un grupo de nombres como RAM (memoria de acceso aleatorio), DRAM (memoria de acceso aleatorio dinámica) y otras. La memoria principal también incluye a la ROM (memoria sólo de lectura).

La memoria ROM es usada para almacenar un programa permanente que asista a la computadora en el arranque apropiado cuando se energiza. El tamaño de la memoria es determinado por el diseño de la computadora. La cantidad de memoria afecta directamente al tiempo que toma en ejecutar un programa.

La capacidad de la memoria RAM debe ser de acuerdo al hardware comercialmente disponible al momento de entrega. Se debe entregar todo los procedimientos para sustituir y actualizar la memoria RAM y capacidad de expansión de la memoria debe ser al menos el doble del sistema abastecido. Debe ser suministrado con las siguientes características:

- Modelos actualizados probados en otras aplicaciones de tiempo real
- Índice de falla muy bajo
- Reemplazable y actualizable con futuros procesadores para obtener aumento de capacidad computacional y expansión del sistema

d. Control de acceso de memoria

Es implementado en una variedad de formas que dependen de los requerimientos de desempeño. La ruta de datos entre las partes del computador es llamado el "bus" y es usualmente implementado por múltiples cables para transferir datos paralelamente. Los datos transferidos son bi-direccional y controlados al nivel de palabra por instrucciones ejecutadas por la Unidad de Procesamiento Central (CPU).

e. Unidad de Procesamiento Central (CPU)

El CPU ejecuta instrucciones que procesan datos o causan la transferencia de datos entre unidades funcionales diferentes en el sistema computacional. Las instrucciones de máquina ejecutan operaciones aritméticas y lógicas, control de secuencias de programas y transferencia de entrada/salida.

3.4.2.2 Sistema Computacional de Entrada/Salida³

Las implementaciones de estos sistemas son usualmente de hardware estándar de la fábrica de las computadoras en la forma de un controlador. Estos son controladores que soportan dispositivos de salida serial y paralelo. Estos controladores son usualmente dispositivos inteligentes; es decir, computadoras controladas. Ellos ejecutan la función requerida con interacción mínima del CPU.

a. Controlador de impresora

El controlador de impresora maneja los requerimientos de interfaz para lograr la función de impresión. Una unidad de control de salida paralela es usada para interconectar la impresora en línea. Las impresiones en línea son un medio para dispositivos de alta velocidad.

b. Controlador de comunicación

El controlador de comunicación maneja los requerimientos de interfaz para comunicar por líneas seriales de comunicación. Existen dos tipos de módems: sincrónicos y asincrónicos, los primeros requieren elaborar secuencias de control para lograr la transmisión sincrónica y el controlador es capaz de manejar esto; en cambio, la transmisión asincrónica requiere procedimientos simples. Algunos controladores manejan ambos métodos.

c. Controlador del interfaz humano-máquina HMI

El controlador del HMI maneja los requerimientos de interfaz para habilitar datos que son enviados a una consola del HMI o habilitar datos que son enviados desde la consola HMI a la computadora. El controlador que comunica a la consola del interfaz humano-máquina puede ser de varias formas. Si la consola es interconectada a la computadora por medio de una red de área local, entonces se requiere un controlador de red LAN. Si la consola es construida por el fabricante de la computadora, entonces un controlador compatible HMI se tiene disponible usualmente. Si la consola no es construida por el fabricante de la

computadora, entonces puede requerirse hardware especial o software especialmente diseñado en un controlador HMI existente.

d. Controlador de la Interfaz de las Unidades Terminales Remotas

El controlador de interfaz de la RTU puede ser el controlador de comunicación descrito en b. Interconectar a una RTU puede ser realizado a través de un puerto serial, sin embargo, se requiere un software especial. Las RTUs locales son usualmente comunicadas por medio de un interfaz RS 232. El interfaz RS 232 define niveles de voltaje y las señales necesarias para la comunicación. Las RTUs remotas deben ser comunicadas mediante un módem. Los módems son típicamente asincrónicos.

La comunicación es establecida por medio de un protocolo especial. Las RTUs son capaces de ser programados para trabajar con una variedad de protocolos.

e. Otros controladores

Existen otros controladores tales como: controladores para unidades de cinta magnética, unidades de cartuchos, controladores de mapas eléctricos y consolas remotas HMI. Estos son controladores estándares disponibles en el proveedor de la computadora o la implementación de un controlador estándar con un software especial.

Los controladores usualmente se montan internamente a la computadora. La computadora se diseña para manejar un número fijo de controladores.

3.4.3 SISTEMA OPERATIVO ³

El sistema operativo facilita la ejecución de programas asegurando que los datos estén listos cuando el programa lo necesita; asegura que haya memoria suficiente para ejecutar los cálculos; y en general, preparar el camino para que los programas se ejecuten.

El diseño del hardware y el sistema operativo debe ser compatible. No es factible tomar el sistema operativo de una computadora y usarlo en otra computadora, especialmente si la computadora es de otro fabricante.

Existen generalmente, dos tipos de sistemas operativos:

- Sistema operativo secuencial
- Sistema operativo multitareas en tiempo real

El tipo de sistema operativo secuencial es usado en centros de datos de computadoras para hacer nóminas u otras tareas individuales completas, tal como el sistema operativo DOS.

El sistema operativo multitareas en tiempo real es del tipo usado en sistemas SCADA. Este sistema es capaz de ejecutar programas múltiples, aparentemente en el mismo tiempo.

El sistema SCADA rastrea RTUs y procesa la información y envía o recibe datos sobre enlaces de comunicación. Los despachadores interactúan simultáneamente con el sistema llamando a diferentes pantallas, reaccionado ante alarmas y otras actividades. Esta actividad y más pueden ser solamente manejadas por un sistema operativo multitarea en tiempo real. Cada fábrica de computadora usualmente diseña su propio sistema operativo y promociona su uso a través de una línea de computadoras.

3.4.4 CONSOLAS

El diseño de la consola del operador sigue algunos elementos de formato común. Estos formatos comunes incluyen:

- Suministrar un soporte para los monitores CRT
- Suministrar un soporte para los dispositivos interactivos (teclado alfanumérico, teclado de función, dispositivos de control de cursor, etc.)
- Suministrar un soporte para equipos de comunicaciones (teléfono, radio, etc.).
- Suministrar espacio de trabajo para papeles y almacenamiento de ayudas de trabajo y documentos.
- Permite una vista clara de otros despliegues en el cuarto de control (sistema de mapas eléctricos, registros de gráficos, etc.)
- Permite comunicación verbal directa entre consolas dentro del cuarto de control.

Los requerimientos para los componentes de la consola son especificados en la tabla No. 9 del anexo 3.

3.4.5 OTROS EQUIPOS

Se deben suministrar los siguientes equipos:

Sistema de posición global (GPS), debe suministrar el Tiempo Universal Coordinado (UCT), fecha y hora de sistema de generación, tiempo de desviación, desviación de frecuencia del sistema de generación y frecuencia del sistema de generación.

El GPS debe ser suministrado con las siguientes características:

- El receptor de tiempo debe incluir compensación de retardo de propagación para suministrar una exactitud global de $\pm 1,5$ ms en 24 horas y también incluir un desvío para permitir corrección del tiempo local.
- Ante pérdidas de la señal de tiempo, la instalación de tiempo y frecuencia debe revertir a una base de tiempo interna. La base de tiempo interna debe tener una estabilidad de 1 ms por hora o mejor. El tiempo debe retornar dentro de $\pm 1,5$ ms de UCT dentro de cinco minutos de la readquisición de la señal.
- La entrada de frecuencia local es separada del tiempo y frecuencia de la generación de facilidad de entrada.
- La instalación de tiempo y de frecuencia debe incluir un despliegue digital de tiempo local adecuado para montaje en el área de proyección.
- El despliegue debe ser en modo de 24 horas, mostrando la hora en formato de HH:MM:SS, la fecha en el formato AAAA:MM:DD, la frecuencia del sistema de generación en el formato xx.xxx Hz y desviación de frecuencia en el formato \pm x.xxx Hz. Cada dígito debe ser por lo menos 5 cm (2 pulgadas) de alto y debe ser lo suficiente luminoso para ser leído a una distancia de 15 metros (50 pies) en niveles de ambiente de cuarto de 50 lúmens.
- El reloj externo debe tener un registrador de hora diaria en el cual el tiempo en horas, minutos y segundos debe ser almacenado. El registrador debe ser interconectado a las computadoras. El registrador debe ser leído automáticamente por la computadora cuando sea inicializada como una computadora primaria. El tiempo de la computadora primaria debe ser actualizado por el reloj externo periódicamente, es decir, cada hora. Por medio del interfase humano/máquina, debe ser posible para el operador ajustar la hora del día de la computadora primaria invocando una lectura del registrador del reloj externo. También debe haber una instalación manual para ajustar el tiempo.

Las consolas tipo PC, deben ser dispositivos a ser usados por la red LAN/WAN de la empresa. Las características principales de esas PC deben estar basadas en los últimos estándares de productos comercialmente disponibles. Las consolas tipo PC deben cumplir los siguientes requerimientos mínimos:

- Procesador Pentium IV
- RAM de 1Gb
- Alta capacidad de disco (80 o más)
- CD-ROM
- CD-writer
- Monitor 21 pulgadas con resolución mínima de 1280*1024 pixels
- Teclado alfanumérico estándar
- Ratón (preferible de tres botones)

Se debe suministrar cualquier otro dispositivo periférico o equipo normalmente suministrado para operación, soporte de software y mantenimiento del GMS.

Dispositivo de proyección, es un dispositivo periférico, que debe ser al menos un proyector multimedia con especificaciones que se indican en la tabla No 10, del anexo 3.

Sistema de registro de voz (SVR), este sistema debe ser capaz de registrar continuamente el tráfico de comunicaciones por teléfono hacia y desde las consolas del operador en la empresa.

El SVR debe ser una plataforma de hardware estándar con arquitectura de sistemas abiertos suministrado con salidas para altoparlantes y audífonos. Debe ser capaz de almacenar al menos 300 registros horarios de canales (en disco duro) y debe usar un medio de registro estándar comercial, tal como cintas, DVD o cintas de audio digital.

El SVR debe ser suministrado con un interfaz de usuario gráfico para la administración de almacenamiento, configuración, protección de acceso, monitoreo de canales en tiempo real. Además, el SVR debe ser capaz de generar alarmas sobre la capacidad de almacenamiento. El SVR debe ser diseñado en un esquema redundante que permita un servicio continuo en caso de falla.

3.4.6 REDES DE COMPUTADORAS^{3,10}

Múltiples computadoras pueden ser interconectadas para compartir datos y carga de procesamiento para obtener mejor desempeño y funcionalidad del sistema. Las capacidades de transferencia de datos de las interconexiones dependen primariamente del número de computadoras a ser conectadas y sus separaciones físicas.

a) Redes LAN/WAN

La red LAN del GMS debe estar basada en un esquema redundante.

La red LAN de la empresa debe soportar comunicaciones en velocidad de datos de red LAN (100 Mbps) dentro del centro de control. El GMS debe conectarse a la red LAN del sistema de información fuera de línea (SGE) por medio de un interfaz Ethernet 100 BASE-T.

Se debe implementar la red LAN del GMS y las conexiones a la red LAN/WAN del SGE.

La red LAN del GMS debe estar basada en Ethernet (IEE 802.3) 100 Mbps o más, o ATM. Se prefiere el cableado UTP de categoría 6 o mayor. Debe preferirse conexiones tipo Gbps para acceso a servidores.

La red LAN del GMS debe incluir chasis de Ethernet redundante, unidades de suministro de energía, enlaces y tarjetas de interfaz de red. Los switches deben ser modulares con tableros de circuitos intercambiables en caliente. El diseño del switch debe suministrar banda ancha dedicada para cada pódico de switches y debe facilitar la adición de subredes futuras.

La red WAN del GMS debe conectar a:

- La planta con las oficinas de la empresa
- Centro de control del Operador del sistema
- Otros ISOs (de diferentes países)
- Otros centros de control de agentes del mercado mayorista
- Consolas remotas tipo PC a ser ubicadas en las oficinas de la empresa

La red WAN del GMS debe soportar comunicaciones en 64 kbps de canales dedicados o alquilados.

El GMS debe estar conectado a la red WAN del GMS por medio de un interfaz de Unión Internacional de Tecnologías ITU V.35.

Los procesadores de redes de comunicaciones deben ser suministrados para soportar comunicaciones con otros centros de control a través de la red WAN del GMS usando el protocolo IEC 870-6 (TASE.2).

Los despachadores deben ser informados inmediatamente de una falla de la red LAN a través de la generación de alarmas de mensajes apropiadas. Debe existir un sistema automáticamente reconfigurable a sí mismo para usar un respaldo de la red LAN existente cuando se detecta una falla en la red LAN primaria.

b) Aplicaciones de redes LAN/WAN en el sistema SCADA

Las estaciones de trabajo de alto desempeño se acoplan a los procesadores centrales del GMS por medio de redes LANs adecuadas. Los diseños de sistemas SCADA están basados en el uso de procesadores múltiples que están interconectados por medio de múltiples LANs. La carga de trabajo del sistema SCADA es dividida entre los procesadores y es automáticamente reasignada a unidades de respaldo en el evento de alguna falla.

La tecnología WAN se aplica para vincular geográficamente distintos sistemas SCADA de distritos o regiones para formar un sistema integrado de alto nivel.

c) Equipo de la red

Ruteador (dispositivo que conecta dos redes de área local), los ruteadores deben suministrar redundancia automática de respaldos entre ellos y también los ruteadores requeridos para permitir comunicaciones con la red LAN del GMS.

Las interfaces deben estar en conformidad con puertos de comunicación relevantes siguiendo las recomendaciones del ITU.

El ruteador debe permitir las conexiones entre redes de diferentes tipos. Este componente debe permitir la conexión entre el GMS y la red LAN del SGE.

Firewall, es un sistema que impone una política de seguridad. El firewall debe determinar acceso a servicios de red por medios de control de accesos, autenticación, prevención y filtraje de paquetes. El firewall debe permitir:

- Seguridad concentrada
- Control de acceso centralizado
- Servicios de monitoreo y registros de Internet
- Emisión de alarmas por intrusos.

Switches, son dispositivos de enlace de datos que permiten la interconexión de segmentos físicos múltiples de red LAN para desempeñarse como una red de gran tamaño. Los switches envían y llenan tráfico con paquetes basados en direcciones MAC. Ya que la

conmutación es ejecutada a nivel de hardware en lugar de a nivel de software, la velocidad de tráfico es significativamente mejorada.

Los switches deben permitir lo siguiente:

- Incrementar la red física efectiva, por la cual estaciones distantes pueden ser conectadas.
- Mejorar el desempeño de la red usando banda ancha entera.
- Reducir el tráfico de red

2.4.7 LA RTU DEL GMS

Una RTU es suministrada para manejar puntos de entradas analógicas y estados y puntos de salida de control analógicos y estados (prendido/apagado) relacionados a las instalaciones del centro de control del GMS (UPS, equipo de auxiliares, sistema integrado de seguridad).

2.4.7 CONFIGURACIONES DEL GMS³

El GMS debe consistir esencialmente de un sistema de computadoras que recolectan datos en tiempo real de fuentes remotas por medio de enlaces de comunicación, operar y presentar a sus operadores por medio de dispositivos HMI.

Las configuraciones del equipo han evolucionado conforme las necesidades han cambiado; y de acuerdo a los fabricantes de computadoras han introducido nuevo hardware y software. El concepto es que los usuarios quieren ser capaces de interconectar una variedad de equipos de un sistema y de manera consistente lógica. Esto ha promocionado el uso de redes LAN y protocolos estándares e interfaces para lograr este objetivo.

A continuación se presenta dos configuraciones del GMS:

a) Configuración típica del equipamiento del GMS

En la figura 9 se muestra una configuración típica del GMS de mediana capacidad del sistema central. En esta configuración, el CPU en línea realiza todo el procesamiento.

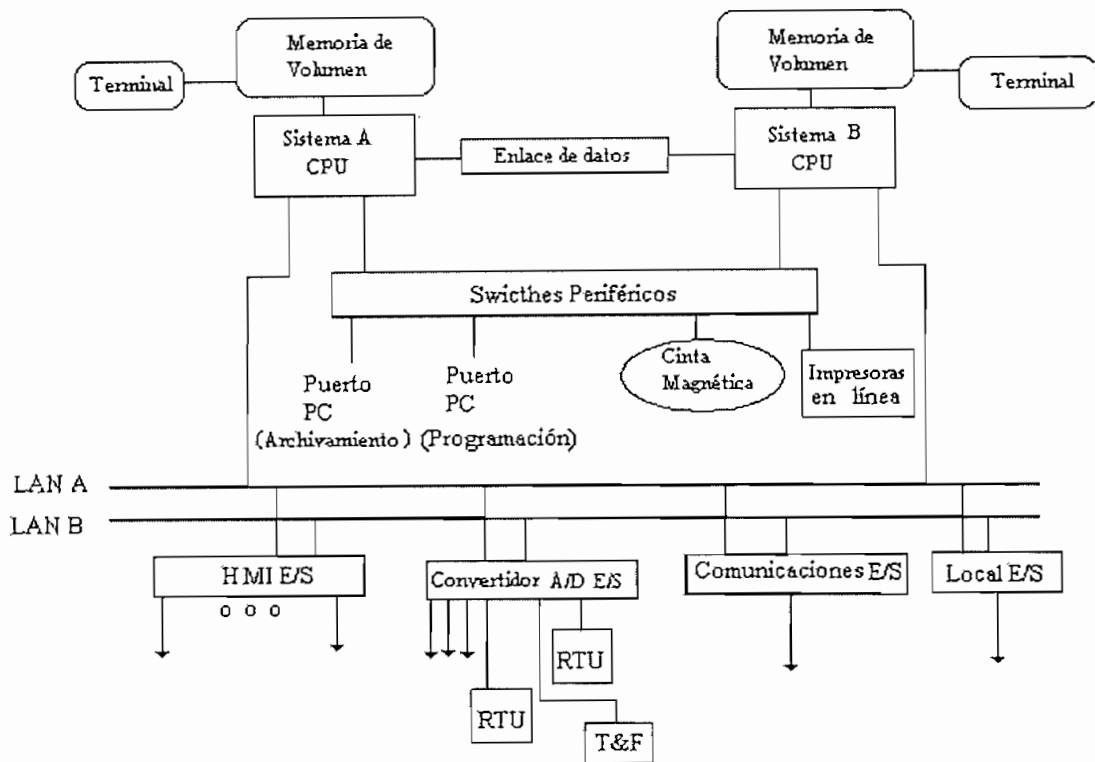


Fig. 9 Una configuración típica del GMS

Existen dos CPUs de computadoras A y B. Uno de los CPUs está usualmente en línea y el otro está en estado de espera. En esta configuración, el CPU en línea está haciendo todas las funciones de aplicación del sistema y la función SCADA.

Existe un enlace de datos entre CPUs. El enlace de datos habilita al CPU en línea, para enviar datos continuamente o periódicamente al CPU de respaldo para mantenerlo actualizado.

La ruta principal de comunicación de datos es por medio de dos redes LANs. Existen dos redes LANs para que el sistema sea totalmente operacional si una de ellas falla.

Las entradas/salidas (E/S) del HMI interconectan las consolas del despachador al CPU en línea. Es una interconexión doble para que cualquier CPU pueda interconectar a las consolas.

La interfaz de comunicación de E/S permite al CPU enviar y recibir datos. En general, este podría representar comunicación a otra empresa, a un servicio de clima, a la computadora de la empresa u otras entidades.

La E/S local es una interfaz doble para registros de gráficos o un mapa eléctrico. En algunos casos, la RTU local y la instalación T&F están interconectados a través de un dispositivo local de E/S.

Entre las dos computadoras hay un switch periférico que habilita cualquier computador para acceder a los periféricos, los cuales son impresoras en línea, unidades de cinta magnética, comunicación mediante terminales de programación, terminales de archivos y otros que son necesarios.

La interfaz de Adquisición de Datos (AD E/S) para este sistema podría ser un sistema que habilita la comunicación mediante módems a los dispositivos de salida desde cualquier LAN. Los dispositivos de salida son las RTUs (las cuales envían datos), los dispositivos de hora y frecuencia del sistema y una RTU usada por el grupo de mantenimiento.

b) Configuración Extendida del GMS

La figura 10 muestra la configuración extendida del GMS.

En la figura 10, el SCADA, AGC y procesadores de aplicación son redundantes. En este caso, el procesador de aplicación secundario es también el Simulador de Entrenamiento del Operador (OTS). Esto es hecho para evitar el costo de un procesador para esta función.

Si el OTS estaba siendo usado y el procesador de aplicación primaria falló, la función del OTS sería terminada y las aplicaciones podrían ser ejecutadas en ese procesador.

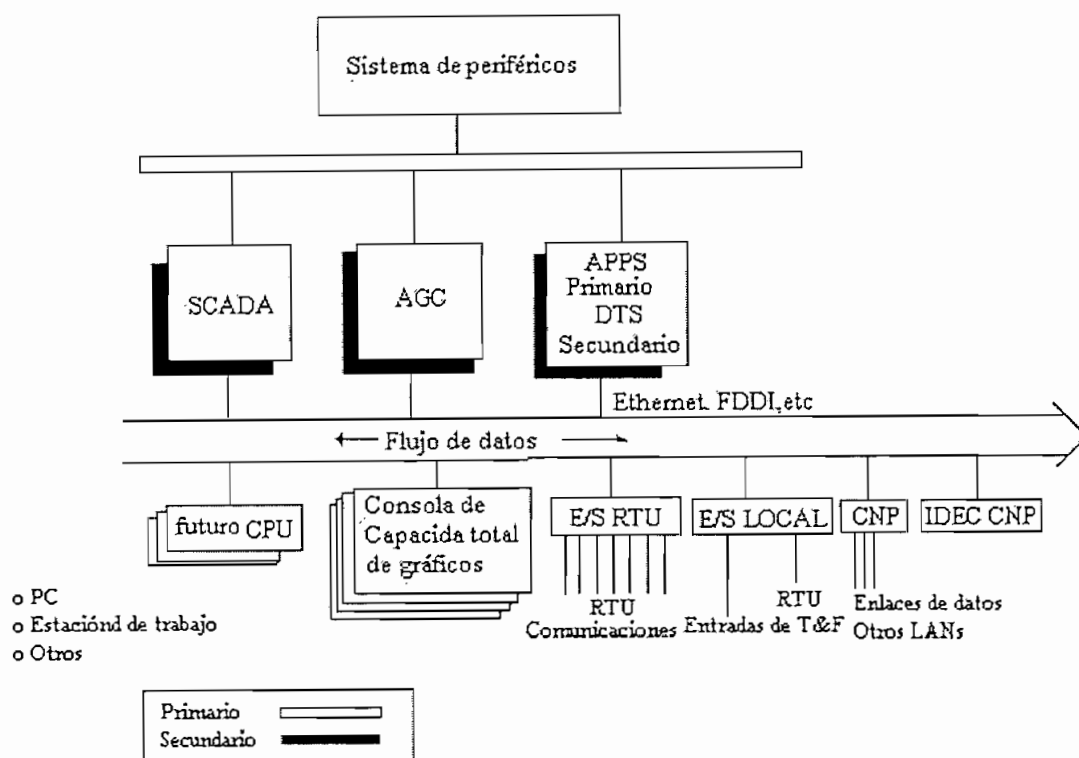


Fig. 10 Configuración Extendida del GMS

En la figura 10, cada uno de los procesadores interconecta a dos redes LANs. La red LAN Ethernet se usa a menudo. La red LAN Ethernet inferior tiene todas las funciones de E/S mientras la red LAN Ethernet superior se interconecta a los discos del sistema y otros periféricos. Ambas redes LANs son configuraciones dobles. Cada procesador tiene su propio terminal e impresora. Los periféricos del sistema consisten de los discos del sistema, impresoras y unidades de cinta.

Las funciones del sistema de E/S son similares a las descritas en la figura anterior. Hay una provisión para un procesador futuro para habilitar adicionales PCs y estaciones de trabajo a ser interconectados dentro del sistema. La consola del despachador, en este caso, es con capacidad total de gráficos para soportar características adicionales como pan y zoom en un mundo de mapas con alta resolución.

La E/S de la RTU podría probablemente soportar significativamente más líneas y comparar RTUs al sistema previo.

La E/S local en este caso soporta el equipo de tiempo y frecuencia, la RTU local que maneja el registro de gráficos local, mapas eléctricos del sistema por medio de equipo controlador de mapa eléctrico del sistema.

El CNP es un procesador de red de comunicación el cual maneja toda la comunicación a otras empresas u otra área, este actúa independientemente. El IDEC CNP es un procesador dedicado para esa función de comunicación.

La figura 11, muestra un procesador simple del Sistema de Información Histórica. Este sistema es independiente con sus propios terminales y periféricos. Es interconectado doblemente sobre la red LAN superior e interconectado a la red LAN superior lo cual soporta los periféricos.

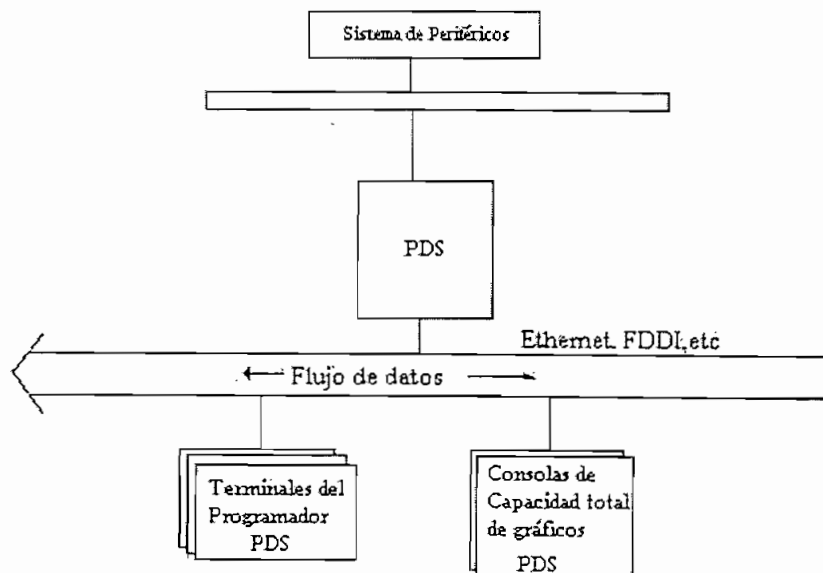


Fig. 11 Configuración Extendida del GMS (Porción del Sistema de Información Histórica)

El procesador HIS soporta los reportes, actividades de contabilidad y archivamiento de datos para el sistema.

La figura 12, muestra el Sistema de Desarrollo de Programa (PDS). Esta capacidad es usada por programadores para desarrollar nuevos programas para el sistema e implementarlos.

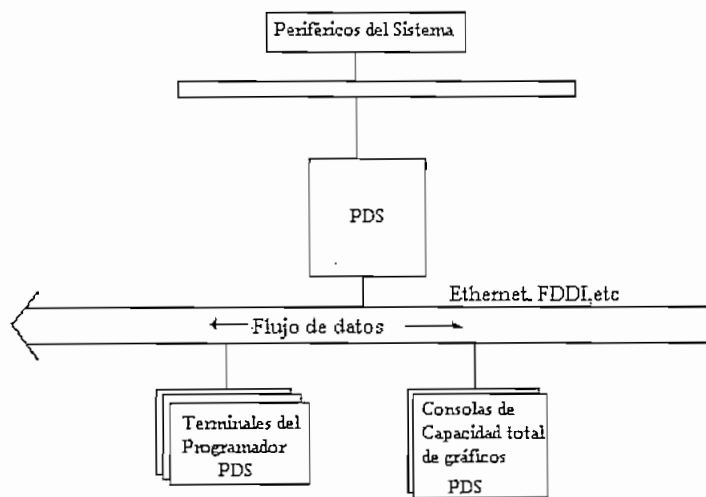


Fig 12 Configuración Extendida del GMS (Porción de desarrollo de programa)

El procesador del PDS tiene sus propios periféricos soportados por sus propios controladores.

El procesador del PDS soporta múltiples terminales de programador para desarrollar programas.

CAPÍTULO 4

4. SISTEMA CENTRAL – BASE DE DATOS Y FUNCIONES DE APLICACIÓN

4.1 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE INFORMACION

4.1.1 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE INFORMACIÓN^{1,2,12}

4.1.1.1 Consideraciones Generales

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe incluir ORACLE u otro equivalente como una herramienta del Sistema de Administración de Base de Datos Relacional (RDBMS). Este sistema es configurado con un procesador redundante y localizado en la red LAN del Sistema de Administración Generación (GMS) y cuyo desempeño no debe afectar al desempeño del GMS.

Los usuarios del GMS deben ser capaces de acceder a todas las funciones del sistema de almacenamiento y recuperación de información, revisar información programada e histórica, también editar información desde cualquier consola del GMS.

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe ser accedido desde el SGE conectado a la red LAN y WAN, a través de consolas tipo PCs o estaciones de trabajo.

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe ser suministrado con medios de auditoría para asegurar la integridad de los datos almacenados.

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe suministrar accesos de datos a su base de datos usando todas las capacidades de recuperación de datos del RDBMS para usuarios del GMS y usuarios de las redes LAN/WAN de la empresa de generación. Los datos deben ser accedidos a través del software del cliente.

La base de datos también debe suministrar un interfaz para administración de usuarios del sistema de almacenamiento y recuperación de información.

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe tener la capacidad de administración del usuario. El administrador del usuario debe ser capaz de crear, modificar y borrar usuarios con sus perfiles, autorización y niveles de seguridad.

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe ser suministrado con:

- Despliegues que muestren la información de usuario tal como tiempo de conexión, identificación del usuario, fecha, hora y otros.
- Un sistema de mensajes de alarmas que indique si los medios de archivamiento usados están aproximadamente a su capacidad. Adicionalmente, si la información está en almacenamiento de archivos fuera de línea, el sistema de almacenamiento y recuperación de información debe mostrar una descripción del volumen del medio de archivamiento que debe ser cargado.
- Con herramientas para almacenar, recuperar y comunicarse con herramientas de Office, tal como Microsoft Office o software similar.

El administrador del usuario del sistema de almacenamiento y recuperación de información debe ser capaz de crear, modificar y borrar despliegues de información con ayuda de interfaces gráficas suministrado por cualquier RDBMS, lenguajes de programación visual y herramientas del sistema. Adicionalmente debe ser capaz de manejar todos los elementos de la base de datos, es decir modificar atributos, relaciones, tablas, vistas, índices y otros.

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe ser diseñado para relacionar tipos de datos dispares en un período específico desde datos almacenados en el RDBMS.

Usuarios de la red LAN/WAN de la empresa y del GMS deben poder programar las impresiones de reportes del sistema de almacenamiento y recuperación de información por hora y fecha o en demanda.

4.1.1.2 Base de Datos^{1,2,4}

La base de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información debe soportar como mínimo las siguientes características:

- Un RDBMS debe ser usado para crear y mantener la base de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información.
- El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe usar todos los tipos de datos estándares del RDBMS y tipo de datos creados por el usuario.
- Trabajar en un ambiente de administración de datos. El RDBMS debe permitir guardar y recuperar la información de la base de datos de una manera eficiente.
- Garantizar la seguridad de la información almacenada tal como la prevención contra de fallas del sistema o intentos de accesos no autorizados.
- Evitar anomalías en los resultados
- Evitar datos inconsistentes y redundantes. Esto permite reducir el costo de almacenamiento y acceso.
- Evitar datos aislados.
- Guardar la consistencia e integridad de los datos.
- Permitir trabajo concurrente de múltiples usuarios conservando todas las características citadas anteriormente.
- Soportar la creación de índices y vistas para acceder rápidamente a los datos.

La base de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información debe incluir todo los códigos de calidad asociados con cada punto. Este código de calidad debe ser suministrado para indicar que una corrección ha sido realizada a un valor de punto.

Todos los cambios ejecutados en la base de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información deben tener consistencia con la estructura de la base de datos del GMS.

Alarmas, eventos, instrucciones de despacho, ingresos del operador y archivos conjuntamente con condiciones iniciales deben ser definidas por el sistema de almacenamiento y recuperación de información por medio de herramientas o funciones de mantenimiento.

La base de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información debe ser estructurada para manejo de año bisiesto, milenio y cambios de siglo.

El sistema de la base de datos debe consistir de dos componentes principales: sistema de base de datos lógica y sistema de base de datos de desempeño. El primero debe suministrar usuarios con representaciones orientados a objetos y base de datos relacional

del GMS y el segundo debe suministrar una base de datos en tiempo real con características de acceso de alto desempeño.

Una base de datos en tiempo real debe estar disponible. Debe ser representada como un conjunto de estructuras organizadas bien definidas, exactamente optimizadas para ejecutar requerimientos operacionales únicos del GMS. Esto es estructurado de acuerdo a la frecuencia de accesos, tipos de accesos y cantidad de datos. Los varios requerimientos de los programas de aplicación requieren que algunos de los datos se reubiquen desde el disco a la memoria. Esto lleva a la categorización de la base de datos por su localización. Las dos localizaciones principales son:

- Disco residente: accesado infrecuentemente o por excepción, usualmente debido a la cantidad de almacenamiento requerida.
- Memoria principal residente: frecuentemente, accesada por múltiples usuarios, todos los datos en tiempo real son almacenados en la memoria principal.

Los datos de los puntos son teledados y calculados (por medio de entradas tales como RTUs y vínculos de datos) para puntos de estados, puntos analógicos y puntos acumulados. El almacenamiento es suministrado en unidades de ingeniería para todos los datos en tiempo real que definen el estado actual del sistema eléctrico.

Para suministrar gran flexibilidad, la base de datos es organizada en puntos lógicos referenciados por tipo. La referencia del punto lógico trata la asignación de la RTU como un atributo del punto. Haciendo esto, la base de datos puede ser realizada independientemente de la configuración física de la RTU. Las RTUs pueden ser reconfiguradas, moviendo puntos dentro o entre RTUs, o puntos pueden ser cambiados de teledados a calculados sin impactar la base de datos, despliegues o aplicaciones.

Se debe disponer de una base de datos temporal que utiliza una base de datos relacional para almacenamiento de datos en apoyo de funciones como contabilidad de energía. Los datos de la base de datos en tiempo real, incluyendo datos teledados y datos de aplicaciones en tiempo real (es decir, AGC) son recolectados para almacenamiento en la base de datos temporal. Los datos también pueden ser recolectados desde la base de datos en tiempo real o en otros nodos.

4.1.1.3 Modelo de Datos⁷

El Modelo de Información Común CIM de EPRI puede ser usado por la empresa para la modelación de datos.

El modelo de datos debe describir en detalle sus datos, relaciones, tablas, atributos, vistas, dominios, semántica así como limitaciones.

El modelo de datos debe ser un conjunto de modelos, en el cual cada modelo debe describir su alcance de acción. Todos los modelos deben ser capaces de intercambiar información.

Los siguientes grupos de modelos de datos son propuestos:

- Modelo lógico basado en objetos
- Modelo lógico basado en registros
- Modelo físico del dato

El modelo de datos lógicos suministra una vista conceptual y lógica de la base de datos física para el usuario. También protege al usuario de la complejidad organizacional de las estructuras físicas y suministra un medio portátil de representar todos los datos en tiempo real. El modelo de dato lógico puede ser usado para establecer el RDBMS.

4.1.1.3.1 Cálculos en los datos de la base de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe ejecutar cálculos estándares en los datos. Todos los cálculos deben ser ejecutados al final del período de recolección, es decir, después de que todos los datos involucrados en los cálculos hayan sido obtenidos. Adicionalmente estos cálculos pueden ser ejecutados sobre datos recolectados previamente por la base de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información o en el momento de un requerimiento de despliegue o impresión.

Se debe suministrar un mecanismo para definir cálculos aritméticos que operan sobre datos en tiempo real y bajo demanda. Adicionalmente los datos en tiempo real se almacenan en la base de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información.

Los tipos de cálculos que soporta el sistema deben ser suma y resta algebraica, valor absoluto, multiplicación, división, raíz cuadrada y cúbica, exponencial, pruebas

condicionales, operaciones booleanas, lazos, si-entonces-luego, funciones trigonométricas, máximos, mínimos, promedios. Adicionalmente se debe tener funciones tales como: cálculo de potencia aparente, factor de potencia y corriente en amperios.

Un código de calidad debe ser incluido en todos los cálculos. Estos códigos de calidad deben ser acoplados al código de calidad de puntos calculados de datos en tiempo real.

Debe ser posible requerir recálculos de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información después de una modificación manual de los datos almacenados por el usuario.

4.1.1.4 Recolección de Datos de Perturbación¹

Estos datos describen la condición del sistema de generación, durante el período de tiempo antes e inmediatamente después de una ocurrencia de perturbación. Esto debe ser capturado y almacenado en una velocidad de rastreo tan rápido como sea posible. El usuario debe ser capaz de acceder a la perturbación del dato almacenado en despliegues y reportes impresos para análisis de perturbación después-del-hecho.

La función de recolección de datos de perturbación debe ser usada para la retención selectiva de la información del sistema en tiempo real dentro de casos guardados de tiempo real y relacional.

4.1.1.4.1 Detección de perturbación

Una perturbación del sistema está definida como un evento que ocurre durante la operación del sistema que es designado como de valor importante.

La función de recolección de datos de perturbación debe ser automáticamente disparada a partir de la detección de una condición definida o por demanda de usuario. Si una perturbación ha sido detectada, esta debe ser notificada a los usuarios.

Los usuarios deben definir las condiciones de inicialización tal como habilitar o deshabilitar cada condición de inicialización. Los usuarios deben designar cambios de estados y límites de dispositivos.

Las condiciones iniciales de perturbación deben incluir como mínimo lo siguiente:

- Cambios no autorizados de estados para dispositivos de maniobras seleccionados.
- Violación de límites de A, MW, MW, MVAR, MVA y kV
- Violación de límites analógicos misceláneos.

La recolección de datos de perturbación debe ser interrumpida cuando el valor de disparo del punto de estado retorna a su condición anterior o el valor de disparo del punto analógico está fuera de límite de la condición de disparo que puede ser definido por el usuario. Esto puede ser por selección de menús. Adicionalmente los requerimientos manuales pueden ser de cualquier tipo de disparo de nuevas perturbaciones o extensiones a perturbaciones existentes.

4.1.1.4.2 Almacenamiento de datos de perturbación

Los datos de perturbación deben ser recolectados antes y después de los períodos de pre-perturbación y después de la perturbación.

La duración de la recolección de datos debe ser ajustable por el usuario hasta 15 minutos y la velocidad de la recolección de datos debe ser ajustable a la velocidad de rastreo más rápida.

El usuario debe ser capaz de borrar los datos de perturbación almacenados.

Muestras de datos de puntos analógicos y puntos de estado a ser recolectados para períodos de pre-perturbación y post-perturbación para cada condición de disparo deben ser obtenidas.

El proceso de almacenamiento para datos de estados debe ser ejecutado por excepción. Los datos analógicos no serán almacenados por excepción. Los datos almacenados para cada perturbación deben ser identificados mediante condiciones de inicialización y su tiempo de ocurrencia.

4.1.1.4.3 Recuperación de Datos de Perturbación

El usuario debe ser capaz de recuperar:

- Despliegues seleccionados
- Filtrar/clasificar perturbación de datos por tiempo.
- Cambios de magnitud de variables de datos analógicos; y,
- Combinaciones de los criterios citados anteriormente.

Los datos deben ser disponibles para despliegues e impresiones.

4.1.2 ADMINISTRACIÓN DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE INFORMACIÓN^{2,4}

4.1.2.1 Administración del Sistema de Almacenamiento y Recuperación de Información

La administración del sistema de almacenamiento y recuperación de información debe considerar las siguientes tareas:

- Definición de usuarios, perfiles, autoridad y grupos.
- Definición de accesos de nivel para información de: acceso físico, acceso de nivel del sistema, políticas de cambio de contraseña y responsabilidades de definición de perfil.
- Creación, modificación y borrado de tablas, relaciones, atributos e identidades en el RDBMS.
- Grabar respaldos de las estructuras: estructura de la base de datos y modelo de datos, creación de grupos de comandos para recuperar la base de datos en caso de fallas, usuarios, perfiles y grupos, dominios, procedimientos de almacenamientos y disparos.

La administración del sistema Web debe considerar las siguientes características:

- El manejo del usuario de la Web debe ser configurado en el interior del sistema de almacenamiento y recuperación de información.
- Usuarios autorizados solamente deben realizar las modificaciones en el servidor de Web
- La interfaz de la Web debe tener la misma capacidad que el sistema de almacenamiento y recuperación de información, ya sea para petición, recuperación, despliegues y reportes.

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe tener herramientas para manejo de interfaces con las siguientes características:

- Crear, modificar, grabar y borrar despliegues.
- Crear, modificar, grabar y borrar reportes.
- Crear, modificar, grabar y borrar reportes.

4.1.2.2 Administración de Información Histórica

La información histórica debe ser usada principalmente para soportar las actividades del centro de control. Adicionalmente, el GMS debe soportar una fotografía del estado de la planta de energía (toma instantánea, mediciones derivadas, estados, estados derivados, alarmas persistentes y resultados de varios programas de aplicación) como base de información histórica.

La información histórica almacenada en toma instantánea debe soportar procesos de decisión basados en el pasado histórico (para uso en actividades de pronósticos), análisis de perturbación, simulador de entrenamiento del operador.

Se debe suministrar un sistema con la capacidad para recolectar datos de telemetría y realizar cálculos en tales datos. Algunos de estos datos están disponibles para ser recolectados, calculados y guardados en la base de datos histórica para el uso de aplicaciones y personal empresarial.

La base de datos histórica debe ser almacenada en una base de datos relacional y manejada por el RDBMS en nodos primarios dedicados de respaldo en el sistema. Usuarios autorizados pueden usar herramientas Oracle estándares para acceder a estos datos por formas, reportes, soporte de decisión y otras aplicaciones. La base de datos Oracle puede ser accedida por medio de LAN o WAN.

Acceso de datos

La información almacenada en la base de datos histórica debe ser accesible a usuarios a través de LAN o WAN. Para propósitos de seguridad las conexiones WAN son generalmente a través de firewall. Los datos de la base de datos pueden ser accedidos usando los últimos estándares SQL (ANSI X3.135-1992, ISO/IEC 9075:1992). Medidas de seguridad son impuestas para asegurar que solo usuarios con la autorización correcta puedan acceder a aplicaciones por datos históricos. Esta autorización es definida a través de la generación de la base de datos e interfaces de forma de manejo e implementada a través del interfaz del usuario.

Los datos almacenados en la base de datos histórica deben estar disponibles para herramientas estándares, para formularios y reportes. Las herramientas estándares RDBMS son suministrados para desplegar datos. Estas herramientas son capaces de presentar datos en muchos formatos incluyendo tablas y gráficos.

Tipos de datos

Las aplicaciones que se ejecutan en el sistema recolectan y almacenan para la base de datos histórica muchos tipos de datos.

Valores de telemetría general y valores calculados desde la base de datos de desempeño están disponibles para recolección. Otros tipos de aplicación de datos recolectados dentro de la base de datos pueden incluir: datos de monitoreo del desempeño del AGC, datos de contabilidad de energía, mensajes de alarmas/eventos, datos de secuencia de eventos (SOE), datos de perturbación y registros de adquisición de datos.

En la base de datos relacional, las tablas se definen para almacenar y utilizar estos datos de aplicación. Cada aplicación puede tener un grupo de tablas asociado con esto dependiendo de las necesidades de almacenamiento y consideraciones de manejo histórico.

Las estructuras de las tablas se diseñan específicamente para las necesidades de las aplicaciones y pueden incluir datos recolectados, información estática o datos calculados.

Servicios de administración

La base de datos histórica consiste de tablas específicas de aplicaciones que contienen los datos históricos y la información usada para manejo de esas tablas.

Las tablas que contienen datos históricos deben mantener un tamaño previsible para impedir el crecimiento más allá de la capacidad de almacenamiento del servidor del RDBMS.

El usuario especifica los datos contenidos en el archivo usando SQL.

Almacenamiento de datos y funciones

La estructura de tablas que contienen datos históricos se construyen en base de las necesidades de la aplicación y pueden contener datos recolectados, calculados y/o estáticos.

Los datos históricos son almacenados y manejados en base a una estampa de tiempo en el Tiempo Universal Coordinado (UTC). Para este propósito de despliegue y cálculo, los datos se convierten a la zona de tiempo local.

Los cálculos para los datos históricos pueden ser desarrollados para ejecución periódica en la base de datos histórica. Estos cálculos se escriben y programan usando herramientas estándares RDBMS.

4.1.2.3 Manejo de Casos de Estudios Guardados⁴

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe ser capaz de almacenar y comenzar casos de estudios guardados en almacenamiento de archivos. Este sistema debe ser capaz de hacer transferencias de casos guardados hacia y desde el almacenamiento de archivos usando un simple procedimiento interactivo.

La información que contiene los casos de estudios guardados debe contener toda la información necesaria para describir el sistema de generación del comprador en el tiempo que esta siendo estudiado. Esta información debe considerar carga del sistema, estados de los dispositivos de maniobra, despacho de generación y límites de unidades de generación y otros.

El caso de estudio guardado debe ser capaz de usar una sesión del Simulador de Entrenamiento del Operador por medio de un procedimiento interactivo simple para volver a llamar el caso guardado desde el almacenamiento.

El usuario debe ser capaz de ingresar y cambiar cualquiera de los datos de casos guardados tal como estados de interruptores, nivel de carga o salida de una unidad de generación por medio de tablas y despliegues de diagramas en línea vinculados al caso guardado y ejecutar una función de análisis basada en los datos de entrada revisados. Adicionalmente el usuario debe ser capaz de crear, reemplazar, modificar y almacenar casos de estudios y sesiones del simulador de entrenamiento del operador en el sistema de almacenamiento y recuperación de información o en el almacenamiento de archivos.

4.1.3 SISTEMA DE ARCHIVAMIENTO⁴

Se debe suministrar técnicas estándar de archivamiento. Este sistema debe permitir al menos lo siguiente:

1. Grabar cualquier grupo de datos de un mes completo en medios de almacenamiento de largo plazo, tal como cintas de cartucho, CD-ROM o disco duros.
2. Cargar datos desde medios de almacenamiento de largo plazo dentro de la base de datos de archivo.
3. Grabar reportes y despliegues. Estos deben ser archivados con la fecha cuando este fue guardado para revisión.
4. Transferir datos automáticamente o manualmente a un medio de archivamiento.

5. Archivar datos dentro del rango de tiempo de períodos de archivamiento.
6. Los datos deben tener un tiempo mínimo para ser guardados en línea en la RAM para propósitos de edición.
7. Los datos no archivados, más antiguos que el período de retención, deben ser transferidos automáticamente al sistema de archivamiento.

El sistema de almacenamiento y recuperación de información debe incluir un directorio conteniendo información sobre toda la información histórica que ha sido registrada por el sistema, si esto permanece aún en retención en línea o ha sido removida del sistema para almacenamiento en archivo fuera de línea.

4.1.3.1 Registros de Mensajes del Sistema⁷

Todos los mensajes de alarmas del GMS y mensajes de eventos deben ser listados cronológicamente y el registro de mensajes del sistema debe tener la función de almacenamiento y recuperación. Los datos de registro de mensajes del sistema deben ser almacenados en el sistema de almacenamiento y recuperación de información y transferidos al almacenamiento de archivos.

Cada ingreso debe consistir de la misma etiqueta de tiempo, información dinámica, identificación del usuario y texto que es desplegado en el resumen de alarmas y resumen de eventos.

Los registros de mensajes del sistema deben ser capaz de filtrar/clasificar, buscar, desplegar e imprimir los contenidos de los registros de mensajes del sistema a través del interfaz de usuario del sistema de almacenamiento y recuperación de información.

Un despliegue se suministra para permitir al usuario definir el criterio de selección de clasificación o búsqueda.

El usuario debe ser capaz de desplegar mensajes registrados del usuario, alarmas y eventos del GMS, dispositivos, acción del usuario, función de aplicación y otros.

4.1.4 FUNCIÓN DE MONITOREO DEL CUMPLIMIENTO⁷

Para identificar eventos no cumplidos y facilitar el reporte de no cumplimiento, la función de monitoreo del cumplimiento debe registrar y almacenar en el sistema de almacenamiento y recuperación de información todos los datos requeridos para describir los despachos u órdenes iniciadas por el Operador así como la respuesta del equipo

involucrado. Esta función debe ser iniciada por la Función de Intercambio de Mensajes (si es adquirida) o por herramientas del GMS. El modo de disparo puede ser manual.

La función de monitoreo de cumplimiento debe ser flexible y debe permitir configurar globalmente los recursos de monitoreo o como bloques.

El monitoreo de cumplimiento debe facilitar la creación, impresión y observación en pantalla de los reportes de cumplimiento respecto al conjunto de despachos que el operador necesita para revisar. El monitoreo de cumplimiento debe soportar consultas de SQL.

4.1.4.1 Descripción Funcional

Recolección de datos

El Monitoreo de Cumplimiento debe iniciar la recolección de datos para el punto específico y almacenar la información requerida para establecer el cumplimiento en el sistema de almacenamiento y recuperación de información. El monitoreo del punto específico debe continuar hasta el “tiempo de parada”, alcanzado o hasta un mensaje separado de parada de monitoreo recibido.

Ante el recibo del mensaje de monitoreo de parada de las funciones de disparo, el Monitoreo de Cumplimiento debe parar la recolección de datos después de un período de tiempo predefinido.

El Monitoreo de Cumplimiento debe ser capaz de aceptar mensajes de despacho manual desde las herramientas de despacho y ejecutar el monitoreo identificado en el mensaje.

El Monitoreo de Cumplimiento puede recibir, en cualquier tiempo, un nuevo mensaje de despacho para unidades ya despachadas. Tales mensajes de redespacho pueden ser asociados con cambios en el nivel de unidades despachadas parcialmente, restricciones de unidades para reservas, el resultado de reducción de potencia de unidades o cualquier número de razones. En todos los casos, cuando el nuevo mensaje de despacho es recibido, el Monitoreo de Cumplimiento debe empezar una nueva sesión de monitoreo, usando los parámetros modificados como los valores a ser cumplidos. En todos los casos, el Monitoreo de Cumplimiento debe registrar la recepción de cada mensaje de despacho, como si éste fuese un despacho regular e iniciar el monitoreo. Un redespacho debe ser tratado como una nueva sesión de monitoreo y debe ser registrado e iniciado como tal. Si el mensaje se aplica al recurso que ya está siendo monitoreado, la sesión de monitoreo que está en proceso debe ser cerrado y una nueva sesión de monitoreo debe ser iniciada.

4.1.4.2 Evaluación del Cumplimiento

El Monitoreo de Cumplimiento debe comparar la respuesta a despachos u órdenes registradas en tiempo real para las declaraciones de respuesta obtenidas desde las Órdenes de Mérito almacenadas en la base de datos. El monitoreo, comparación y cálculo de la desviación deben ser ejecutados por cada recurso. El Monitoreo de Cumplimiento debe presentar con banderas las desviaciones que exceden criterios de desempeño definidos en la base de datos y almacenar la información en la base de datos del sistema de almacenamiento y recuperación de información. El criterio de desempeño general debe inicialmente predeterminedar un 10% de la característica de respuesta monitoreada.

Ciertos despachos u órdenes pueden requerir más de un parámetro para monitorear y evaluar sus cumplimientos al despacho u orden. Algunos ejemplos del cumplimiento de desempeño y no cumplimiento son determinados como sigue:

1. Si un recurso de energía, debe responder a una velocidad de 10 MW en 20 minutos, su respuesta será marcada como cumplida con tal que esté entre 9 y 11 MW/min.
2. Si un recurso de energía debe moverse de 100 a 200 Mw en 20 minutos, su respuesta será marcada como cumplida con tal que se haya movido entre 190 y 210 MW en 18 a 22 minutos, de haber aceptado el despacho.
3. Si un recurso de reserva debe disponer de 35 MW en 10 minutos, su respuesta será marcada como cumplida con tal que el recurso suministre de 31,5 a 38,5 MW dentro de 10 minutos de haber recibido el despacho.
4. Una unidad bajo el Despacho de Regulación debe ser monitoreada para determinar que esté disponible sobre el rango completo ofertado de regulación y que la respuesta de la unidad esté de acuerdo a la respuesta del modelo ofertado, típicamente se deben monitorear una velocidad de respuesta rápida y una velocidad de respuesta sostenida.
5. Cuando un Agente de Mercado está realizando AGC, el Monitor de Cumplimiento debe registrar los valores del ACE emitido al Agente de Mercado. El Agente de Mercado debe ser requerido para que ejecute su propio monitoreo de desempeño del AGC, de acuerdo al estándar aplicable (NERC o equivalente).

4.2 FUNCIONES DE APLICACIÓN DE GENERACION

Las Funciones de Aplicación de Generación (FAG) son un conjunto de funciones que permiten al agente generador propietario de mercado de la central de generación ejecutar segundo a segundo, monitoreo, control así como planificar operación segura y confiable de la planta de energía.

Esas aplicaciones son diseñadas e implementadas para respuestas rápidas y ejecución confiable. Son ejecutadas bajo un área con multicontrol y deben correr en modo estándar predictivo.

Los operadores deben ser los usuarios primarios del FAG en el modo de tiempo real. Otros usuarios que ejecutan planificación y análisis operacional diario pueden también utilizar la función de estudio de generación.

Las capacidades funcionales y del interfaz de usuario del FAG deben ser diseñadas para suministrar a los operadores con herramientas que los ayudan a evaluar, controlar y corregir problemas operacionales. El interfaz de usuario para esas funciones debe ser diseñado para operadores y hechos a la medida con el fin de resolver problemas operacionales en una manera altamente interactiva.

Las principales funciones de aplicación son las siguientes:

- Control Automático de Generación (AGC)
- Control Automático de Voltaje (AVC)
- Costo de producción (CP)
- Coordinación Hidro-térmica (CHT)
- Programación y Contabilidad de Energía (PEC)
- Monitoreo de Reserva
- Pronóstico de Carga

Estas aplicaciones deben ser usadas para monitorear y controlar la operación de la planta de energía. Los principales objetivos operacionales deben ser, al menos:

- Asegurar la operación segura y eficiente de las unidades de generación dentro de la planta de energía.
- Regular la generación neta de acuerdo con cronogramas de generación.
- Regular la generación neta reactiva de la planta de energía.

- Regular el uso de agua del reservorio
- Producir electricidad con las unidades de generación de acuerdo con criterios de optimización.

Durante la operación normal, estos objetivos son realizados por las aplicaciones ejecutándolas automáticamente en intervalos predefinidos. Pero ellos también pueden ser iniciados en respuesta a eventos predefinidos o bajo requerimiento del despachador cuando se requiera una intervención manual.

4.2.1 CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN^{4,11}

4.2.1.1 Funcionalidad del Control Automático de Generación

La función del AGC es una parte integral del despacho de generación y sistema de control que suministra control de lazo-cerrado a las unidades de generación de un sistema de energía. El AGC suministra control digital suplementario de generación de área para mantener la frecuencia del sistema y/o intercambio neta de área dentro de límites definidos.

El objetivo primario del AGC es minimizar el Error de Control de Área (ACE) instantáneo y acumulado sujeto a un criterio de desempeño de control especificado. Un propósito secundario del AGC en conjunto con el Despacho Económico es minimizar el costo de producción del sistema dentro de los límites de restricciones prácticas de operación.

Para una operación normal, el AGC de la central de generación recibe el despacho económico y valores de referencia de AGC desde el operador del sistema y distribuirlos entre unidades en línea de la planta de generación.

Cuando el AGC del operador del sistema se encuentra fuera de servicio, el AGC de la central de generación debe ser capaz de calcular el ACE y ejecutar las acciones de regulación sobre sus unidades de generación para mantener en línea las interconexiones internacionales.

4.2.1.2 Características Generales

El control de la planta de generación por el AGC debe ser ejecutado por realimentación de lazo cerrado. El cálculo del ACE debe considerar la frecuencia e intercambio neto.

El AGC debe ejecutar la asignación del control en las unidades con el fin de aumentar o disminuir sus potencias de salida, para reducir el error de control mientras las unidades son mantenidas tan cerca como sea posible a sus valores de punto de base económico.

El ciclo de ejecución del AGC debe ser seleccionado para hacer coincidir las características dinámicas de cada unidad y el sistema de energía. El ciclo del AGC es normalmente cada cuatro segundos, pero ajustable entre dos y diez segundos.

Se debe recolectar frecuencia e intercambios telemedidos y se deben aplicar filtros a la desviación de frecuencia, desviación del intercambio y error de control de área.

El desempeño de la función del AGC y la respuesta de las unidades deben ser monitoreadas y almacenadas para evaluación ex-post.

Las funciones AGC y Despacho Económico deben aceptar programación y reprogramación desde las funciones del operador y desde el SGE.

Todas las funciones del interfaz de usuario relacionadas al AGC deben ser suministradas. El AGC debe incluir la lógica necesaria para prevenir oscilaciones y/o “persecuciones” entre las unidades de generación de la planta de energía.

El AGC debe incluir modelos de respuesta dinámicos de las unidades de generación para mejorar los cálculos y hacer más eficiente las acciones de control.

Debe haber un despacho hidrotérmico-eléctrico que distribuye los puntos de referencia entre las unidades en línea de la planta proveniente del Operador basados en curvas de eficiencia o rapidez incremental del flujo de agua.

El CCG recibe el punto de referencia del AGC enviado por el Operador y lo distribuye entre las unidades asignadas en línea para regulación basada en factores de participación.

Si el AGC del Operador estuviera fuera de servicio por un período de tiempo prolongado, el CCG debe tener la capacidad de recibir las medidas de energía de interconexiones internacionales para calcular el ACE y distribuirlo entre las unidades asignadas para la regulación basada en factores de participación. Estas medidas de intercambio pueden recibirse a través de RTUs, concentradores de datos, computadores frontales, IEDs, etc.

Una funcionalidad similar debe ser suministrada para el control realizado en la planta completa así como también en las unidades individuales.

4.2.1.3 Modos de Operación del AGC

Los modos de operación del AGC controlan la ejecución de estados de la función del AGC. Se debe incluir al menos los siguientes modos, los cuales son seleccionados por el despachador y/o implementados automáticamente por la función del AGC:

1. *Modo en Línea*: todas las funciones están siendo ejecutadas.
2. *Modo Normal del AGC*: todas las capacidades del programa están activos y todos los cálculos son ejecutados. Los datos son chequeados para ver si condiciones de alarmas existen. La asignación de energía se realiza y las acciones de control se ejecutan.
3. *Modo Fuera de Línea*: los cálculos no se ejecutan, consecuentemente las acciones de control para las unidades de generación no se emiten.
4. *Modo de Monitoreo del AGC*: todos los cálculos se ejecutan, sin embargo, no hay una regulación del ACE; la única acción de control es llevar las unidades hacia sus puntos de base.
5. *Modo de Suspendido del AGC*: el AGC es automáticamente disparado al modo de suspendido cuando un dato, para el cálculo ACE es inválido o cuando los valores claves calculados exceden los límites de disparo predefinido de no actualización de cantidades teledadidas requeridas para calcular el ACE. Todos los cálculos son ejecutados, sin embargo, acciones de control no son enviadas a las unidades de generación.
6. *Modo de Disparo del AGC*: el disparo del AGC para prevenir algunas acciones de control inadecuadas a ser realizada por el AGC.

Este modo se ejecuta automáticamente en el AGC cuando la frecuencia del sistema excede un valor pre-especificado (es decir, el límite de disparo de frecuencia es alto/bajo o la desviación de intercambio neta excede el límite de disparo). El AGC debe permanecer en Modo SUSPENDIDO debido a una larga duración de tiempo especificada en el Modo Suspendido o al arranque del AGC.

Durante el tiempo que el AGC está en Modo de DISPARO, el AGC continúa calculando el ACE y continúa con cálculos que son afectados por el ACE, pero las acciones de control no deben ser enviadas a las unidades de generación. Se requiere la acción del operador para retornar de este modo a otros modos de operación.

4.2.1.4 Ingreso de Datos y Procesamiento

La función del AGC requiere, en cada ciclo de ejecución, los datos en tiempo real para determinar las condiciones operativas actuales y entonces ejecutar los cálculos para emitir comandos de control a las unidades de generación.

Los datos en tiempo real deben ser suministrados por el SCADA, procesados por el AGC y almacenados en la base de datos. Esta información debe ser validada usando códigos de calidad, si el valor es presentado con banderas como malo, esto debe ser tratado como una falla de telemetría. Ningún dato ingresado manualmente o con falla de telemetría puede ser usado para cálculos de frecuencia e intercambio en el AGC. Si los límites de operación no son telemedidos, entonces se permite al despachador ingresarlos manualmente.

El AGC requiere, al menos, los siguientes datos:

- Medidas de intercambio de potencia activa
- Medidas de salida de unidades de potencia activa
- Medidas de frecuencia del sistema
- Medidas de error de tiempo
- Medidas de intercambios inadvertidos de energía
- Consumo de auxiliares de la planta
- Estados de interruptor de la unidad
- Límites normales y emergencia de la unidad y de la planta
- Estados operativos de la unidad y de la planta

4.2.1.5 Estándares del AGC

El monitoreo del AGC debe ser ejecutado de acuerdo a los estándares internacionales, tal como los Estándares del Consejo de Confiabilidad de Energía de Norte América NERC. Las últimas Guías de Operación de la NERC deben ser usadas para monitorear la función del AGC. El ACE no filtrado debe ser evaluado usando los siguientes criterios:

1) Condiciones Normales del Sistema

- a) Estándar de Desempeño del Control (CPS1). En un año, el promedio de los minutos de reloj promedios de un control de área ACE dividido para $-10B$ (B es la respuesta natural de frecuencia del área de control) multiplicado por los correspondientes

promedios de minutos de reloj del error de frecuencia de la interconexión deben ser menor que un límite específico. Este límite ϵ , es una constante derivada de un límite de frecuencia objetivo revisada y definida como fuese necesaria por el Subcomité de Desempeño de la NERC.

- b) Estándar de Desempeño del Control (CPS2). El promedio del ACE para cada uno de los seis períodos de diez minutos durante la hora (es decir, para períodos de diez minutos que terminen en 10, 20, 30, 40, 50 y 60 minutos pasado la hora) deben estar dentro de los límites específicos referidos como L10.

2) Condiciones de Perturbación

Además de CPS1 y CPS2, el Estándar de Control de Perturbación debe ser usado por cada área de control o grupo de compartimiento de reserva para monitorear el desempeño del control durante la recuperación desde condiciones de perturbación.

- a) Estándar de Control de Perturbación (DCS). El ACE debe retornar ya sea a cero o a su nivel de pre-perturbación dentro de diez minutos siguientes al arranque de la perturbación.

Una ocurrencia de perturbación es detectada cuando el ACE excede un umbral de usuario definible. El monitoreo del AGC debe ser recolectado en cada ciclo de ejecución, todos los datos necesarios para el Monitoreo del Desempeño del AGC, usando los estándares NERC.

Al menos los siguientes datos deben ser recolectados y almacenados:

- 1) ACE
- 2) Frecuencia
- 3) Desviación de Frecuencia
- 4) Intercambio
- 5) Desviación de intercambio
- 6) Acumulación de error de tiempo
- 7) Generación total de la planta

4.2.1.6 Modos de Control de Área

Los modos de control del AGC determinan la estrategia de control y las variables controladas cuando el AGC está en modo de operación activado. El AGC debe incluir los siguientes modos de control de área:

1. Modo de control de intercambio constante
2. Modo de control de frecuencia constante
3. Modo de control de frecuencia e intercambio constante
4. Modo de control automático de corrección de error de tiempo
5. Modo de control automático de corrección de intercambio inadvertido

4.2.1.7 Procesamiento del Error de Control de Área ACE

El ACE es una cantidad calculada, de la cual el AGC determina la acción de control necesaria para mantener frecuencia programada e intercambio neto de área dentro de límites predeterminados, también una medida de como adecuadamente la generación actual coincide con el requerimiento de generación actual. El ACE se calcula dependiendo del modo de control de área:

Modo de control de intercambio constante

$$ACE = (NI_a - NI_s)$$

Modo de control de frecuencia constante

$$ACE = 10 B_f * (f_a - f_s)$$

Modo de control de frecuencia e intercambio constantes

$$ACE = (NI_a - NI_s) + 10 B_f * (f_a - f_s)$$

Modo de control automático de corrección de error de tiempo

$$ACE = (NI_a - NI_s) + 10 B_f * (f_a - f_s) + (B_t * t)$$

Modo de control automático de corrección de intercambio inadvertido

$$ACE = (NI_a - NI_s) - 10 B_f * (f_a - f_s) - NIO$$

Donde:

NI_a = Intercambio neto actual calculado como la suma de flujos de potencia en líneas de intercambio controladas. El flujo dentro del área es definido por defecto como positivo pero esto se selecciona individualmente.

NI_s = Intercambio neto programado calculado como la suma de intercambios programados con otras áreas.

B_f = Factor de respuesta natural de frecuencia (MW/0,1 Hz). Siempre positivo

f_a = Frecuencia actual del sistema

f_s = Frecuencia programada del sistema

B_t = Factor de constante del error de tiempo

t = Desviación de tiempo

NIO = Desvío de intercambio neto

Cuando el CCG trabaja como un respaldo del AGC del operador del sistema, un valor fijo para B_f debe ser ingresado por el operador del GMS tomándolo de una tabla de valores predefinidos. No se deben considerar en este punto cálculos dinámicos para B_f .

Suavizamiento del ACE

Después del cálculo de un valor rústico del ACE, el AGC suaviza la señal del ACE para filtrar componentes con frecuencias más altas que el ancho de banda de la respuesta de lazo cerrado del AGC. La operación de suavizamiento es ejecutada usando un filtro recursivo de la forma:

$$SACE(t) = \alpha * ACE(t) + (1 - \alpha) * SACE(t-T)$$

Donde:

SACE = Error de control de área suavizado

α = constante de suavizamiento del ACE (típicamente 0.7 a 1)

T = tiempo de ciclo del AGC

T = tiempo presente

Reporte y Control del ACE

El valor del ACE que es usado en los cálculos de monitoreo del desempeño de acuerdo a los lineamientos de la NERC. Esto es estrictamente función de la desviación de frecuencia y la desviación de intercambio.

Para asegurar la conformidad con los estándares de funcionamiento de control de la NERC, se define un límite objetivo de control basado en los estándares del CPS1 y CPS2 como se muestra en la figura 13.

El objetivo del AGC es controlar aproximadamente al centroide del límite. El ACE controlante (ACE_C), es decir la señal usada para el control de unidades, es la diferencia entre el ACE suavizado y el centroide del límite de control.

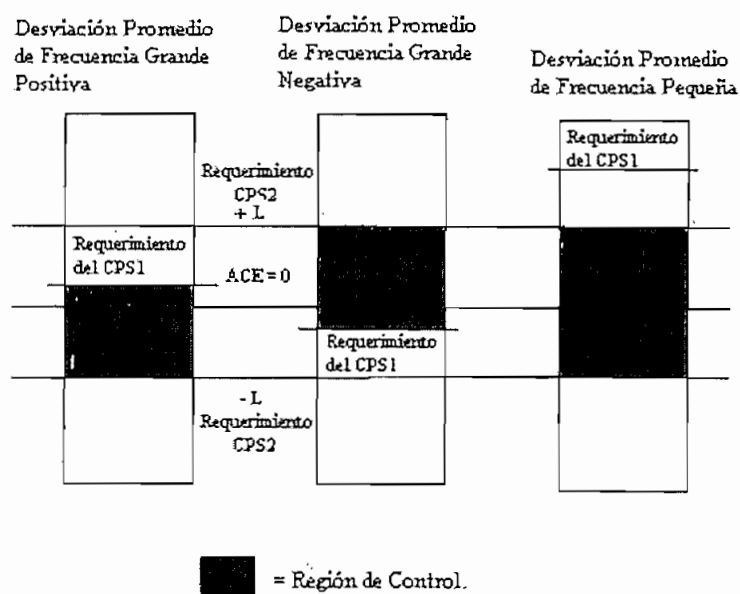


Fig. 13 Regiones de Control de CPS

Filtro de Banda Muerta No Lineal

El AGC aplica un filtro no lineal de banda muerta al ACE_C para producir dos salidas filtradas:

- ACE de Regulación (ACE_R)
- ACE de Asistencia de Emergencia (ACE_AE)

La figura 14 muestra una representación gráfica de las características de entrada/salida del filtro. La magnitud del ACE_C es comparado con dos bandas muertas.

- Banda muerta de regulación (BM_R)
- Banda muerta de Asistencia de emergencia (BM_AE)

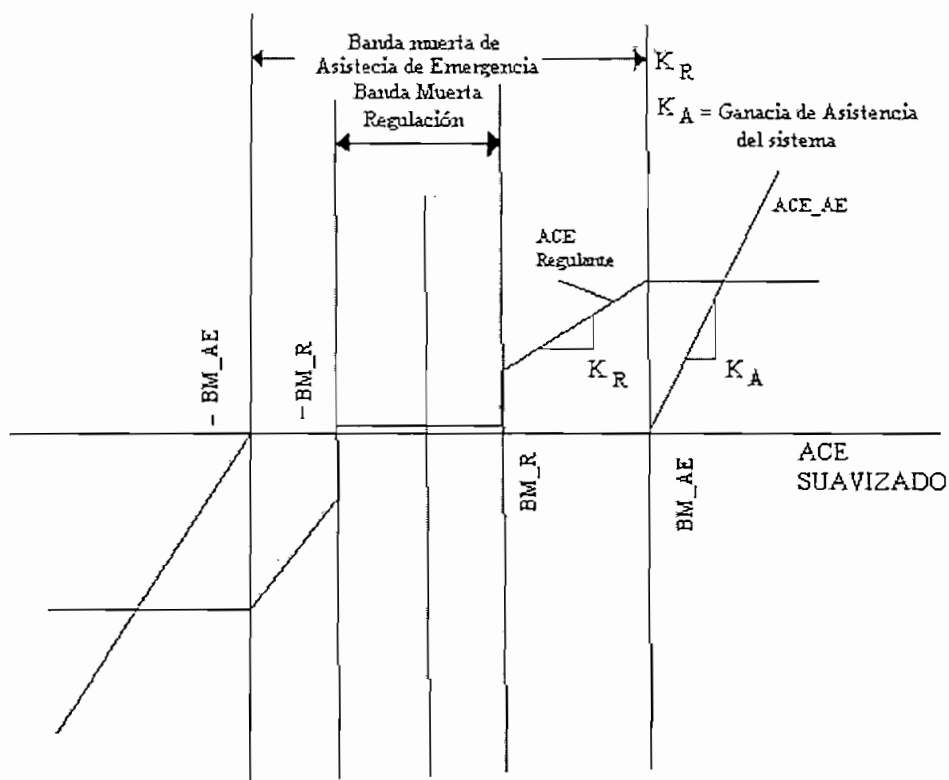


Fig. 14 Error de Control de Área (Filtro del ACE)

Esas dos bandas son calculadas como una función del límite objetivo de control como se muestra en la figura 15.

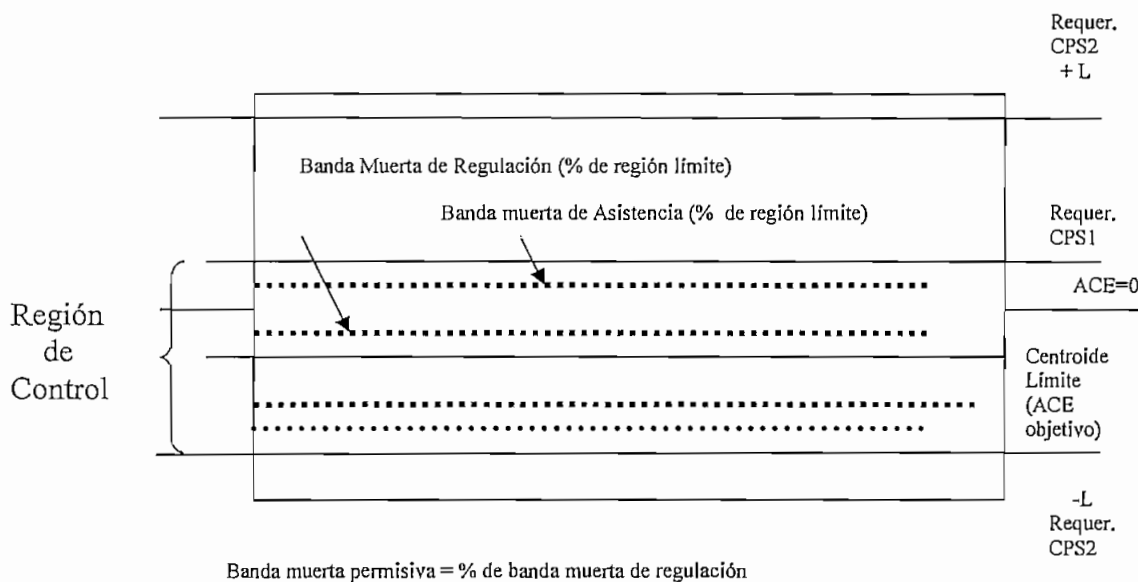


Fig. 15. Parámetros de la Región de Control

Esas dos bandas muertas dividen el ACE_C en tres regiones de control llamadas Normal, Regulante y Asistencia, definidas como sigue:

- Región normal ($ACE_C \leq BM_R$)

$$ACE_R = 0$$

$$ACE_{AE} = 0$$

- Región Regulante ($BM_R < ACE_C \leq BM_{AE}$)

$$ACE_R = \pm (ACE_C) * K_R$$

$$ACE_{AE} = 0$$

- Región de asistencia ($ACE_C > BM_{AE}$)

$$ACE_R = \pm (BM_{AE}) * K_R$$

$$ACE_{AE} = \pm (ACE_C - BM_{AE}) * K_A$$

K_R y K_A son las ganancias de regulación y asistencia del sistema respectivamente y son bosquejadas en la figura 14 por la inclinación de las curvas de ACE_R y ACE_{AE} . Estas ganancias son parámetros críticos de sintonización del AGC y son valores asignados típicamente entre 1 y 3.

Control Integral del ACE

El AGC suministra un control integral del ACE por acumulación del valor de ACE durante cada ciclo del AGC. El resultado de la acumulación de ACE es usado para calcular un desvío para la parte de regulación del ACE. Este control integral está limitado por límites de control integral pre-definido para diferentes regiones de operación del ACE. La acumulación es reestablecida a cero cuando ACE es cero o cuando ACE cambia de signo.

4.2.1.8 Tiempo Automático y Corrección de Intercambio Inadvertido

Esta característica suministra la capacidad al despachador del sistema para corregir tiempo y errores de intercambio inadvertido, los cuales existen en el sistema.

Corrección de error de tiempo:

En operaciones de multi-áreas interconectadas, un área de control es típicamente seleccionada para monitorear el error de tiempo en el sistema interconectado. Esta área seleccionada inicia modificaciones de corrección de error de tiempo para designar áreas de control cuando el error de tiempo alcanza un límite predeterminado (por ejemplo, dos segundos). La función del AGC es capaz de operar tanto monitoreando el sistema como un participante en la corrección del error de tiempo.

Tres modos de corrección del error de tiempo pueden seleccionarse por el despachador: modo de monitoreo, modo automático, modo manual.

En el primero, el AGC asume el rol de monitoreo del sistema y notifica al despachador sobre acciones sugeridas de corrección.

En el segundo, cuando opera en modo automático de corrección, el AGC desvía el ACE por una cantidad igual al producto del desvío de corrección de frecuencia ingresado por el despachador y el factor de respuesta natural de frecuencia en una dirección que reduzca el error de tiempo del sistema.

En el tercer caso, el modo manual de corrección permite al despachador especificar una cantidad con signo (+ o -) del desvío de corrección de frecuencia conjuntamente con el tiempo de arranque y duración de la corrección.

La corrección de error de tiempo termina (retorna a monitoreo) cuando:

- El error de tiempo fue reducido a menos que una banda muerta de corrección de error de tiempo (solamente para modo automático).
- Un período de corrección de error de tiempo fue transcurrido (por ejemplo, 5 horas).
- Modo de corrección de tiempo es cambiado a monitoreo.

Corrección de intercambio inadvertido:

El AGC integra digitalmente la desviación del intercambio neto de área desde el valor programado por el operador. Esta integración se ejecuta cada ciclo de AGC y el resultado es llamado intercambio inadvertido acumulado. El intercambio inadvertido acumulado durante horas pico y fuera de horas pico se tabula separadamente.

El AGC suministra dos métodos para corregir las acumulaciones de intercambio inadvertido con otras áreas de control:

- Pago unilateral programado
- Corrección automática de intercambio inadvertido

Usando el primer método, el despachador puede programar una transacción con otra área de control, la cual estuvo en acumulación en una dirección opuesta.

El segundo método permite al despachador colocar el AGC en modo de corrección automática de intercambio inadvertido.

4.2.1.9 Asignación de Generación

El propósito de la función de Asignación de Generación es determinar la generación deseada de cada unidad en línea en el sistema.

Las unidades manuales tienen valores asignados de generación deseada igual a sus puntos base ingresados por el despachador.

Las unidades controladas son asignadas a niveles de generación deseada basadas en una combinación de:

- Modo de control de la unidad
- Modo de participación de la unidad
- Factor de regulación de la unidad
- Punto base de la unidad

Las siguientes subsecciones describen como cada de esos factores afectan los cálculos de generación deseada de la unidad.

Límites de las Unidades

Los siguientes límites son definidos para cada unidad:

Límites alto/bajo de operación: usados por el operador de la planta para fijar los límites de las unidades. Estos límites pueden ser teledados remotamente o ingresados por el despachador.

Límites económicos alto/bajo: usados por el despachador para fijar límites de las unidades (normalmente más restrictivo que los límites de operación).

Modo de Control de las Unidades

Al menos los siguientes modos de control de unidades deben ser suministradas:

Fuera de línea: la unidad está fuera de línea, consecuentemente, la unidad no puede ser controlada ni manual ni por comandos del AGC.

Local: la unidad es controlada manualmente por operadores de la central, consecuentemente, no es considerada por el AGC.

Fija sin regulación: la unidad no participa en la regulación. La salida de la unidad es controlada por el AGC para un punto base fijo ingresado manualmente. La unidad no se incluye en el Control del Despacho Económico.

Fijo con regulación: La unidad es controlada por el AGC y participa en la regulación del ACE, pero desde el punto de base ingresado por el despachador. La unidad no se incluye en el Control de Despacho Económico.

Despachada sin regulación: la unidad no participa en la regulación. La unidad es controlada por el AGC para seguir la carga, basado en el punto base económico y el factor de participación económico calculado por el Despacho Económico.

Despachada con regulación: la unidad es controlada por el AGC y participa en la regulación del ACE, pero desde el punto base y el factor de participación económico calculado por Despacho Económico.

Tomando carga (Ramping): la potencia de salida de la unidad es movida por el AGC hacia un punto base fijo ingresado por el despachador a una velocidad especificada de rampa. Cuando la salida deseada se alcanza, el modo de control de unidad es intercambiada a FIJO. Este modo no tiene corrección del ACE excepto durante el control de emergencia.

Existen cuatro grados de participación de la unidad, asociados con los modos de control citados:

- Máxima participación: la unidad participa en Regulación y Asistencia de emergencia para minimizar el ACE,
- Participación de regulación: la unidad participa solamente en la acción de regulación.
- Participación de asistencia: la unidad participa solamente en la acción de Asistencia de Emergencia.
- No participación: la unidad es controlada en el punto base sin la participación en reducción del ACE, pero está sujeta a comandos y control lógico permisivo.

Factor de Regulación de la Unidad

Los factores de regulación de cada unidad se calculan para el AGC basados en los modos de control y participación así como también en un factor de desvío ingresado por el despachador para cada unidad.

Los cálculos se ejecutan en cada ciclo de control para determinar los factores de regulación normalizada de las unidades.

Factor de Asistencia de la Unidad

Los factores de asistencia de unidad se asignan independientemente de los factores de regulación y se determinan estrictamente de acuerdo a los límites reales de velocidad de las unidades.

4.2.1.10 Control de Unidad

El control de la unidad determina que acción de control se requiere para manejar cada unidad controlada automáticamente a su nivel deseado de generación. Se ejecuta cada n ciclos del AGC, donde n es un valor entero ingresado por un programador o ingeniero

El control de unidad ejecuta las siguientes tareas cada n ciclos del AGC:

- Calcular un error del control de unidad (UCE) asociado con una unidad de generación, la cual es una cantidad calculada representando la diferencia entre la generación deseada y actual de la unidad.
- Modela la respuesta de la unidad
- El UCE puede ser aplicado directamente como una acción de control en la forma de señales de subir o bajar a las unidades de generación. Esta forma de control es el llamado control de comando.

Una alternativa al control de comando es el control permisivo, en el cual las señales de subir/bajar son emitidas solamente a las unidades que contribuyen a llevar el ACE a cero. Esta alternativa puede reducir la actividad de control de las unidades de generación. El control permisivo impide la habilidad del AGC para redistribuir la generación en una forma económica en favor de una mejor regulación del ACE.

- El AGC limita la velocidad de salida de las unidades de generación mediante la inhibición de pulsos de control tal que el movimiento de la unidad no excede su límite de velocidad efectiva. Una unidad térmica típica está limitada por las características de turbina y caldero. La unidad puede cambiar su generación muy rápidamente en períodos cortos de tiempo pero debe moverse a una velocidad más lenta para rampas sostenidas.
- Las características físicas de unidad de generación tal como efectos de vibración pueden restringir los rangos de operación permisibles de la unidad. El AGC prueba generación deseada de una unidad para determinar si esta pudiera ser manejada dentro de una región prohibida no deseable.

Una unidad es movida dentro de una región prohibida solamente si la acción de control resultante llevaría a la unidad completamente a través de la región y la unidad no es permitida volver a cruzar la región en un predeterminado número de ciclos de AGC.

- Si un UCE excede el límite de la banda muerta del UCE, entonces la acción de control es emitida en proporción a la magnitud de error de control sujeto a restricciones de control de comando permisivo.
- Un control integral del UCE se ejecuta para tomar acciones frente a errores pequeños ininterrumpidos en el manejo de la unidad hacia su generación deseada mediante operación de estado estabilizada.
- En cada ciclo de control de unidad, chequeos se ejecutan de respuestas adecuadas de las unidades y para determinar si el modo de control de la unidad es consistente con el estado teledirigido de la unidad y MW de salida.
- Los MW de salida de la unidad es comparado con el valor esperado de la salida basado en todas las acciones de control emitidas previamente, considerando el error de la respuesta esperada de la unidad debido a una acción de control previamente emitida.

4.2.1.11 Interfaz del Humano - Máquina del AGC

El propósito del Interfaz Humano-Máquina de la función del AGC es suministrar al despachador con la capacidad para superponer, modificar o monitorear los varios parámetros del AGC. Todas las funcionalidades del AGC deben ser presentados en despliegues del AGC y el operador debe tener la habilidad para navegar fácilmente a través de todos los menús y tablas.

4.2.1.12 Despliegues del AGC y de Despacho de Generación

Los datos para la función del AGC se presentan y modifican de un grupo de específicos despliegues. Los despliegues del AGC pueden ser clasificados dentro de grupos dependiendo del tipo de funciones y el nivel del sistema accedido desde cada despliegue. Los siguientes son una posible clasificación de despliegues:

Despliegues del Sistema de Energía: permiten al usuario acceder a la supervisión y control de la planta de generación. La información en esos despliegues está relacionada a cada unidad de generación y el conjunto de la planta de energía eléctrica.

Despliegues de la Funcionalidad del AGC: permiten al usuario sincronizar los modos de operación del AGC, revisar mediciones físicas de variables asociadas con AGC y otros. La información en estos despliegues está relacionada a la propia función del AGC.

Despliegues de Datos Estadísticos: muestran datos históricos de la función de monitoreo del desempeño del AGC. Adicionalmente, resumen de transacciones, el cual incluye energía y precios, debe ser considerado en este grupo de despliegues. Debe ser posible presentar información importante usando gráficos personalizados por el operador.

El interfaz del usuario del AGC debe suministrar la facilidad para imprimir todos los despliegues requeridos por el operador.

4.2.1.13 Cálculos Específicos del AGC

El administrador del AGC debe ser capaz de definir cálculos específicos del AGC y su periodicidad, estos cálculos deben ser usados en todas las funciones aplicables del GMS. Adicionalmente, los cálculos personalizados deben ser modificables cuando sea necesario. Debe ser posible crear y modificar los despliegues requeridos para presentar los cálculos del AGC. Los datos requeridos para esos cálculos pueden ser telemedidos o modificables por medio de ingreso manual de datos.

4.2.1.14 Monitorear el Desempeño del AGC y Monitoreo En-Línea

El desempeño de la función del AGC debe ser monitoreada para determinar cualquier error o condiciones anormales del AGC y corregirlo oportunamente.

El monitoreo del comportamiento del AGC en tiempo real puede ser basado en:

- Monitoreo de los límites del ACE, lo cual implica monitoreo de límites de frecuencia e intercambios.
- Estados del sistema de comunicación
- Acumulación de error de tiempo
- Calidad de datos y medidas
- Monitoreo de respuesta de unidad
- Estados de límites de unidad
- Ocurrencia de perturbación y condiciones de emergencia

4.2.1.15 Datos Estadísticos

El desempeño del AGC puede ser determinado a partir del análisis de los datos estadísticos del comportamiento del ACE.

Los siguientes datos se almacenan para cada período de tiempo definido por el operador para el ACE filtrado:

- Desviación estándar
- Significado del valor
- Número de cruces por cero

4.2.1.16 Límites de Velocidad de Rampa

El punto de referencia calculado para cada unidad se compara con el punto de referencia previo deseado. Si la velocidad de rampa asociada (MW/minutos) es más grande que el límite de cambio de velocidad para la unidad, el punto de referencia se ajusta tal que la velocidad real de rampa sea igual al límite de velocidad de rampa.

Se debe considerar que la velocidad de rampa en dirección de subida o bajada puede tener diferentes valores.

Todo el control enviado a la unidad de generación por el AGC debe ser restringido tal que la unidad no exceda sus límites de velocidad de cambio.

El punto de referencia original no modificado para una unidad se guarda y muestra una figura. El valor limitado de velocidad se muestra en la misma figura con una diferente designación. El punto de referencia de unidades el cual no es limitado por la velocidad de la rampa, el valor limitado de la velocidad es determinado igual al punto de referencia original.

4.2.1.17 Supervisión del Punto de Referencia

Todos los puntos de referencia calculados se chequean con respecto a los límites de generación seleccionados por el AGC. La supervisión del punto de referencia también considera la posibilidad de cambio de límites.

De esta manera, si el punto de referencia y el punto base calculado durante el ciclo precedente y el actual está fuera del rango permitido, la unidad es movida en rampa al límite cercano a la velocidad máxima.

Cuando un punto base y punto de referencia para una unidad están fuera del rango permitido se despliega una alarma.

El AGC debe permitir pulsos largos fijos y variables tal como acciones de control del punto de referencia.

4.2.1.18 Límites de las Unidades

El AGC debe soportar los siguientes grupos de límites de generación de unidad y planta:

1. Límites normales
2. Límites de regulación
3. Límites económicos
4. Límites de emergencia
5. Límites de la velocidad de rampa
6. Límites locales
7. Límites de operación

Los límites de la unidad tienen un orden de precedencia; esto significa que un límite específico es más grande que otro pero inferior que un segundo. La función del AGC debe ser capaz de mantener este orden de precedencia.

Algunos de estos límites son estáticos, otros pueden ser ingresados solamente por el despachador y otros son telemedidos.

Las acciones de control del AGC no deben exceder los límites de operación de emergencia de la unidad.

4.2.1.19 Acciones de Control del Operador

El operador debe ser capaz de seleccionar el modo correcto e ingresar los parámetros para la operación del AGC. Los siguientes son algunos de las acciones de control del operador:

- Seleccionar el modo de cálculo del ACE e ingresar los parámetros respectivos
- Seleccionar el modo de control del AGC e ingresar los parámetros respectivos
- Seleccionar el modo de control de unidades e ingresar los parámetros respectivos
- Iniciar, apagar o restaurar la función del AGC
- Seleccionar la corrección de error de tiempo automático/manual e ingresar los parámetros respectivos
- Activar/desactivar transacciones programadas e ingresar los respectivos parámetros
- Ingresar unidades en operación y límites de emergencia

- Ingresar punto base de unidades de acuerdo a la unidad y modos de control del AGC.
- Modificar por ingreso manual de datos, valores teledados y parámetros del AGC cuando sea necesario.

La acción de control y los parámetros ingresados por el operador deben ser validados previamente para ejecutarse en la función del AGC.

4.2.1.20 Facilidades de Personalización del AGC

La función del AGC debe ser fácilmente modificable conforme los requerimientos del mercado eléctrico. El administrador del GMS debe ser capaz de modificar la funcionalidad del AGC incluyendo cambios de estructuras elementales si esto fuere necesario. Consecuentemente, la interacción de todas las rutinas, módulos y base de datos debe ser completamente documentada.

4.2.1.21 Ayuda En – línea del AGC

La función del AGC debe suministrar un menú completo de ayuda, donde se debe presentar una descripción objetiva de todos los parámetros y comandos que permitan al operador interactuar fácilmente con la función del AGC.

Los puntos de teclas en todos los despliegues deben tener asociados una descripción pequeña acerca de su funcionalidad y su modo de operación.

4.2.1.22 Despacho Económico

El objetivo primario de la función de Despacho Económico es adjudicar la cantidad requerida de los recursos del sistema entre las unidades disponibles de generación en línea de una manera económica tal que minimice el costo de producción del sistema con consideraciones de pérdidas de transmisión. El AGC puede recibir despachos realizados por el operador de sistema o recibir despachos directamente por su función de Despacho Económico.

La función de Despacho Económico calcula y comanda las unidades a sus puntos base económico considerando factores de participación. El cálculo del punto base debe considerar límites de operación y respuestas. El AGC debe considerar puntos base de Despacho Económico para sus cálculos y acciones de control.

La función de Despacho Económico soporta unidades convencionales de combustible (tal como: diesel, búnker y gas natural) y turbinas de combustión, para lo cual deben disponer de curvas de calor incremental.

El Despacho Económico debe usar caudales incrementales de agua para realizar la mejor asignación de generación entre unidades en línea de la planta de generación hidroeléctrica.

Los despliegues del Despacho Económico deben presentar al menos la siguiente información:

- Nivel de agua y caudal de entrada a la planta de energía hidroeléctrica.
- Nivel de combustible y flujo de entrada al caldero de la planta de energía termoeléctrica.
- Puntos base para cada unidad de la planta a ser considerada por el AGC
- Factor de participación calculado para cada unidad
- Límites económicos considerados para cada unidad
- Estado de la función de Despacho Económico

El operador debe ser capaz de ingresar un programa de generación para las siguientes veinticuatro horas y modificarlo cuantas veces sea necesario.

4.2.2 CONTROL AUTOMÁTICO DE VOLTAJE⁴

El Control Automático de Voltaje AVC debe permitir el control de la generación de reactivos y el voltaje de barra dentro de zonas seguras de operación. Se intenta mantener el voltaje o la inyección de reactivos de las barras tan cerca como sea posible al valor definido para el usuario mientras cumple los siguientes requerimientos:

- Mantener los reactivos de las unidades dentro sus límites de operación,
- Mantener el voltaje terminal de las unidades dentro de sus límites de operación, y
- Distribuir la inyección de potencia reactiva entre unidades controladas por el AVC.

El AVC debe ser implementado como un mecanismo de control de realimentación, en el cual la variable de control es el nivel de reactivos de generación de las unidades en la planta.

4.2.2.1 Consideraciones Operacionales

El AVC debe responder a los siguientes errores:

- Desviación de la generación de reactivos en la barra de un valor especificado
- Desviación del voltaje de barra de un voltaje especificado

El AVC debe permitir al operador seleccionar entre dos modos de regulación:

1. Modo de regulación de los reactivos de barra
2. Modo de regulación del voltaje de barra

4.2.2.2 Control del AVC

Las fuentes de control para modos de control de reactivo y voltaje deben ser los siguientes, como mínimo:

- Operador de planta: El operador a través del interfaz de usuario debe ingresar la barra controlada. El valor ingresado debe ser verificado con límites relevantes y condiciones del sistema.
- Cronograma de barra: La barra controlada y su valor de voltaje debe basarse en cronogramas recibidos desde el despacho del Operador del Sistema o localmente definido por el operador de la planta.
- Remoto periódico: El objetivo de barra se basa en cronogramas recibidos desde el centro de despacho del Operador del Sistema, cuando un objetivo se recibe este es validado.

4.2.2.3 Modos de Control de la Unidad

El modo de control de una unidad debe determinar la fuente del punto de referencia para esa unidad. Los modos de control de la unidad disponibles en el AVC deben ser los siguientes, como mínimo:

- Indisponible: En este modo, la unidad debe estar indisponible al operador (fuera de servicio o bajo mantenimiento). El operador ingresa manualmente este modo.
- Fuera de línea: En este modo la unidad es disponible para arrancar inmediatamente cuando es requerido.

- Manual: En este modo, la unidad debe responder a puntos de referencias ingresados manualmente por el operador sin intervención del AVC.
- Base: En este modo, el AVC debe mantener la unidad en un punto de referencia ingresado por el operador. Cuando se está en despacho de emergencia, la unidad debe participar en un control.

4.2.2.4 Monitoreo de Telemetría

Para cada barra, el voltaje y la inyección neta de reactivos deben ser monitoreadas. Dependiendo del modo de regulación seleccionado, diferentes medidas deben estar disponibles en la barra regulada.

Cuando opera en el modo de control de barra de reactivos, la inyección neta de reactivos regulada debe ser obtenida de la suma de los reactivos teledados en la rama conectada a la barra más los reactivos de todos los elementos paralelos conectados a la barra regulada. Si la telemetría falla para uno o más valores de flujo de reactivos, un esquema redundante suministra un valor basado en la inyección neta de reactivos de los generadores conectados a la barra. La inyección total de reactivos de los generadores debe ser corregida por las pérdidas incurridas en los transformadores elevadores para reflejar apropiadamente la inyección de reactivos en la barra regulada. Si no hay suficientes mediciones redundantes se debe emitir una alarma.

En el modo de control de la barra de voltaje, el voltaje de barra regulada debe ser obtenida de voltajes teledados de secciones de barra disponibles. Cuando se dispone de mediciones, aquellas mediciones que están lejos de los voltajes normales son filtradas y el promedio de las medidas aceptables remanentes es usado como el voltaje de la barra.

4.2.2.5 Monitoreo de Reserva de la Barra de Reactivos

El monitoreo de la reserva de reactivos debe ser calculada de la reserva en adelanto y de retraso de reactivos de la barra regulada y debe monitorear los límites de reserva de la barra.

La reserva de reactivos debe ser calculada de los límites de generación de potencia reactiva máxima y mínima de la unidad controlada por el AVC, la inyección real de reactivos de la barra y un estimado de pérdidas de reactivos en transformadores elevadores. El operador

debe ser capaz de especificar márgenes mínimos de reserva en adelanto y atraso requeridas por una barra regulada. En cada ciclo de monitoreo del AVC, la reserva disponible debe ser comprobada con los márgenes de reserva. La violación de un margen de reserva de reactivos debe ser normalmente corregida por aumento de generación reactiva si es posible, de otra manera un evento debe ser generado.

Se calculan dos tipos de reserva. La primera, reserva operacional de reactivos, usa los límites de control de generadores para generación máxima y mínima; mientras que la otra, reserva de emergencia de reactivos, está basada en los límites de curvas de capacidad de los generadores.

4.2.2.6 Monitoreo de Límites de Unidades

Los siguientes límites deben mantenerse para cada unidad, como mínimo:

- Límites de capacidad de reactivos: Deben ser basados en las curvas de capacidad de la unidad (potencia activa versus reactiva). Cada unidad puede tener una familia de curvas correspondientes a diferentes valores de voltaje terminal de la unidad. Dado un voltaje terminal, se deben seleccionar dos curvas tal que sus valores asociados de voltaje corresponden al extremo del intervalo más pequeño que contenga el valor actual de voltaje terminal. La curva de capacidad asociada a ese valor de voltaje terminal debe ser construida por interpolación. Entonces, los límites de capacidad pueden determinarse por un simple procedimiento de inspección dado el voltaje telemedido de la unidad y su potencia activa.
- Límites de control de reactivos: deben ser definidos a través del ingreso manual del operador. El operador puede ingresar valores para los límites altos o bajos de control; estos valores deben ser aceptados solamente si ellos están dentro de los límites de capacidad de la unidad al momento del ingreso manual. Cuando los límites de capacidad de la unidad cambian, la distancia entre los límites de control y los límites de capacidad deben ser comparados a los márgenes de regulación. Si la distancia es más grande que o igual al margen de regulación, los límites de control deben ser preservados. De otra manera, los límites de control de la unidad deben ser automáticamente actualizados tal que deban estar a una distancia igual a los márgenes de regulación de los límites de capacidad. El margen de regulación debe ser ingresado automáticamente a través de una ventana AVC.

El voltaje de la unidad, el voltaje del transformador elevador y límites operacionales de reactivos deben ser ingresados por el operador a través de una ventana AVC.

4.2.2.7 Objetivos del Control

La función del AVC debe ser un mecanismo de control de realimentación el cual debe buscar archivar objetivos relacionados a la barra de reactivos y voltajes a través del control de la salida de potencia reactiva de unidades participantes.

Estos objetivos son normalmente expresados en los siguientes términos:

- Mantener (mover) a los reactivos o nivel de voltaje de la barra controlada en sus valores objetivos.
- Distribuir tan uniformemente como sea posible la responsabilidad de generación de la barra de reactivos requerido entre los recursos controlables de reactivos, sin violar sus límites de generación.

4.2.2.8 Cálculo del Error de Control de la Barra (ECB)

El error de control de la barra (ECB) debe ser determinado como una función del modo de control del AVC como sigue:

Cuando el control del AVC se defina para voltaje:

$$ECB = K_V (V_{med} - V_{def})$$

Donde:

K_V = Constante de proporcionalidad de voltaje en unidades de MVAR/kV (esta cantidad representa la sensibilidad del voltaje de barra a cambios en inyección de reactivos)

V_{med} = Medición del voltaje de barra

V_{def} = Punto de referencia del voltaje de barra

La constante de proporcionalidad de voltaje debe ser transmitido periódicamente de la Oficina de Despacho. Un valor fijo cambiante por el usuario para la constante de proporcionalidad de voltaje debe localmente mantenerse. Esta constante de voltaje debe

ser usado como un reemplazo para la constante de voltaje transmitida por la oficina de despacho en el evento de su indisponibilidad.

Cuando el modo de control del AVC se define para reactivos:

$$ECB = (MVAR_{med} - MVAR_{def})$$

Donde:

$MVAR_{med}$ = Punto de referencia de la barra de reactivos

$MVAR_{def}$ = Medición de inyección de reactivos de la barra

Una vez que el BCE ha sido calculado, es filtrado para eliminar los componentes de ruido de alta frecuencia que pueden ser presentados en la medición de campo usada en el cálculo.

4.2.2.9 Asignación del Error de Control

El AVC debe usar la magnitud del error de control de barra filtrada (ECBF) para determinar la estrategia apropiada. Se definen tres bandas para ECBF:

- Banda muerta;
- Banda de asignación normal
- Banda de asistencia de emergencia

El usuario debe definir los umbrales de las bandas. El modo de asignación debe ser seleccionado mediante determinación de cual banda contiene el ECBF. Las estrategias para la asignación del error de control deben basarse en esas bandas como sigue:

- Cuando el módulo del ECBF es menor que el umbral de la banda muerta y los factores de carga de la unidad están dentro una banda angosta alrededor del factor de carga de la barra, entonces ninguna acción de control debe ser tomada.
- Cuando el módulo del ECBF es menor que el umbral de la banda muerta y los factores de carga de algunas unidades no están cerca al factor de carga de la barra, entonces se adopta una estrategia de despacho balanceada.
- Cuando el módulo del ECBF está en la banda normal, es decir, que el umbral de la banda muerta es menor que ECBF y menor que el umbral de emergencia, entonces

el AVC debe tratar de corregir el error de control de acuerdo a la estrategia de despacho normal.

- Cuando el módulo del ECBF es mayor que el umbral de emergencia para un período más largo que un intervalo de tiempo predefinido y la asistencia de emergencia es permitida, entonces el AVC trata de corregir el error de control de acuerdo a la estrategia de despacho de emergencia.

La asistencia de emergencia debe ser una opción de control del AVC que permitirá al AVC ingresar dentro del despacho de emergencia automáticamente. Esto es habilitado o deshabilitado por el operador a través de ventanas del AVC. La situación de emergencia es detectada en el ciclo de monitoreo del AVC. Si el intervalo de tiempo pre-definido expira y la condición de emergencia persiste, el despacho de emergencia debe ser iniciado incluso aún si el ciclo de control actual no ha finalizado. Debe permanecer en este estado hasta que la condición de emergencia sea despejada.

Los umbrales de banda muerta y emergencia pueden modificarse por el operador a través de las ventanas del AVC.

Despacho balanceado

La estrategia del despacho balanceado busca igualar el nivel de carga entre unidades diferentes. Ya que el despacho balanceado es invocado solamente cuando el error es menor que la banda muerta, esto no debe contribuir al error de control existente.

El despacho balanceado debe involucrar simultáneamente la reducción del punto de referencia de la unidad con el factor de carga más alto y el aumento de punto de referencia de la unidad con el menor factor de carga por la misma cantidad. El algoritmo del despacho debe ser repetido hasta que se aproximen los factores de carga de las unidades al factor de carga de la barra, dentro de una banda muerta.

La estrategia de despacho balanceado debe confinar el punto de referencia de la unidad dentro de sus límites de control.

Despacho normal

El algoritmo para la estrategia de despacho normal debe seleccionar una unidad simple para el control, en cada ciclo del AVC. Si el error de control es positivo, entonces la unidad con el menor factor de carga debe ser seleccionada. De otra manera, la unidad con el factor de carga más alto debe ser seleccionada. El punto de referencia de la unidad

seleccionada debe ser aumentado o disminuido apropiadamente para mover el factor de carga de la unidad hacia el factor de carga de la barra. Este proceso de seleccionar una unidad y emitir un punto de referencia debe ser repetido por el AVC hasta que el error de control se encuentre dentro de la banda muerta.

La estrategia de despacho normal debe confinar puntos de referencia de la unidad dentro de sus límites de control.

Despacho de emergencia

Cuando la estrategia del despacho de emergencia es adoptada, el algoritmo debe seleccionar todas las unidades para el control (incluyendo aquellas en el modo de control base) el cual cumple el siguiente criterio: si la unidad se mueve hacia el factor de carga objetivo de la barra resulta en un cambio que corregirá el error de control (de otra manera la unidad es ignorada). El punto de referencia de las unidades seleccionadas deben ser incrementadas o disminuidas apropiadamente para mover el factor de carga de la unidad hacia el factor de carga de la barra. Este proceso de seleccionar unidades y emitir puntos de referencia debe repetirse hasta que el error de control esté fuera de la banda de emergencia.

La estrategia de despacho de emergencia debe confinar los puntos de referencia de la unidad dentro de sus límites de capacidad

Estructura del AVC

El software del AVC debe consistir de funciones de monitoreo y control. Estas dos funciones deben ser distintas y ejecutadas en diferentes velocidades.

Las funciones de monitoreo deben ser responsables del procesamiento y monitoreo de las mediciones asociadas con las unidades de generación y la función misma. Las funciones de control deben realizar cálculos relacionados al control.

Las funciones de monitoreo deben ser ejecutadas en un ciclo que es un múltiplo integral del tiempo de ciclo básico del servidor del GMS (típicamente cada cuatro segundos). Las funciones de control también se ejecutan en un ciclo múltiplo del ciclo de tiempo del servidor básico. Sin embargo, éstas deben ejecutarse a una velocidad más baja que las funciones de monitoreo. Las funciones de control pueden ser detenidas manualmente o automáticamente, en seguimiento a pérdidas de mediciones claves del AVC. Las funciones de control del AVC pueden asumir tres estados:

- Cuando la función de control del AVC está en estado FUNCIONANDO, se debe ejecutar el rango completo de funcionalidad de control.
- Cuando el AVC está DETENIDO, ningún punto de referencia nuevo debe ser emitido por el AVC. Sin embargo, la función de monitoreo del AVC debe ejecutarse cuando el AVC está DETENIDO.
- Para que el AVC opere en el modo de regulación (ya sea la regulación de voltaje o reactivos) seleccionado por el despachador, se debe disponer de telemetría confiable. Las pérdidas de mediciones críticas (identificadas en la base de datos) debe causar que el AVC automáticamente asuma el estado de SUSPENDIDO. Además, ante pérdidas de mediciones críticas, el AVC debe cambiar del estado FUNCIONANDO a SUSPENDIDO, en las siguientes condiciones:
 - Los datos de mediciones de inyección de reactivos de la barra no son confiables cuando el modo de regulación del AVC está definido por reactivos;
 - Los datos de mediciones de voltaje de barra no son confiables;
 - El voltaje de barra está fuera de límites y el error de control señala mayor violación.
 - Ninguna unidad controlada por el AVC está en línea;
 - Se detecta una condición de barra partida
 - Los datos vinculados con el centro de despacho nacional no está activo.

Cuando la función de control del AVC está en el estado SUSPENDIDO, la función de control del AVC no debe ejecutarse. Si la causa de la suspensión del AVC se despeja dentro de un máximo pre-definido, el AVC debe ingresar el estado REACTIVACIÓN. Si el AVC permanece SUSPENDIDO por el tiempo máximo, este debe dispararse automáticamente y sumir el estado DETENIDO.

4.2.3 MONITOREO DE LA RESERVA¹⁷

Una reserva operativa adecuada es un factor importante de seguridad en la operación de sistemas de energía. La reserva operativa es aquella reserva sobre la carga firme del sistema necesaria para satisfacer cualquier requerimiento de generación imprevisible causado por errores de pronóstico de carga, salida no programada de equipos y/o regulación del sistema.

La función de monitoreo de reserva suministra información actual acerca de reserva operativa disponible en un sistema.

Esta función calcula periódicamente la capacidad de generación y alivio de carga en exceso del requerimiento actual del sistema que está disponible en el sistema como reserva operativa. Calcula en base a una planta, grupo de reserva y sistema, cada una de las categorías de reserva que contribuyen a la reserva operativa. Las categorías de reserva seleccionadas se comparan con requerimientos de reserva pre-definidos y algunas deficiencias son alertadas y registradas. Esta información es resumida para que el operador revise mediante despliegues de CRT.

La reserva operativa comprende dos componentes de reserva limitados por tiempo como sigue:

Reserva Primaria: la cual está disponible, cuando es requerida, dentro de un período corto de tiempo predefinido.

Reserva Secundaria: la cual está disponible (en exceso de la reserva primaria), cuando es requerida, dentro de un período de tiempo intermedio predefinido más allá del período de tiempo corto.

Valores típicos para los períodos de tiempos corto e intermedio son 10 y 20 minutos, respectivamente, dando un tiempo de 30 minutos para la reserva operativa.

4.2.3.1 Interfaz del Usuario

El monitoreo de reserva pone a disposición la revisión, en base a planta, grupo de reserva y sistema, los valores de reserva requeridos ingresados por el despachador y los correspondientes valores de reserva calculados. El despachador es informado de cualquier deficiencia de reserva con alarmas y registros.

Los despliegues de CRT usados por el monitoreo de reserva incluyen: resumen de reserva del sistema y resumen de reserva de la planta y sistema.

4.2.4 COSTO DE PRODUCCIÓN^{15,16}

La función del costo de producción procesa los datos en tiempo real para la contabilidad del costo de operación del sistema de energía. Los reportes se preparan en una base periódica, la cual es el resumen de los costos de combustible, operación y manteniendo

(OM), así como costos de arranque/parada para cada unidad, planta y área en el sistema de energía.

La función de Costo de Producción también suministra el monitoreo del desempeño del costo de producción en tiempo real. El costo de producción real se compara periódicamente con el costo de producción óptimo. Se emite una alarma al despachador si la diferencia entre el costo de producción real y óptimo excede una tolerancia predefinida.

4.2.4.1 Costo de Combustible

Los costos de combustibles son el mayor componente del costo de producción del sistema de energía. El costo de combustible es una función del precio (\$/kWh) y consumo (kWh). Los precios totales de combustible están sujetos a transporte, costo de manejo e inventario que pueden variar de una unidad de generación a la siguiente. Además, algunos calderos están diseñados para quemar combustibles de varias calidades simultáneamente. El modelo del costo de combustible está diseñado para considerar estos aspectos en la evaluación del costo de combustible. Debido a que el consumo por tipo de combustible, por cada unidad de generación, es almacenado en la base de datos temporal, entonces, el despachador puede revisar y editar los datos de costos de combustible previo a la generación del reporte de generación de costo de producción.

La velocidad de entrada del combustible de una unidad de generación térmica es derivada de la curva de velocidad de calor incremental de la unidad. Esta característica es modelada como una curva de segmentos lineales en función monótona de la salida de potencia bruta.

La configuración de la entrada de combustible de un caldero multi-combustible puede consistir de controles automáticos o manuales, o algunas combinaciones de los dos (es decir, un regulador de presión que requiere algunos flujos mínimos para operación apropiada). Para este proceso se recomienda un modelo lineal.

4.2.4.2 Costos de Operación y Mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del costo de producción de las unidades está basado en gastos anuales anticipados cubriendo mantenimientos y reparaciones programados y no programados. Factores tal como fuente de combustible, tipo de construcción, trabajo, salidas forzadas, tamaño de la unidad y vejez influyen costos de O&M. Una alternativa

típica para modelar costos de O&M separa los varios componentes dentro de dos o más categorías, cada uno sensitivo a parámetros diferentes.

La función de costos de producción soporta dos categorías de cargas de O&M: variable (relacionada con combustible) y fijo (no relacionada a combustible).

El costo total de O&M (variables más fijas) se trasladan a una base de datos horaria. Al final de cada día, los valores de las 24 horas son totalizados en un costo de O&M simple diario por unidad de generación.

4.2.4.3 Costos de Arranque/Parada

Cuando una unidad de generación es parada, la temperatura y presión del caldero exhibe un decaimiento exponencial para bajar la temperatura de las condiciones de arranque. Entonces, la energía requerida para volver a reiniciar una unidad es proporcional al tiempo de reposo de la unidad. Además, del costo relacionado al combustible se incurren cargos fijos que incluyen costos fijos de reinicio de turbina y otros costos administrativos. Los costos de parada se representan como cargas fijas simples.

La función del costo de producción utiliza una representación lineal segmentada de cada característica de arranque de la unidad de generación, para determinar los kW de arranque como una función de horas de reposo. El punto máximo de la curva de arranque corresponde a condiciones de arranque en frío. El modelo de costo de arranque para cada unidad de generación consiste de un parámetro fijo y un variable no relacionado al combustible y un parámetro variable asociado al consumo de combustible.

Los costos de arranques y paradas son procesados cada vez que se ejecuta la función de costo de producción (es decir, cada 5 minutos). Los costos de transición de cada unidad son acumulados en una hora y trasladados a una base de datos.

4.2.4.4 Interfaz del Usuario

El CRT es el interfaz primario del despachador con la función de costo de producción. El despachador puede ejecutar ingreso de datos, revisión de reportes y monitoreo de funcionamiento del costo de producción en despliegues del CRT.

Existen cuatro tipos de reportes del costo de producción:

- Reportes de costo de producción diario
- Reportes de costo de producción mensual

- Reportes de precio del combustible de la unidad
- Reportes de entrada de combustible a la unidad

4.2.5 COORDINACIÓN HIDRO-TÉRMICA¹

Esta función está relacionada al monitoreo en tiempo real y control tanto de plantas hidráulicas y térmicas, asociadas con sus recursos de agua y combustible, de un sistema de energía.

Parte integral de la función del control de generación son:

- Seguir y mantener un plan de optimización hidráulico y térmico
- Medición de altura del reservorio
- Proyecciones de caudal de agua y combustible
- Valor del agua en el reservorio
- Proyección de requerimientos de combustibles
- Factor de sensibilidad del reservorio
- Generación en MW de las unidades
- Suministrar acciones de control en tiempo real que corrijan desviaciones de lo programado
- Calcular y suministrar información acerca de la hidrología real
- Producir resultados que son usados por despacho económico en tiempo real para un combinado hidro-térmico.

Es posible minimizar el costo total de operación del sistema mientras se toma en cuenta eventos imprevistos como salidas no programadas de unidades, cambios de caudales y degradaciones de unidades térmicas y otros.

Además, la CHT debe recolectar, acumular y filtrar datos hidro-térmicos en tiempo real, tal como altura del reservorio, flujos por canales, flujos por vertederos, consumo y disponibilidad de combustible.

4.2.5.1 Funcionalidad

La funcionalidad de la CHT debe cumplir las siguientes características, como mínimo:

- Calcular y suministrar información al operador acerca de la topología hidráulica de la red, altura real del reservorio y volumen de agua, caudales de agua, reservas y usos de combustible.
- Calcular el valor de agua y la curva de caudal marginal para plantas hidroeléctricas basadas en la altura neta y los recursos de agua disponibles.
- Calcular la curva de costo incremental para unidades termoeléctricas y los recursos disponibles de combustible.
- Producir resultados que son usados por la función de despacho económico en tiempo real para cumplir el objetivo primario de minimizar los costos de operación total.
- Trabajar en conjunto con la función de despacho económico y control automático de generación para suministrar el monitoreo en tiempo real y control de la planta de energía hidroeléctrica y termoeléctrica para cumplir el objetivo horario establecido en el plan de optimización hidro-térmico.

La fuente de datos para la coordinación hidro-térmica debe ser suministrada en las siguientes tablas, como mínimo.

- Datos del reservorio hidráulico
- Datos de reserva de combustible en tanques de almacenamiento
- Datos genéricos de la planta hidroeléctrica
- Datos genéricos de las unidades termoeléctricas
- Niveles de reservorios aguas arriba y aguas abajo para plantas hidráulicas
- Curvas de caudal marginal de unidades hidroeléctricas
- Curva de costo incremental de las unidades termoeléctricas
- Caudal turbinado de unidades hidráulicas
- Pérdidas hidráulicas de unidades hidroeléctricas

La relación alturas versus volumen almacenado debe ser modelado como un polinomio de cuarto grado, como mínimo.

Debido a formas particulares de algunos reservorios se usan diferentes polinomios para las partes superiores e inferiores del reservorio.

Las curvas de caudal incremental deben ser representadas como segmentos lineales, como una función de la generación en MW de las unidades, donde cada conjunto corresponde a una determinada altura neta.

Cada curva de costo incremental de la unidad de generación de MW se modela usando una representación lineal segmentada de la curva diferenciada de entrada/salida. La curva de calor incremental de la unidad se especifica usando directamente segmentos lineales con puntos discretos de inflexión.

4.2.6 PRONÓSTICO DE CARGA⁴

El pronóstico de carga o demanda es una función crítica en el área de energía de planificación de la operación.

La metodología de pronóstico de carga está basada en un día similar y es una herramienta que ayuda al operador en la determinación de la carga programada, la cual puede ser anticipada para un período de tiempo de 168 horas (siete días). Permite al operador seleccionar un perfil de carga de 24 horas para cada día en el período previsto. Una vez que una predicción se completa, puede ser “aceptada” como definida para ser usada en otras aplicaciones o como punto de arranque para un caso de predicción posterior. Adicionalmente, los pronósticos deben ser actualizados como los datos de carga en tiempo real horario que es disponible.

Los datos de perfil de carga son pre-almacenados para un subsiguiente uso en estudio de pronóstico de carga. El perfil escogido por el operador debería representar un día que es “similar” al día de pronóstico cuando el día de la semana, época del año, etc., son tomados dentro de consideración.

Una vez el número de perfil es seleccionado, el pronóstico de carga horaria es un asunto simple de ingresar las proyecciones de MWh pico diariamente. Como una alternativa, el operador puede también ingresar diariamente pronósticos mínimos de MWh. Los resultados de pronóstico de carga son calculados para cada pronóstico del día por escalamiento de pronóstico de perfiles de carga del día basados en:

- Pronóstico de MWh pico
- “Elasticidad” entre pronóstico de MWh pico y mínimo

Características adicionales la cuales asisten a la manipulación del operador del pronóstico son:

- Aplicar un sumador (+/-) a todas las horas del día
- Aplicar un multiplicador a todas las horas del día
- Copiar un pronóstico del día a otro día
- Ingresar manualmente cualquier pronóstico de horas

Interfaz del Usuario

El proceso entero de pronóstico de carga, incluyendo manipulación de datos, debe ser realizado por medio de despliegues de la Función de Pronóstico de Carga basado en el Día Similar (FPC). Los despliegues que debe soportar son los siguientes:

- Despliegues de índices de Caso de FPC
- Despliegues de índices de perfil de carga de FPC
- Despliegues de perfiles de FPC

4.2.7 PROGRAMACIÓN Y CONTABILIDAD DE ENERGÍA (PEC)⁴

Esta función tiene una capacidad en línea para modificar independientemente cuentas y definiciones de cálculos. Además el PEC suministra interfaces automatizados con etiquetamiento y debe soportar ambientes Multi-Mercado y/o Multi-Área.

El PEC consiste de dos funciones:

- Contabilidad de energía
- Programación de intercambio

4.2.7.1 Ambiente Multi-Mercado/Multi-Área

El PEC debe soportar mercados múltiples, donde cada mercado puede estar compuesto de áreas múltiples, uno o más archivos del PEC pueden ser definidos para cada mercado y cada mercado debe residir en una zona de tiempo. Además el PEC debe soportar programas dinámicos en separados mercados y programas dinámicos individuales deben ser integrados y almacenados en la Contabilidad de Energía.

El PEC debe soportar contratos de energía multi-área, conteniendo programas de generación y servicios. El PEC debe almacenar generación de las unidades y servicios complementarios, para propósitos de rastreo.

4.2.7.2 Contabilidad de Energía

Esta función debe recolectar, calcular y retener valores de energía de la base de datos y los resultados para período histórico especificado al usuario.

La recolección, cálculo y retención debe ocurrir periódicamente. Cada definición de contabilidad debe incluir la zona del tiempo (o desvío de tiempo), tal que la energía asociada debe ser almacenada en la compartición apropiada de tiempo.

Las obligaciones de reserva horaria pueden ser definidas como contabilidad de PEC y preprogramada para uso en la función de monitorear la reserva.

El interfaz gráfico del usuario debe suministrar un significado flexible e intuitivo para revisión y edición de datos históricos futuros. Estas herramientas gráficas deben permitir la visualización de los datos usando gráficos de líneas, cuadros de barras y cuadros de pasteles.

Debe haber la máxima flexibilidad para la definición en línea de cálculos (variables dependientes) y reportes.

El PEC debe permitir recolectar y retener la información de estados, tal como modos de control de unidad, desplegadas en formatos alfanuméricos, y permiten a los operadores del GMS programar transacciones de intercambio con empresas vecinas.

El PEC debe soportar áreas múltiples, De-Área y hacia Área independientemente para cada transacción y debe calcular el intercambio neto programado en un área y mercado base, tomando en cuenta todas las transacciones activas.

4.2.7.3 Programación de Intercambio

La función de intercambio programado de energía considera una transacción de intercambio como un contrato entre la empresa (o una de sus regiones) y la empresa vecina para vender o comprar energía de acuerdo con un programa determinado de MW y a un precio por MW dado.

El interfaz de usuario del intercambio programado debe suministrar un editor de transacciones que permita crear, modificar, o borrar transacciones de intercambio. La transacción programada de MW debe ser ingresada en forma de cambios de MW con etiqueta de tiempo. Por consiguiente, los cambios de MW pueden ser programados a nivel de región, sistema y empresas vecinas.

Las transacciones en tiempo real deben ser individualmente acometidas, de acuerdo con la velocidad de subida o bajada de rampa especificada para cada transacción. El intercambio neto programado resultante del sistema debe ser enviado al Control Automático de Generación, también se envía una alarma al despachador cinco minutos antes del inicio programado de cada rampa.

La programación de intercambio debe presentar despliegues, datos históricos y futuros programados. Resúmenes de programación de activos deben desplegar programas actuales de activos así como causas que impiden su ejecución.

El PEC debe soportar dos programas de potencia para cada programación dinámica, permitiendo al usuario definir el tiempo de arranque, tiempo de parada y límites de MW para cada programación dinámica (en otra dirección). Si una programación dinámica excede un límite, el AGC debe usar ese límite en el cálculo subsiguiente.

El intercambio neto programado debe ser automáticamente archivado en la base de datos histórica. Después de hecho, los intercambios reales horarios integrados en cada hora son comparados con intercambios netos programados de cada hora para producir registros históricos de energía inadvertida neta horaria y acumulada a cada hora.

4.3 SOFTWARE DE SOPORTE

4.3.1 REQUERIMIENTOS DEL SOFTWARE DE SOPORTE^{1,2,4}

La empresa debe adquirir el GMS con componentes de software que permita mantenerlo y actualizarlo de una manera económica. A causa de nuevos cambios o requerimientos de nuevo software, a lo largo del tiempo de vida del sistema, el GMS debe ser suministrado con la capacidad para desarrollar o modificar sus funcionalidades.

a) Características Principales

El GMS debe cumplir estándares industriales así como los estándares comunes para software en el interfaz de usuario, desarrollo de programa y desarrollo de base de datos de acuerdo a su diseño.

Se debe suministrar un ambiente computacional distribuido que asegure adecuada flexibilidad para la evolución del GMS. Este ambiente debe ser capaz de usar redes LAN y

WAN transparentemente, tal que no haya restricción en la dispersión geográfica de aplicaciones entre los procesadores del GMS.

El GMS debe ser suministrado con capacidad de autorización para garantizar que el acceso a cada servicio sea realizado de acuerdo al esquema de seguridad definido.

Los elementos críticos deben ser funcionalmente redundantes, con provisión para re-arranque automático independiente entre los elementos redundantes. Elementos críticos son: computadoras, discos, servicios de comunicación de red LAN, interfaz del usuario primario y otros posibles, dependiendo de los requerimientos del usuario.

Un objetivo primario del sistema es suministrar una correcta operación continua de las principales funciones del sistema aún cuando los componentes críticos del sistema fallen. Para cumplir este objetivo las funciones de software y hardware; deben realizar lo siguiente:

- Monitorear ininterrumpidamente todos los equipos del sistema y software para suministrar una operación segura y correcta del sistema completo.
- Realizar control de congestión para prevenir fallas de componentes críticos del sistema.
- Suministrar equipo redundante para respaldo de componentes críticos del sistema y los mecanismos para intercambiar automáticamente a un módulo de respaldo cuando el módulo en línea falle, con o sin la intervención del operador y una mínima perturbación del sistema.
- Suministrar mensajes a los registradores de eventos apropiados del sistema o dispositivos de E/S de programadores de CPU para registrar abortos de programas.

Los procedimientos de monitoreo para la seguridad de la operación del software, deben incluir lo siguiente:

- El software en el CPU principal periódicamente inicia una prueba de los enlaces de comunicaciones para verificar su funcionamiento apropiado.
- Dispositivos de respaldo se prueban periódicamente. Este procedimiento suministra tempranamente la detección de fallas del dispositivo, los cuales no están en uso activo. La detección temprana facilita el mantenimiento para asegurar la disponibilidad de dispositivos de respaldo cuando son necesitados.

b) Sistema Operativo

El GMS puede usar ya sea un sistema operativo que cumpla con el último estándar de Interfaz del Sistema Operativo Portátil IEEE (POSIX) y políticas de Microsoft Windows NT.

Se pueden usar aplicaciones con valor-añadido y subrutinas que utilicen los servicios del sistema operativo.

El GMS debe ser diseñado tal que las actualizaciones a los productos del sistema operativo sean implementadas independientemente de funciones de aplicación, sin interrupciones del GMS y donde componentes redundantes puedan ser actualizados uno a la vez. Cada sistema operativo debe ser un producto estándar.

El uso de sistemas operativos tipo UNIX es recomendable para los servidores de aplicaciones base de datos. El uso de sistemas operativos tales como UNIX, Windows NT u otros pueden ser usados en consolas de operación y consolas tipo PC de acuerdo al desempeño del hardware. Los sistemas operativos deben soportar el procesamiento sincrónico y asincrónico, concurrente y paralelo.

La arquitectura del módulo central del sistema operativo debe ser modular y/o conector y ejecutar.

El sistema operativo debe tener la capacidad de comunicación dentro y entre la red de computadoras. Las comunicaciones deben ser conformadas a estándares OSI (TASE 2 y/o protocolos TCP/IP).

La documentación sobre el sistema operativo debe ser entregada y tener detalles suficientes para permitir a los usuarios de la empresa reemplazar subsistemas de hardware o software o mantener y manejar el sistema operativo.

c) Ambiente

c.1. Ambiente del sistema operativo

El funcionamiento y procesamiento del sistema operativo debe ser transparente a los usuarios del GMS.

El sistema operativo debe tener la capacidad para:

- Crear usuarios, grupos y usuarios con permisos
- Asignar prioridades para los procesos del sistema operativo

- Cancelar procesos del sistema operativo
- Manejar procesos del sistema operativo
- Monitorear la actividad de los dispositivos internos y periféricos
- Monitorear los recursos del sistema, tales como memoria RAM, disco duro, uso de CPU, páginas falladas e intercambios.

El sistema operativo debe ser suministrado con una herramienta de análisis que puede ser usada desde servidores, consolas, consolas tipo PC, autorizados a:

- Monitorear servidores, consolas y red LAN.
- Monitorear estado, actividad y carga del sistema de operación.
- Guardar estados del sistema operativo por períodos definidos por usuarios.
- Guardar actividad del sistema operativo por períodos definidos por usuarios.
- Cambiar dispositivos y/o elementos o parámetros (paginamiento, intercambios, cantidad de páginas falladas) para monitorear y guardar estados o actividades.
- Imprimir reportes para estados o actividades.

El sistema operativo debe ser suministrado con al menos un lenguaje de programación, tipo shell, que permita establecer procesos, acciones y respaldos.

c.2. Ambiente del GMS

El GMS debe operar en un ambiente distribuido con un esquema redundante de servidores y redes LAN.

El GMS debe tener comunicaciones con la red LAN y red WAN de la empresa. Adicionalmente, debe tener la capacidad para usar tecnologías web.

El GMS debe soportar el Modelo de Información Común (CIM) e Interfaz de Aplicación de Programación de un Centro de Control (CCAPI) de EPRI. Además, se debe involucrar las actividades actuales de CIM y CCAPI y adaptarlo al GMS para soportar estos estándares de la forma como ellos cambian.

El sistema GMS debe requerir interfaces APIs de programación para todos los lenguajes de programación usados en el GMS.

El GMS, a través de un interfaz de programación, como mínimo, debe ser capaz de:

- Manejar usuarios.
- Acceder a la base de datos

- Manejar alarmas del sistema
- Ejecutar el control supervisorio
- Controlar programas de aplicación
- Programar aplicaciones y respaldos.
- Intercambiar información con el servidor web y aplicaciones.
- Desplegar y reportar en impresiones ya sea por cronogramas o por demanda.

El sistema GMS debe ser accesible desde las consolas de operación, consolas de entrenamiento y consola tipo PC, localizadas en la red LAN y WAN de la empresa de generación. Además, los usuarios autorizados deben ser capaces de acceder al GMS a través del servidor web.

c.3. Ambiente Operativo Basado en UNIX

El ambiente operativo del software basado en UNIX, comúnmente referido como sistema base, está diseñado e implementado para suministrar una alta disponibilidad tolerante a falla, ambiente redundante con portabilidad, confiabilidad e independencia de la plataforma de aplicación, se hace hincapié en el uso de estándares, implementación en C y C++, implementación a nivel de tarea de usuarios, uso de bibliotecas dinámicas compartidas, uso de memoria compartida y uso de parámetros configurables para todos los ítems configurables.

A continuación se describen las capacidades del software del sistema base.

1) **Interfaz de aplicación portátil:** Es una colección de servicios suministrados para soportar programas de aplicación basados en UNIX, entre ellos tenemos:

- Un conjunto de funciones de manejo de archivos, para abrir, cerrar, leer, escribir, buscar, borrar y poner un nuevo nombre a archivos.
- Un proceso para fijar, conseguir y formatear la fecha y hora. Funciones aritméticas para realizar operaciones de sumas y restas en valores de fecha y hora son suministrados.
- Comunicaciones de inter-procesos, que incluyen memoria compartida y operaciones tipo semáforo.
- Administración de procesos que identifican un proceso o tarea como una aplicación del sistema y provee el enlace necesario para el uso de otros servicios del sistema.

- Servicios de parámetros configurables, que suministran una interfaz, que permite a las aplicaciones recuperar valores definidos actuales de datos relacionadas a la configuración.
- Cronogramas de programas, que proveen un programa de interfaz invocable para establecer cronogramas de programas, borrando requerimientos de cronogramas e información de programación de consultas.

2) **Servicios de comunicación del sistema:** que provee comunicaciones programa-a-programa y una capacidad de comunicación básica para soportar intercambios de mensajes de red ancha y manejo de la red del sistema. Está basado en el juego de protocolos y aplicaciones TCP/IP (Protocolo de control de Transmisión/Protocolo de Internet), también utiliza capacidades de emisión de UDP/IP (Protocolo de datagrama del usuario/Protocolo de Internet) para satisfacer los requerimientos de distribución de datos idénticos a múltiples “residentes” en una red LAN.

- Funciones de manejo de red, está basado en el Protocolo de Administración de red simple (SNMP). Un interfaz de programa de aplicación se suministra para requerimientos del estado de un nodo o canales de comunicación y para requerir estadísticas acerca de un canal de comunicación. Los parámetros validados del interfaz de usuario, formatea la información dentro de un formato SNMP e inicia la secuencia de intercambio de mensaje necesaria para ejecutar la función requerida.
- Características generales de servicios de comunicación del sistema, se desarrollan para satisfacer los requerimientos específicos del sistema de manejo de energía distribuido, entre los que se encuentran:
 - Estructura de mensaje, conformado por encabezado IP y encabezado de comunicaciones y texto/datos.
 - Prioridad del mensaje, utilizada como parámetro controlador para asegurar que el programa del usuario tenga la habilidad de determinar la importancia de los datos.
 - Implementación de LAN, implementada en canales redundantes de alta velocidad. Para mensajes que son intercambiados entre dos procesos de aplicación, se usa TCP/IP.
 - Mensajes emitidos, limitados a simples paquetes.

- Mensajes grandes de aplicación a aplicación, no son limitados a simples paquetes.

4.3.2 SOFTWARE DE ADMINISTRACIÓN^{1,4}

a) Administración de usuarios

El sistema del GMS debe manejar los siguientes usuarios como mínimo:

- Usuarios de sistema operativo
- Usuarios de aplicación del GMS
- Usuarios de web
- Usuarios de base de datos

Todos los usuarios deben estar enlazados a perfiles predefinidos. Los perfiles deben ser como mínimo los siguientes:

- Administrador,
- Supervisor,
- Operador e
- Invitado

El GMS debe permitir las siguientes funciones:

- Crear, modificar y borrar perfiles
- Crear, modificar y borrar usuarios
- Crear, modificar y borrar grupos
- Crear, modificar y borrar plantillas de usuarios y grupos
- Asignar permisos a usuarios

Las herramientas para la administración de usuarios deben permitir despliegues y reportes impresos de características de usuarios. Adicionalmente la administración de herramientas de usuario debe permitir guardar las características de usuarios en archivos de discos u otros dispositivos de almacenamiento.

b) Aplicaciones y administración de servicios

Una aplicación debe consistir de varios componentes tales como imágenes de aplicación ejecutables, despliegues e interacciones de despliegues, conjuntos de datos, mensajes y reportes, que trabajen conjuntamente para ejecutar una funcionalidad particular.

Definiciones de fuentes para elementos de aplicación (tales como código fuente, formatos de despliegues y otros) deben ser definidos a través de la aplicación de software de administración. Las definiciones de fuentes para todos los elementos de una aplicación deben ser mantenidas en archivos de disco mediante un sistema de administración de código.

La aplicación de software de administración, debe permitir:

- Guardar los cambios realizados a aplicaciones por fecha, autor o propósito.
- Guardar las características y aplicaciones en archivo de disco u otros dispositivos de almacenamiento por programación o demanda de usuarios.
- Aplicaciones de disparos por acciones definidas en un programa. Cuando es iniciado por opción, una aplicación debe ser suministrada con una nota que señale la razón para la activación.
- Comenzar, retardar o parar aplicaciones del sistema.
- Reconfigurar las características de una aplicación del sistema.
- Mensajes de despliegues interactivos entre el GMS y los usuarios, así como también entre usuarios internos y externos.
- Asignar recursos de acuerdo a aplicaciones o autorización.
- Rastros de auditoría de cambios de aplicación.
- Monitorear aplicaciones y servicios tales como estados, usuarios y desempeño.
- Almacenar registros de aplicaciones y servicios
- Probar aplicación de sistemas por demanda de usuarios a través de herramientas de pruebas.

c) Administración de consultas y reporte

El GMS debe ser suministrado con software de administración de reporte y consulta que permita a:

Usuarios administradores:

- Crear, modificar y borrar reportes o consultas
- Parametrizar reportes o consultas
- Añadir reportes o consultas a aplicaciones
- Pruebas de reportes o consultas

Mediante las siguientes capacidades:

- Acceso a la base de datos
- Añadir gráficos
- Usar plantillas de reportes o consultas
- Crear versiones de reportes o consultas
- Mantener versiones de reportes o consultas en un archivo de disco o algún otro dispositivo de almacenamiento.
- Crear gráficos de reportes o consultas tales como líneas, columnas, barras, pasteles y radar.
- Crear reportes o consultas en tablas
- Crear gráficos combinados de reportes o consultas
- Todos los reportes o consultas deben ser capaces de ser exportados a aplicaciones web y salidas con formatos estándares.

El software de administración de reporte o consulta debe permitir listar todos los reportes y consultas escondidas o mostradas. Adicionalmente, se deben mostrar las características principales de reporte y consulta.

Usuarios del GMS:

- Generar reportes y consultas
- Programar un reporte o consulta
- Ejecutar un reporte o consulta
- Grabar un reporte o consulta en formatos estándares.
- Programar una salida periódica
- Asignar un dispositivo de salida
- Habilitar/deshabilitar impresiones de banderas de calidad de datos

El software de administración de reporte y consulta debe ser capaz de comunicarse con otros paquetes de la industria tales como Microsoft Word y Excel.

Para la información almacenada en el RDBMS, se debe suministrar un lenguaje visual para desarrollar aplicaciones de recuperación de información y producir reportes.

Para cualquier información no almacenada en el RDBMS, la definición de reporte debe ser creada con referencia a nombres de variables únicas de datos o cadena de datos. Cualquier

reporte puede contener datos adquiridos desde cualquier número de fuentes, datos calculados desde varios otros datos y datos ingresados por el usuario.

El formato de cada reporte debe ser definido por medio de un compilador de reporte. Algunos reportes, sin embargo, pueden ser generados dinámicamente.

El generador de reportes debe soportar impresiones láser.

d) Administración del hardware

La administración del hardware debe incluir herramientas que permiten realizar lo siguiente:

- Monitorear el estado y desempeño de cualquier dispositivo de hardware, tal como procesadores o dispositivos periféricos.
- Diagnosticar el desempeño de cualquier dispositivo.
- Soportar detección de error.

e) Administración del código fuente

La administración del código fuente debe incluir, como mínimo, código fuente e imágenes binarias. Adicionalmente debe ser capaz para rastrear cualquier cambio de códigos (por fecha, autor y/o propósito) y para manejar módulos de documentación. La programación puede ser modular de tal forma que los módulos ejecutables puedan ser usados en cualquier otra aplicación.

f) Administración de la base de datos

f.1 Sistema de administración de base de datos relacional RDBMS

Se debe suministrar un RDBMS que debe estar conforme con los últimos estándares de Lenguaje de Consultas Estructurado SQL.

El RDMS debe ser la base para el sistema de almacenamiento y recuperación de información y debe estar disponible para uso de propósito general a través del GMS, incluyendo el sistema de administración de la empresa

Las interfaces de aplicación a la base de datos deben ser mediante nombres lógicos.

La base de datos debe estar localizada en un ambiente distribuido donde el acceso a los datos sea transparente al usuario, desarrollado o programa de aplicación.

El RDBMS debe soportar cuatro operaciones básicas en los datos. Adicionalmente, debe permitir el cambio de definición de la base de datos así como creación y cambio de esquemas, cuadros relacionales, vistas y campos.

El RDMS debe soportar:

- Todos los tipos de datos usados por aplicaciones del GMS.
- Múltiples accesos concurrentes a la base de datos.
- Monitoreo de transacciones
- Verificación de la integridad de datos.
- Interfaz de Programa de Aplicación (API) estándares de la industria, tales como ODBC y XML.

El RDMS debe tener facilidades para conceder/revocar accesos a usuarios autorizados y todas las facilidades para manejar la seguridad de usuarios y datos.

Las funciones de administración de la base de datos y utilitarios deben tener como mínimo:

- Recuperación y reinicio automático de la base de datos
- Disparo de acciones de programas resultantes de la base de datos actualizada.
- Facilidades de registro en cintas y discos para guardar transacciones.
- Importar ó exportar utilitarios para migración de datos a otras base de datos.
- Monitoreo del desempeño y utilitarios de sintonización.

f.2 Administración de recursos

La administración de recursos debe suministrar un conjunto de funciones utilitarias de programación tales como:

- Analizador de memoria
- Analizador de disco
- Utilitario de-fragmentado de disco es deseable (de-fragmentación automática).
- Utilitario para respaldos.
- Diagnósticos para comunicaciones.
 - 1) Seleccionar cualquier canal de comunicación para pruebas.
 - 2) Seleccionar un mensaje de requerimiento para transmisión a otras computadoras.

- 3) Seleccionar transmisión de mensajes cíclica simple a otra computadora para propósitos de pruebas.
 - 4) Monitorear despliegues de información recibida de otra computadora.
 - 5) Herramienta de rastreo.
- Mantenimiento de comunicaciones de adquisición de datos
 - 1) Suministrar acceso interactivo a todas las RTUs. Todos los mensajes de diagnósticos de la RTU interna deben ser recibidos en el GMS y ser generados como alarmas y/o mensajes de eventos para propósitos de mantenimiento. Toda clase de mensajes definidos en los protocolos para este propósito debe ser soportada.
 - 2) Facilitar la adición y modificación de la RTU.
 - 3) Suministrar detección de error y procedimientos de recuperación
 - 4) Monitorear y desplegar estados de dispositivos de comunicación de datos.
 - 5) Suministra estadísticas de comunicación de entrada/salida local incluyendo el número de errores, reintentos, bytes transferidos y otros.

Estos utilitarios deben ser ejecutables bajo demanda o pueden ser programadas periódicamente y deben estar disponibles en cualquiera de los sistemas de computadoras del GMS. Adicionalmente la información de ejecuciones de utilitarios de programación periódica debe ser acumulada en un archivo.

4.3.3 DESARROLLO DEL SOFTWARE^{1,4}

a) Desarrollo del código fuente

El GMS debe soportar como mínimo los siguientes lenguajes de programación: C, C++, Java y Fortran. Adicionalmente debe soportar programadores múltiples trabajando al mismo tiempo.

El desarrollo de código fuente debe permitir guardar versiones de códigos fuentes y códigos ejecutables para propósitos de mantenimiento.

Se debe suministrar un programa utilitario para identificar todos los usos de un nombre de entidad a través del software del GMS, despliegues y base de datos.

Los editores, compiladores y depuradores deben ser herramientas integradas que permitan un trabajo interactivo. Las herramientas deben suministrar chequeo de errores, lista de

mensaje de errores y lista de salidas, tal como referencias de direcciones, tablas de símbolos y referencias cruzadas.

Un producto depurador interactivo debe ser suministrado que incluya rastreos completos o selectivos, memoria alterna y descargas, fotos instantáneas con o sin descarga de memorias y capacidades de búsqueda.

b) Desarrollo del interfaz de usuario

Se debe suministrar las herramientas para desarrollar el interfaz de usuario, que permita lo siguiente:

- Crear, modificar y borrar despliegues
- Acceder a la base de datos
- Añadir gráficos.
- Usar plantillas de despliegues.
- Crear versiones de despliegues.
- Guardar versiones de despliegues en archivos de disco o dispositivos de almacenamiento.
- Crear gráficos de reportes o consultas tales como líneas, columnas, barras, pasteles, y radar.
- Crear despliegues de tablas.
- Crear despliegues combinando con gráficos y tablas.
- Utilizar un programa que identifique todos los usos de un nombre de entidad.

Estas herramientas deben permitir al usuario arrastrar y bajar usando las capacidades de lenguaje de programación visual, también permitir el manejo de interfaz de usuario gráfico (GUI) definiendo enlaces dinámicos a cualquier dato del GMS.

c) Características de edición

Las capacidades de edición deben tener como mínimo lo siguiente:

- Compatibilidad completa con funciones de edición y generación de la base de datos.
- Construcción de despliegues usando estándares window.
- Uso de plantillas.
- Capacidades “What You See Is What You Get” (WYSIWYG)

- Construcción de despliegues tomando estándares GUI, tales como color, tamaño y número de objetos visibles.
- Creación de despliegues usando las siguientes herramientas: textos fijos, dibujos primitivos (polilíneas, arcos y círculos), imágenes de mapas en bits, referencia de datos, formatos, ítems de datos formateados, regiones sensitivas, condicionalidad, definiciones de atributos gráficos y macros.
- Creación de librerías soportadas en símbolos estándares y de costumbre o componentes.
- Soporta listas, descargas, recargas, referencias-cruzadas y validación de definiciones de despliegues.
- Función de validación para asegurar que todas las definiciones en todas las consolas sean consistentes y actualizadas.
- Características de edición para copiar, mover, borrar y modificar grupos seleccionados de información y para deshacer/rehacer las acciones previas.
- Construir un despliegue en cualquier nivel de zoom.
- Usar zoom y pan para propósitos de edición.
- Soportar la creación de despliegues con capas.
- Cuadrículas instantáneas visibles e invisibles en incrementos especificables con localización instantánea de objetos en las cuadrículas.
- Varios tamaños de letras, tipos de líneas y grosor de líneas.
- Enlace a cualquier símbolo gráfico definido a cualquier punto de la base de datos.
- Habilidad para establecer diferentes símbolos o convenciones de despliegues para el mismo punto de la base de datos en el mismo o en despliegues diferentes.
- Herramientas de editor de macros deben soportar un número arbitrario de bibliotecas de macros compartidas.
- Importar/exportar despliegues con formatos estándares.
- Definición de enlaces de despliegues dinámicos para cualquier variable de la base de datos del GMS en cualquier despliegue del GMS.
- Construcción y modificación de íconos de despliegues y capacidad para almacenarlos en una biblioteca accesible.
- Protección de cualquier grupo de datos en cualquier despliegue contra ingreso del usuario basado en identificadores de registros.

- Auditorías de rastreos para propósitos de mantenimiento.

d) Características de presentación

No debe haber limitación en el número de ítems de datos presentados en cualquier despliegue, hasta las limitaciones físicas de pantallas. Similarmente, las localizaciones de pantalla para los objetivos de cursor no deben ser restringidos.

Los enlaces entre los despliegues y la base de datos deben ser por identificación lógica y ser diseñada tal que cualquier modificación de la base de datos no requiera redefinición de despliegues existentes.

El GMS debe soportar el empleo de menús “pop-up” y “pull-down” para interacción del usuario. También debe ser posible usar zooming y panning para propósitos de presentación. El zoom puede ser definido por el usuario.

Los ítems de la base de datos deben ser presentados en los siguientes formatos apropiados:

- Textos numéricos que presentan valores analógicos y acumulados; la definición de formato de texto debe incluir el número de caracteres, números de lugares de decimales y el uso de signo o flecha de dirección de flujo.
- Símbolos, incluyendo cadenas de texto alfanumérico para ítems sencillos, basados en el estado del ítem donde puede haber hasta 8 estados para un ítem sencillo, por ejemplo, disyuntor.
- Símbolos, incluyendo cadenas de texto alfanumérico para ítems multi-estado, basado en campos de presentación con banderas (máximo 16), donde cada bandera representa una condición o un estado y donde estados múltiples pueden ser verdaderos en algún momento.
- Relaciones de puntos X-Y y X-t con vectores conectando los puntos; por ejemplo tendencias y trazos.
- Polígonos llenos; por ejemplo, gráficos de barras.
- Arcos llenos; por ejemplo, gráficos de pasteles o simulación de movimientos de medidas.
- Condiciones de colores, texturas y de parpadeos basados en cambios de estados o cambios de valores o un cambio de calidad de dato; por ejemplo, límites de alarmas.

- Combinaciones de las acciones listadas anteriormente; por ejemplo, cambiar un color de gráfico de barra cuando los valores de datos exceden el límite.

e) Interacción del usuario

La interfaz de usuario debe ser amigable e intuitiva.

Los valores de atributos condicionales deben ser adheridos a cualquier elemento de despliegue, símbolos primitivos, macro, o sub-elemento macro.

Los tipos de datos, calculados o procesados, deben ser transparentes a los usuarios.

Los objetivos del cursor deben enviar un mensaje a una aplicación o emitir un comando cuando ocurren eventos. Tales mensajes y comandos deben confluir a datos fijos y contextuales. Como mínimo, la información contextual soportada, debe incluir:

- 1) Identidades de registro enlazados al objetivo del cursor.
- 2) Posición del cursor en la pantalla y dentro del despliegue.
- 3) Base de datos, aplicación y sistema de aplicación asociado con el despliegue.
- 4) Posición de lista (para lista).
- 5) Identificación de consola y cualquier parámetro asociado, tal como permisos.

La confirmación acerca de una acción realizada debe ser requerida, tal como cambio de estado en dispositivos, arranque de respaldos y otros.

El GMS debe emitir alertas y alarmas con características visuales y auditorías tal como sonidos, parpadeos, cambios de color en elementos relacionados.

El usuario debe ser capaz de ejecutar acciones por medio de comandos, pulsos de ratón o doble clic, menús y teclas calientes.

La interacción del usuario con el sistema debe ser suministrada con un sistema de ayuda en línea de contexto-sensitivo y herramientas de software asociadas que puedan ser usadas por la empresa para construir facilidades de ayuda en línea adicionales. Como mínimo, debe incluir ayuda en línea para base de datos, manejo de documentación, operación del sistema, aplicaciones y diagnóstico).

4.3.3 DESARROLLO DEL RDBMS²

La empresa debe ser capaz de mantener toda la información de sus elementos del sistema de generación y los datos del GMS en un RDBMS que cumpla con el CIM de EPRI. Adicionalmente, este puede incluir un conector CIM para acceder y extraer información de un modelo de datos para la construcción y mantenimiento de la base de datos.

El desarrollo del RDBMS debe ser referido a:

- Construcción inicial (definición inicial)
- Población de la estructura
- Carga de datos
- Revisión de la estructura.
- Mantenimiento (adición de nuevos contenidos de la base de datos). El RDBMS debe ser suministrado con la capacidad para añadir, borrar y cambiar parámetros de la base de datos asociado con datos telemididos, datos manualmente ingresados, datos calculados de programa y en general, todos los parámetros de la base de datos que afectan la operación del GMS.
- Cambios de estructuras existentes y contenidos de datos.
- Pruebas de integridad de la estructura y datos.
- RespalDOS de la estructura de la base de datos y datos.

El RDBMS debe soportar interfaces de todos los lenguajes de programación usados en el GMS. Como mínimo, las interfaces de lenguaje deben incluir:

- La habilidad para embeber sentencias de SQL que defina y manipula la base de datos en el lenguaje de programación.
- Pre-compiladores para trasladar sentencias SQL en el lenguaje de programación objetivo tal que los programas resultantes puedan ser compilados por compiladores de lenguaje normal.
- Uso de ODBC, tecnologías web, tecnologías de componentes.
- Soporte de consultas gráficas.
- Integración con otros paquetes (hojas de cálculos, generador de reportes)

Los servicios de red deben ser suministrados con facilidades para que los sistemas de aplicación corran en la red computacional.

CAPÍTULO 5

5. SISTEMA REMOTO Y TELECOMUNICACIONES

5.1 EQUIPO DE ADQUISICIÓN DE DATOS^{3,7}

El sistema consta de uno o más equipos de adquisición de datos, unidades terminales remotas RTUs y/o dispositivos electrónicos inteligentes IEDs. Estos equipos leen las variables de interés de un proceso y generan acciones predeterminadas sobre equipos del proceso. La información relevante se transmite por medio de fibra óptica, onda portadora PLC, microondas u otro medio, al sistema de administración de generación de la central GMS.

La RTU tiene como objetivo adquirir medidas de las variables eléctricas en sitio y transmitir las hacia el CCG mediante protocolos de comunicaciones. Asimismo, estos equipos reciben desde el CCG los comandos de actuación sobre los equipos de la red.

5.1.1 UNIDADES TERMINALES REMOTAS

5.1.1.1 General

Cada RTU debe ser de arquitectura modular con unidades basadas en microprocesadores y diseñadas para ejecutar las siguientes funciones:

- Recolectar valores analógicos e indicaciones de estado de la planta de generación de energía y equipo relacionado.
- Recolectar indicaciones de estado del equipo de comunicaciones
- Organizar la información recolectada y transmitirla al sistema computacional del GMS por medio de canales FO en respuesta a varios tipos de requerimientos de rastreos recibidos del GMS.
- Aceptar comandos de control del sistema computacional del GMS y producir las salidas de control necesarias para la operación de los interruptores de generador.
- Suministrar salidas de cierre de contacto para interconectarse con el equipo de control de la unidad en arranque, parada y otros controles especiales.

- Suministrar salidas de cierre de contacto para el control del regulador de velocidad de las unidades de generación.
- Ejecutar el control de la unidad de generación para control automático de frecuencia comparando el valor de generación deseado conforme es recibido de la computadora con el valor de generación actual y convirtiendo el error en señales de subida o bajada.
- La RTU de la unidad de generación se programa para aceptar tanto puntos base de referencia cada cinco a quince desde el GMS, de acuerdo al requerimiento de generación horario enviado por el operador del sistema; como, la contribución requerida por el AGC a través del Error de Control de Área ACE, asignado a la planta de energía eléctrica, para ejecutar la función de regulación de frecuencia. Entonces, la RTU debe convertir el valor de potencia activa en las señales apropiadas para interconectarse con los controles del regulador de velocidad de las unidades individuales de generación.

El GMS debe ser diseñado para manejar RTUs de diferentes fabricantes. El único requisito para conectar todas las RTUs al GMS es que el protocolo de comunicación debe ser mismo que las otras RTUs o a través de un convertidor completo de protocolos compatible.

5.1.1.2 Subsistemas de una RTU³

Los elementos principales o subsistemas de una RTU se muestran en la figura 16. La RTU representa los ojos, oídos y manos del GMS.

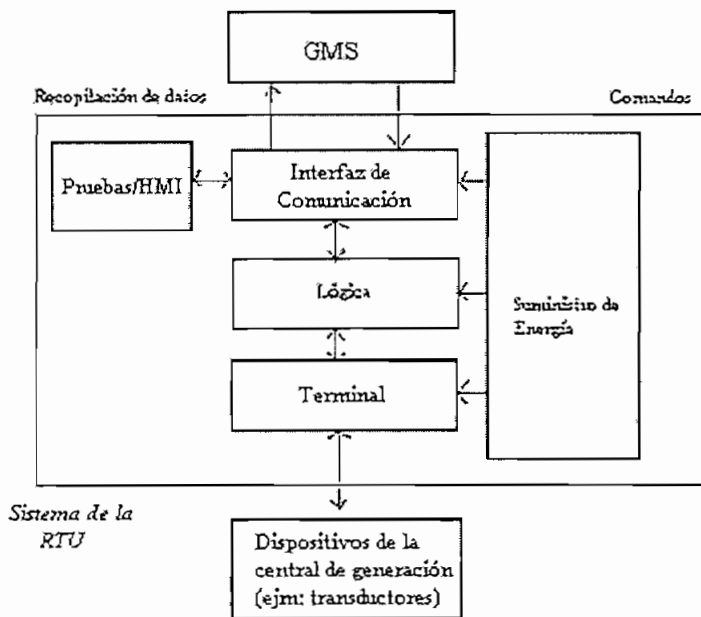


Fig. 16 Elementos Básicos de una RTU

- Subsistema de comunicaciones: El subsistema de comunicaciones es la interfaz entre la red de comunicación y la lógica de la RTU. Este subsistema recibe los mensajes desde el sistema computacional del GMS, interpreta los mensajes, inicia una acción en la RTU y envía una respuesta apropiada al sistema computacional del GMS.

El subsistema de comunicación de la RTU es responsable de interpretar los mensajes del GMS y dar formato a los mensajes para enviarlos al GMS. De este modo, este subsistema se ocupa de todas las funciones relacionadas a los protocolos. Adicionalmente, maneja la función de seguridad de las comunicaciones. Dependiendo del diseño de la RTU, el software para cumplir esas funciones puede estar en un microprocesador separado, ser un subprograma o estar completamente integrado dentro del software operacional. El único impacto de estos diseños alternativos es la facilidad de implementar protocolos diferentes.

- Subsistema lógico: Consiste de un microprocesador principal y la base de datos de entrada y salida E/S. Maneja todo el procesamiento principal, mantenimiento del tiempo y procesamiento de control. También maneja conversiones analógicas a digitales y cálculos u optimización de ser requerida.

- Subsistemas Terminales: Proveen la interfaz entre la lógica de la RTU y equipo externo tales como línea de comunicaciones, fuente de energía primaria, dispositivos de la central y de su subestación.
- Subsistema de Pruebas del HMI: Cubre una variedad de componentes, pruebas de hardware y firmware embebidos, indicadores visuales en la RTU y paneles o despliegues de pruebas y mantenimiento embebidos o portátiles. El firmware de la RTU debe tener rutinas incorporadas que prueben el funcionamiento apropiado de hardware y software. Si un error o mala operación se detectan, se deben definir indicadores en las RTUs y se deben tomar medidas apropiadas para prevenir operaciones no deseadas. Adicionalmente, la información de error debe ser pasada al GMS.

El panel de pruebas del HMI debe ser capaz de operar la RTU, simulando un GMS, sin provocar mala operación de la planta de energía. Esto normalmente significa que la energía para los relés de control debe ser interrumpida durante los períodos de pruebas. El personal de pruebas usan computadores portátiles para implementar esta función.

El subsistema de pruebas del HMI debe asistir al personal de pruebas para detectar problemas o fallas en el nivel de tarjeta de la RTU P/C para que la tarjeta dañada pueda ser reemplazada rápidamente y fácilmente con su repuesto.

5.1.1.3 Requerimientos de Diseño

Las RTUs están basadas en microprocesadores. El firmware de cualquier función específica debe ser el mismo para todas las RTUs que tienen esa función; es decir, el firmware debe ser independientemente configurado. Todo el procesamiento lógico debe estar en la forma de código de programa y la lógica debe estar constituida o implementada por medio de circuitería digital.

Todos los parámetros dependientes de la planta de energía deben estar en memoria RAM con facilidades para recargar de la memoria cuando la energía es restaurada después de una pérdida de suministro de energía.

La RTU debe tener una rutina de autodiagnóstico que chequea periódicamente la condición de trabajo de cada función. Ante la detección de una mala operación, la RTU transmite una indicación apropiada al GMS.

La RTU transmite un retorno de error al GMS cuando detecte un error en un mensaje recibido del GMS.

La aceptación y ejecución de comandos de control supervisorio debe seguir procedimientos de chequeo antes de operación. La RTU no simplemente chequea la validez del mensaje recibido y lo regresa al GMS sino que ejecuta un chequeo de la ruta de control a través del punto de salida de selección.

Los comandos de control de generación no requieren procedimientos chequeo antes de operación.

Los procesadores de la RTU deben ofrecer confiabilidad y disponibilidad incrementada mediante la distribución de control para eliminar punto simple de falla y soportar configuraciones redundantes de caídas de comunicación del GMS a nivel de RTU.

Para implementar control de incremento/decremento, la RTU debe emitir un pulso de longitud fija cada vez que un comando es recibido. La longitud fija es un parámetro cambiante similar a otros parámetros dependientes de la unidad.

Un interruptor manual es suministrado en cada RTU para cambiar el modo de control del GMS a modo local.

El diseño de la RTU debe considerar que todas las RTU estén trabajando continuamente en un ambiente con temperaturas entre 3°C a 45°C y humedad de 70-95 %.

5.1.1.4 Registrador de Secuencia de Eventos

Se debe suministrar la funcionalidad para el registro de secuencia de eventos SOE. Cada RTU esta provista con el hardware y software necesario para capturar la ocurrencia de cambios de estados cronológicamente y con un tiempo de resolución de 5 ms o menos, entre eventos. La diferencia de tiempo entre RTUs no debe exceder los 2 ms.

El SOE debe enviar datos tipo mensajes de la RTU al sistema computacional del GMS. Cada evento en el mensaje tiene su identificación única, estado y etiqueta de tiempo en términos de ms, después de una referencia. En intervalos periódicos el sistema

computacional del GMS envía una señal de sincronización simultánea a todas las RTUs para establecer la referencia de todas las rutinas de reloj en las RTUs.

5.1.1.5 Interfaz de Comunicación de la RTU

5.1.1.5.1 Computador Frontal de Telecomunicaciones FE

El GMS usa computadores frontales de telecomunicaciones (FEs) redundantes para adquirir datos de las RTUs.

Los FEs deben tener las siguientes facilidades:

1. Procesa datos recibidos del controlador de interfaz de comunicación en conjunto o en parte y almacena los datos procesados en la base datos o pasa los datos a otros componentes del GMS.
2. Controla el rastreo periódico de todas las RTUs y grupos de rastreo
3. Maneja protocolos estándares.
4. Conecta al GMS por medio de red LAN o WAN a través de protocolo TCP/IP
5. Maneja el controlador de interfaz de comunicación sincrónico y/o asincrónico.
6. Efectúa autodiagnóstico total (local y remoto) con herramientas de configuración incluyendo descargas desde el GMS para facilitar manejo remoto del FE

a. Comunicación FE - RTU⁹

El FE ejecuta rutinas de llamado para la recolección de datos desde las RTUs con argumentos que definen la prioridad del evento.

El FE ejecuta procesos de supervisión de las líneas de comunicación y sus respaldos, así como la sincronización de las RTUs. El FE debe conmutar automáticamente los medios de comunicación, cuando ocurran contingencias o requerimiento del operador.

En la figura 17, se muestra el sistema de computadores frontales.

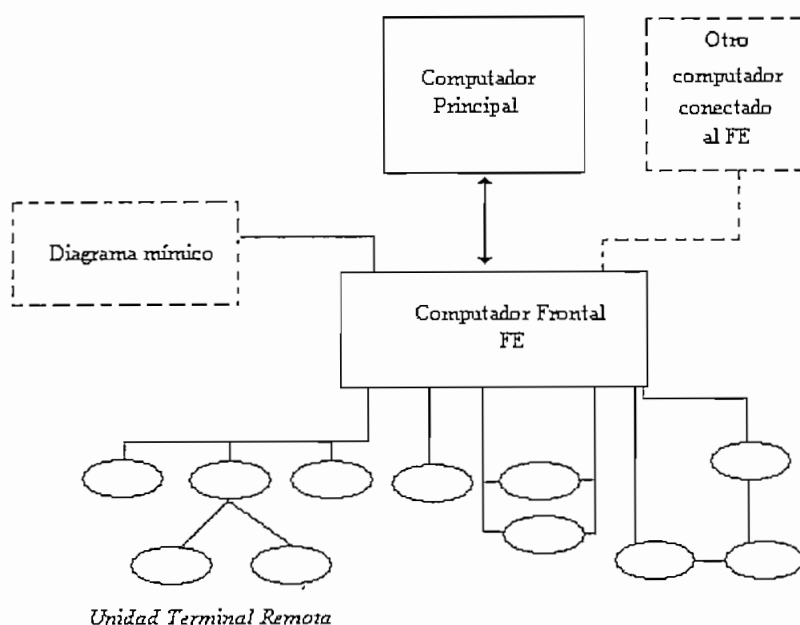


Fig. 17 Sistema de computadores frontales

b. Comunicación FE - Sistema computacional del GMS

El FE tiene la capacidad de actualizar sus datos provenientes de las RTUs. La actualización de sus datos se realiza mediante el escalamiento de las mediciones de pulsos a unidades de ingeniería.

Los datos almacenados en el FE son enviados al sistema computacional del GMS para su procesamiento, de acuerdo su prioridad cualquier otra información proveniente del proceso es leída directamente por el computador del GMS, entre los que se encuentran mensajes de RTUs, mensajes de eventos y de diagnósticos.

c. Adquisición de datos

El sistema de adquisición de datos, está conformado por computadores frontales de telecomunicaciones, medios de comunicación y RTUs.

5.1.1.5.2 Controladores de Interfaz de Comunicación

Los FEs redundantes se comunican con las RTUs mediante vínculos de fibra óptica (FO). La configuración para comunicaciones con RTUs, debe ser especificada como:

- 1) Los circuitos de comunicación de RTUs, son conectadas al lado analógico de un módem convencional o un puerto de Ethernet.
- 2) Los terminales digitales de los módems están conectados a los controladores de interfaz de comunicación. Estos controladores manejan comunicaciones en el canal de FO, chequean y reportan errores de protocolo y de otras comunicaciones y convierte el protocolo RTU a un formato común interno compatible con las funciones de procesamiento de datos del GMS.
- 3) Los circuitos de comunicaciones de RTUs seleccionados se interconectan directamente a los controladores de interfaz de comunicaciones por medio de una conexión digital.

Conectores adecuados se suministran para conectar módems, circuitos de comunicación de FE, controladores de interfaz de comunicaciones y sus circuitos digitales. Los módems deben ser compatibles con ITU V.22, ITU V.24 o V.28. Se deben soportar circuitos punto a punto y circuitos multi-puntos. Los controladores de interfaz de comunicaciones soportan velocidad de datos desde 300 bps a 19,2 kbps.

Las comunicaciones de RTUs deben ser realizadas usando los protocolos IEC-870-5-101 o DNP 3.0, nivel 3 o UCA 2.0 así como también TCP/IP.

El protocolo puede ser descargado al controlador de interfaz de comunicación cuando se arranca el GMS o se recupera de fallas. Sin embargo, el proceso de descarga debe ser completado con re-arranque automático o reinicio.

Las comunicaciones con RTUs deben soportar convertidores de protocolos para permitir la integración de la subestación de la central.

5.1.2 DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES¹⁴

La incorporación de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en centrales de generación provee a las compañías eléctricas nuevos elementos de adquisición de información. Estos elementos acumulan un importante número de variables tanto en tiempo real como históricas. Asimismo, esta gran capacidad de manejo de información es realizada por equipos que incluyen las funciones de: adquisición de datos, procesamiento digital de estados y alarmas, procesamiento de señales desde medidores, interbloques, comandos de

protección, comunicaciones dentro de una red de área local y funciones de control y monitoreo automático.

5.1.2.1 Características

- Son dispositivos electrónicos con microprocesadores que permiten recibir o enviar datos y realizar control.
- Entre estos dispositivos se tienen: medidores electrónicos multifunción, relés digitales y controladores.
- Entre sus funciones se tienen: registrar los datos para lectura y notificación de eventos, reportar datos y actualizar la base de datos, realizar peticiones de control y efectuar actividades de interfaz estándar.
- Los IEDs pueden tener varias aplicaciones, tales como supervisión de condición del equipo y protección, así como entradas-salidas directas cableadas físicamente.
- Los IEDs necesitan de un sistema de posicionamiento global para sincronizar el tiempo (GPS), proporcionando una referencia del tiempo para el CCG.
- La red de área local (LAN) permite que los IEDs se puedan conectar directamente con la LAN del CCG. Para los IEDs que no están conectados a una red LAN es necesario utilizar un modulo de interfaz de la red para conversión física del interfaz y del protocolo.
- En la mayoría de las implementaciones, el puente de comunicaciones al IED puede ser por FO, radio de microondas o PLC.
- La tecnología más común del establecimiento de una red de IEDs en centrales de generación es el uso de comunicaciones seriales, RS-232 o RS-485.
- La tecnología de montaje de una red de IEDs en la central de generación es con una red Ethernet.
- Los protocolos recomendados para los IED son: UCA MMS, DNP 3.0, Modbus, Modbus Plus e IEC 870-5-101 y 103. La funcionalidad de algún IED puede perderse al elegir un protocolo diferente al estandarizado.

Integrar RTUs con IED

Muchas empresas han integrado IEDs con RTUs existentes del tipo convencional, el único requisito es que las RTUs sean capaces de comunicarse con los equipos de las centrales de generación y soporten los protocolos de comunicaciones con IED.

Este método de integración trabaja bien en la ruta de datos operacionales pero no soportan las rutas de datos no operacionales y tampoco el acceso remoto. Las últimas dos rutas de datos deben ser realizadas fuera de la RTU convencional.

Las RTUs aceptan la corriente de datos con IEDs instalados para ejecutar procesos discretos o monitoreo en la central de generación. La RTU incorpora la información en la base de datos disponible para consultas por el sistema central. Eso incluye, relés digitales, registradores de fallas, secuencia de eventos y mediciones. El resultado de ésta capacidad es una reducción de transductores y puntos de estado/control de cableado duro requeridos para la instalación de la RTU.

5.2 TRANSDUCTORES³

Las cantidades eléctricas (W, Vars, V, A) son medidos desde transformadores de medida del equipo de energía con transductores. Los transductores convierten salidas de transformadores de medidas a voltaje DC o corrientes que pueden ser fácilmente aceptados por las RTU del sistema SCADA.

Estos suministran una señal escalada, de baja energía, que representa una cantidad del sistema de energía que la RTU puede fácilmente aceptar y que además puede ser fácilmente procesada por cualquier equipo electrónico.

Características generales

- Las salidas de los transductores son usualmente voltajes o corrientes DC que tienen rangos que van hasta unas pocas decenas de voltios o miliamperios. Estos pueden ser unipolares o bipolares en que su polaridad de salida corresponde a la dirección del flujo.
- Los transductores que miden cantidades eléctricas del sistema de energía son diseñadas para ser compatibles con salidas de transformadores de medida.

- Los transductores operan en un rango de voltaje de entrada de 85 – 150 VAC y/o rango de entrada de corriente de 0 –5 A. Estos son en la mayor parte, rangos de largo plazo
- Los circuitos de entrada son suministrados con capacidades de sobre rango de corto plazo para que puedan sobrevivir a perturbaciones del sistema de energía, lo cual puede producir voltajes anormales altos o corrientes con valores muchas veces más altos que los especificados para corta duración.
- Algunos transductores pueden operar en niveles más altos que sus rangos normales con pequeña degradación en exactitud, con la condición de que sus límites de salida no sean excedidas.
- Los circuitos de entrada de transductores pueden compartir los mismos transformadores de medida y protección de la estación; entonces, estos deben alinearse a los mismos estándares como cualquier componente del tablero de control.
- Los transductores también requieren una fuente de energía externa para abastecer sus requerimientos de energía. Cuando este es el caso, la confiabilidad de esta fuente tiene que ser considerada.
- Las salidas de los transductores está usualmente conectada con cable trenzado apantallado y protegido para minimizar la pérdida de la señal capturada.
- Transductores asociados con termocuplas o galgas de deformación son algunas veces usados, cuyas salidas son de unos pocos milivoltios. Estos son generalmente suministrados con un amplificador de señal para elevar sus niveles de señales y suministrar escalamiento.
- La carga (burden) de los transductores no debe exceder 4 VA por elemento en PT's o 2 VA en CT's.
- El efecto de la temperatura ambiente en la exactitud debe ser menor que 0,05 % sobre cualquier variación de 10°, en el rango de 3° a 45°.

5.3 DISPOSITIVOS DE ACCIONAMIENTO DE CONTROL³

5.3.1 RELÉS DE INTERPOSICIÓN

Los controles de la central de generación a menudo requieren niveles altos de energía y operan en circuitos energizados por baterías de la estación de 48, 125 o 250 VDC o del servicio de la estación de 120 o 240 VAC. Los circuitos de control a menudo deben intercambiar de 10 a 20 A para realizar su acción, lo cual impone restricciones en los dispositivos de interposición cuando se aplica un control supervisorio.

La interposición entre una RTU del SCADA y los controles de la estación se lo realiza en su mayoría con relés electromecánicos de gran tamaño. Sus bobinas son manejadas por el sistema de control de la RTU a través de relés estáticos o pequeños tipo señal y sus contactos maniobran los circuitos de control de la estación.

Los relés de interposición son especificados con contactos de 25 A y 240 VAC para asegurar el trabajo de interrupción. Relés de interposición más pequeños también se usan, con contactos de 10 o 3 A, donde los circuitos de control permitan.

Cuando se controlan circuitos DC, pueden requerirse relés grandes, no por los requerimientos de corriente, sino para suministrar el largo viaje de contacto necesario para interrumpir el arco asociado con la interrupción de un circuito DC.

Adicionalmente, se pueden requerir relés con contactos de soplado magnético que alargan el arco de interrupción, para ayudar a extinguirlo, estos son sensitivos a la polaridad, sin embargo, no pueden trabajar si son conectados incorrectamente. La dirección correcta de flujo de corriente debe ser revisada para que su funcionamiento sea efectivo.

5.3.2 DISEÑOS DE CIRCUITOS DE CONTROL

Muchos de los circuitos de control de la estación pueden ser diseñados para que el problema de trabajo de interrupción de los relés de interposición sea minimizado. Estos circuitos completos una vez que son iniciados, permiten que otro dispositivo en el circuito interrumpa la corriente de control, en preferencia al dispositivo iniciador, haciéndolo compatible con los requerimientos de la estación de control.

Estos son más fácilmente manejados por salidas momentáneas. Su lógica de control es tal que el contacto iniciador es desviado una vez la acción de control ha comenzado y permanece desviado hasta que la acción de control se ha completado. La corriente del circuito iniciador es entonces interrumpido, o al menos significativamente reducido, por un dispositivo en otra parte del circuito de control. Esto elimina la necesidad del relé de interposición que interrumpe la corriente alta del circuito de control. Esto es típico de circuitos de cierre de interruptor modernos, operados con motor, y muchos seccionadores.

Otros controles completos son circuitos de disparo de interruptores donde la corriente de disparo es interrumpida por los contactos auxiliares del interruptor mucho antes que el contacto iniciador se abra.

Las revisiones del circuito de control a menudo simplifican la aplicación del control.

Los circuitos de control pueden también ser revisados para limitar la respuesta de circuitos de control para prevenir que más de una acción se realice mientras está bajo control supervisorio. Esto incluye prevenir el bombeo de un interruptor si fuera cerrado en una falla ó en un enganche.

5.3.3 DISPOSITIVOS DE ENGANCHE

Es a menudo necesario modificar el comportamiento del circuito de control cuando el control supervisorio es usado para operar el equipo de la central. Las acciones de control, que acompañarían la operación local manual deben también ocurrir cuando esta acción se toma por medio de control supervisorio.

Muchos de estos requieren relés de interposición de enganche que modifican el comportamiento de control cuando el control supervisorio se ejercita, y puede ser restaurado por medio de control supervisorio o control local. Por ejemplo, la inhibición del recierre de un interruptor automático cuando un interruptor es abierto mediante la acción de control supervisorio.

El recierre automático debe también ser restaurado y/o reseteado cuando un interruptor es cerrado a través de la acción de un control supervisorio.

Estos tipos de modificaciones de control generalmente requieren un diseño de interposición tipo enganche.

Últimamente es posible instalar interruptores de control operados por selenoides que pueden reemplazar directamente el interruptor manual en el tablero de control, estos pueden ser controlados por medio de control supervisorio.

5.4 PROTOCOLOS DE REDES LAN/WAN^{6,10}

5.4.1 PROTOCOLO DNP3

El Protocolo de Red Distribuido (DNP) ofrece la flexibilidad y funcionalidad que va más allá de otros protocolos de comunicación.

Es un estándar recomendado por el IEEE para comunicaciones de IED, también para operar en serie o comunicaciones LAN/WAN, el DNP es un protocolo eficaz y seguro para una amplia gama de medios de comunicación.

El protocolo DNP 3.0 es independiente de algunas plataformas específicas de hardware, significa que este puede operar en un rango amplio de IED, RTU y plataformas del sistema central y se adapta a una gran variedad de redes.

El DNP 3.0 se define en tres niveles distintos. El nivel 1 tiene la menor funcionalidad, para IEDs simples y el nivel 3 tiene la mayor funcionalidad, para los procesadores de los computadores frontales de telecomunicaciones de la estación maestra del SCADA.

Las ventajas a corto plazo de usar DNP son:

- Interoperabilidad entre aparatos provenientes de múltiples proveedores
- Pocos protocolos que soportar en el campo
- Costo reducido de software
- No necesitan ningún traductor del protocolo
- Tiempos más cortos de entrega
- Menos pruebas, mantenimiento, y entrenamiento
- Documentación mejorada
- Prueba independiente de conformidad
- Apoyo para el grupo de usuarios independientes y las fuentes de terceros (por ejemplo: la prueba fija, código de fuente).

En las ventajas a largo plazo, posteriores que se pueden derivar al usar DNP, se incluye:

- Fácil expansión del sistema
- Larga vida de los productos
- Mayor valor agregado a los productos de proveedores
- Una adopción más rápida de la nueva tecnología
- Ahorros importantes en operaciones.

5.4.2 PROTOCOLO IEC 60870-5

El juego de protocolos IEC 60870-5 es usado para comunicaciones. El más usado es el IEC 870-5-101.

Las características principales del IEC 60870-5, son las siguientes:

- Arquitectura abierta
- Protocolo estándar desarrollado para:
 - Telecontrol
 - Teleprotección
 - Telecomunicaciones

El juego de protocolos IEC 60870-5 se distribuye de la siguiente manera: 101 Definiciones para UTR e IED, 102 para medición, 103 para protección y automatización, 104 para comunicaciones de redes

5.4.3 TASE 2

Los enlaces de datos son implementados usando el protocolo de comunicaciones TASE. 2 IEC 870-6-503. Los enlaces pueden ser establecidos para cualquier sistema externo que soporte ICCP.

TASE 2. Extiende las funciones de procesamiento de datos SCADA para datos más allá del alcance de su propio sistema, así como también permite acceso remoto de centros de control a datos de una manera controlada. El TASE 2 puede simultáneamente intercambiar información con uno o más centros de control sobre una red LAN o WAN.

La implementación del TASE.2 en el GMS debe ser completamente acomodable con la versión del protocolo 1996-08 y suministrar capacidades de cliente y servidor para los bloques 1, 2, 4, 5, 7 y 8 en conformidad ICCP.

La funcionalidad debe suministrar, como mínimo:

- Comunicación bidireccional, con datos transmitidos en una base por excepción para reducir el tráfico de comunicación.
- Habilitar la comunicación de datos para cualquier tipo de punto, con valores transferidos con etiquetas de tiempo.
- Incorporar datos y control de puntos externos entre sistemas.
- Integración completa con sistema de alarmas y eventos
- Mecanismo de seguridad de control de acceso para intercambio de datos entre centros de control.

Bloques 1 y 2: Datos SCADA

Los bloques 1 y 2 deben ser empleados para la adquisición de datos teledados desde fuentes de datos seleccionados y para transmisión de datos teledados al mismo sistema computacional.

Los datos teledados transmitidos a otro sistema deben ser valores almacenados en la base de datos del GMS. No hay restricción en la selección de datos para transmisión.

Bloque 4: Mensajes de información

Transferir archivos y textos define la transmisión de datos no estructurados. Este bloque permite gran flexibilidad en el contenido de datos. Dos o más centros de control co-operando deben estar de acuerdo con el formato de cada mensaje de información transferido.

El GMS debe soportar el intercambio bidireccional de mensajes de información con otros sistemas computacionales. El bloque 4 debe ser suministrado para soportar las siguientes funciones:

- Operador de mensajes – mensajes de texto ingresados por usuarios
- Alerta del sistema – mensajes de texto generados por funciones del GMS
- Función de intercambio de mensajes para instrucciones a agentes de mercado.

Bloque 5 y 7: Control de dispositivos y Notificación de eventos

El control supervisorio entre el sistema computacional es soportado por la conformidad del Bloque 5. Adicionalmente, una implementación preferida usa mensajes en el bloque 7 para confirmar acciones de control supervisorio.

Bloque 8: Transferencia de cuentas

La transferencia de datos de cuentas soporta la transferencia de información programada y contabilizada, tal como información de salida de un dispositivo e información de la planta de energía. El estándar ha generalizado esta capacidad de transferencia para permitir que varios datos sean recolectados en una base periódica normalmente horaria. Esta transferencia incluye datos tales como programación de generadores, programación de intercambio, promedio horario de límites totales y flujos actuales e información de precios.

El bloque 8 suministra la transferencia bidireccional de mensajes de datos entre el GMS y otros sistemas computacionales y agentes del mercado.

El TASE. 2 cliente/servidor soporta disparos de transmisión basados en cambio de objetos y requerimientos del operador. Los siguientes objetos deben ser soportados usando el bloque 8:

- Objeto de requerimiento de cuenta
- Transferencia de cuentas
- Salida de dispositivo

Un interfaz de programación debe ser suministrado para transferencias de Bloque 8. El RDBMS es incorporado dentro del diseño de API Bloque 8 para servidores y clientes. Sus herramientas RDBMS estándares son usadas para la máxima extensión posible en el diseño del API.

El Bloque 8 está disponible para transferir a requerimiento o como parte de una transferencia de datos programado.

5.4.4 PROTOCOLO UCA 2.0

El UCA es un protocolo estándar basado en las comunicaciones de datos de la empresa que provee la integración general desde el nivel corporativo (así como entre empresas) hasta la interfaz con el cliente, incluyendo distribución, transmisión, central eléctrica, centro de control y sistemas de información corporativos.

A través del UCA 2.0 la comunicación entre SCADA y el GMS, es capaz de compartir información entre varios usuarios, sistema computacional del GMS y RTU, RTU y otros sistemas

El UCA 2.0 tiene las siguientes características:

- Proporciona interoperabilidad para equipamiento provisto por distintos fabricantes.
- Incluye perfiles que utilizan tanto la familia de protocolos ISO/IEC como TCP/IP, instalados en una variedad de redes locales y de área amplia.

La definición de la especificación UCA 2.0 publicada a finales de 1996, endosa diez diferentes perfiles de protocolo, incluyendo el Protocolo de Transmisión y Control e Internet (TCP/IP) y el protocolo de comunicaciones entre centros de control (ICCP), así como también un nuevo conjunto de modelos de aplicaciones servicios para acceso de aparatos en tiempo real.

5.5 INTERNET¹⁰

El GMS debe soportar intercambio de datos con el sistema computacional conectado a la red WAN, intercambio de información y transferencia de cuentas con sus propios sistemas computacionales, otros centros de control, sistema de información de la empresa (SGE) usando el Internet por medio del servidor Web.

5.5.1 REDES TCP/IP

5.5.1.1 TCP/IP y el Internet

TCP/IP es un conjunto de protocolos (software) que define un tipo de red, su manejo y su administración; estos protocolos juegan un papel importante como el software principal de comunicaciones tanto para las redes de área local y metropolitanas así como para las redes de gran alcance, las cuales contemplan a las redes internet producto de la interconexión de redes.

Un “internet” es una colección de redes físicas separadas, interconectadas por un protocolo común, formando una red lógica. La “Internet” es la colección mundial de redes interconectadas.

Debido a que TCP/IP es requerido para conexiones de Internet, así como en la comunidad UNIX, el protocolo TCP/IP es usado tanto en redes de área local como cuando la red está conectada a una internet más grande.

Las diferentes partes (redes) de Internet están conectadas por un conjunto de dispositivos llamados “ruteadores”, que pueden ser computadores. Estas redes pueden ser ethernet, token ring, X.25, FDDI y otras.

En las redes TCP/IP existen también las denominadas Intranet y Extranet, de las cuales la primera mencionada es una red interna para comunicaciones dentro del CCG de la central de generación, mientras que la segunda permite el acceso controlado a usuarios externos del CCG desde otras Intranets o terminales remotos, ya sea a través de Internet o mediante cualquier otro medio de comunicación, con lo cual mantiene una íntima relación con una Intranet para colaborar, comunicarse e intercambiar información, compartida en un circuito confiable con el fin de alcanzar determinados objetivos en conjunto.

5.5.1.2 Características del TCP/IP

- Protocolo estándar, abierto, amigable, útil para el desarrollo de aplicaciones distribuidas o que utilizan un entorno de red, en forma independiente del computador o del sistema operativo.
- Es independiente del hardware de la red, lo que permite integrar varios tipos de redes.
- Posee un esquema de direcciones que permite asignar una dirección única a cada dispositivo de la red.
- Posee un conjunto de protocolos estandarizados, que permiten la disponibilidad amplia de servicios de la red para el usuario.

5.5.1.3 TCP (Transmission Control Protocol)

Permite a un flujo de bytes (stream) que se origina en una máquina, para ser entregado sin error a cualquier máquina en Internet. Realiza el intercambio de información de control para establecer una conexión de extremo a extremo antes de transmitir segmentos de datos.

5.5.1.4 UDP (User Datagram Protocol)

Es un protocolo no fiable, sin conexión, de la capa de transporte, para aplicaciones que no requieren el secuenciamiento o el control de flujo de TCP, sino que proveen los suyos propios. Se utilizan en aplicaciones en las cuales es más importante la rapidez en la entrega antes que la exactitud, tales como las transmisiones de voz o de video. UDP permite el intercambio de conexión. Se utiliza en aplicaciones que realizan su propio control de errores.

5.5.1.5 IP (Internet Protocol)

El protocolo Internet es la base de Internet. Sus funciones incluyen:

- Definición de datagramas, que son la unidad básica de información de transmisión en Internet.
- Definición del esquema de direccionamiento de Internet.
- Movimiento de datos entre la capa de acceso a la red y la capa de transporte host a host
- Encaminamiento (ruteo) de datagramas a host remotos
- Fragmentación y reensablaje de datagramas

IP es un protocolo sin conexión, por tanto no realiza el intercambio de información de control para establecer una conexión extremo a extremo antes de transmitir datos. No es fiable, no realiza detección y corrección de errores. IP realiza la entrega de datos (datagramas) en cualquier red TCP/IP y es muy eficiente en dicha entrega.

5.5.2 DOMINIOS

A las computadoras se les asignan nombres para la conveniencia de los usuarios. Todas las aplicaciones y protocolos usados en Internet, permiten el uso de nombres en lugar de una combinación de números para definir los domicilios de las computadoras. Es necesario que los nombres sean únicos, por tanto, debe asegurarse que dos computadoras no tengan el mismo nombre.

De lo global a lo particular, es decir de derecha a izquierda, una dirección de máquina contiene: código del país, tipo de organización, identificación de la organización, departamento, etc.

Ejemplo:

server.centraldegeneración.com.ec

Es el nombre completo de una máquina instalada en el Ecuador (dominio ec), en una organización comercial (dominio com), el dominio identificativo de la institución es una central de generación eléctrica, y la máquina se llama server.

Un usuario cualquiera puede tener, bajo una dirección de máquina, su casillero de correo. A este concepto se le conoce como dirección electrónica del usuario.

La dirección electrónica completa de un usuario (email) es:

usuario@dirección_máquina

Donde usuario es el login del usuario sobre esta máquina

5.5.3 SERVICIOS DEL INTERNET

Entre los servicios de Internet, se tienen:

- Correo electrónico
- Acceso remoto
- Transferencia de archivos
- Búsqueda de software/archivos
- Noticias
- Búsqueda y selección de recursos
- Directorio de páginas blancas
- Navegación, hipertexto

5.6 MEDIOS USADOS PARA COMUNICACIONES^{1,3,10}

5.6.1 Telefonía

Debido al extensivo uso de cables metálicos por empresas de energía eléctrica en construcciones de las plantas de energía, las empresas implementan el sistema de telefonía.

Los cables tienen la ventaja de involucrar nueva tecnología, y de esta manera es fácil considerar el uso de pareja de cables para transmisión de datos, donde típicamente, un par

puede ser usado para transmisión de una sola tendencia o medio bidireccional en velocidades hasta 2400 bits por segundo.

Las instalaciones de las compañías de teléfono deben ser protegidas contra ondas de voltajes inducidos o relámpagos, los cables pueden ser protegidos de fallas durante condiciones de fallas de corriente de la central de generación por medio del uso de dispositivos adicionales tal como transformadores balanceados.

Ventajas

- Soluciona el problema de ilegalidad del tendido de líneas de transmisión privada a través de propiedades públicas.
- Una parte significativa de los sistemas de transmisión de datos se soporta en la infraestructura de comunicaciones de los sistemas telefónicos.

Desventajas

- Los sistemas telefónicos fueron diseñados para transmitir la voz humana (señal analógica), por lo cual presentan limitaciones al utilizarse en la comunicación entre computadores.
- La transmisión a través de sistemas telefónicos tiene tres problemas: atenuación, distorsión por retardo en la propagación y ruido. Lo anterior da como consecuencia una alta tasa de error.

5.6.2 TELECOMUNICACIONES POR ONDA PORTADORA (PLC)

El PLC se usa como un medio efectivo para la transmisión de telemetrías e información de control requerida para la operación de sistemas interconectados.

Las líneas de transmisión de alto voltaje de 38 kV y más utilizan frecuencias portadoras en el rango de 50-500 kHz. Estas frecuencias pueden suministrar canales para relés de protección, telemetrías, control de generación, SCADA y otros servicios diversos. Estos canales pueden tener un ancho de banda igual a un circuito de voz, aunque para algunas aplicaciones, pueden ser mucho menores.

El acoplamiento a conductores de línea de potencia se logra por medio de capacitores de acoplamiento de alto voltaje, que sirven para conducir las señales portadoras, mientras bloquea la señal de 60 Hz del equipo portador.

Puntos intermedios entre terminales pueden requerir la desviación de las señales portadoras alrededor de discontinuidades tales como interruptores o transformadores. En este caso, el acoplamiento se realiza para ambo sitios de la discontinuidad y el equipo sintonizador de línea calibrados a la frecuencia portadora, se usa para completar el camino portador entre los dos puntos acoplados.

Las trampas de líneas de inductores se insertan en los conductores de líneas de potencia para minimizar la pérdida de energía portadora en línea ajenas o la barra de la estación terminal y para dirigir las señales en la sección de línea deseada. Mediante una elección adecuada de frecuencias portadoras, varios servicios pueden operar en los mismos conductores de línea sin interferencia.

El equipo terminal es usualmente el mismo independientemente de la distancia de la línea, excepto por variaciones en la potencia de salida del transmisor, lo cual está generalmente en el rango de 20 W pero puede ser tan alto como 100 W.

Los niveles de confiabilidad de los enlaces PLC son altos, sin embargo su disponibilidad depende en muchos de los casos, de las actividades de mantenimiento en las líneas de transmisión.

El acoplamiento de terminales de PLC a la línea puede ser de tipo fase a tierra o tipo fase a fase.

Tomando en cuenta las condiciones indicadas y dado que se escogen el método de acoplamiento apropiado y las frecuencias, la atenuación de un enlace de PLC debería no exceder un valor de 20 dB para líneas de potencia de hasta 200 km de longitud.

Atenuación adicional en un enlace de PLC debido a falla en la línea depende de la naturaleza y posición de la falla y el tipo de acoplamiento. Para fallas fase tierra, la atenuación adicional es típicamente de 10 – 12 dB. Para fallas fase – fase y trifásica, esto puede alcanzar valores altos e interrumpir los servicios de comunicación.

Los enlaces de PLC pueden estar fuera de operación si los conductores de línea de potencia son puestos a tierra por razones de seguridad durante trabajos en líneas.

Ventajas

- El usuario tiene control total de los sistemas de comunicaciones en los que no existen terceros, tal como una compañía telefónica involucrada.
- No es necesario licencia el organismo regulador de comunicaciones
- El PLC es un concepto probado para comunicaciones punto-a-punto.
- El equipo terminal es versátil en que puede manejar voz, relés de protección, telemetrías y señales de control de generación y canales para SCADA.
- Algunas veces este es el único medio viable de comunicaciones terrestre punto-a-punto, debido al terreno y distancias involucradas.
- Para el SCADA, el PLC puede suministrar canales que podrían manejar velocidad de datos sobre los 2400 bits por segundo usando módems convencionales

Desventajas

- Sensitivo a cambios en el clima, tormentas, particularmente tormentas de hielo que pueden causar atenuación adicional de la señal portadora en las líneas de transmisión de energía.
- Cambios de impedancia ocurren dinámicamente, y estos cambios pueden afectar seriamente la señal del PLC.
- Las líneas de transmisión son muy ruidosas, con ruido blanco y ruido de impulso. Las comunicaciones punto-a-punto son altamente susceptibles a ruido de impulso, que pueden ocurrir de la operación de interruptor y seccionador, y de rayos.
- Aún el último equipo de trasmisor-receptor es modularmente expandible hasta solamente cuatro canales bi-direccionables de voz. Más allá de esto, equipo terminal nuevo debe ser añadido, asumiendo que el espectro de frecuencias está disponible.
- El espectro de frecuencia desde 50 a 500 KHz intrínsecamente limita la expansión del sistema.

5.6.3 RADIO DE MICROONDAS TERRESTRE

Radios de microondas disponible para centrales de generación, opera en bandas UHF, SHF y EHF. Los caminos de microondas generalmente tienen transmisores que operan desde

unos pocos cientos mW sobre 5 W de energía del transmisor, y usualmente tienen antenas de platos parabólicas que enfoca la energía de las microondas dentro de un rayo estrecho.

Una característica necesaria en un sistema de microondas de cualquier tamaño es el uso de repetidoras. Los caminos de microondas teniendo buena confiabilidad son típicamente diseñados para distancias de no más de 45 millas. Sin embargo, algunas empresas eléctricas pueden instalar caminos de microondas de hasta 70 millas de longitud.

En un sistema de energía se puede localizar terminales del sistema de microondas en los sitios de subestación y planta de energía, entonces el sitio puede también servir como un repetidor para la estación siguiente. De otra manera, los sitios deben ser diseñados para servir aisladamente como repetidores, lo que entonces añaden los gastos de obtener el derecho de vía, construyendo caminos de accesos, casas, torres, fuentes de energía y otros, etc. Los repetidores pasivos se usan rara vez para rerouter la señal alrededor de una montaña. Los repetidores pasivos no requieren repetidores de energía o repetidores caros.

El sistema de radio de microondas es usado por la industria de energía con dos tipos de técnicas de modulación: analógica o Múltiple División de Frecuencia (FDM) y Digital o Múltiple División de Tiempo (TDM).

Desde el punto de vista de las necesidades totales de comunicación de una empresa de energía eléctrica, la tendencia es hacer uso de modulación digital para la aplicación en comunicaciones, sistemas SCADA o comunicaciones empresariales.

Ventajas

- El ancho de banda es más que suficiente para cumplir los requerimientos de una empresa eléctrica de generación.
- El radio de microondas es más confiable y seguro desde el punto de vista de fallas del sistema eléctrico, cuando se lo compara con PLC.
- Permite gran capacidad para expandir que el PLC.

Desventajas

- La licencia de sitios de transmisión debe ser aprobado por el organismo regulador. Además, en algunas áreas geográficas, la congestión de frecuencias es un problema haciendo difícil encontrar frecuencias disponibles.

- El diseño de sistema debe ser cuidadoso para permitir caminos de reflexión, refracción, y absorción.
- La adquisición de derechos de vía necesarios e instalaciones de torres pueden ser bloqueadas por grupos de interés especial incluyendo ecologistas y dueños de propiedades.
- La energía comercial confiable puede no existir en sitios repetidores, presentando más problemas de derechos de vía, incrementando costos.
- Sitios de terminales o repetidores deben ser localizados cada 25 o 45 millas.
- Algunos edificios, pueden ser construidos en el camino de línea de vista después de la construcción, de esa manera se plantea problemas de reubicación. Similarmente, árboles que tiene elevado crecimiento podrían presentar pérdidas inaceptables de obstrucción, años después de la instalación del sistema.
- Los procedimientos de caída y reparación de canal, comparado a otros medios como cable o PLC, no son simples ni baratos.

5.6.4 FIBRA ÓPTICA

Los conductores de fibra óptica son suministrados en dos opciones básicas multimodo e individual.

En aplicaciones de comunicaciones del sistema de energía se prefiere fibra multimodo, para ser usadas en distancias medias, aplicaciones de baja densidad de uno a diez mil, operando en 10 a 45 Mbps. Cables de fibra multimodo son también usados para distancias cortas, alta velocidad de red de área local (LANs) operando en 100 a 200 Mbps.

El conductor de fibra óptica es ideal para aplicaciones de envío y respuesta tal como SCADA. Adicionalmente debe sostener interfaces RS-422 y RS-485 de 2 o 4 hilos.

Ventajas

- Una primera ventaja para empresas de energía eléctrica es su total inmunidad a la interferencia electromagnética, presente en los ambientes de la central de generación.

- El ancho de banda disponible en la región de luz visible del espectro electromagnético para comunicaciones por medio de fibra óptica es inmensamente más ancho que el disponible para PLC, o enlaces de microondas.
- Puede instalarse a lo largo de los mismos derechos de vía que son usados por líneas de transmisión y distribución de empresas de energía eléctrica.
- El cruce de información entre cables es imposible.
- No es afectado por rayos o tormentas eléctricas.
- Tiene un tamaño físico pequeño, flexibilidad y fácil manejo.
- No es necesario instalar fibra óptica en conductos
- Las fibras no son reactivas a radiación nuclear
- Su vida útil no se ve afectada si se lo instala bajo tierra o bajo agua
- No se necesita la regulación del ente regulador, por lo tanto no se requiere su licencia.
- Contrario al cable metálico, el cortocircuito de una fibra óptica no lleva a señales de control inválidas o inicio de fuego en un ambiente peligroso.

Desventajas

- Se requieren repetidores cada 100 millas, con la última tecnología para la aplicación de fibra multimodo o modo simple.
- Se requieren transmisores y receptores para convertir señales eléctricas en luz y de nuevo a señales eléctricas.
- Se necesitan conectores especiales para alinear fibras y entrenamiento para su instalación.
- Los empalmes pueden resultar un problema, herramientas de empalmes pueden ser relativamente fácil o muy difícil, teniendo factores mitigantes a composición de cable, fabricante de herramientas, ubicación del cable y experiencia de los trabajadores.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- La implementación del modelo de mercado en el sector eléctrico ecuatoriano obliga a las empresas de generación eléctrica a automatizar sus instalaciones a fin de cumplir con su deber de entregar la información de sus instalaciones en varios horizontes de tiempo, que van desde tiempo real hasta la planificación operativa anual, a los organismos encargados de la administración técnica y comercial, así como de control y regulación.
- La automatización de las instalaciones de las centrales de generación, pertenecientes a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, permitirá una mayor disponibilidad de sus unidades y por lo tanto una mayor participación en la comercialización de potencia y energía.
- La incorporación de funciones de optimización en los Centros de Control de Generación CCG es de vital importancia para alcanzar mayores ingresos en un ambiente competitivo a través de un mejor uso de sus recursos e instalaciones, que les llevará a disponer de altos índices de operación y mantenimiento.
- El CCG de una central de generación debe especificar las facilidades informáticas y de telecomunicaciones para interactuar con sistemas informáticos que manejan los procesos comerciales de la empresa y los sistemas técnicos del administrador del sistema nacional e internacional.

- Las especificaciones de Sistema de Administración de Generación GMS del CCG se elaboran a nivel de funcional en razón de los avances vertiginosos que están ocurriendo en todos los componentes tecnológicos de sistemas informáticos, control, operación, telecomunicaciones, mercados eléctricos y sistemas empresariales.
- El sistema central del GMS, compuesto por los sistemas informáticos del SCADA, computadores principales, consolas y dispositivos periféricos, computadores de telecomunicaciones, bases de datos y funciones de aplicación, debe ser especificado de manera distribuida y redundante, tal que permita altos niveles de disponibilidad y desempeño de todo el sistema.
- El sistema remoto del GMS, compuesto por los transductores y medidores de señales, dispositivos de control, unidades terminales remotas RTUs o IEDs y sus respectivos protocolos de comunicaciones, se especifican para que presenten la mayor flexibilidad de adaptación a las diferentes fuentes de señales.
- El sistema de control supervisorio y adquisición de datos SCADA es el sistema básico de automatización del CCG, en el que se especifican los componentes de hardware, software, interfaz humano – máquina, unidades terminales remotas, sistema de almacenamiento de información, redes LAN y WAN, medios de comunicación internos y externos.
- El interfaz de usuario, representado por consolas y dispositivos periféricos, se diseñan con los últimos avances tecnológicos de hardware y software, que cumplan los conceptos estándar utilizados por los organismos de investigación y desarrollo a nivel internacional.
- Las variables que el SCADA debe procesar se clasifican en estados de los sistemas, magnitudes analógicas y mediciones de acumulación. Para adquirir cada una de estas variables se especifican transductores e instrumentos que acondicionen y midan las dimensiones de las señales físicas de fuente de energía, turbina, generador, patio de subestaciones, servicios auxiliares y complementarios.

- El sistema de almacenamiento y recuperación de información se especifican para que sea concebido como un sistema de bases de datos relacionales, que permitan al usuario guardar y acceder organizada y eficientemente a la información disponible en diferentes medios magnéticos. Entre los datos que se almacenan se consideran los que provienen de generador, sistemas de excitación y regulador de velocidad, turbina, patio de subestación, sistemas de servicios auxiliares y complementarios, sistema del administrador técnico y comercial y sistema de gestión empresarial. Con respecto al rango de tiempo se incorporan datos de tiempo real, históricos, temporales, de la planificación de la operación de corto, mediano y largo plazos; y, de tomas instantáneas de eventos.
- Los medios de comunicación: fibra óptica, radio de microondas, PLC; y, telefonía, se especifican de tal manera que se encuentren disponibles en todo momento y garanticen un alto desempeño. Los protocolos de comunicación se detallan conforme a patrones industriales estándares, que brinden la total integración de los componentes de la central, empresa y centros de control externos.
- Las funciones de aplicación de un CCG: control automático de voltaje, control automático de generación, monitoreo de reserva, programación energética, contabilidad de energía y servicios complementarios, se especifican con la finalidad de proporcionar a los productos y servicios de una empresa de generación eléctrica con los más altos índices de disponibilidad, desempeño, funcionalidad y confiabilidad.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar CCG en todas las centrales de generación eléctrica por parte de los agentes propietarios con el objeto de optimizar sus recursos y procesos a la vez que satisfacer los requerimientos legales de las instituciones administradoras del sector eléctrico y beneficiar al usuario final con un servicio de calidad, confiabilidad y a precios bajos.

- Se recomienda que los componentes de hardware y software a ser parte de un CCG no tengan el carácter de propietario de una empresa, sino que se adquiera sistemas abiertos construidos bajo estándares internacionales, a fin de que su actualización y modernización no se restrinja a un solo proveedor, y se pueda encontrar mejores condiciones en otros proveedores.
- Se recomienda que el nivel de redundancia del hardware sea lo suficientemente alta como para garantizar la operación del CCG con índices de disponibilidad propios de centros de control.
- Se recomienda implementar las funciones de aplicación descritas en este trabajo a fin de optimizar la operación de las unidades de generación eléctrica, en las que se incluyan también todos los costos de producción de la central de generación. En caso de que una central vaya a servir como respaldo del centro de control nacional o regional, se recomienda la implementación de toda la funcionalidad de control automático de generación con los respectivos medios de comunicación entre centros de control de las áreas interconectadas.
- Se recomienda que los protocolos a utilizarse con las diferentes formas de comunicación sean del tipo estándar internacional, los mismos que se encuentran como parte de los sistemas de control de generación de proveedores reconocidos.
- Se recomienda la integración del CCG con el medio externo mediante el uso de herramientas de Internet y con el medio interno a través de redes intranet.
- Se recomienda incorporar a las herramientas de software paquetes computacionales de Microsoft.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Torsten Cegrel, Power System Control Technology, Prentice Hall International UK, London, 1986
- [2] Ramakrishnan, Raghu, Database Management Systems. WCB/McGraw-Hill, Madison, WI, USA, 1998.
- [3] IEEE Tutorial Course. Fundamentals of Supervisory Systems, 91 EH0337-6 PWR, New York, 1991.
- [4] IEEE Tutorial Course, Energy Control Center Design, 77 TU0010-9-PWR, México, 1977.
- [5] IEEE Recommended Practice for Master/Remote Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) communications, IEEE std 999-1992, New York, 1992.
- [6] IEEE Trial – Use recommended Practice for Data Communications Between Intelligent Electronic Devices and Remote Terminal Units in a Substation, Std 1379 - 1997, NY
- [7] IEEE Standard Definition, Specification and Analysis of Systems Used for Supervisory control, Data Acquisition, and Automatic Control. IEEE std c37.1 – 1994, NY.
- [8] ECS System Description, Energy Management System, SNC – Lavalin, 2001.
- [9] Germán Pancho C, Control Supervisorio de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante la Aplicación de Sistemas SCADA y EMS, 2000.
- [10] Ing. Gustavo Samaniego, Departamento de Informática y Ciencias de la Computación EPN, Apuntes de Redes de Computadoras, 2004.

- [11] López Tapia, Angel Moisés, El Control Automático AGC en el SNI como un Servicio Complementario, 2003.
- [12] Seminario Internacional de Automatización, Presentación ABB, Presentación SIEMENS, Quito, 2001
- [13] IEEE Ecuador Section, Céspedes R. y Noboa, Seminario Centros de Control EMS/DMS, Automatización de la Generación, Sistemas de Automatización de Subestaciones, 2000.
- [14] IEEE Sección Ecuador, Seminario Modernos Sistemas de Protección para Distribución y Potencia, Automatización de Subestaciones, Integración de IED's y disponibilidad de información. 2003.
- [15] CONELEC, Declaración de Costos Variables de Producción, Regulación No. CONELEC- 003/03
- [16] CONELEC, Declaración de Costos de Arranque – Parada de Unidades Turbo-Vapor, Regulación No. CONELEC-004/00.
- [17] CONELEC, Procedimiento de Despacho y Operación, Regulación No. CONELEC-006/00.
- [18] Gustavo Rodríguez Olvera Víctor Hugo Zárate Silva, Diseño de una Interfaz Hombre-Máquina para compartir información.pdf, México
- [19] www.cenace.org.ec/distxt.asp?id=39
- [20] www.edveintiseis.com
- [21] www.wonderware.com
- [22] [www.abacusnt.com/diseño de la interfaz hombre máquina. pdf](http://www.abacusnt.com/diseño%20de%20la%20interfaz%20hombre%20máquina.pdf)

[23] www.scan-data.com

[24] www.bcu.gob.uy/a/7563.html-31k

[25] www.aerocivil.gov.co

[26] www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_de_sistemas/cableadoestructurado

[27] www.conocimientosweb.net/demt/ficha5069.html

[28] www.hermosillovirtual/trabajos7/rela/rela2.html

[29] www.conelectronica.com

APÉNDICE
SISTEMAS AUXILIARES

SISTEMAS AUXILIARES

CONSIDERACIONES GENERALES

Adicionalmente a los requerimientos descritos a lo largo del proyecto de tesis, en este apéndice se detalla lo correspondiente al suministro de emergencia, el sistema integrado de seguridad y las redes eléctricas dedicada y general del edificio del Centro de Control de Generación CCG.

SUMINISTRO DE EMERGENCIA

TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

Generalidades

La empresa debe contratar la adquisición del equipo y puesta de funcionamiento del sistema de transferencia automática tipo dual RED- PLANTA – PLANTA básica, la cual debe ser instalada en el edificio del Centro de Control de Generación, este equipo de transferencia debe comandar un grupo electrógeno principal y otro de apoyo.

Los mínimos trabajos a realizar, deben ser enunciados y cotizados de tal forma que garantice la operación correcta entre el grupo electrógeno y la transferencia a instalar.

Transferencia Automática Planta – Planta – Red. Aspectos Técnicos

El alcance de esta solicitud ó suministro debe incluir una transferencia automática.

El tablero de transferencia debe ser del tipo auto-soportado y construido en lámina COLD ROLLED laminada en frío y con tratamiento de desengrase y desoxidación, proceso químico de fosfatizado y bonderizado en caliente. El acabado final debe ser en pintura industrial del tipo electrostática en polvo color RAL 7032, para uso interior tipo TEXTURIZADA y con un espesor mínimo de 70 micras.

El tablero debe poseer una chapa con manija y llave e internamente tener un sistema de cierre hermético de tres puntos. La puerta debe tener empaquetadura tipo siliconada para evitar la entrada de polvo e insectos

El tablero debe cumplir con un cerramiento tipo NEMA 3 ó IP 54.

Requerimientos Básicos

Los siguientes son los elementos ó requerimientos básicos que deben incluir como mínimo el tablero de transferencia automática, para controlar los grupos electrógenos.

- *Sistema de Fuerza*

La transferencia debe estar conformada por dos contactores de potencia con enclavamiento mecánico y eléctrico, un contactor para la fuente de la red comercial el cual es alimentado mediante un transformador de distribución, un grupo electrógeno principal y otro de respaldo.

- *Equipo de Control*

Debe estar compuesto como mínimo por los siguientes elementos para una correcta operación del sistema.

- Control realizable por medio de temporizadores electrónicos para la TRANSFERENCIA AUTOMATICA que realice el control de ARRANQUE Y PARADA REMOTO de los grupos electrógenos y el control de CIERRE y APERTURA de los CONTACTORES de cada una de las fuentes de RED COMERCIAL y EMERGENCIA. Cada uno de los grupos electrógenos deben poseer su propio tablero de control para las protecciones del motor y disyuntor para el generador.
- Un Relé de voltaje trifásico que vigile y proteja de sobrevoltaje, desbalance, ausencia de fase y secuencia de fases, para la red comercial local.
- Un Selector para el control de la transferencia manual-apagado-automático.
- Dos Selectores para el control de la operación de arranque manual y remoto (automático) de los grupos electrógenos, desde la transferencia

- *Equipo de Medida*

El tablero de transferencia debe incorporar un equipo de medida digital tipo POWER METER básico, que mida como mínimo los siguientes parámetros eléctricos de las tres fuentes:

Voltaje de fase L-N

Voltaje de línea L-L

Corriente de fase L1-L2-L3

Corriente trifásica promedio

Potencia en: kW - kVA – kVAR - kWh – kVARh

Factor de potencia fp

Frecuencia Hz

Además valores máximos y mínimos de los parámetros anteriores.

Descripción del Funcionamiento de la Transferencia

El sistema debe ser operado bajo dos modalidades:

- *Operación en modo manual*

La operación manual debe ser realizada bajo la supervisión y criterio del operador por medio de los selectores según sea el caso, conservando operables las protecciones ubicadas en cada uno de los dos grupos electrógenos. En esta forma de operación no intervienen ninguno de los módulos de control ubicados en el tablero de transferencia.

El operador podrá a través del sistema de control **MANUAL** realizar pruebas de arranque y funcionamiento en vacío o con carga de los grupos electrógenos a su elección mediante el control y mandos de los selectores del tablero de transferencia.

- *Operación en modo automática.*

La operación automática debe ser realizada mediante el conjunto de los módulos de control de transferencia y los módulos de arranque y protecciones de cada uno de los grupos electrógenos, los cuales poseen su propio tablero de control y protecciones. Por tal motivo, solo se requiere una señal de arranque proveniente de un contacto seco libre de potencial del módulo de transferencia respectivo para cada uno de los grupos electrógenos.

- *Secuencia de Operación Automática*

Al presentarse una falla en el voltaje de la red comercial, se temporiza de 0 a 60 segundos, ajustables para, cerrar el contacto de arranque remoto del grupo eléctrico PRINCIPAL. Los grupos electrógenos disponen de tablero de control propio, con módulo de control electrónico para el arranque y protecciones del motor, una vez terminado el arranque del grupo eléctrico se debe verificar la presencia de voltaje en los bornes de entrada del contactor del generador y se inicia una temporización de 0 a 30 segundos, ajustables para el cierre del contactor respectivo.

Estando en operación el grupo electrógeno debe estar vigilado por el módulo de control, el cual lo pone fuera servicio al recibir cualquier señal de falla del grupo electrógeno.

Cuando el voltaje de red se restablece y es el adecuado para la operación de la carga, se inicia una temporización de 0 a 300 s, para la apertura del contactor del grupo electrógeno en servicio y el cierre del contactor de red comercial

El apagado del grupo electrógeno principal debe ser temporizado y ajustable entre 1 y 300 s, tiempo en que debe funcionar en vacío para permitir su refrigeración. En caso de ocurrir un nuevo corte de energía comercial, mientras se encuentra en tiempo de refrigeración, el grupo electrógeno debe asumir la carga de forma instantánea y se debe suspender la orden de apagado del grupo electrógeno.

Ante la ausencia de un nuevo corte de energía comercial, debe arrancar el grupo electrógeno de respaldo dando así origen a un sistema de rotación o alternancia AUTOMÁTICA de los grupos electrógenos con el fin de ejercitarlos y nivelar el desgaste electromecánico.

Una vez se detecte voltaje en los bornes del contactor respectivo, se inicia una temporización de 0- 30 segundos para la toma de carga del grupo electrógeno secundario.

Cuando se opere el selector de prueba MANUAL en el tablero de control de cada uno de los grupos electrógenos arrancarán y se mantendrán operando en vacío INDEFINIDAMENTE y sólo se apagará hasta que se regrese el selector de prueba de la planta a la posición APAGADO y luego a su posición normal (Automático).

Si durante la prueba se presenta una falla de voltaje de red, la carga es alimentada por el grupo electrógeno en prueba.

Si estando en operación cualquiera de los grupos electrógenos se presenta una falla, la carga debe ser sacada de inmediato abriendo el contactor respectivo e iniciarse el ciclo de arranque del grupo electrógeno en reserva y tomar la carga. Una vez que el grupo electrógeno que presentó la falla es habilitado y corregida la falla se debe realizar el reset de fallas y puesta nuevamente en operación. Cada uno de los grupos electrógenos posee un contacto común de fallas para implementar el control respectivo solicitado.

GRUPO ELECTRÓGENO

Se debe suministrar y poner en funcionamiento dos grupos electrógenos para el edificio del CCG.

El Grupo Electrónico, debe trabajar en línea con UPSs.

Todos los elementos constitutivos de este sistema de emergencia, deben ser protegidos permanentemente contra la corrosión, soportando las condiciones ambientales del sitio de instalación, sin presentar perturbaciones o variaciones inmediatas o deficiencias posteriores en su funcionamiento ante oscilaciones climatéricas y agentes ambientales perjudiciales.

Aspectos Técnicos

Los grupos electrógenos de emergencia deben estar constituidos por:

- Motor diesel y tablero de comando
- Generador sincrónico del tipo sin escobillas
- Sistema de arranque con baterías, alternador de carga y cargador estático de baterías (Original de la casa fabricante del grupo). Incluidos todos los accesorios (Soportes, empotramientos, cables, etc.)
- Tablero de transferencia automática de carga Planta - Planta - Red
- Tanque de combustible diario con sus accesorios, ubicado en la base del grupo electrónico o adyacente conectado al motor-generador, con una capacidad mínima para ocho horas de funcionamiento.
- Silenciador de tipo crítico, con escape de humo al exterior.

Motor Diesel

Se requiere que la planta eléctrica posea motor diesel de cuatro tiempos, cuatro ciclos.

Potencia del Motor

La potencia del motor diesel debe ser uniforme a la velocidad sincrónica del generador y no inferior a la necesaria para producir como mínimo la potencia nominal en el generador.

Para efectos de verificación de la potencia de cada motor, es obligatorio informar bajo condiciones Standard (27°C de temperatura, presión atmosférica de 29.6 pulgadas de Hg (100KPa) y 100 metros de altitud) sobre los siguientes aspectos:

- Potencia máxima de emergencia BHP (Norma ISO 3046).
- Pérdidas ocasionadas por la altura a la cual trabajará el grupo electrógeno.
- Pérdidas (kW) por factores tales como ventilación, bomba de agua, carga de baterías, filtros, acople con el generador y demás pérdidas que se ocasionen.
- Potencia neta utilizable (kW) para entregar al generador.

Dentro de la información técnica del fabricante, se debe incluir lo siguiente:

- Curvas de potencia - velocidad del motor.
- Curvas de consumo de combustible.
- Pérdidas del motor por accesorios.
- Pérdidas por temperatura.
- Curvas y/o datos del fabricante de disminución de potencia por altitud.

Regulación de Velocidad

El regulador de velocidad del motor diesel debe ser rápido, tipo electrónico. Debe suministrarse la siguiente información acerca del regulador de velocidad del motor diesel:

- Comportamiento ante carga estable
- Comportamiento ante variaciones desde vacío a plena carga
- Recuperación de estabilidad.

Se debe especificar la marca y tipo y se debe adjuntar los respectivos catálogos técnicos del regulador. El motor debe tener un ajuste manual de la velocidad.

Combustible

El combustible empleado por el grupo electrógeno debe ser diesel

Lubricación

La lubricación debe ser forzada a presión constante.

Refrigeración

La refrigeración debe ser por agua a circulación forzada, donde se emplee radiador con ventilador.

Pre calentadores

Debido al funcionamiento automático de cada grupo, debe proveerse al motor diesel de un sistema de precalentamiento. Este dispositivo debe ser para precalentamiento del agua

refrigerante. Debe definirse y especificarse en la oferta, los tipos de precalentadores a utilizar adjuntando especificaciones técnicas del fabricante (kW, voltaje de trabajo), así como las protecciones eléctricas necesarias e indicación por falla del sistema mediante indicador luminoso en el panel de control.

Protecciones y alarmas del motor

Cada motor diesel debe estar provisto de los dispositivos necesarios para parada instantánea por:

- Baja presión del lubricante (indicar a que presión opera)
- Bajo nivel del refrigerante en el radiador.
- Alta temperatura del motor (indicar a que temperatura opera)
- Sobrevelocidad (indicar a que porcentaje de la velocidad nominal opera)
- Falta de combustible
- Falla de arranque
- Disparo interruptor automático

Filtros

Los motores deben contar con los siguientes filtros:

- De aire, de óptimo comportamiento con elemento filtrante renovable.
- De combustible, elemento filtrante renovable, de alto rendimiento.
- De lubricante, de alto rendimiento, elemento filtrante renovable.

Además se debe entregar la herramienta adecuada para renovación y montaje de los mismos.

Amortiguadores de vibración

Es obligatorio que el motor diesel tenga un sistema de amortiguación. Se debe suministrar, además herrajes de anclaje del conjunto al piso, incluyendo soportes antivibratorios.

Acople motor generador

El acople motor diesel - generador debe ser flexible directo. No se debe utilizar equipos que utilicen bandas o correas para acoplar al motor diesel con el generador.

Cabina de insonorización

El grupo electrógeno debe estar provisto con cabina de insonorización, la cual tiene por objeto alojar en su interior al grupo electrógeno, permitiéndole un funcionamiento normal y reduciendo en alto porcentaje el ruido producido por su operación.

La cabina debe tener un diseño que proporcione todas las facilidades para la operación y mantenimiento (preventivo y correctivo) del grupo electrógeno, tener un juego de puertas situadas en cada una de las caras laterales de la cabina, para permitir el retiro con facilidad de elementos como el radiador, generador, etc; y cuando se requiera un mantenimiento correctivo.

Para aumentar la resistencia a la corrosión todas las partes metálicas se deben limpiar químicamente y pintarlas electrostáticamente.

Generador

Características generales

El generador debe ser sincrónico, corriente alterna trifásico (3 fases, 4 hilos), 4 polos, neutro accesible, factor de potencia 0.8, enfriado por aire, autoexcitado.

El generador debe ser del tipo sin escobillas (Brushless) únicamente.

Excitatriz

La excitatriz debe ser del tipo de rectificadores rotatorios y rectificación de onda completa con sistema del tipo GENERADOR DE IMAN PERMANENTE (PMG), considerando que el grupo electrógeno alimentará cargas no lineales y se conectarán en línea con las UPSs.

Aislamiento del Generador

Los niveles de aislamiento deben ser:

- Rotor: Norma NEMA Clase H
- Estator: Norma NEMA Clase H

Deben suministrarse catálogos del fabricante donde se informe del nivel de aislamiento ofrecido.

Distorsión de la Forma de Onda (THD)

El devanado de salida del generador debe tener un paso igual a $2/3$, que permita la eliminación de los armónicos (3er, 9° y 15°) de la forma de la onda de voltaje.

Igualmente que presente una distorsión armónica de:

- Distorsión armónica total <5%
- Distorsión para cualquier armónica <3%

Regulador de Voltaje

El generador debe contar con un REGULADOR AUTOMATICO DE VOLTAJE electrónico con sensor de fases, con capacidad para trabajar con el tipo de excitatriz de generador auxiliar del tipo imán permanente (PMG), para mantener un control automático de voltaje de salida óptimo, regulación de +/- 0,5%.

Protección del Generador

El generador debe contar con interruptor termomagnético tripolar, tipo industrial, de acción rápida con aislamiento mínimo a 600 V. Térmico de 125% de la capacidad nominal en cargas del grupo electrógeno ofrecido y capacidad interruptiva de corto circuito.

La protección del generador se debe instalar en el gabinete del generador.

Tablero de comando

El tablero de comando del motor diesel se debe ubicar en el chasis, aislado con soportes antivibratorios de la máquina. El tablero de comando del motor debe efectuar las siguientes funciones:

- Supervisar el funcionamiento general y protecciones del motor.
- Detectar y señalar fallas. Señalización (sonora y visual) de falla y bloqueo del motor hacia la transferencia.
- Apagar y bloquear el motor por falla
- Recibir y ejecutar comandos de arranque y parada del motor ordenados desde el tablero (interruptor manual de arranque y parada, con bloqueo).

Medidores

Adicionalmente se debe disponer como mínimo los siguientes medidores:

- Termómetro para temperatura del refrigerante.
- Termómetro para temperatura del aceite lubricante.
- Manómetro indicador de presión de lubricante.
- Amperímetro ó voltímetro de carga de baterías.

- Horómetro sincronizado a la velocidad del motor, para control horario de funcionamiento del grupo.
- Tacómetro.
- Parada automática de seguridad con luces de alarma para:
 - ⇒ Baja presión de aceite.
 - ⇒ Recalentamiento (Alta temperatura motor)
 - ⇒ Bajo nivel del refrigerante
 - ⇒ Sobrevelocidad
 - ⇒ No arranque (arranque fallido)
 - ⇒ Falta combustible.
 - ⇒ Falla de arranque.
 - ⇒ Disparo interruptor automático.
 - ⇒ Sobrecarga.

Debe haber alarmas sonoras (sirena) que puedan ser reseteadas y señalizadas (pilotos o led's) y se enciendan y posteriormente se apaguen cuando se presenten y eliminen las anteriores fallas. Debe contar con un pulsador sin retención para prueba de sirena y de pilotos.

Panel de control del generador

Se debe contar con los siguientes elementos:

- Voltímetro escala 0-300 VAC, con selector para medida entre fases y fase - neutro.
- Frecuencímetro para conexión a 208/120 VAC, escala 57-63 Hz, medición de la frecuencia de voltaje de planta.
- Amperímetros con selector, utilizando transformadores de corriente para medida de cada fase del generador.

Sistema de arranque y transferencia de carga automática

Un sistema automático debe ejecutar las funciones de arranque, transferencia de carga y apagado de las plantas, tal como se describe a continuación.

Sistema de arranque automático

El sistema de arranque debe funcionar con señales independientes al voltaje generado.

Baterías de arranque

Para el funcionamiento del motor eléctrico de arranque, se deben utilizar baterías de Plomo-Acido, o mejores, de la capacidad adecuada.

Se debe especificar voltaje y capacidad en A-h de cada batería, número de baterías y voltaje de arranque.

Cargador de baterías

Para la carga del banco de baterías se debe suministrar un cargador del tipo estático de alta capacidad, del voltaje adecuado y del tipo flotación, además de un alternador de carga incorporado al motor.

Control de arranques fallidos

Debe existir un control automático para arranque y bloqueo del motor por tres intentos fallidos de arranque.

Cables de conexión

Se debe suministrar cables, soportes, empotramientos y accesorios para la totalidad de las conexiones entre baterías, motor, cargador, controles etc.

Tanque de Diario

Se debe suministrar un tanque de diario para almacenamiento de diesel adosado en el chasis de la máquina o adyacente a esta, con capacidad de ocho horas de funcionamiento continuo. Debe estar construido como mínimo con lámina referencia 283 y recubierto por fuera con dos capas de pintura anticorrosiva.

Se debe tener incorporado los siguientes elementos:

- Indicador de nivel
- Acople y llave de corte para tubería de suministro a la planta.
- Sensor para detección de bajo y alto nivel de ACPM.
- Acople para tubería y tubería de retorno al tanque.
- Orificio de inspección y limpieza con tapa.
- Llave de purga o drenaje.
- Tubo de desfogue y ventilación.
- Bomba manual de llenado tipo VAIVEN

- Bomba eléctrica de llenado rotativa

Tanque de almacenamiento de combustible

Se requiere un tanque para almacenamiento de diesel [galones], que cuente con:

- Varilla indicadora de nivel (metálica)
- Drenaje
- Desfogues
- Puntos de llenado
- Manhole
- Soldadura interna y externa en su totalidad en todo empalme
- Refuerzo en el cilindro
- Debe ser construidos en lámina de acero al carbono calibre N° 10

Base para grupos electrógenos

Se debe realizar la construcción en concreto armado de 3000 psi, fundido monolíticamente en una sola estructura reforzada. Parte de la base debe sobresalir 20 cm sobre el nivel del piso y estar 20 cm (mínimo) por debajo de este nivel; debe estar separada de la estructura de piso 10 cm a lo largo de su perímetro, espacio que debe quedar lleno de arena de grano seleccionado. Igualmente la base debe quedar asentada sobre una capa de recebo apisonado de 10 cm de espesor y otra capa de arena de grano seleccionado de 10 cm de espesor.

Debe tener la base un canal central de 25 a 35 cm de ancho con pendiente hacia el motor. Se pueden utilizar en la fundición acelerantes de fraguado.

Gases de escape

Se debe construir el sistema de gases de escape a partir del múltiple de escape, con acoples flexibles, tubos y codos de hierro y silenciador tipo crítico.

Para el caso de máquinas con cilindros con disposición en “V” se debe utilizar un silenciador por cada múltiple de escape o uno dual que de la capacidad requerida.

UPS

Generalidades

El suministro de energía ininterrumpible (UPS) se debe conectar a las cargas críticas del edificio del CCG, destacándose el centro de computadoras, red de comunicación de datos, central telefónica, equipos del sistema de control central del edificio, centrales de alarma, etc.

Su función es garantizar el suministro continuo de energía de buena calidad, aún en casos de un corte total de la energía, para aquellos equipos que no pueden ver interrumpida su alimentación bajo ninguna circunstancia.

Además de necesitar una cierta autonomía que permita reconectar el suministro una vez que el grupo generador haya entrado en régimen, las UPSs deben proporcionar una energía de calidad adecuada (frecuencia y voltaje controlados y estabilizados), protegiendo los equipos conectados a esta fuente de algunas distorsiones que suelen estar presentes tanto en la red pública como en el generador.

El sistema de UPS en caso de corte de energía debe ser alimentado por un grupo generador diesel con transferencia automática. El mencionado equipo forma parte del suministro y el proveedor del sistema total debe ser responsable de la sincronización del mismo con el sistema de UPS.

Durante un corte de energía el grupo generador diesel debe alimentar al sistema de UPSs para evitar la descarga de las baterías.

El arranque del motor generador y la conmutación del suministro de energía al sistema de UPS deben ser totalmente automáticos.

El fabricante de las UPSs y del grupo generador debe contar con certificación ISO 9001, así como el representante local, que se encargue de la instalación y mantenimiento del sistema.

El sistema de alimentación a través de los UPSs es un sistema redundante, de tal forma que uno de éstos puede tomar toda la carga del Sistema de Tiempo Real. En condiciones normales cada UPS toma la carga respectiva, bajo ninguna condición éstos deben trabajar en paralelo; para la condición de transferencia de carga, ésta debe realizarse en forma automática, los UPSs deben estar en condición operativa de by - pass con el inversor fuera

de servicio, luego se debe proceder con las maniobras de transferencia, finalmente el UPS que transfiere su carga queda fuera de servicio.

Las normas técnicas a aplicar debe ser ISO 9001.

Especificaciones técnicas

Características Generales

Control	Por microprocesadores
Eficiencia	Mayor a 90% a plena carga
Crecimiento	Posibilidad de crecimiento, agregado a otra UPS
Panel frontal	Cristal líquido
Gabinetes	Metálicos, autoportantes y con pintura electrostática
Panel de monitoreo y programación	Mínimo: estado encendido - apagado, carga baterías, tiempo en baterías, etc.
Aislamiento galvánico	El equipo debe contar con aislamiento galvánico en la entrada
Factor de potencia	Debe corregir factor potencia (mayor a 0.8 a plena carga)
Inversor	Tipo pwm, con transformador aislador de salida (no se admite tipo transformerless)
Capacidad contra corto circuito	Si
Temperatura de operación	Entre 0 ° a 40° C
Humedad relativa	0 a 95 % sin condensación
Ruido	Audible menor a 60 dba a 1 metro de distancia
Historial de eventos	Mayor a 100 eventos
Ventilación	Aire forzado con redundancia con monitoreo de temperatura

Entrada

Rango voltaje	± 10
Frecuencia	60 Hz $\pm 5 \%$
Factor de potencia	Mayor de 0,8 a plena carga
Protección contra sobrecorrientes y sobrevoltajes	Si
Distorsión corriente (thdc)	menor a 7 %

Salida

Rango de voltaje	$\pm 1\%$ (carga simétrica)
Frecuencia	60 Hz $\pm 0,1\%$
Eficiencia inversor	Mayor a 93 %
Distorsión voltaje (THD)	2 % para 100 % carga lineal 5 % para carga no lineal
Sobrecarga	125 % por 10 minutos 150 % por 30 segundos
Tiempo de transferencia	Menor a 5 mseg.
Forma de onda	Senoidal

Baterías

Debe estar constituido por bancos idénticos de baterías, cada uno de ellos se conecta a un UPS y tiene la capacidad de alimentar la mitad de la carga, sin embargo es posible alimentar toda la carga del sistema, poniendo los bancos de batería en paralelo, las características son las siguientes:

Vida útil	De 7 años (mínimo)
Autonomía	15 minutos a plena carga
Tiempo de recarga	Máximo 10 horas al 90 % de la capacidad nominal a partir de descarga de 15 min.
Recambio de baterías	Permitir el cambio de baterías sin interrumpir la carga
Protección de baterías	El UPS debe verificar condición de bajo voltaje y desenergizar el banco
Estado baterías	El sistema debe disponer de facilidad que permita chequear en forma periódica y automática el estado de los bancos de baterías
Compensación por temperatura	Sistema de compensación por temperatura recarga baterías

Bypass

Tipos	Manual, para mantenimiento Automático con switch estático
Diseño	Para operación continua

Comunicaciones

Puerto de comunicación	RS – 232/ 485
Software	Software de monitoreo y shutdown
Software	De administración
Contactos	Cada unidad dispondrá al menos de tres contactos de alarmas, libres de potencial que señalarán: alarma general, UPS en bypass, corte de energía

Modos de Operativos

- *Modo operativo normal*

La corriente de carga fluye desde la salida del rectificador a través del inversor hasta la carga. Las baterías están en carga de flotación, es decir su voltaje se conserva a su valor nominal.

- *Modo operativo by – pass*

- Para una falla del inversor, el switch estático del UPS debe operar en forma automática dentro de su esquema by – pass, bajo estas condiciones la corriente de carga debe ser alimentada directamente desde la red principal.
- Los UPSs no pueden estar en paralelo, pero es posible que cada uno de éstos transfiera toda su carga al otro que queda en servicio, para lo cual en forma manual se seguirán los procedimientos establecidos en el manual de operación.
- Durante un mantenimiento interno del UPS, en forma manual a través del cierre de un switch, el UPS queda fuera de servicio, bajo estas condiciones la corriente de carga debe ser alimentada directamente desde la red principal y no debe haber ninguna señalización en el panel local de control.

SISTEMA INTEGRADO DE SEGURIDAD

El Sistema Integrado de Seguridad debe ser moderno para atender todos los requerimientos funcionales. La tecnología empleada de los subsistemas coparticipantes debe ser de tal modo que cubra integralmente todas las instalaciones del edificio del CCG.

Descripción general del SIS

- *Circuito Cerrado de Televisión*

El circuito cerrado de televisión debe disponer de cámaras, a ser ubicadas en el interior del edificio y en el exterior, de modo que el personal de guardias está en capacidad de vigilar todos los ambientes internos y externos, con la ayuda de un monitor y un multiplexor de vídeo, ambos ubicados en la sala de guardia del edificio.

Esta supervisión centralizada se debe complementar con la capacidad de videograbar y reproducir las señales de vídeo entrantes. La funcionalidad indicada debe estar soportada

por un stock de cintas que permiten mantener la información grabada durante un período predeterminado antes de su reutilización.

- *Sistema de Alto Parlantes (Paging System)*

El sistema debe incorporar un amplificador/sintonizador AM/FM, un micrófono y parlantes distribuidos en todos los ambientes del edificio del CCG.

Se debe brindar una mayor cobertura a todas las áreas de interés del CCG, permitiendo la ubicación de personas, la emisión de anuncios de interés general y/o el suministro de música ambiental. Esto se logra en base a un gran número y redistribución de parlantes asignados y a un micrófono de excelente calidad.

- *Sistema de Seguridad y Control de Incendios e Intrusos*

El control de accesos debe operativamente hacer uso de los extintores de CO₂, polvo químico y gas halon, distribuidos por todo el edificio.

La sala de computadoras del sistema de tiempo real debe disponer de su sistema propio de extinción automática de incendios basado en gas halon, con sirena y sensores dedicados que alertan a los operadores de la sala de control.

Paralelamente se debe ubicar sensores distribuidos adecuadamente dentro de todos los ambientes y áreas generadas para los grupos de trabajo.

Se debe incorporar bajo su supervisión y protección un sistema contra intrusos e incendios a todas las instalaciones del edificio.

- *Sistema de Control de Accesos*

Este sistema computarizado debe distribuir sus funciones en un número adecuado de nodos, desde cada uno de los cuales ejerce el control de lectoras de proximidad o lectoras de tarjetas, entradas de alarma y salidas a relés.

De esta manera se debe cubrir las necesidades de protección con el uso de:

- Una computadora Pentium
- Lectoras de proximidad (controlan la puerta exterior, para uso del control de ingreso al edificio, a las salas de control y computadoras, a la puerta intermedia de acceso al área técnica, a la puerta de la sala de servidores / laboratorios y a la supervisión periódica nocturna de la bodega por parte de los guardias)

- Sensores de incendio
- Detectores infrarrojos de movimientos
- Estaciones manuales de activación de las sirenas de incendio
- Chapas electromagnéticas y una eléctrica
- Sirenas de doble sonido (continuo: incendio / pulsante: presencia de intrusos)
- Sensores de detección del paso de vehículos

La base de datos del sistema de control de accesos debe permitir un control eficiente de la información de asistencia del personal, incluyendo la verificación fácil de los períodos de trabajo extraordinarios o fuera del horario normal realizados bajo la autorización correspondiente y dentro de las políticas y necesidades de trabajo de la empresa.

Para el ingreso de vehículos, se deben instalar sensores de proximidad que controlen las puertas exteriores de entrada y salida a las instalaciones las cuales se activan con tarjetas magnéticas de identificación. Una vez que ha ingresado el vehículo, un sensor ubicado debajo del piso detecta su paso, generando una señal de cierre de la puerta correspondiente.

Este objetivo se logra en base al uso de programas computacionales residentes en una computadora de escritorio y que generan bases de datos históricas de los eventos ocurridos tanto a nivel de los registros producidos por los sensores distribuidos en las diferentes zonas de seguridad creadas, cuanto a nivel de las interacciones de los lectores de proximidad asociados a las puertas sujetas al control de acceso.

RED ELÉCTRICA DEDICADA Y GENERAL

El objetivo de esta parte es el suministro e instalación eléctrica del cableado de iluminación, iluminación de emergencia y tomacorrientes en todo el edificio del CCG, así como, el suministro e instalación del cableado estructurado.

Todos los trabajos deben ser ejecutados de acuerdo al estado del arte de la tecnología.

El proveedor debe realizar el diseño, suministrar el material necesario e instalar este sistema de acuerdo a la memoria técnica y planos del edificio del CCG.

Toda la estructura conductora (tableros, gabinetes, soportes, etc), deben ponerse sólidamente a tierra, a cuyo efecto en forma independiente del neutro, debe conectarse

mediante cable aislado de cubierta bicolor de sección adecuada, de acuerdo a normas de reglamentación de instalaciones eléctricas.

ESPECIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Líneas Generales

- Los conductores a utilizar debe ser de cobre electrolítico con aislamiento superplástico de PVC, tipo antillama y según secciones indicadas en cada caso.
- Siempre que la longitud lo permita, los circuitos deben ser continuos, sin empalmes. En caso de que sea absolutamente necesario efectuar un empalme, el mismo debe quedar dentro de una caja o cámara, pero nunca dentro de un ducto.
- En el punto de partida y llegada, los circuitos deben ser identificados con chapa o tarjetas grabadas de material no perecedero, incluyendo cajas o cámaras de registro y cada 15 m., en las bandejas, no se deben admitir tarjetas de cartón o papel.

- Tableros

Los tableros de comando y protección deben cumplir con las siguientes especificaciones:

- Grado de protección: I.P. 43
- Contar con barra de tierra
- Tratamiento superficial con garantía mínima de 5 años.
- En las tareas de montaje (fijación, entrada, salida, etc.) preservar el grado de protección I.P. 43.
- Tipo frente muerto con bordes romos, sin aristas ni ángulos vivos, las puertas dotadas de cerrojo tipo “Legrand” con empuñadura y llave. El frente muerto debe cubrir todas las partes con voltaje, contando con calados que permitan asomar exclusivamente las palanquillas de los interruptores. Debe ser rebatible, con bisagras tipo piano y tiradores de bronce y pasador de seguridad que lo mantenga firmemente cerrado. La operación de apertura debe ser sencilla, sin necesidad de utilizar herramienta alguna. Sobre el frente muerto, se debe pegar carteles de acrílico o luxite con letras blancas sobre fondo negro, junto a cada elemento para su identificación.
- El cableado se debe efectuar de modo tal que la densidad de corriente no supere los 4 A/mm² y esté conectado en forma prolija de acuerdo al estado del arte.

- Las borneras debe ser rígidas de melamina u otros materiales rígidos y debidamente numerados. No se debe colocar borneras de plástico flexible.
- Todos los tableros se debe dimensionar previéndose un espacio libre de por lo menos un 20% de su capacidad para crecimientos futuros.
- El material puede ser de chapa N° 16, pintados con dos manos de antióxido y dos manos de pintura, base de caucho clorado, color a elección de la dirección de obra. También se debe aceptar esmaltes al horno. Se aceptarán módulos prefabricados de marcas de reconocida calidad, que cumplan o superen las especificaciones establecidas.
- En la parte interior de las puertas se debe pegar un diagrama unifilar del tablero, dibujado en papel plastificado.
- En la parte superior del tablero correrán las barras colectoras debidamente montadas en aisladores de micarta o pertinax en cantidad y espesor adecuado para asegurar una buena resistencia a las solicitudes mecánicas y electrodinámicas a que fueran sometidas. Las barras deben ser de cobre electrolítico, de sección rectangular y pintadas con los colores reglamentarios. Los empalmes de barras se deben efectuar con bulones, tuerca, contratuerca y arandelas de presión, todos cadmiados. Cada empalme debe ser debidamente estañado.
- Los interruptores se deben montar perfectamente alineados, deben ser de tipo automático, con protección termomagnética, en caja moldeada con intensidades nominales y capacidad de corte que se especifique en el diagrama unifilar.
- Para los interruptores de las derivaciones que puedan dar lugar, accidentalmente, a contactos directos o indirectos, se debe preveer la instalación de interruptor diferencial, de sensibilidad 30mA.
- Dicho tablero debe disponer, asimismo, de continuidad eléctrica y la puerta se debe conectar a la estructura fija del tablero mediante cable flexible y terminales de compresión abulonada.
- El tablero debe contar con interruptor general, contactor e interruptores.
 - Conexión de comunicaciones

Se debe realizar instalación aparente para la colocación telefónica y línea de datos en ducto exterior de PVC de 20 x 12,5 mm como mínimo.

SISTEMA DE TOMACORRIENTES E ILUMINACIÓN DEL EDIFICIO

Se debe instalar ramales dedicados para los circuitos de iluminación y circuitos de tomacorrientes.

Se debe utilizar cables unipolares de 2mm² de sección, aislamiento de PVC y el cable de tierra de 2mm² y aislamiento de PVC color verde amarillo.

Sistema de tomacorrientes

- Tomacorrientes embebidos en las paredes
 - Estos tomacorrientes corresponden al sistema general de las instalaciones eléctricas, en los cuales se pueden conectar; una máquina de limpieza, una herramienta, una cafetera y de ser el caso algún calefactor, evitando en lo posible conectar todas estas cargas en forma simultánea a un solo circuito, para evitar una sobrecarga y una desconexión indebida, lo cual afectará a todos los usuarios que estén conectados a ese circuito.
 - Cuando se presente una falla en la alimentación principal de los servicios auxiliares, estos tomacorrientes deben quedar desabilitados, hasta que se reponga la falla.
- Tomacorrientes embebidos en las barrederas y sobrepuestos en las paredes
 - Estos tomacorrientes corresponden a un sistema dedicado de alimentación para uso de computadoras e impresoras. A la salida de estos tomacorrientes debe instalarse un cortapicos, a través del cual se conecten únicamente los equipos de computación, por ningún concepto debe conectarse otro tipo de cargas, para evitar una sobrecarga y una desconexión indebida, lo que afectaría a todos los usuarios que estén conectados a ese circuito.
 - Cuando se presente una falla en la alimentación principal de los servicios auxiliares, estos tomacorrientes deben quedar desabilitados, hasta que se reponga la falla.
- Tomacorrientes de UPS en las barrederas y sobrepuestos en las paredes
 - Estos tomacorrientes deben estar instalados en determinados puestos de trabajo y corresponden a un sistema dedicado de alimentación para uso de computadoras y en algunos casos de impresoras, por ningún concepto debe conectarse otro tipo de

cargas para evitar una sobrecarga y una desconexión indebida. A la salida de estos tomacorrientes se debe conectar en forma directa los equipos de computación, sin necesidad de instalar un cortapicos.

- Cuando se presente una falla en la alimentación principal de los servicios auxiliares, estos tomacorrientes deben quedar habilitados y de esta forma no se pierde la alimentación y los equipos pueden seguir trabajando normalmente.
- Tomacorrientes de UPS
 - Estos tomacorrientes corresponden al equipamiento del GMS de tiempo real y no se hallan instalados en ningún puesto de trabajo, estos tomacorrientes se hallan instalados bajo el piso falso.
 - Por ningún concepto se deben conectar cortapicos para agregar más salidas de carga. Cuando se presente una falla en la alimentación principal de los servicios auxiliares, estos tomacorrientes deben quedar habilitados, para que no se pierda la alimentación y los equipos sigan trabajando normalmente.

Sistema de iluminación

- En cada una de las oficinas del centro de control, el sistema normal de iluminación implantado debe contar con dos niveles de iluminación. Es recomendable para usuarios intensivos de uso de computadoras, utilizar un solo nivel de iluminación de aproximadamente 300 luxes y así evitar deslumbramientos indebidos.

Luminarias de emergencia

Se deben instalar luminarias de emergencia con las siguientes características:

- Buen aspecto exterior.
- Buena difusión de la luz.
- Para ser instalado sobre techo "tipo bandera" o similar.
- Grado de protección: IP 40.
- Para estar conectado en forma permanente a la red.
- Funcionamiento no permanente: encendido en caso de falta de energía.
- Lúmenes mínimos en emergencia: 100
- Fabricado con material auto extingible resistente a la llama conforme a las Normas: Europeas EN 60598-2-2; EN 60598; UNE 20-672-73; UNE 20-672-89; UNE 20.314-83 e Internacionales IEC 695-1-1; IEC 695-2-1 o equivalentes.

- Con set de tarjetas autoadhesivas de 3 señalizadores.
- Alimentación: 220 V / 60 Hz.
- Baterías o acumuladores: Recargable de Ni-Cd o NiMH, para alta temperatura.
- Libre de mantenimiento.
- Autonomía mínima: 1 hora.
- Tiempo máximo de recarga: 24 horas.
- Vida útil garantizada: 3 años.

CABLEADO ESTRUCTURADO

Generalidades

El cableado estructurado debe ser diseñado e instalado con una infraestructura de cableado que suministre un desempeño predefinido y la flexibilidad de acomodar crecimientos futuros por un período largo de tiempo.

La instalación del cableado estructurado se convierte en parte del edificio, así como lo es la instalación eléctrica, por lo tanto este tiene que ser igual de funcional que los demás servicios del edificio.

Las tareas a realizar deben incluir como mínimo, lo siguiente:

- Cableado horizontal de la red de voz/datos con cable UTP categoría 6.
- Cableado de los enlaces (backbones) de fibra óptica
- Instalación de cajas de conexión, conectores, rosetas, etc.
- Provisión de gabinetes para los cuartos de cableado.
- Instalación y conexión de todo equipamiento pasivo necesario para el funcionamiento de la red.
- Instalación de zocaloductos, cable canal plástico, ductos por cielorraso, bandejas portacables etc., para conducir el cableado por los puestos de trabajo.
- Test de la red de datos.

Especificaciones técnicas

Descripción

La implementación del medio físico de la red debe realizarse por medio de un sistema de cableado estructurado que cumpla con las especificaciones de la Norma EIA/TIA-568 B 2-

1 para la Categoría 6. La misma define un sistema de cableado que permita la planificación y la instalación del cableado de edificio sin que sea necesario conocer los dispositivos que se instalarán definitivamente en el edificio.

El cableado estructurado a instalar así como todos los elementos pasivos de conexión debe permitir la ejecución de aplicaciones que corran en frecuencias de por lo menos 250 MHz.

Materiales e instalaciones

a) Red de voz/datos – cableado horizontal

Se debe suministrar e instalar un cableado de voz/datos para dar soporte de conexión a los puestos de trabajo de todo el edificio del CCG.

Para el cableado horizontal que une cada puesto de trabajo con los armarios de distribución, se debe utilizar cable de 4 pares trenzados sin blindaje (UTP), certificado según categoría 6 bajo las especificaciones EIA/TIA 568 B 2-1. Se debe utilizar cable de la mejor calidad de marca reconocida en el mercado, en su correspondiente embalaje original.

Cada puesto de trabajo debe poseer un conector modular de 8 posiciones (RJ45) en el que terminen los cables UTP, certificados según categoría, cableados de acuerdo con la disposición T568B, montando en una caja tipo Steck de 10*15 doble (con dos Rj45, uno para el servicio de voz y el otro para el servicio de datos) o en un periscopio de aluminio de las mismas características, según corresponda a su ubicación en pared o piso.

El cable UTP, como los conectores, cajas, patcheras y todo otro elemento pasivo inherente a comunicaciones que se instale, deben ser del mismo fabricante.

Se colocará la cantidad de cajas necesarias para la realización de los tendidos según normas.

Los bajantes y distribución puntual se deben realizar en los casos que se permitan, con cable canal exterior y sus correspondientes accesorios.

Todos los cableados de puestos, realizados sobre piso en posiciones alejadas de la pared deben ser tendidos sobre medias cañas de 3 vías metálicas.

El otro extremo del tendido debe ser conectado en el cuarto de cableado a una patchera para RJ45 categoría 6, que se instale para tal fin en su correspondiente gabinete. A efectos

de simplificar la posterior administración del cableado, se debe instalar 3 patcheras: para los puestos de datos, voz y conexión a la central telefónica.

Las instalaciones deben ser realizadas con las protecciones necesarias en salida de gabinete, accesos a cajas de conexión y de paso, cruces de paredes, mamparas y cualquier sector del recorrido que pudiese significar un futuro daño en el cableado.

Se debe tener en cuenta la limpieza funcional y estética del diseño propuesto a efectos de la adjudicación.

Todos los puestos de trabajo deben ser etiquetados con indicación de número de puesto.

Debe proveerse suficiente cantidad de cables de patch-cord para el conexionado dentro de los armarios de distribución de todos los puestos de trabajo, más un 20 %.

b) Cuartos de cableado

La red se debe distribuir en gabinetes, cuya ubicación debe estar detallada por los planos entregados por el CCG, los armarios de distribución metálicos que se utilicen deben estar sujetos a la aprobación del CCG y deben ser todos de 16 unidades como mínimo a excepción del armario central.

Todos los gabinetes deben satisfacer las siguientes características:

Estructura principal de chapa de acero de 1 mm de espesor como mínimo, con estructuras laterales desmontables de chapa de acero de 0,8 mm de espesor como mínimo, con puertas de vidrio o acrílico provistas de cerradura de seguridad. La terminación superficial de las partes metálicas debe ser fosfatizado y esmalte horneado texturado. Los rieles laterales deben presentar agujeros roscados para el montaje de materiales y equipos desde el acceso frontal. Se debe prever el lugar para el montaje del equipamiento electrónico de la red de datos. Debe preverse la continuidad de la conexión de tierra desde el distribuidor general a cada uno de los armarios de distribución.

Se debe proveer e instalar en cada gabinete los patch panel de 110-RJ45 necesarios para brindar servicio a la totalidad de los puestos instalados, con una reserva de crecimiento del 15 %. Se debe prever los patch cords de vinculación de panel (0,60 m) y de los puestos (2,40 m), más un 20 % de backup. Los mismos deben ser preensablados en fábrica.

Junto a la central telefónica a ubicar se debe instalar 2 Blocks 110 (o similar) para telefonía, uno para líneas de entrada y otro para líneas de salida.

Para transmisión analógica y digital se debe tener un Cable Multipar categoría 3, que una cada patchera de telefonía con los Blocks 110 (o similar) instalados en la Sala de Comunicaciones.

Cada rack a instalar debe ser provisto de un patch panel de fibra óptica y los correspondientes patchcords, más un 20 % de backup. Los mismos deben ser preensamblados en fábrica.

c) Enlaces (backbones) de fibra óptica

El enlace entre cada gabinete auxiliar y el gabinete central se debe realizar a través de una fibra multimodo indoor-outdoor 4 hilos 62,5/125 micrones Riser, Bertek o similar, la cual debe recorrer la montante del edificio.

Las fibras deben ser probadas en las dos longitudes de onda convencionales de 850 nm y 1300 nm, con su correspondiente certificación.

Cada fibra debe terminar en una patchera con conectores ST-ST, ubicada en el gabinete central. Se debe proveer los patch cords de fibra óptica, más un 20 % de lo necesario.

En caso de utilizarse fibra exterior la misma debe estar altamente protegida contra ambientes agresivos, inclusive filtraciones de agua, chaquetas de polietileno UV estabilizado, para resistencia a la abrasión y centro para evitar migraciones de agua.

En caso de utilizarse fibra anterior, la misma debe ser entubada.

Soporte de Estándares:

ANSI X3T9.5 PMD

IEE 802.3 FOIRL,

IEE 802.3 10 B.F,

FDDI,

ATM,

TIA/EIA 568 B 2-1,

ICEA 3-87-640,

ANSI TX3. 166-1990 y

BELLCORE GR-20

ANEXO 1: DATOS SCADA

Tabla No 1. TURBINA

Indicaciones
Posición de agujas
Válvula esférica
Alarmas
Falla una alimentación regulador electrónico
Falla un captador señal regulación
Falla un captador señal relé velocidad
Falla alimentación feed back
Falla regulador electrónico
Pulsador disparo emergencia
Falla un bomba aceite regulador de velocidad
Falla dos bombas aceite regulador
Alto/Bajo nivel aceite sistema acumulación
Presión Sistema acumulación regulador
Mínimo nivel aceite regulador
Insuficiente aceite sistema acumulación
Cierre By-Pass válvula esférica no efectuado
Cierre intermpestivo válvula esférica
Emergencia mecánica 86 M
Equipo auxiliar en manual
Cierre intempestivo válvula desbloqueo regulador
Mínima presión acumulador/aceite regulación
Temp. Metal guía turbina 2do paso
Temperatura aceite cojinete guía turbina
Baja presión tubería forzada
Temp. Metal guía cojin turbina 1er paso
Mediciones
Posición porcentual del limitador de apertura
Posición porcentual del dispositivo carga-velocidad
Velocidad de rotación
Presión acumulador aire-aceite de regulación
Presión aceite luego de válvula de corte
Caudal turbinado
Alta, media y baja presión turbinas

Tabla No 2. GENERADOR

Indicaciones
Seccionador de barra
Seccionador de tierra
Seccionador de trafo
Interruptor de generador
Regulación en progreso
Error de respuesta
Interrupción de regulación
Supresión de error
Límite bajo P
Límite alto P
Límite bajo Q
Límite alto Q
Local manual
Remoto individual
Servicios auxiliares desde unidad
Unidad lista para arranque
Rotación unidad (2do paso)
Sec. Arranque marcha en vacío
Listo para sincronizar
Local auto
Remoto AGC
Arranque unidad
Servicios auxiliares desde centro de fuerza
Sec. Parada desc. Sistema
Sec. Parada marcha en vacío
Orden de parada
Comandos
Apertura de interruptor de unidad
Cierre de interruptor de unidad
Subir MW
Bajar MW
Subir MVAR
Bajar MVAR
Punto de referencia
Arranque de unidad
Carga base
Carga pico
Modo de operación- generador/compensador
Modo de operación local - remoto

Alarmas Generales
Diferencial generador
Falla tierra estator
Protección distancia generador
Pérdida de excitación
Relé de sobreflujo
Falta voltaje circuito protecciones
Emergencia eléctrica
Falta voltaje de regulador voltaje automático
Bajo voltaje generador
Sobre temperatura estator
Sobre temperatura núcleo estator
Excitación alarma general
Límite tensión frecuencia
Límite sub excitación
Límite sobre excitación
Excitación disparo
Diferencia generador transformación
Falla tierra neutro transformador
Falla GIS posición de unidad
Sobretemperatura aire generador
Sobrecarga generador
Parada parcial
Protección transformador principal alarma
Protección transformador principal disparo
Temperatura transformador auxiliar
sobrecorriente transformador auxiliar
Falla centro de carga unidad
Precondiciones arranque incompleto
Arranque automático incompleto
Sincronización automática incompleta
Falta voltaje continua
Parada automática incompleta
Parada normal
Temperatura aire generador
sobrevelocidad unidad
Alarma registrador de temperatura
Vibración excesiva (primer y segundo paso)
sistema presión aceite tubería bloqueada
sistema alta presión aceite falla bomba (AC y DC)
Falla a tierra rotor
sobrevoltaje generador
Secuencia negativa
sistema agua enfriamiento disparo
Protección incendio generador alarma
Incendio generador
Protección incendio transformador alarma
Incendio transformador
Anomalía circuito frenado

Nivel aceite cojinete combinado 1er paso
Nivel aceite guía inferior general 1er paso
Nivel aceite cojinete turbina 1er paso
Falla terminal SCADA corriente directa unidad
Baja presión aceite de alta presión
servicios auxiliares de la unidad
temporizado parada parcial
Alarmas protecciones de la unidad
Hilo piloto
Protección distancia unidad
Falla disyuntor unidad
Sobre voltaje generador
sobre temperatura estator
sobre carga generador
Parada parcial 86 P
Parada normal 5 P
Emergencia mecánica
Emergencia eléctrica
Límite tensión/ frecuencia
Límite sub excitación
Límite sobre excitación
Excitación disparo
cojinete empuje alarma
Cojinete guía superior e inferior generador alarma
Cojinete turbina alarma
Cojinete disparo
Falla regulador electrónico
Falla sistema acumulación regulador
Baja presión SF6 y aire GIS 1er paso y bloqueo
Detección de arco
Tiempo largo comando seccionador
Discordancia polos disyuntor
Falta voltaje alimentación auxiliares cc
Anomalía funda cable
Precondicones de arranque incompleta
Arranque automático incompleto
Relé Buchholz caja cable 1er paso
Relé de sobreflujo
Falta voltaje c.c duplex
Falla sistema AGC
Falla de un ventilador
Límite de sobreexcitación
Falla pre-excitación
Falla bobina de campo
Falla en cambio a regulación manual
Falla por máxima corriente instantánea
Pérdida de alimentación
Falla por avería ventiladores
Falla por sobrecarga
Pérdida alimentación de reserva
Máxima temperatura rotor

Mediciones
Potencia activa P
Potencia reactiva Q
Voltaje de excitación
Corriente de excitación
Corrientes de fase
Energía
MWh exportación
MVARh importación
MVARh exportación
MWh (consumo propio)

Tabla No 3. TRANSFORMADOR

Indicaciones
Seccionadores
Alarmas
Relé Buchholz trafo 1er paso
Nivel aceite transformador
Temperatura aceite trafo 1er paso
Temperatura devanado de alta tensión 1er paso
Relé Buchholz caja de cable 1er paso
Falla bomba de aceite No 1
Falla bomba de aceite No 2
Relé Buchholz transformador 2do paso
Válvula de sobrepresión transformador
Contacto de protección para commutador
Temperatura de aceite transformador 2do paso
Temperatura devanado de alta tensión 2do paso
Relé Buchholz caja de cable 2do paso
Válvula de sobrepresión caja cable fases

Tabla No 4. BARRA

Indicaciones
Seccionador acoplamiento barra 1
Seccionador acoplamiento barra 2
Seccionador de tierra para barra
Interruptor de acoplamiento
Interruptor local/remoto
Alarmas
<i>Lado de alta</i>
Falla barra 1
Falla barra 2
Falla disyuntor
Presión SF6 disyuntor seccionador
Presión aire disyuntor
Voltaje control disyuntor seccionador
Alto voltaje barra 1
Alto voltaje barra 2
Presión SF6 barras
Presión SF6 seccionador tierra
Disparo incompleto disyuntor
Disparo sobrevoltaje líneas
Voltaje control y protección
Bajo voltaje barra 2
Disparo transferido transmitido líneas
Falla alimentación corriente alterna
Presión aire general
Presión SF6 disyuntores líneas
Presión SF6 seccionador líneas
Falla alimentación control y protección
Falla fusibles de protección barra 1 y 2
Alto voltaje de barras
Seccioador acople barra abierto
diferencial de barras
Baja presión SF6 barra
Detección de arco
Tiempo largo comando seccionador
Falta voltaje de alimentación auxiliares c.c
Registrador de fallas en funcionamiento
Mediciones
Voltaje
frecuencia

Tabla No 5. SERVICIOS AUXILIARES

Alarmas
Falla bomba
Baja presión agua
Mínimo nivel aceite
Alta presión diferencial filtro
Bajo nivel de pozo
Muy bajo nivel de pozo
Baja presión generador
Baja presión transformador
Falta flujo cojintete combinado
Falta flujo generador
Falta flujo regulador turbina
Falla a tierra sistema
Bajo voltaje de baterías
Apertura disyuntores
Batería en recarga
Falla cargador
sistema contra incendio, Generador falla general
Alto nivel de agua de enfriamiento
Casa de máquinas tablero de iluminación
Mediciones
Temperaturas de motores de bombas del sistema de agua de enfriamiento
Temperaturas de motores de las bombas del regulador
Temperaturas de bombas de aceite transformador
Temperaturas de motores de ventiladores área de transformadores y unidad
Temperaturas de aire del generador
temperaturas de selenoides del regulador
Lubricación

Tabla No 6. CALDERO

Comandos
Apertura/cierre de bomba de alimentación de agua
Mediciones
Combustible que ingresa al caldero
Temperatura de agua
Presión
Condensación
Alarmas
Ingreso de vapor humificado a la turbina
Ingreso de agua no purificada al caldero

**Tabla No 7. EMBALSE &
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE
COMBUSTIBLE**

Indicaciones
Apertura/cierre de compuertas
Activación/desactivación bombas de drenaje
Desague de fondos apertura de válvulas
Comandos
Apertura/cierre de compuertas
Activación/desactivación bombas de drenaje
Apertura/cierre de válvulas
Mediciones
Apertura de compuertas
nivel de embalse
caudal de entrada
draga: caudal evacuado, composición de mezcla
turbiedad, reserva de diesel, consumo de energía
Nivel de combustible en el tanque de almacenamiento
Uso de combustible
Alarmas
Flotadores
Bajo nivel de combustible en el tanque de almacenamiento

ANEXO 2: EQUIPO DE INTERFAZ DE USUARIO

Tabla No 9. EQUIPO DE INTERFAZ DE USUARIO

Localización/Equipo	Conexión (conexión local LAN)
Sistema de Control de Generación	
Consolas de operación	X
Consolas de PC	X
Impresora láser	X
Video proyector	X
Indicador digital	X
Recuperación y Almacenamiento de Información (IS&R)	
Impresora láser	
Simulador de entrenamiento del despachador (OTS)	
Consolas de aprendices	X
Consolas del instructor	X
Impresora láser	X

ANEXO 3: ESPECIFICACIONES DE HARDWARE

Tabla No 10. COMPONENTES DE CONSOLA

Componente	Especificación
Monitor	<ul style="list-style-type: none"> - Medida de pantalla diagonal como mínimo de: 535 mm (21 pulgadas) con una área mínima visible de área diagonal de 508 mm (20 pulgadas). - Respaldo para múltiples pantallas de resolución, con características de despliegue de 1280*1024 pixels. - Máximo punto de pendiente de 0.25 mm. - Velocidad de sincronización horizontal de 31 kHz a 110 kHz y velocidad de sincronización vertical de 55 Hz a 160 Hz. - Adaptable a reglas de seguridad USA DHHS X-Radiación, 21 CFR - Característica de reducción de brillo como pintado, revestimiento de pantalla anti-brillo. Dispositivos adheridos al monitor no son aceptables.
Teclado	<ul style="list-style-type: none"> - Incluir teclado alfanumérico, teclado numérico, control de cursor de cuatro teclas, y doce funciones de teclados. - Compartido en medio de todos los monitores en cada consola.
Dispositivo de control de cursor	<ul style="list-style-type: none"> - Debe ser un ratón óptico capaz de operar en algunas superficies suaves. - Debe facilitar el movimiento del cursor desplegado en alguna dirección y en diversas velocidades sin el uso de control de función de teclado. - Compartido en medio de todos los monitores en cada consola.
Alarma audible	<ul style="list-style-type: none"> - Generador de tono de alarma. - Capaz de producir un mínimo de cuatro sonidos diferentes. - El volumen del tono debe ser ajustable por el usuario de inaudible (apagado) a máxima salida (90 dbA mínimo) en un metro (36 pulgadas) de la consola.
Estación de trabajo	<ul style="list-style-type: none"> - Procesador, memoria principal, memoria auxiliar, disco duro. - Entregado al GUI. - Facilidades para detectar la pérdida de entrada de energía, ejecuta en orden el cierre sobre la pérdida de entrada de energía, y automáticamente resume la operación cuando la energía es restaurada.

Tabla No 10. DISPOSITIVO DE PROYECCIÓN

Item	Especificación
Resolución	SXGA, SVGA
Distancia de proyección	60' a 50'
Porcentaje de contraste	600: 1 prendido/apagado
Tecnología de despliegue	1.8 " PolySilicon TFT con arreglo de micro lente
Tamaño de imagen	Diagonal: 30.3"-600"/76.9 cm 1,524.0 cm
Corrección de base digital	± 30 grados
Métodos de proyección	Para/parte posterior y límite superior/escritorio
Lámpara	AC 160-Watt UHM, 2,000 horas STD, 3000 horas
Suministro de energía	115 V, 220 en 60 Hz
Angulo de proyección	± 9 a ± 12 grados
Desplazamiento de lente	Motorizado