

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES AT/MT**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**  
**RICHARD LUIS MEJIA MEDINA**

**PROMOCIÓN**  
**1992-II**  
**LIMA-PERÚ**  
**2003**

**A mis padres y hermanos en agradecimiento  
a su constante apoyo y confianza.  
A mi esposa e hijas por iluminar mi camino.  
A mi hermano Fernando por su  
enseñanza y apoyo incondicional.**

# **AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES AT/MT**

## **SUMARIO**

El presente trabajo consiste en definir los criterios y especificaciones técnicas del Sistema de Automatización de Subestaciones AT/MT.

El objetivo del presente informe es de proponer un Sistema de Automatización estándar que sirva para la automatización de cualquier tipo de subestación AT/MT.

Con la automatización de subestaciones a través de un sistema estándar se logrará mejorar la calidad del servicio eléctrico debido a la rapidez y confiabilidad del sistema de control aplicado.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>Criterios para la selección del sistema de automatización</b>	<b>3</b>
1.1 Arquitectura del sistema.	3
1.2 Criterios generales.	5
1.3 Criterio funcional.	6
1.4 Criterio de software y hardware.	9
1.5 Criterio de performance.	11
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>Especificaciones técnicas del sistema de automatización</b>	<b>12</b>
2.1 Normas	12
2.2 Arquitectura.	13
2.3 Adquisición y procesamiento de datos.	17
2.4 Características del Procesador de subestación.	30
2.5 Base de datos.	35
2.6 Sistema de comunicaciones.	37
2.7 Características Constructivas.	40
2.8 Características técnicas	48

**CAPÍTULO III****Pruebas y entrenamiento del sistema de automatización 59****3.1 Pruebas en fábrica. 59****3.2 Pruebas de puesta en servicio. 63****3.3 Entrenamiento. 64****CAPÍTULO IV****Aplicación de automatismos 66****4.1 Rechazo de carga. 66****4.2 Conexión y desconexión de banco de condensadores. 69****CAPÍTULO V****Evaluación económica 71****5.1 Inversión del Sistema de Automatización. 71****5.2 Inversión del Sistema de Control Convencional. 71****5.3 Flujo de caja comparativo. 71****CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 73****ANEXO A****DETALLE DE LAS INVERSIONES DEL SAS 76****ANEXO B****SISTEMA DE AUTOMATIZACION SET INDUSTRIAL****“Arquitectura del SAS” 80****ANEXO C****SISTEMA DE AUTOMATIZACION SET INDUSTRIAL**

**“Esquema Unifilar, Plano de planta y disposición de gabinetes” 83**

**ANEXO D**

**SISTEMA DE AUTOMATIZACION SET INDUSTRIAL**

**“Relación de IED S Integrados” 87**

**ANEXO E**

**SISTEMA DE AUTOMATIZACION SET INDUSTRIAL**

**“Listado de Alarmas” 89**

**ANEXO F**

**SISTEMA DE AUTOMATIZACION SET INDUSTRIAL**

**“Fotografías” 96**

**BIBLIOGRAFÍA 99**

## **INTRODUCCIÓN**

### **ANTECEDENTES**

La Automatización de Subestaciones data desde el año 1985 y su aplicación se ha intensificado a partir de la década de los 90.

En la actualidad en el Perú solamente existen pocas subestaciones automatizadas, podemos citar a la Subestación de Huacho Nueva perteneciente a la empresa Etecen y a la Subestación Industrial perteneciente a Edelnor, entre otras.

El autor del presente trabajo participó en la implementación del Sistema de Automatización de la Subestación Industrial, gran parte de la información técnica conseguida para este sistema forma parte del presente informe.

La Subestación Industrial entró en servicio en Diciembre del año 2000, teniendo hasta la fecha un comportamiento adecuado del SAS.

### **OBJETIVO**

El propósito del presente trabajo es proporcionar las herramientas para la definición de un Sistema de Automatización de Subestación (SAS) estándar, mostrando sus características técnicas y bondades, de tal manera de apreciar sus ventajas respecto al sistema de control convencional.

### **ALCANCES**

Las definiciones y características técnicas del presente trabajo son aplicables para cualquier tipo de Subestación AT/MT, ya sea simple o compleja y pequeña o grande.

Las inversiones del proyecto del SAS dependerá de las exigencias del mismo, por lo que deberá realizarse una evaluación económica por cada caso en particular. El presente trabajo presenta una evaluación económica sencilla de una subestación AT/MT simple, para tener una idea de los costos e inversiones.

### **SIGLAS**

<b>SAS</b>	:	<b>Sistema de automatización de subestaciones</b>
<b>IED</b>	:	<b>Dispositivo electrónico inteligente</b>
<b>UCB</b>	:	<b>Unidad de control de bahía o de posición.</b>
<b>UCS</b>	:	<b>Unidad de control de subestación.</b>
<b>IHM</b>	:	<b>Interface hombre máquina.</b>
<b>UI</b>	:	<b>Interface con el usuario.</b>
<b>RTU</b>	:	<b>Unidad terminal remota.</b>
<b>PLC</b>	:	<b>Controlador lógico programable.</b>
<b>LAN</b>	:	<b>Red de comunicación local.</b>
<b>COS</b>	:	<b>Centro de operación del sistema.</b>
<b>GPS</b>	:	<b>Global Positioning System (Sistema sincronizador del tiempo).</b>
<b>TCP/IP:</b>		<b>Transmission Control Protocol / Internet protocol.</b>
<b>CC</b>	:	<b>Corriente continua.</b>

## **CAPÍTULO I**

### **Criterios para la selección del sistema de control**

#### **1.1. Arquitectura del sistema**

El SAS es un sistema basado en tecnología de microprocesadores que es usado para traer al mismo tiempo un subsistema de operación independiente, tal como el SCADA, comunicaciones, relés de protección, control de equipos de potencia, medición y anunciadores de alarma, dentro de un sistema de adquisición de datos unificado, monitoreo y control en la subestación. El SAS proporciona la estructura para comunicarse con dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) existentes y futuros desde varias fuentes para la interoperación en orden para facilitar una mayor eficiencia y costo eficiencia en monitoreo y control. La arquitectura del SAS debe corresponder a un sistema distribuido consistente de equipos en dos niveles jerárquicos estructurados; el nivel de "bahía" con controladores independientes propios, y el nivel subestación con un sistema de procesamiento propio e interface para el centro de control, otros SAS y usos corporativos.

El equipamiento esta interconectado a través de una red de datos de la subestación para proporcionar una completa operación autónoma en el nivel de "bahía". La arquitectura lógica del SAS esta ilustrada en la figura 1.1 y consiste de los siguientes componentes principales:

Nivel 3	Supervisión y Control Remoto y Usuarios Corporativos		
	Interfaces y comunicaciones Nivel 3 – Nivel 2		
Nivel 2	Sistema de procesamiento Nivel 2	Almacenamiento de datos históricos y activos	Interface con el usuario.
	Interfaces y comunicaciones Nivel 2 – Nivel 1		
Nivel 1	Unidad de Control de Bahía	Interface básica con el usuario.	
	Interfaces y comunicaciones Nivel 1 – Nivel 0		
Nivel 0	Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's) y puntos de I/O individuales.		
	Equipamiento del Sistema de Potencia.		

**Figura N° 1.1 – Arquitectura lógica del SAS**

1. Comunicaciones e interfaces entre el nivel 3 y 2: El sistema de procesamiento del nivel 2 intercambia información entre el SAS y el centro de control de la empresa, otros sistemas externos y usuarios corporativos a través de una WAN.
2. Sistema de procesamiento del nivel 2: Este procesador central e interface de comunicaciones, localizado en la sala de control de la subestación, sirve como un maestro para la adquisición de datos, procesamiento para cálculos y la interface con el usuario de la subestación (IHM), acciones de control e históricos de la información de la subestación para futuro análisis y mantenimiento del registro.
3. Interface usuario subestación (IHM) del nivel 2: Esta provee el acceso local hasta el control y datos de la subestación.
4. Base de datos: La base de datos en línea provee la continua actualización de la información hacia la IHM local y el centro de control de la empresa. El histórico de datos obtenido desde la base de datos en línea es almacenado en la memoria

lectura/escritura. La base de datos debe ser destinada para trabajar como una parte integral del software de la interface hombre máquina.

5. Red local en la subestación (LAN) Nivel 2 – Nivel 1: Esta red LAN proporciona la comunicación entre el sistema de procesamiento del nivel 2 y los controladores de bahía nivel 1. El nivel 2 también puede comunicarse directamente con los IED's del nivel 1, y gateways hacia subestaciones tipo 2.

6. Unidad de Control de bahía nivel 1: Este es el procesador del nivel 1 que sirve como un maestro en cada bahía para adquisición de datos, procesamiento para cálculos y visualización de información en una simple interface local usuario bahía (UI) y acciones de control. El sistema de procesamiento nivel 1 funcionalmente puede ser provisto por diferentes plataformas de hardware y software, tal como una unidad terminal remota (RTU), computador (PC) o controlador lógico programable (PLC).

7. Interface usuario bahía (UI) nivel 1: Este provee un nivel básico de acceso local hacia el control y datos de bahía.

8. Interfaces y comunicaciones nivel 1 – 0: Esta es la comunicación entre el procesador de bahía nivel 1 y los IED's y puntos de entradas y salidas individuales asociadas con el equipo de potencia en el patio de llaves.

## **1.2. Criterios generales.**

Los criterios generales ha considerar para la Arquitectura del SAS son:

1. Escalable – debe ser implementable en un rango de tipos y tamaños de subestaciones y aplicaciones. La arquitectura del SAS debe soportar aplicaciones desde subestaciones simples hasta la más grande y compleja subestación.

2. Extensible – puede ser implementado en pequeña escala desde algunas subestaciones aisladas y extendido a un sistema grande sin cambios significativos en la arquitectura y hardware.
3. Flexible - permite cambios en funcionalidad sin cambios significativos en la arquitectura, hardware y software.
4. Migrable – permite cambios en tecnología sin reemplazos significativos de procesadores o cambios de la arquitectura. Los costos del ciclo de vida necesitan ser los mínimos.

### **1.3. Criterio funcional.**

#### **Jerarquía del control y modos de control:**

Los modos de control corresponden a los niveles de control jerárquicos mostrados en la figura 1 – Arquitectura lógica del SAS. En cada caso las acciones del operador sobre el proceso solamente deben ser hecho desde una sólo ubicación. Si la opción local/remoto es seleccionada, la selección debe ser ejecutada desde el nivel inferior hasta el nivel jerárquico del proceso. El modo de control seleccionado en cada nivel debe ser indicado de tal manera que los operadores estén enterados de sus competencias de control, en sus respectivos niveles.

#### **Criterio del Nivel 1 (Nivel de bahía):**

1. Adquisición de datos – el SAS debe ser capaz de adquirir todos los datos disponibles desde los IED's y debe proveer los medios para adquirir entradas que no son disponibles desde IED's, por ejemplo relés, alarmas detectoras de incendios, etc.
2. Procesamiento de alarmas y estados digitales – para verificación y almacenamiento de datos de entradas digitales.

3. Procesamiento de señales de medición – adquisición de variables eléctricas desde medidores de energía, o de otros IED's tal como unidades de medición multifunción, dispositivos de protección registradores de fallas, etc.
4. Enclavamiento – esta función debe evaluar en forma continua la posición de todo el equipamiento involucrado en las operaciones requeridas, y otras condiciones tal como operaciones en caliente y operación de protecciones. Después de cumplirse con todas las condiciones, una señal de salida debe ser disponible para autorizar la acción de apertura o cierre del equipo seleccionado.
5. Protección de los comandos de apertura y transmisión de la apertura – estas funciones requieren que los esquemas de cableado sean implementados por separado desde el controlador de bahía.
6. Comunicaciones con la LAN – los módulos de comunicación en red de cada controlador debe manejar y monitorear la comunicación entre todo el equipamiento del nivel 1 y comunicación con otros componentes.
7. Funciones de control y monitoreo automático – el SAS debe efectuar las funciones de control automático en aparatos del sistema de potencia basados en entradas de estado y análogas adquiridas por el sistema. El SAS debe ser capaz de consolidar funciones de control que son corrientemente ejecutados por varios sistemas de control separados y PLC's. Las funciones de tiempo crítico, tal como aislación de fallas, deben ser realizado directamente por los relés de protección, independientemente del SAS.

**Criterio del Nivel 2 (nivel subestación):**

1. Seguridad del sistema – Esto requiere que cada usuario tenga asignado un nombre y código (password), para determinar el acceso a las pantallas, a la base de

datos para consulta o modificación y a las funciones disponibles en la interface del usuario, ambos para los propios trabajos operacionales como para trabajos de ingeniería.

2. Administración de datos históricos – El SAS debe monitorear la información entrante especificada, cálculos de algunos de los datos, y almacenamiento de los datos entrantes y calculados en la memoria de lectura y escritura. Los datos históricos deben también incluir registros de fallas digitales (DFR) y secuencia de registros de eventos (SOE). Mientras en la memoria de almacenamiento de lectura y escritura, la información debe ser sujeta a revisión y edición por usuarios autorizados locales y remotos.

3. Identificación de dispositivos – esta función permite acceder al bloque de control de algún dispositivo de la subestación de tal modo que el comando es prevenido desde la estación operacional.

4. Secuencia de eventos – el sistema debe ser capaz de reportar tanto en los monitores e impresoras, el tiempo de la secuencia de registro de eventos ocurridos en la subestación.

5. Administración de alarmas – controles de la transmisión de señales de alarmas a la interface del usuario (IHM) dentro de la prioridad predeterminada, generando una señal audible y reporte hacia la impresora respectiva.

6. Reportes – el SAS debe ser capaz de generar diferentes tipos de reportes que puedan ser presentados en las pantallas sobre solicitudes o programado para presentación automática en impresora. El reporte puede ser generado con la información histórica y tiempo real.

7. Tendencia – esta función debe permitir la tendencia de algún dato histórico o medición de señales en tiempo real en la forma de curvas de tendencia.
8. Registro de operaciones – esta función debe permitir a los operadores establecer un registro de operaciones sobre las operaciones de la subestación, también como fallas ocurridas allí, el equipamiento bajo un programa de mantenimiento y en general toda la información requerida para guardar un registro histórico estas serán incluidas en una base de datos diaria.
9. Almacenamiento de respaldo – una función que permita el almacenamiento de toda la información existente en los discos de las computadoras, debe ser disponible; por ejemplo aplicación de programas, configuración de base de datos, datos históricos, registros de operación.
10. Funciones de control y monitoreo automático – el SAS debe efectuar funciones de control automático de los aparatos del sistema de potencia, basado en las entradas analógicas y de estado, adquiridos por el sistema. Las funciones de tiempo crítico, tal como aislación de fallas, deben ser realizadas por los relés de protección, independientemente del SAS.

#### **1.4. Criterio de software y hardware.**

La figura 2 muestra la configuración conceptual de un SAS, incluyendo el enlace para la transmisión de datos hacia el SCADA.

#### **Procesador principal de la subestación.**

El procesador principal de la subestación debe estar basado en estándares industriales y habilitado para operación con redes, tal como Ethernet, X/Windows, Motif, TCP/IP, UNIX, Windows NT, etc. También debe soportar una arquitectura abierta,

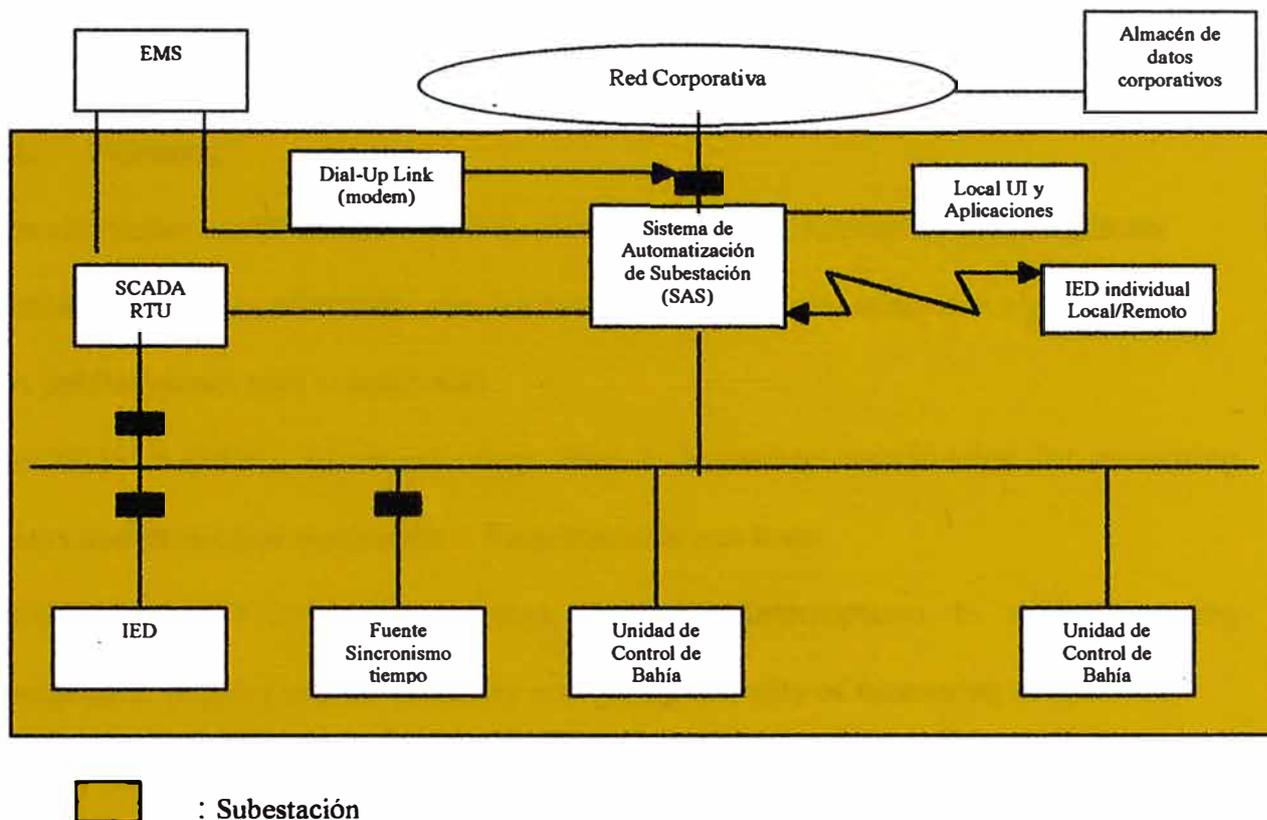
con interfaces y productos no propietarios. Una base de datos relacional aceptado en la industria (RDB) con capacidad SQL y desarrollo amplio de la informática deben ser soportados. La RDB suministrada debe tener implementado la capacidad de réplicas, debe estar provisto de la capacidad de soportar una base de datos redundante o respaldo. Unos gráficos completos en la interface con el usuario deben ser provistos. El procesador debe ser flexible, expandible y transportable ha multiples plataformas del hardware (PC, PC potente, DEC Alpha, SUN, HP, etc.).

#### **Red Local de la subestación (LAN).**

La red LAN debe presentar estándares industriales, debe permitir la interoperabilidad y capacidad de dispositivos de conexión. Principios de arquitectura abierta deben ser seguidos, tal como protocolos estándares (Ej. TCP/IP, IEEE 802.(Ethernet), UCA 2.0). La LAN debe ser inmune a los ruidos y aislado. La LAN debe soportar comunicaciones del tipo par a par.

#### **Interface con el usuario.**

La interface con el usuario en la subestación debe corresponder a un diseño intuitivo para garantizar el uso efectivo del sistema con confusiones mínimas. Una librería de símbolos estándares deben ser usados para representar los aparatos de potencia de la subestación en pantallas gráficas. El personal de campo debe ser involucrado en determinar que información deben presentarse en las diferentes pantallas.



**Figura N° 1.2 – Configuración conceptual del SAS**

### 1.5. Criterio de “performance” del sistema.

Este criterio está previsto para evaluar el modelo de operación del SAS, también como para hacer comparaciones cuantitativas y cualitativas entre las diferentes alternativas. Este criterio incluye: tiempos de respuesta, utilización del sistema, capacidad de almacenamiento, disponibilidad y redundancia, restablecimiento, mantenibilidad y expansibilidad.

## **CAPITULO II**

### **Descripción técnica del sistema de control**

#### **2.1. Normas.**

Los elementos constitutivos del SAS, contenidos en esta Especificación, deben ser suministrados en conformidad con las recomendaciones de las normas siguientes, en sus publicaciones más actualizadas.

-IEC60255-5 (2000) Electrical relays. Part 5: Insulation coordination for measuring relays and protection equipment – Requirements and tests.

-IEC60255-11 (1979) Electrical relays. Part 11: Interruptions to and alternating component (ripple) in D.C. auxiliary energizing quantity of measuring relays.

-IEC60255-22 Electrical relays. Part 22: Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment.

-IEC61000-4-3 (2001) Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-3: Testing and measuring techniques – Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test

-IEC61000-4-5 (2001) Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-5: Testing and measuring techniques – Radiated, Radio-frequency, electromagnetic field immunity test.

-IEC60870-4 (1990) Telecontrol equipment and systems. Part 4: Performance requirements

-IEEE STD 446-1995 Recommended practice for Emergency & Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications.

## **2.2. Arquitectura del SAS**

La arquitectura y la organización funcional del SAS deben estar basadas en la filosofía de sistemas distribuidos y deben seguir una orientación modular, abierta, flexible, robusta y de fácil expansión.

### **2.2.1 Niveles Jerárquicos**

La arquitectura funcional del SAS debe ser establecida tomando en cuenta los siguientes niveles jerárquicos:

#### **Nivel 0: Nivel equipo.**

En este nivel, el comando del equipo se hace en modo Local con las botoneras disponibles en los gabinetes de comando de cada equipo primario (interruptor, seccionador, transformador). En este nivel la selección de operación en modo Local o Remoto se realiza con llaves selectoras propias de cada equipo.

#### **Nivel 1: Nivel de Bahía.**

El equipamiento instalado en este nivel son las Unidades de Control de Bahía (UCB), las cuales estarán físicamente ubicadas lo más cerca posible a los equipos primarios.

En este nivel el comando de los equipos asociados a una Bahía se hace, en modo Local, desde un módulo mímico (opcional).

En este nivel existen dos modos de operación UCB y SISTEMA, la selección se realiza con un selector “UCB/SISTEMA” que debe formar parte de la UCB.

**Nivel 2: Nivel de Subestación.**

En este nivel se encuentra la Unidad de Control de la Subestación (UCS), encargada de realizar las funciones de comando, automatismo, registro de eventos, comunicaciones con el Centro de Operación del Sistema (COS), entre otras. Un elemento importante en este Nivel es la Interfaz Hombre – Máquina (IHM), que permite la intervención de personal especializado en diferentes modos de operación del Sistema.

El control se realiza en forma Local en la subestación desde la IHM, al estar el SAS en el modo SE (Subestación). Para operar desde este nivel, los selectores “Local-Remoto” de cada equipo deben estar en “Remoto”, y el selector “UCB-SISTEMA” de la UCB debe estar en modo “SISTEMA”.

**Nivel 3: Nivel de SCADA del Centro de Operación del Sistema (COS).**

El control se realiza en forma remota desde el COS (SCADA), al estar el SAS en el modo COS.

**2.2.2 Unidad de Control de Bahía (UCB)**

Las Unidades de Control de Bahía (UCB's) deben basarse en tecnología de microprocesadores con operación en tiempo real. Las UCB's podrán controlar y supervisar uno ó más bahías según se defina en la arquitectura del SAS. Las UCB's deben contemplar todas las funciones relativas a la operación de los equipos de una o más posiciones, tales como comandos de abrir-cerrar, enclavamientos (interlocking), adquisición de datos, entre otras.

Debe contemplar las siguientes tareas:

- Control de interruptores y seccionadores, vía módulo mímico (opcional).

- Monitoreo de ejecución de los comandos.
- Manejo de eventos
- Adquisición y despliegue en módulo mímico (opcional), de medidas y contadores de acumulación.
- Despliegue de alarmas de equipos de la posición, en el módulo mímico (opcional).
- Preprocesamiento de datos.
- Comunicación de datos entre la UCS y los subsistemas conectados.
- Cálculo de magnitudes usando los valores medidos.
- Generación de grupos de señales.
- Rutinas de auto-monitoreo.

Deberán estar consideradas entradas y salidas disponibles para aplicaciones del usuario.

Las UCB's deben tener funciones de pruebas y auto-supervisión. Deben también permitir programas de pruebas y diagnósticos controlados por la UCS.

Las fallas en una UCB deben ser señalizadas por medio de LEDs en el frente de la unidad y por una señal de alarma a la UCS.

La supervisión debe contemplar: la alimentación de poder, las fuentes de poder de la unidad, el bus interno de comunicación y la capacidad de comunicación de la unidad central de proceso con las diferentes tarjetas de circuitos impresos.

La UCB deberá contar con un selector Local-Remoto que define si la operación de una posición se realiza desde la UCB o desde la UCS, en forma excluyente.

### **2.2.3 Unidad de Control de la Subestación/Interfaz Hombre Máquina (UCS/IHM).**

El Nivel 2 debe cumplir las funciones de control y monitoreo de todos los componentes de la subestación, y realizar la comunicación local con el Nivel 1 y remota con el Nivel 3.

El Nivel 2 debe estar compuesto, como mínimo, de los siguientes componentes y subsistemas:

- Unidad de Control de la Subestación (UCS);
- Microcomputador PC industrial realizando la función de Interfaz Hombre Máquina (IHM), con teclado estándar de cada Empresa, mouse común externo y monitor de 15 pulgadas;
- Un GPS por Subestación, para sincronización de los datos;
- Red local;
- Impresora (opcional);
- Subsistema de alarma contra intrusión e incendio, instalado en la casa de comando, en las posiciones que indique la Empresa (opcional);

El sistema instalado en la UCS debe permitir tres modos de funcionamiento:

- **Modo de observación:** Este modo permite solamente monitorear las variables de la SE, y es el modo de funcionamiento por defecto.
- **Modo de Operación:** Este modo debe ser responsable por las acciones de comando, control y supervisión de toda la subestación. Necesita clave de acceso.
- **Modo de Administración:** Este modo debe ser responsable por las acciones de configuración y mantenimiento del SAS. Necesita clave de acceso.

Los modos de operación y administración deberán tener tiempo límite de inactividad (“time out”).

#### **2.2.4 Protocolo de Comunicación.**

##### ***2.2.3.1. Comunicación Nivel 2 con Nivel 3.***

Se debe garantizar la integración del SAS con el sistema SCADA/COS utilizando uno de los siguientes protocolos, según la indicación de cada Empresa:

- DNP 3.0
- IEC 60870-5.

##### ***2.2.3.2. Comunicación Nivel 1 con Nivel 2.***

Se debe garantizar la integración del Nivel 1 (UCB) con el Nivel 2 (UCS) conforme se especifica en el capítulo 2.6 (“Sistema de Comunicación”).

### **2.3. Adquisición y procesamiento de datos.**

#### **2.3.1 Sistema de protecciones**

El sistema de protecciones debe estar proyectado de acuerdo con el diagrama unifilar de la Subestación, el cual deberá formar parte de la especificación técnica respectiva.

Comunicación con el Area de Protecciones:

La UCS del SAS debe poseer una puerta de comunicaciones para que el Area de Protecciones pueda disponer de los datos, tanto para efectuar análisis de fallas ocurridas, como para modificar parámetros de elementos del sistema.

El SAS deberá considerar el módem para establecer la comunicación remota.

### **2.3.2 Automatismos y enclavamientos.**

El SAS debe ser responsable por la realización, en tiempo real, de varias funciones de automatismo.

Los automatismos que se puedan implementar en la UCS serán aquellos en los que intervenga información correspondiente a varias UCB's; mientras que los automatismos implementados en las UCB's serán aquellos en que toda la información necesaria resida en una sola UCB.

Los automatismos y enclavamientos serán definidos de acuerdo a las particularidades de cada Proyecto, durante la etapa de definición de detalles de la propuesta técnica (Workstatement).

Los principales automatismos y filosofías adoptadas se presentan en el capítulo 4 de esta Especificación.

En cada UCB debe existir un dispositivo físico de conmutación Normal/Emergencia, para inhibición de los enclavamientos en caso sea necesario. Este dispositivo se podrá utilizar sólo en modo local.

El SAS debe permitir alteraciones y creación de nuevos automatismos por parte de los profesionales de la EMPRESA.

### **2.3.3 Mediciones.**

El SAS obtiene las medidas a través de las UCB's.

Las UCB's deben poseer un módulo de entradas analógicas para obtener medidas por fase, procesarlas, desplegarlas en el mímico (opcional) de la UCB y enviarla a la UCS.

Las medidas y su clase de precisión se definen en los cuadros técnicos.

El módulo de adquisición analógica debe poseer un sistema de auto-test que permita verificar el correcto funcionamiento en cada ciclo de medida, para evitar la adquisición de medidas incorrectas;

Una falla de un módulo de adquisición analógica no debe provocar una falla general en los restantes módulos del sistema.

#### **2.3.3.1. Oscilografía.**

La oscilografía residente en las protecciones puede ser obtenida por el Area de Protecciones de dos formas:

- A partir de la UCS, en forma remota y también en forma local, y
- A partir de un puerto del relé.

#### **2.3.3.2. Medición de Servicios Auxiliares (C.A. y C.C.).**

Se debe suministrar una unidad de medición de los Servicios Auxiliares de la subestación. Esta unidad debe realizar las mediciones de tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, energía activa y energía reactiva. La unidad de medición debe poseer un puerto de comunicación disponible para los niveles superiores.

Se deberá prever transductores y todo el equipamiento anexo a los equipos de operación de los Servicios Auxiliares, con el fin de obtener la medida.

#### **2.3.3.3. Medición de Temperatura de los Transformadores.**

Las medidas de las temperaturas de los transformadores son realizadas a través de monitores de temperatura, que vienen originalmente con los transformadores. Cada monitor de temperatura posee dos salidas analógicas de 4 a 20 mA, o de  $\pm 10$  mA, siendo una para la temperatura del aceite y la otra para temperatura del devanado. El

SAS debe proveer medios para la adquisición de los datos de los monitores de temperatura.

#### **2.3.3.4. Medición de la Posición del Cambiador de Derivaciones Bajo Carga (CDBC).**

La posición del CDBC del transformador será informada al SAS preferentemente por código BCD o mediante integración del dispositivo regulador de tensión a través del protocolo de comunicación.

#### **2.3.3.5. Banda Muerta.**

El sistema debe permitir la configuración de la “banda muerta” de forma individual por cada tipo de medida analógica, con pasos de 0,1% para reporte al COS.

### **2.3.4 Señalizaciones.**

#### **2.3.4.1. Definición.**

Deben ser considerados dos tipos de señalizaciones:

Señalizaciones Simples, cuyo estado esta dado por el valor de una entrada lógica;

Señalizaciones Dobles, cuyo estado esta dado por el valor de un par de entradas lógicas. Esta información es dada por dos contactos, normalmente complementarios.

#### **2.3.4.2. Detección y Adquisición de Cambios de Estado.**

- *Condiciones de Adquisición de Señales Simples.*

Los estados de las entradas deben ser detectados según sus características y deben ser considerados los valores de los tiempos de manutención de estado configurables de 1 a 50 ms, para que se verifique la adquisición del cambio de estado.

- *Seguridad en la Detección*

El SAS debe ser concebido de modo que ninguna señalización incorrecta pueda ser validada. Por lo tanto, el SAS no debe validar una señalización que durante la adquisición tenga diferencias entre el estado existente en los bornes del módulo de hardware de adquisición y el estado adquirido por el respectivo programa de tratamiento.

Estos errores pueden ser provocados por averías internas del equipo.

Deben ser previstos auto-tests de las UCB's y de la UCS, de forma de garantizar que los errores puedan ser siempre detectados.

- *Señalizaciones Internas*

El SAS debe ser capaz de tratar los cambios de estado de señalizaciones internas definidas en la base de datos durante la configuración del sistema, atendiendo a los tiempos de manutención especificados (1 a 50ms). Estas señalizaciones deben ser tratadas por los programas de aplicación de forma análoga a las señalizaciones externas.

### **2.3.4.3. Tratamientos Comunes a las Señalizaciones Dobles y Simples.**

- *Memorización de los Estados de las Señalizaciones*

Todos los cambios de estado de las señalizaciones deben ser adquiridos y almacenados en una tabla de cambios de estados a ser generada en la UCS.

- *Avalancha de Cambios de Estado*

El SAS debe ser concebido para adquirir, sin pérdida de cronología, una avalancha de K1 cambios de estado en 10 s, pudiendo detectar hasta K2 cambios de estado por períodos simples de 1 ms, siendo K1 y K2 calculados por las fórmulas:

$$- K1 = 100 + 0.1 N + \sqrt{N}$$

$$- K2 = 10 + 0.02 N$$

Donde N es el número máximo de entradas lógicas.

- *Pérdida de Cronología*

Las anomalías que puedan provocar la pérdida momentánea de cronología en la detección de los cambios de estado, deben dar origen a un mensaje "pérdida de cronología" después de la última adquisición válida.

- *Pérdida de Información*

El SAS debe transmitir hacia el COS un mensaje de "pérdida de información" siempre que ocurra este evento en el SAS (saturación de la tabla de cambio de estado, etc.) o pérdida de adquisición de señalizaciones exteriores.

Cuando la situación sea normalizada el SAS debe generar una información de "fin de pérdida de información" que debe ser transmitida para el COS.

- *Invalidación de una Señalización*

El SAS debe marcar inválida toda señalización que cambie más de N veces en menos de 1 segundo. N debe ser configurable entre 5 y 50.

#### **2.3.4.4. Señalizaciones Dobles: Defecto de Complementariedad.**

En régimen normal los dos estados que caracterizan una señalización doble son complementarios.

Durante un cambio de estado de un equipo, puede existir normalmente un período transitorio durante el cual los estados no son complementarios. La duración de este

período transitorio debe ser fijada en la configuración del sistema entre 1 y 30 s (con precisión 1s) y ajustables para cada equipo.

Los cambios de estado de las señalizaciones dobles que conduzcan a una no-complementariedad, con duración superior al valor fijado, deben dar origen a un defecto de complementariedad, que se traduce en la transmisión del mensaje de alteración de estado.

#### **2.3.4.5. Señalizaciones Particulares.**

Las señales propias de la UCB, tales como Local/Remoto, Manual/Automático (de los automatismos), Normal/Emergencia (de los enclavamientos), y otras, deberán señalizarse al SAS.

#### **2.3.4.6. Transmisión de Estado del Sistema.**

Para transmitir al COS información de estados internos de los equipos que conforman el SAS, se debe disponer de señalizaciones internas de estado, con información de defectos de hardware y software en los distintos módulos del sistema, e información de funcionamiento global del sistema.

#### **2.3.5 Comandos.**

El sistema puede enviar orden de comando para un equipo de la subestación por:

- Comando local a partir de la UCB asociada al equipo (Nivel 1);
- Comando desde la UCS (Nivel 2);
- Recepción de un telecomando desde el COS (Nivel 3);
- Funciones de automatismos (Nivel 1 ó Nivel 2 );

- Funciones de las protecciones.

Las UCB's deben generar las señalizaciones relacionadas con los comandos y enviarlas para los niveles superiores (Nivel 2 y 3).

Los comandos corresponden a una salida única.

La ejecución de la orden corresponde a la activación de esa salida.

La salida debe ser activada durante un tiempo T programable (controlado por software).

#### **2.3.5.1. Tratamiento de los Comandos.**

El texto que sigue no se aplica a los comandos ejecutados vía comando local y a los comandos desencadenados por las funciones de protección.

- *Verificación de la Dirección*

Los comandos cuyas direcciones no corresponden a una de las direcciones de salida deben ser rechazados y se deben elaborar mensajes de indicación de tal hecho.

- *Verificación de la inhibición del comando*

Un comando puede ser temporalmente inhibido por el valor lógico de las señalizaciones internas o externas.

En caso de inhibición, el comando debe ser rechazado y se debe elaborar un mensaje de indicación de tal hecho.

- *Verificación del Equipo*

Un comando debe ser rechazado si el módulo de hardware de salida correspondiente no está en condiciones de ejecutarlo con la seguridad exigida, o si el sistema está en el estado de "pérdida de información".

- *Ejecución y Vigilancia de Comando*

Un comando debe ser ejecutado después de que las verificaciones referidas hayan concluido con éxito y no haya detectado ninguna anomalía.

La aparición de cualquier defecto de hardware en el módulo de salida durante la duración del impulso de comando, debe terminar la secuencia de comando y dar origen a un mensaje de indicación de tal hecho.

La ejecución del comando debe ser del tipo Selección/Ejecución (check before operate).

- *Confirmación de Ejecución del Comando*

Para la confirmación de la correcta ejecución del comando, después de la correcta desactivación de la salida, se debe originar un mensaje de indicación de tal hecho.

### **2.3.5.2. Tratamiento de los Telecomandos.**

- *Definición de Telecomando*

Telecomando: comando proveniente del Nivel 3.

- *Verificación del telecomando*

El telecomando ejecutado sobre el equipo, cuya señalización de posición asociada no sea válida, o el estado actual sea aquel que se esperaría solamente después de la ejecución del telecomando, debe ser rechazado y debe enviarse un mensaje de indicación de tal hecho al COS.

- *Vigilancia de Ejecución del telecomando*

La orden de telecomando que, después de su aceptación, inicializa una temporización (time out) debe ser anulada en las siguientes condiciones:

- Cambio de estado de la señalización asociada al equipo comandado.
- Detección de defectos ya sea de hardware o de software.

El fin de la temporización sin anulación por ninguna de las condiciones indicadas, debe originar un mensaje de alteración de status, que debe ser enviada al COS.

La duración de esta temporización, idéntica para todos los equipos, debe ser escogida en la configuración desde 1 a 60 s (resolución de 1s).

- *Confirmación Transmitida al COS*

La confirmación de ejecución de un comando debe ser siempre enviada al COS, utilizándose para el efecto un mensaje previsto en el protocolo de comunicaciones.

- *Sucesión de Telecomandos*

El SAS debe ser capaz de ejecutar un nuevo telecomando inmediatamente después del envío del mensaje de confirmación.

### **2.3.5.3. Tratamiento de los Comandos Elaborados por los Automatismos.**

- *Ejecución del Comando elaborado por una Función de Automatismo*

La salida debe ser activada durante un tiempo T programable. Este tiempo debe ser establecido en la configuración del sistema.

- *Vigilancia de Ejecución del Comando Elaborado por los Automatismos*

Se aplica integralmente lo establecido en la vigilancia de ejecución de telecomandos.

- *Defectos en la Ejecución de un Comando Elaborado por los Automatismos*

Los defectos detectados en la ejecución de comandos elaborados por automatismos deben ser enviados al COS, utilizando para este efecto un cambio de status del sistema.

El rechazo de un comando elaborado por los automatismos, por el módulo de tratamiento de las salidas lógicas mediante verificación de las condiciones descritas en 2.3.5.1 debe originar un mensaje de alteración de status que debe ser enviado a la UCS y al COS.

### **2.3.6 Registro cronológico de eventos.**

El SAS debe implementar un registro secuencial de eventos, el cual debe incluir todos los acontecimientos que sean importantes de obtener, al momento de la ocurrencia de una falla en la subestación. La avalancha de los registros de eventos debe tener resolución de 1 ms.

La inserción de hora y fecha debe ser efectuada por los distintos módulos de adquisición distribuidos en la subestación, en el más próximo posible al objeto a ser supervisado (UCB's y/o UCS). Para esto utilizará la señal de sincronismo proveniente de un sistema GPS, el cual debe ser parte del suministro.

El registro de acontecimientos debe incluir la siguiente información:

Alteración de los estados de todos los equipos.

Operación de los relés de protección.

Señalización de las fallas o alarmas.

Violación de los valores límites de las medidas analógicas y retorno a valores normales.

Las causas deben ser asociadas con:

1. Protección.
2. Comando por automatismo.
3. Comando manual o telecomando.

Si ninguna causa puede ser asociada a mensaje de cambio de estado del equipo, debe ser emitida una señalización mencionando que no existe causa asociada.

### **2.3.7 Tiempos de respuesta.**

#### **2.3.7.1. Tiempos de adquisición de datos.**

El tiempo de adquisición de las entradas digitales procedentes de campo, en las UCB's, deberá ser como máximo de 10 ms. Este tiempo incluye el procesamiento necesario para el fechado local del suceso, que realizará la propia UCB.

El tiempo máximo para la adquisición de las medidas analógicas en las UCB's será de 500 ms.

#### **2.3.7.2. Tiempos de refresco.**

El tiempo máximo para el refresco en las UCB's, de las medidas analógicas leídas periódicamente, dentro de las labores de supervisión continua del estado de operación, será menor de 1 segundo.

El tiempo máximo de refresco completo en la UCS de los cambios en señales digitales de todas las UCB's, y del valor de todas las medidas analógicas de refresco continuo del SAS, será menor de 1 segundo.

El tiempo máximo de refresco en pantalla de un cambio digital, desde que aparece en la base de datos de la UCS, será menor de 0,5 segundos.

El tiempo máximo de refresco en pantalla de las medidas, desde que aparecen en la base de datos de la UCS, será menor de 1 segundo.

### **2.3.7.3. Tiempo de procesamiento.**

El tiempo máximo para el procesamiento de señales lógicas calculadas dentro de las UCB's, que tengan como entradas las señales digitales de campo y otras señales lógicas, será de 100 ms.

### **2.3.7.4. Tiempos de transmisión.**

Los tiempos que se especifican a continuación serán los máximos esperados, bajo condiciones de simultaneidad con las siguientes tareas:

- Todas las medidas cambiando en el sistema en cada ciclo de exploración
- Cambio de 4 señales digitales simultáneamente
- Una orden de telemando
- Recepción de 10 alarmas del SAS durante un proceso de solicitud de información y generación de comando

El tiempo máximo para la transmisión de una orden desde la UCS hasta una UCB será de 1 segundo. Esta orden podrá tener como origen el terminal local (IHM), o un automatismo residente en la UCS, o un telecomando.

El tiempo máximo para la transmisión de una señal recogida en una UCB y que deba ser retransmitida al resto de las UCB's (funcionalidad sustitutiva de la comunicación horizontal entre UCB's) será de 1 segundo, contado a partir del momento en que dicha señal ha sido recibida en la UCS.

El tiempo máximo para la transmisión de un comando entre la IHM y la UCS, a partir de la confirmación del operador sobre el terminal local, será de 0.5 segundos. Se deberá disponer de una respuesta total del sistema IHM y UCB de 1,5 segundos.

## **2.4. Características de la UCS.**

### **2.4.1 Modo de observación**

En el modo de observación el SAS debe permitir la visualización de diagramas unifilares, medidas, estado de equipos, alarmas y recuperación de eventos.

En este modo, mediante clave de acceso, deberá ser posible acceder al programa de comunicación de las protecciones.

### **2.4.2 Modo de operación**

En el modo de operación el SAS debe permitir que un operador pueda realizar todas las funciones inherentes a la operación del sistema eléctrico:

- Comando de equipos;
- Visualización de medidas;
- Visualización y reconocimiento de alarmas;
- Habilitación y deshabilitación de automatismos;
- Visualización y recuperación de registros de eventos;
- Impresión de informes.

### **2.4.3 Modo de administración**

En el modo de administración, el SAS debe ser configurado de forma que el administrador pueda realizar las siguientes funciones:

- Construcción de nuevas pantallas gráficas;
- Mantenimiento en el SAS;
- Desarrollo de nuevas aplicaciones de automatismos;
- Pruebas de los sistemas.

- Respaldo del sistema;
- Parametrización y todas las funciones inherentes a la administración del sistema computacional.
- Configuración de base de datos.
- Creación de símbolos
- Definición de reportes diversos
- Desarrollo de programas de aplicación

El lenguaje de programación debe ser gráfico. Las funciones deben ser estructuradas en una forma modular, en que cada módulo administre una tarea bien definida. Debe ser posible probar, intercambiar, agregar o remover una función separadamente

El software del sistema debe ser estándar de mercado y deben ser entregados a la EMPRESA todos los programas de usuario requeridos para la operación, mantenimiento, modificación y ampliación del sistema de control y monitoreo, con sus correspondientes licencias, en el momento de las pruebas de aceptación en fábrica.

La funcionalidad del Modo de Administración debe atender a los siguientes criterios fundamentales:

- Maximización de la disponibilidad del sistema;
- Facilidad de mantenimiento del sistema;
- Flexibilidad de explotación y evolución;
- Robustez.
- Seguridad.

## Características funcionales

### 2.4.4.1. Interfaz Hombre-Máquina.

La interfaz hombre-máquina debe estar constituida, como mínimo, por:

un microcomputador de última generación;

Un monitor de 21 pulgadas;

un teclado estándar de la Empresa;

mouse común externo.

soporte magnético/óptico extraíble (diskettes y CD ROM).

Impresora (opcional).

- *Visualización Gráfica*

La Empresa se reserva el derecho de exigir la aplicación de un estándar de pantallas especificado por ella.

El SAS debe considerar como mínimo la presentación de la siguiente información:

- Diagramas unifilares de la SE (a distintos niveles).
- Pantalla de alarmas y registro de eventos.
- Pantalla de mediciones.
- Pantalla de arquitectura del Sistema con el estado de las comunicaciones y de los componentes del SAS.
- Gráficos de tendencias.

- *Menús*

*Detalle de los menús será presentado y definido durante el desarrollo del proyecto.*

- *Supervisión*

➤ Alarmas

Cuando el operador selecciona la función ALARMAS, debe presentarse una lista con todas las alarmas de la instalación.

Debe ser prevista la presentación diferenciada por grado de severidad de las alarmas, preferentemente por diferentes colores. Cada alarma debe estar asociada a un determinado grado de severidad (a definir en la base de datos del sistema).

Debe ser prevista la existencia de una señal sonora temporizada, cuando ocurran alarmas que sean seleccionadas. La señal sonora debe tener diferentes tonos, de acuerdo con el grado de severidad.

Las listas de alarmas deben contener el nombre de la instalación, la identificación de la alarma y/o, causa asociada y la hora de ocurrencia de la misma.

El sistema deberá almacenar como mínimo 1.000 alarmas, utilizando la filosofía FIFO (First in, first out), es decir que la ocurrencia de una nueva alarma desplazará a la alarma almacenada mas antigua.

La pantalla debe actualizar las alarmas en línea (no se permitirá ningún tipo de actualización manual).

➤ Estados

Deberá presentarse una pantalla de estados de todas las posiciones (bahías) de la SE. Desde esta pantalla se podrá acceder al listado de estados de cada bahía. Para cada bahía se deberá señalar la presencia de estados anormales.

➤ Mediciones

Deberá presentarse una pantalla con las mediciones de la subestación.

Además, en el diagrama unifilar, las mediciones deben ser presentadas próximas al equipo.

➤ Registros de Eventos

Debe presentarse una pantalla con la lista de los registros de eventos, que indique la apertura y cierre de los equipos, actuación de las protecciones, así como la intervención de los automatismos con la respectiva fecha y hora de la última alteración de estado.

• *Comandos*

La ejecución del comando a partir de cualquier pantalla debe ser iniciada mediante un “click” sobre el símbolo del respectivo equipo.

Se debe abrir una ventana de selección/confirmación, conteniendo las opciones posibles para el comando. Esta ventana debe tener un botón para confirmación y otro para cancelación.

• *Tiempo de Despliegue de la Imagen en el Monitor*

El tiempo de despliegue de una imagen en el monitor, contado a partir de una acción del operador, nunca debe ser superior a 0.5 s.

• *Impresión (opcional)*

Existirá una impresora para registrar los eventos y alarmas de la SE.

En el monitor deberá existir un botón dedicado para esta función.

#### **2.4.4.2. Configuración de los Datos - Parámetros de Funcionamiento**

En el modo de Administración debe ser posible editar en línea todas las estructuras de datos necesarios para la explotación del sistema, indicadas en numeral 2.4.3.

En caso que el IHM quede desabilitado en la SE, el sistema debe permitir asumir esta función a través de un computador portátil (laptop), tipo "IBM PC compatible".

La simbología a ser utilizada para la representación de los elementos del sistema eléctrico en el monitor debe ser registrada en una biblioteca de símbolos y deben corresponder a los utilizados normalmente por la Empresa.

#### **2.4.4.3. Seguridad de Funcionamiento**

Ningún mal funcionamiento del Modo de Operación o del Modo de Administración debe provocar el mal funcionamiento del resto del SAS.

### **2.5. Base de datos**

#### **2.5.1 Introducción**

El SAS debe ser un sistema en donde el administrador pueda de forma fácil, rápida y eficiente administrar todo el proceso de configuración de la base de datos.

El sistema debe ejecutar determinadas tareas de forma automática dejando para el administrador sólo la tarea de configuración de las mismas.

#### **2.5.2 Estructura y agrupamiento de datos**

La base de datos del SAS debe tener en consideración la existencia de varios tipos de datos característicos del sistema de control en tiempo real, tales como datos dinámicos y estáticos.

El formato de los datos debe ser entendido por todos los usuarios.

El sistema debe garantizar el almacenamiento y la integridad de todos los datos, en caso de falta de energía.

Dependiendo de la aplicación, los datos deben ser agrupados de tal forma que se pueda:

- Facilitar la eficacia de la transmisión;
- Obtener un resumen de los valores medidos en determinado período de tiempo;
- Satisfacer un pedido general de todos los estados, parámetros y valores medidos;
- Acceder a los datos históricos del Sistema.

### **2.5.3 Requisitos generales**

La Base de datos debe estar basado en una interfaz gráfica y amigable.

El SAS debe tener base de datos propia instalada e inicializada al momento de la partida del sistema.

En esta base de datos, los segmentos de datos que son comunes a la UCS y a las UCB's (datos globales), deben ser ingresados desde la UCS y deben ser suministrados para las UCB's de modo de permitirles operar correctamente.

Si la UCS falla, debe ser posible recuperar los segmentos de la base de datos global en las unidades de nivel más bajo y realmacenar partes o todos los datos importantes.

Del mismo modo, una UCB debe poder, a través de la recuperación, conseguir sus segmentos de base de datos global (settings, etiquetas, status de cierre, etc.) a partir de la UCS.

## **2.6. Sistema de comunicación**

### **2.6.1 Introducción**

La filosofía del sistema es obtener una arquitectura estándar y protocolos que utilicen la representación de equipos, y los servicios o aplicaciones definidas en una **Norma única**. Lo anterior apunta hacia la estandarización de todos los SAS, obteniendo plena interoperabilidad de equipos al nivel de “plug-and-play”.

### **2.6.2 Arquitectura del sistema**

La arquitectura del SAS debe considerar los siguientes aspectos:

El modelo de objetos que define los equipos de la subestación.

Un modelo para las aplicaciones y servicios relacionados con los automatismos y protecciones digitales.

– Un sistema de comunicación entre los equipos inteligentes y protecciones (“peer to peer”) utilizando un protocolo de alto rendimiento.

En cuanto a los protocolos de comunicación entre los equipos y la estación maestra local, estos serán aquellos que utilicen los servicios de la mencionada Norma única.

En algunos casos de proyectos particulares, la Empresa se reserva el derecho de solicitar un tipo determinado de protocolo.

La arquitectura del sistema se diseñará conforme con una red TCP/IP para el transporte de los protocolos definidos dentro de las subestaciones, construyendo un sistema de comunicación basado en esa topología con puerta Ethernet.

El medio físico deberá ser fibra óptica, con protección externa contra roedores, e incluirá los conectores necesarios.

### **2.6.2.1. Interoperabilidad.**

En lo que se refiere a comunicación, el SAS debe tener la posibilidad de conectar equipos de diferentes fabricantes sin comprometer su desempeño global y sin la necesidad de desarrollos de software.

### **2.6.2.2. Flexibilidad y Disponibilidad.**

Debe garantizarse flexibilidad en la instalación del sistema.

El mantenimiento deberá poder realizarse sin necesidad de desactivar el sistema.

En caso de avería de una UCB, el funcionamiento de la red de comunicaciones no debe ser afectado, debiendo esta situación ser automáticamente señalizada.

De igual modo una avería en la red de comunicaciones no debe condicionar el funcionamiento de las distintas UCB's, debiendo éstas continuar funcionando de forma autónoma.

### **2.6.2.3. Expansión.**

La adición de nuevos módulos de hardware no debe implicar la substitución del software de comunicación, debiendo esta operación originar solamente la incorporación de una dirección IP, si lo requiere, con el sistema en línea.

Si lo anterior sucede, deben ser garantizados los mismos niveles de desempeño exigidos.

### **2.6.2.4. Desempeño**

Se deben garantizar tiempos de respuesta adecuados para satisfacer:

- Cronología correcta;
- Operaciones cíclicas;
- Sincronización de acciones;

- Operaciones multitareas;
- Control secuencial;
- Imagen correcta de la evolución del proceso.

Para la obtención de esta consistencia temporal será necesario:

- Sincronización simultánea (broadcast);
- Minimización de la adquisición de datos;
- Optimización del tiempo de respuesta;
- Elevada capacidad de gestión de los tiempos;
- Uniformidad del tiempo de respuesta en toda la red y no sólo en un segmento;
- Eliminación de paradas y re-transmisiones;
- Minimización de los mensajes de "overhead";
- Minimización de errores de comunicación;
- Asignación de prioridades.

#### **2.6.2.5. Seguridad**

La seguridad debe ser garantizada a través de la robustez en todos los niveles:

- La red debe tener una alta confiabilidad, y principalmente debe ser tolerante a fallas
- Detección de señales de errores en la capa física
- Mecanismos de seguridad que eviten la pérdida de información en situación de conflicto
- Mecanismos para verificación de la integridad de la información
- Prontitud, frescos, consistencia de los datos en el tiempo y sin error en el destino de los mismos
- Confiabilidad en las transferencias

- Monitoreo continuo de los errores y de los niveles de desempeño

#### **2.6.2.6. Características del Medio de Transmisión**

El medio de transmisión debe asegurar las siguientes características:

- Inmunidad a interferencias electromagnéticas
- Robustez
- Resistencia mecánica y térmica
- Protección contra la humedad

### **2.7. Características constructivas.**

#### **2.7.1 Alimentación eléctrica del sistema**

La tensión de alimentación de los equipos del SAS será la indicada en las hojas de características técnicas (HCT) adjuntadas en los anexos.

Para los equipos del SAS que sea imposible suministrar con alimentación de CC (por ejemplo, monitor), debe ser suministrado un inversor, el cual será alimentado a través del banco de baterías y rectificador/cargador de la subestación. Las tensiones de entrada/salida del inversor se indican en las HCT.

Los equipos del SAS deben tener las siguientes características:

- La alimentación de los equipos del SAS deberá efectuarse a través de convertidores CC/CC, los cuales formarán parte de estos equipos, no aceptándose otras formas de bajar el nivel de tensión, como por ejemplo el uso de resistencias en serie.
- Las UCB's estarán preparadas para soportar oscilaciones graduales o bruscas, así como interrupciones de la tensión continua sin que generen ninguna actuación

intempestiva. Soportarán interrupciones de la tensión continua en tiempos de hasta 100 ms, sin producir ninguna actuación anómala ni pérdida de información.

- En todo lo referente a interrupciones y componente alterna (rizado) de la tensión continua auxiliar, las UCB's cumplirán con lo establecido en la norma IEC 60255-11.
- Las UCB's dispondrán de fuentes separadas de alimentación para protección (de ser requerido) y control.
- Deberán poseer terminal de conexión de tierra en el chasis.

### **2.7.2 Gabinete**

Los equipos, dispositivos y accesorios que desempeñan las mismas funciones en el SAS deben ser intercambiables;

El microcomputador y el monitor deben estar fijados en el gabinete por medio de pernos de acero inoxidable.

Los equipos deben contener placas de advertencias (en español), en los puntos de tensiones peligrosas.

Los equipos que componen el Nivel 1 y Nivel 2 deben ser adecuados para instalación en gabinetes.

Todos los gabinetes deben ser construidos de acuerdo con el plano de disposición anexa, y deben presentar las siguientes características:

- Estructura robusta constituida por un conjunto metálico autosoportante;
- Paredes reforzadas, base sólidamente fijada y apoyada sobre un marco constituido por perfiles en sección "U", para mantener la estructura rígida y fijada al piso;
- Acceso frontal y posterior con espacio interno suficiente para que el personal pueda entrar y realizar trabajos;

- Tapas removibles por donde deben pasar los cables.
- La entrada de cables debe quedar cubierta al final del montaje.
- Debe disponer de medios para acomodar, soportar y conducir los cables a los bloques de terminales;
- Puertas con bisagras embutidas; cerradura y limitadores de apertura;
- Cerraduras con mango metálico cromado y llaves maestras (únicas) removibles en las posiciones abierta y cerrada;
- Puerta frontal externa de acrílico, con limitador de abertura que permita una abertura mínima de 135° grados;
- Puerta frontal interna (bastidor abatible), donde deben ser instaladas las UCB's, con limitador de abertura que permita una abertura mínima de 125° grados;
- Grado de protección IP40 para instalación interior e IP54 para exterior;
- En el interior de cada gabinete deben existir los siguientes elementos auxiliares:
  - \* Iluminación interior, controlada por llave "fin de carrera";
  - \* Sistema de calefacción con termostato regulable, para prevenir la condensación de humedad;
  - \* Toma (enchufe) de CA.
- Ventilación por medio de ranuras, las cuales deben ser protegidas por filtros;
- Se deben incluir interruptores termomagnéticos, con contacto auxiliar para alarma, en los circuitos de alimentación de corriente alterna y continua. Los interruptores termomagnéticos deben ser señalizados en el SAS en los casos de operación automática o manual.

### **2.7.2.1. Puesta a tierra**

Los gabinetes deben poseer una barra de cobre electrolítico para puesta a tierra, provista de conectores terminales para cables de cobre con sección de 70 a 120 mm<sup>2</sup> o pletina de cobre de 3x40mm.

Todas las divisiones metálicas entre compartimentos de los gabinetes deben ser debidamente conectadas a la barra de tierra. Las puertas deben ser puestas a tierra a través de alambre flexible de cobre, estañado.

Las recomendaciones especiales para puesta a tierra e instalación de los equipos deben estar conforme a normas y son de responsabilidad del fabricante.

### **2.7.2.2. Identificación**

#### **• *Placa de Identificación del Gabinete***

El gabinete debe poseer placa de identificación grabada en acero inoxidable, localizada en posición visible, conteniendo la siguiente información:

- Nombre de la EMPRESA;
- Nombre del Proveedor y lugar de fabricación;
- Número de serie, año de fabricación, tipo/modelo.
- Grado de protección;
- Peso total del gabinete;
- Norma aplicable.

Adicionalmente, cada gabinete debe ser identificado tanto por la parte frontal como por la parte posterior, a través de placas de identificación fabricadas en acrílico.

- *Placas de identificación de los componentes*

Todos los componentes en los gabinetes deben tener indicación clara de su posición en el SAS, de manera tal que se pueda distinguir sin ambigüedad su función específica dentro del SAS.

Todos los componentes de los gabinetes deben ser identificados por placas de acrílico, preferentemente sobre el respectivo componente. Las inscripciones referentes a los números operacionales de los equipos de maniobra deben ser suministradas posteriormente por la EMPRESA. Los demás componentes deben ser identificados de acuerdo con el proyecto y función a que se destinan.

Por lo menos 10% de placas sin grabado, de cada tamaño, deben ser suministradas para utilización por la EMPRESA.

### **2.7.2 Cableado y terminales**

Todos los conductores que interconectan los equipos de terreno al SAS, así como los conductores de alimentación CA y CC deben ser blindados. Los conductores deben ser de cobre flexible, clase de aislación 0,6/1 kV.

Para los circuitos externos, la sección de los cables de circuitos de tensión y control será de 2,5 mm<sup>2</sup>, y de 4 mm<sup>2</sup> para los circuitos de corriente.

Para el alambrado interior de los gabinetes, el fabricante podrá ofrecer secciones menores para aprobación de la Empresa.

Los conductores deben ser continuos, sin enmiendas e instalados de tal forma que la aislación no esté sujeta a daños mecánicos.

Las aberturas deben ser dimensionadas de forma de permitir la instalación fácil de todos los cables de control necesarios, así como de eventuales aumentos de cables correspondientes a una reserva de 20% de los terminales.

El alambrado debe ser hecho entre terminales, no siendo permitidas enmiendas o derivaciones en los cables.

La identificación del cableado debe ser del tipo origen/destino en cada extremidad del cable. Las extremidades de los conductores deben ser identificadas con anillos no metálicos, con letras visibles e indelebles, siguiendo la misma identificación existente en los esquemáticos de cableado.

Todo el cableado debe ser efectuado en canaletas plásticas con tapa removible, y los tramos de cableado entre partes fijas y móviles deben protegerse con tubo plástico corrugado o con cintas plásticas helicoidales.

Todo el cableado será de color gris, a excepción de los circuitos de corriente que serán de color rojo.

El fabricante debe indicar en su oferta las características de todos los cables de control y fibra óptica utilizada en la construcción del sistema.

Las regletas terminales deben atender las siguientes características:

- Deben ser apilables, se recomiendan las marcas PHOENIX, WEIDMÜLLER, WAGO, ENTRELEC o superior.
- Todas las entradas y salidas disponibles de cada UCB deben ser conectadas a regletas terminales, las cuales deben ser seccionables.
- Cada regleta terminal debe estar identificada individualmente y sus bornes debidamente numerados.

- Las regletas terminales deben ser montadas con espaciado suficiente para la interconexión de cables de llegada y salida
- Los terminales para los circuitos de corriente deben permitir cortocircuitar las llegadas de los transformadores de corriente y realizar de forma segura las mediciones de corriente.
- Los terminales para los circuitos de tensión deben permitir abrir los circuitos y realizar de forma segura mediciones de tensión.
- El fabricante debe disponer de terminales libres de reserva en porcentaje no inferior a 20% del total utilizado en cada uno de los gabinetes.
- Las regletas terminales deben tener clase de aislamiento 1kV.
- Cada regleta terminal debe poder aceptar como mínimo dos conectores de:
  - 1 a 4 mm<sup>2</sup> para circuitos de control, protección y señalización
  - 2,5 a 4 mm<sup>2</sup> para circuitos de corriente, tensión y medición
  - 4 a 6 mm<sup>2</sup> para alimentación de Servicios Auxiliares de C.A. y C.C.
- No se aceptarán más de dos conductores por borne
- Todos los cables deberán tener terminales prensables del tipo punta con collarín aislante
- Para los circuitos de corriente el fabricante debe obligatoriamente usar terminal tipo ojal.

### **2.7.3 Bloques de pruebas y calibración**

Para verificación y control deben ser instalados bloques de pruebas y calibración.

#### **2.7.4 Tratamiento y pintura.**

Las superficies internas y externas de los gabinetes deben quedar perfectamente limpias, exentas de grasas, aceites, corrosión, exceso de soldadura y cualesquiera otras impurezas que puedan perjudicar la calidad de la pintura.

La pintura deberá ser de una calidad tal que garantice un óptimo comportamiento frente a las condiciones ambientales.

2.8

*Características técnicas del SAS*

## HOJA DE CARACTERÍSTICAS N° 1

### SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN

REF.	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR SOLICITADO	VALOR OFRECIDO
<b>1</b>	<b>SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN (SAS)</b>			
	<b>CARÁCTERÍSTICAS GENERALES DEL SAS</b>			
<b>1.1</b>	<i>Fabricante – País</i>			
<b>1.2</b>	<i>Nombre o modelo del SAS</i>			
<b>1.3</b>	<i>Tecnología</i>		<i>Numérica</i>	
<b>1.4</b>	<i>La Arquitectura debe ser:</i>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
	- <i>Escalable</i>			
	- <i>Extensible</i>			
	- <i>Flexible</i>			
	- <i>Migrable</i>			
<b>1.5</b>	<i>Disponibilidad del hardware</i>	%	>99.95	
<b>1.6</b>	<i>Disponibilidad del software</i>	%	100	
<b>1.7</b>	<i>Factor de utilización del Servidor:</i>			
	- <i>Estado normal</i>	%	<35	
	- <i>Estado emergencia</i>	%	<40	
<b>1.8</b>	<i>Factor de utilización de la LAN</i>	%	<15	
<b>1.9</b>	<i>Redundancia del SAS:</i>			
	- <i>Redundancia del Servidor.</i>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
	- <i>Redundancia de las comunicaciones.</i>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
	- <i>Redundancia en la fuente auxiliar de alimentación.</i>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>1.10</b>	<i>El Sistema incluye lo siguiente:</i>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
	- <i>GPS.</i>			
	- <i>Entrenamiento.</i>			
	- <i>Unidad de medición de SS.AA.</i>			
	- <i>Subsistema de alarma contra incendios.</i>			
<b>1.11</b>	<i>Integración de los siguientes IED's:</i>			
	- <i>Relés Siemens (protocolo DNP 3.0)</i>	<i>Si/No</i>		
	- <i>Relés ABB (protocolo DNP 3.0)</i>	<i>Si/No</i>		
	- <i>Relés SEL (protocolo DNP 3.0)</i>	<i>Si/No</i>		
	- <i>Relés Alstom (protocolo DNP 3.0)</i>	<i>Si/No</i>		
	- <i>Medidor PML (protocolo Mod Bus)</i>	<i>Si/No</i>		
	- <i>Registrador de armónicos (prt Mod Bus)</i>	<i>Si/No</i>		
	- <i>Regulador de tensión (prot. Propietario)</i>	<i>Si/No</i>		

**HOJA DE CARACTERÍSTICAS N° 2**

**SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN**

<b>REF.</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR SOLICITADO</b>	<b>VALOR OFRECIDO</b>
<b>2</b>	<b>SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN (SAS)</b>			
	<b>CARACTERÍSTICAS DE LA LAN</b>			
2.1	Marca, tipo del HUB			
2.2	Protocolo		Ethernet	
2.3	Inmune y aislamiento ante ruidos	Si/No	Si	
2.4	Material de conexionado		Fibra óptica	
<b>3</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DE LA FIBRA ÓPTICA:</b>			
3.1	Tipo		Planta interna	
3.2	Material		Vidrio	
3.3	Fibra multimodo	Si/No	Si	
3.4	Conectores ST a los extremos	Si/No	Si	
3.5	Con Chaqueta PVC y refuerzo de aramidas	Si/No	Si	
3.6	Tubos buffer dentro del cable que permitan que las fibras no sufran tensión	Si/No	Si	
3.7	Chaqueta libre de halógenos	Si/No	Si	
3.8	Protección contra la humedad	Si/No	Si	

**HOJA DE CARACTERÍSTICAS N° 3**

**SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN**

<b>REF.</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR SOLICITADO</b>	<b>VALOR OFRECIDO</b>
<b>1</b>	<b>SOFTWARE DE CONTROL A NIVEL DE SUBESTACIÓN</b>			
<b>1.1</b>	<i>Marca</i>			
<b>1.2</b>	<i>Modelo</i>			
<b>1.3</b>	<i>Sistema Operativo</i>		<i>Windows NT 4.00 o superior</i>	
<b>1.4</b>	<i>Compatibilidad con Ethernet TCP/IP</i>		<i>Sí</i>	
<b>1.5</b>	<i>Arquitectura abierta</i>		<i>Sí</i>	
<b>1.6</b>	<i>Características funcionales:</i>			
	<i>Función Supervisión y Mando:</i>			
	- <i>Pantallas gráficas</i>			
	- <i>Cuadros de mando</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
	- <i>Pantallas de medidas y contajes</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
	- <i>Pantallas de eventos y alarmas</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
	- <i>Pantallas con curvas de tendencias</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
	- <i>Pantallas para automatismos</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
	- <i>Pantallas para información de IED's</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
	- <i>Pantallas para control de las comunicaciones</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
	- <i>Visualización de oscilografías de los relés de protección.</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
	- <i>Cambio de ajustes de las protecciones.</i>			
	<i>Función Ingeniería:</i>			
	- <i>Definición de la base de datos</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
	<i>Función Gráfica:</i>			
	- <i>Diseño de pantallas gráficas</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
<b>1.7</b>	<i>Captura y Visualización de Oscilografías</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
<b>1.8</b>	<i>Configuración de claves de acceso</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	
<b>1.9</b>	<i>Autosupervisión</i>	<i>Sí/No</i>	<i>Sí</i>	

## HOJA DE CARACTERÍSTICAS N° 4

## SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN

REF.	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR SOLICITADO	VALOR OFRECIDO
	<b>SERVIDOR DEL SAS</b>			
<b>1</b>	<b>CARÁCTERÍSTICAS PRINCIPALES</b>			
1.1	Marca, tipo		Pentium 500	
1.2	Procesador			
1.3	Multiprocesador	Si/No	Si	
1.4	Bus local		EISA ó PCI	
1.5	Memoria Principal	MB	128	
1.6	Memoria principal expandible hasta	MB	512	
1.7	Memoria cache interna	Kb	>16	
1.8	Memoria cache externa	KB	>256	
1.9	Permite Direct Memory Acces (DMA).	Si/No	Si	
1.10	Disquetera.	uu	1 de 3.5"	
1.11	Unidad de disco duro:			
	1. Número de unidades	uu		
	2. Tecnología			
	3. Capacidad total	GB	>=20	
	4. Velocidad rotacional	Rpm	10000	
	5. Latency promedio	ms	<=3	
	6. Average seek time:			
	• Lectura	ms	<=5	
	• Escritura	ms	<=6	
1.12	Bahías	uu	>=6	
1.13	Puertos de comunicación:			
	1. Serial	uu	>=2	
	2. Paralelo	uu	>=1	
	3. Teclado	uu	1	
	4. Mouse	uu	1	
1.14	Soporte gráfico	MB	8	
1.15	Grabador/Lector de CD	Si/No	Si	
1.16	Unidad de cinta:			
	1. Tecnología			
	2. Capacidad a formato normal	GB	>=4	
	3. Capacidad a formato comprimido	GB	>=8	
1.17	BIOS		Plug and Play	
1.18	Tensión de alimentación	VAC	220	

**HOJA DE CARACTERÍSTICAS N° 5**

**SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN**

<b>REF.</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR SOLICITADO</b>	<b>VALOR OFRECIDO</b>
	<b>SERVIDOR DEL SAS</b>			
<b>2</b>	<b>CARACTERÍSTICAS ADICIONALES</b>			
<b>2.1</b>	<i>Monitor</i>		<i>VGA a color 15", 0.28 mm</i>	
<b>2.2</b>	<i>Teclado</i>		<i>Enhanced en español</i>	
<b>2.3</b>	<i>Tensión de alimentación</i>	<i>VAC</i>	<i>220</i>	
<b>2.4</b>	<i>Consumo</i>	<i>W</i>		
<b>3</b>	<b>TARJETA DE RED:</b>			
<b>3.1</b>	<i>Marca, tipo</i>			
<b>3.2</b>	<i>Interface de red</i>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>3.3</b>	<i>Tipo de red a donde se conectará</i>		<i>Ethernet</i>	
<b>3.4</b>	<i>Memoria buffer en la tarjeta</i>	<i>kB</i>		
<b>3.5</b>	<i>Autoconfigurable por software</i>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>3.6</b>	<i>Plug and play</i>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	

**HOJA DE CARACTERÍSTICAS N° 6**  
**SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN**

REF.	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR SOLICITADO	VALOR OFRECIDO
	<b>INTERFACE HOMBRE MÁQUINA (HMI)</b>			
<b>1</b>	<b>CARÁCTERÍSTICAS PRINCIPALES</b>			
1.1	Marca			
1.2	Tipo		Industrial	
1.3	Procesador		Pentium 500 MHz	
1.4	Bus			
1.5	Memoria Principal	MB	128	
1.6	Memoria principal expandible hasta	MB	512	
1.7	Memoria cache interna	Kb	>16	
1.8	Memoria cache externa	KB	>256	
1.9	Disquetera.	uu	1 de 3.5" – 1.44MB	
1.10	Unidad de disco duro:			
	• Número de unidades	uu		
	• Tecnología			
	• Capacidad total	GB	>=9	
	• Velocidad rotacional	Rpm	>=7200	
1.11	Opción de actualización a procesador superior	Si/No	Si	
1.12	Puertos de comunicación:			
	• Serial	uu	>=2	
	• Paralelo	uu	>=1	
	• Teclado	uu	1	
	• Mouse	uu	1	
1.13	Soporte gráfico	MB	8	
1.14	BIOS		Plug and Play	
1.15	Tensión de alimentación	VAC	220	
1.16	Consumo	W		

**HOJA DE CARACTERÍSTICAS Nº 7**

**SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN**

<b>REF.</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR SOLICITADO</b>	<b>VALOR OFRECIDO</b>
<b>2</b>	<b>INTERFACE HOMBRE MÁQUINA (HMI)</b>			
	<b>CARACTERÍSTICAS ADICIONALES</b>			
2.1	Monitor		Super VGA a color 21", 0.28 mm	
2.2	Teclado		Enhanced en español	
2.3	Tipo de mouse		PS/2	
2.4	Tipo de case			
2.5	Tensión de alimentación	VAC	220	
2.6	Consumo	W		
<b>3</b>	<b>TARJETA DE RED:</b>			
3.1	Marca, tipo			
3.2	Interface de red	Sí/No	Sí	
3.3	Tipo de red a donde se conectará		Ethernet	
3.4	Memoria buffer en la tarjeta	kB		
3.5	Autoconfigurable por software	Sí/No	Sí	
3.6	Plug and play	Sí/No	Sí	

## HOJA DE CARACTERÍSTICAS N° 8

## SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN

REF.	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR SOLICITADO	VALOR OFRECIDO
	<b>UNIDAD DE CONTROL DE BAHÍA (UCB)</b>			
1.	<b>Marca, tipo</b>			
2.	<b>Características funcionales:</b>			
2.1	<b>Función de medición:</b> -Potencia activa, reactiva, tensión y corriente	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
2.2	<b>Función de control:</b> -Mandos, enclavamientos, conteo	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
2.3	<b>Función de supervisión:</b> -Estado de equipos, circuito de disparo, resorte cargado, baja presión SF6, etc. -Monitoreo de ejecución de los comandos. -Autosupervisión. -Registro de eventos.	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
2.4	<b>Función de automatismos:</b>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
2.5	<b>Función comunicación:</b> -Puerto Ethernet -Protocolo	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
3.	<b>Características eléctricas:</b>			
3.1	<b>Tensión de Alimentación auxiliar</b>	<i>Vcc</i>	<i>125 + 10% - 15%</i>	
3.2	<b>Microprocesador:</b> <b>Marca, Modelo</b>		<i>Similar Motorola</i>	
	<b>Velocidad</b>	<i>MHz</i>	<i>&gt;=25</i>	
	<b>Tecnología de 32 bits</b>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
3.3	<b>Puertos de comunicación:</b> <b>Puerto de mantenimiento</b>		<i>DB9-F, EIA232 @ 9600bps</i>	
	<b>Puerto de sincronización del tiempo</b>		<i>DB9-F, EIA232/422</i>	
	<b>Puerto serial estándar</b>		<i>DB9-F, EIA232/485 hasta 38400bps</i>	
	<b>Puerto Ethernet dual</b>		<i>10BaseFL</i>	

## HOJA DE CARACTERÍSTICAS N° 9

### SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN

REF.	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR SOLICITADO	VALOR OFRECIDO
	<b>UNIDAD DE CONTROL DE BAHÍA (UCB)</b>			
<b>3.4</b>	<b>Entradas Analógicas AC:</b>			
	Corriente nominal	<i>A</i>	<i>1 ó 5</i>	
	Tensión nominal	<i>V</i>	<i>110/V3</i>	
	Frecuencia	<i>Hz</i>	<i>60</i>	
	Clase de precisión	<i>%</i>	<i>0.2</i>	
	Número de entradas analógicas AC en "I"	<i>#</i>		
	Número de entradas analógicas AC en "V"	<i>#</i>		
<b>3.5</b>	<b>Entradas Analógicas DC:</b>			
	Corriente nominal	<i>mA</i>	<i>4-20</i>	
	Número de entradas analógicas DC	<i>#</i>		
<b>3.6</b>	<b>Entradas digitales:</b>			
	Número de Entradas digitales	<i>#</i>		
	Entradas opto-aisladas	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>3.7</b>	<b>Salidas digitales:</b>			
	Número de Salidas digitales	<i>#</i>		
	Capacidad de los contactos	<i>A</i>	<i>&gt;2</i>	
<b>4.</b>	<b>Características Constructivas:</b>			
<b>4.1</b>	Hardware modular	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>4.2</b>	Interface mediante pantalla mimica	<i>Si/No</i>		
<b>4.3</b>	LEDs personalizables: posibilidad de asignar la condición de activación	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>4.4</b>	Permite actualizaciones futuras del firmware	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>4.5</b>	Selector Local/Remoto	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>4.6</b>	Grado de protección	<i>IP</i>	<i>20</i>	
<b>4.7</b>	Conexión para puesta a tierra	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>4.8</b>	Dimensiones	<i>mm</i>		

**HOJA DE CARACTERÍSTICAS N° 10**

**SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN**

<b>REF.</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR SOLICITADO</b>	<b>VALOR OFRECIDO</b>
<b>1</b>	<b>RELOJ CONTROLADO POR SATÉLITE (GPS)</b>			
	<b>Fabricante</b>			
<b>1.1</b>	<b>Tipo</b>			
<b>1.2</b>	<b>Tensión de alimentación</b>	<i>VCC</i>	<i>125</i>	
<b>1.3</b>	<b>Precisión</b>	<i>us</i>	<i>&lt;1-</i>	
<b>1.4</b>	<b>Display frontal retroiluminado</b>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>1.5</b>	<b>Número de salidas IRIG-B Modulado/Demodulado</b>	<i>#</i>	<i>8</i>	
<b>1.6</b>	<b>Tipo de conector para entrada de cable</b>		<i>BNC</i>	
<b>1.7</b>	<b>Tipo de conector para salida IRIG-B</b>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>1.8</b>	<b>Incluye antena y 30 mt cable coaxial</b>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	
<b>1.9</b>	<b>Incluye software (solo en caso necesario).</b>	<i>Si/No</i>	<i>Si</i>	

## **CAPITULO III**

### **Pruebas en fábrica y entrenamiento**

#### **3.1 Pruebas en fábrica.**

El SAS debe ser probado conforme a las recomendaciones de las normas IEC60255-5 (2000), IEC60255-11 (1979), IEC60255-22, IEC61000-4-3 (2001), IEC61000-4-5 (2001) y IEC60870-4 (1990), en sus publicaciones más actualizadas.

##### **3.1.1 Pruebas del hardware.**

El conjunto del equipamiento usado para las pruebas están colocadas en una disposición genérica cubriendo todas las pruebas necesarias y requerimientos de configuración. Un diagrama del sistema de configuración del equipamiento es presentado en la figura 3.

El sistema de configuración del hardware puede consistir de:

- Receptor GPS.
- Impresora.
- Unidad de control de bahía.
- Procesador.
- Interface Hombre Máquina (PC).
- HUB.
- Inversor DC/AC

- Red local de fibra óptica (LAN).
- Laptop.
- Fuente auxiliar.
- Simulador del centro de control.
- IED's

3.1.1.1. Revisión visual.

3.1.1.2. Verificación del aterramiento de cada dispositivo del SAS.

3.1.1.3. Verificar el consumo de corriente de las UCB y fuente auxiliar.

3.1.1.4. Verificar el rango de voltaje auxiliar de salida de las UCB.

3.1.1.5. Verificar la precisión de las entradas análogas DC de las UCB.

3.1.1.6. Verificar el correcto funcionamiento de las entradas digitales de las UCB.

3.1.1.7. Verificar la correcta transferencia de información de las UCB a través de su puerto frontal.

3.1.1.8. Verificar la correcta transferencia de la configuración en las UCB a través de su puerto frontal

### **3.1.2. Pruebas de las unidades de control de bahía (UCB).**

3.1.2.1. Verificar el arranque correcto de las UCB.

3.1.2.2. Verificar el correcto funcionamiento de los indicadores de falla de las UCB, cuando se conecta o desconecta un IED.

3.1.2.3. Verificar las salidas de control Trip/Close y Raise/Lower de las UCB.

3.1.2.4. Verificar la adquisición de datos de las entradas analógicas AC de las UCB y el cálculo de potencia realizado por el sistema.

3.1.2.5. Verificar que la UCB acepte una señal de tiempo IRIG-B y actualice su reloj interno.

3.1.2.6. Verificar el correcto funcionamiento de los indicadores de falla del sistema, cuando se conecta o desconecta un IED de la LAN.

3.1.2.7. Verificar el correcto reporte de cambio de estado desde los IED's de la LAN hacia las UCB, la extracción del SOE y COS serán también probados en la presencia de disturbios sobre la vía de comunicación.

3.1.2.8. Verificar el correcto reporte de acumuladores desde los IED's de la LAN hasta las UCB.

3.1.2.9. Verificar el correcto reporte de cambios de las entradas analógicas desde los IED's de la LAN hasta las UCB.

3.1.2.10. Verificar la correcta ejecución de los controles emitidos desde las UCB hacia los IED's de la LAN.

### **3.1.3 Pruebas del Servidor utilizando el software de programación y supervisión**

Esta prueba se realiza para verificar la correcta funcionalidad del software de programación y supervisión dentro del SAS. Se verifica la correcta comunicación, adquisición de datos y conversión, control de funciones que ocurren en la red LAN, entre el servidor y todos los dispositivos conectados a la LAN.

3.1.3.1. Verificar el correcto funcionamiento de los indicadores de falla del sistema, cuando se conecta o desconecta un UCB de la LAN.

3.1.3.2. Verificar el correcto reporte de cambio de estado desde las UCB de la LAN hacia la PC que contiene el software del SAS. (servidor principal), la extracción del SOE y COS serán también probados en la presencia de disturbios sobre la vía de comunicación.

3.1.3.3. Verificar el correcto reporte de acumuladores desde las UCB de la LAN hacia la PC.

3.1.3.4. Verificar el correcto reporte de cambios de las entradas analógicas desde las UCB de la LAN hacia el servidor principal.

#### **3.1.4 Pruebas del sistema (SAS)**

Esta parte se refiere a las pruebas especiales del sistema, estas solamente se realizan a sistemas sofisticados y completos.

3.1.4.1. Redundancia en las comunicaciones de la red LAN.

3.1.4.2. Conexiones virtuales.

3.1.4.3. Transferencia remota de la configuración.

3.1.4.4. Acceso remoto hacia el SAS.

#### **3.1.5 Pruebas de performance**

3.1.5.1. Pruebas de medición del tiempo para control y adquisición de datos desde/hacia las UCB hacia/desde el centro de control a través de un simulador.

3.1.5.2. Prueba de la capacidad de reserva de memoria y CPU para futuras expansiones del sistema.

3.1.5.3. Pruebas de transmisión y recepción de información.

### 3.2. Pruebas de puesta en servicio

La supervisión de la instalación de todos los componentes del Sistema y la puesta en servicio de todos los equipos del sistema debe estar a cargo del fabricante.

Una vez instalados, todos los equipos y componentes del SAS deben ser sometidos a Pruebas de Puesta en Servicio.

Estas pruebas son de dos tipos:

- Pruebas de simulación de funcionamiento; y
- Pruebas de operación real de los equipos, sujetas a las condiciones de operación de cada Empresa.

El fabricante debe suministrar los protocolos de prueba y una lista de las pruebas a realizar.

El fabricante debe suministrar obligatoriamente todos los equipos necesarios para las pruebas de puesta en servicio, tales como cajas de pruebas, computador portátil, etc.

La relación de pruebas mínimas serán las siguientes:

- **Base de datos**

- Verificar la correcta medición de las entradas análoga en DC y AC.

- **Integración con dispositivos electrónicos inteligentes (IED's)**

- Verificar la correcta comunicación y despliegues de pantallas diseñadas para cada IED, verificar que se refresquen los datos análogos en la pantalla, verificar el despliegue de la oscilografía captada por el IED.
- Verificar el correcto estampado del tiempo a través del GPS.

- **Interlocking de interruptores y seccionadores**

- Verificar el correcto enclavamiento de los equipos de alta tensión.

**• Integración con el Scada**

Verificar lo siguiente:

- TELEMANDO
- TELESEÑAL
- ALARMAS
- TELEMEDIDA.
- PROTECCIONES

**• Automatismo**

Verificar el correcto funcionamiento de los automatismos implementados, tal como:

- Liberación de Barras.
- Banco de Condensadores.
- Regulación de tensión.
- Rechazo de carga por mínima frecuencia.
- Rechazo de carga alimentadores de 10 kV.

**• Hardware**

Verificar la correcta instalación del hardware en general. Pruebas y verificación de los tableros y/o gabinetes como cableado, funciones , pintura, etc.

**3.3 Entrenamiento**

El entrenamiento debe ser dirigido a el administrador del sistema, al personal operativo y analistas, el entrenamiento del administrador del sistema debe realizarse en el país del fabricante y para los operadores y analistas en el país de la empresa eléctrica y en el idioma del país.

El programa debe cubrir al menos los siguientes puntos:

- Visión general del sistema
- Descripción de las arquitecturas de los sistemas
- Métodos de mantenimiento preventivo a nivel de módulos y a nivel de componentes
- Métodos de parametrización
- Métodos de diagnóstico para localización de defectos
- Utilización de recurso especiales para el desarrollo de soluciones de expansión del SAS
- Operación del SAS.

## **CAPITULO IV**

### **Aplicación de automatismos**

#### **4.1 Rechazo de carga**

La función rechazo de carga del sistema consiste en cuatro (4) paquetes:

- Relé de monitoreo de mínima frecuencia.
- Rechazo de carga manual.
- Rechazo de carga rotacional.
- Restauración.
- Monitoreo del relé de mínima frecuencia.

El SCADA incluye una función que monitorea el relé de mínima frecuencia. El relé de mínima frecuencia esta determinado para operar siempre que la frecuencia cae debajo del punto predeterminado para cada relé.

La función de monitoreo del relé de mínima frecuencia monitorea el flujo de potencia a través de el relé antes y después del rechazo. El monitoreo antes del rechazo de carga incluye el monitoreo de las salidas sujetas al rechazo de carga, y adicionalmente los flujos de potencia hasta formar el sistema total para cada punto del rechazo de carga. Estos totales son normalmente displayados, filtrados y actualizados en todo el ciclo de barrido. En adición, el display contiene la generación total del sistema, carga disponible ha ser rechazada como un porcentaje de la generación total, y reserva rotativa, ambos en MW y como un porcentaje de la generación total del sistema. Los displays son usualmente provistos para permitir al despachador ver los dispositivos asociados con cada relé de mínima frecuencia.

La función de monitoreo del relé de mínima frecuencia, sobre el rechazo de carga, verifica que el correcto dispositivo sea operado cuando un relé de mínima frecuencia manda apertura. La función registra la cantidad de carga desconectada por el relé y la alarma de algún dispositivo que debe estar desconectado pero permanece cerrado.

- Rechazo de carga manual.

La función de rechazo de carga manual permite al despachador el rechazo de un bloque de carga via comandos en display interactivo. La función de rechazo de carga manual también monitorea la carga total del sistema, bloque de cargas, cargas individuales dentro de el bloque de carga rechazada y el estado de carga. El bloque de carga rechazada consiste de salidas y dispositivos asociados.

El despachador es capaz de manualmente rechazar un bloque completo de carga seleccionando el bloque y ejecutando un comando de rechazo de carga. La función de rechazo de carga manual luego comanda automáticamente la apertura de los interruptores apropiados en secuencia. El despachador es capaz de rechazar un bloque completo o cargas individuales dentro del bloque.

Los displays son provistos para mostrar la carga total del sistema, bloque de cargas, cargas individuales dentro de un bloque de cargas y estado de la carga.

- Rechazo de carga rotacional.

El SCADA incluye una función de rechazo de carga rotacional. Cada carga sujeta al rechazo de carga esta asignada a uno de los bloques de carga. Salidas individuales, o interruptor automático, dentro de cada bloque son asignados una prioridad, y una lista ordenada de las salidas de acuerdo ha sus prioridades es mantenida por cada bloque.

Los displays interactivos son provistos para el mantenimiento de estas listas, y para visualización y priorización individual de los interruptores dentro del bloque. Los displays también muestran la carga total del sistema, un estimado de la carga no servida, la duración de la carga interrumpida para cada salida, flujos actuales de MW a través de los interruptores comprendidos en cada bloque, una potencia total en MW de cada bloque, clientes afectados, y un indicador de alarma siempre que la carga disponible para el rechazo en el intervalo de tiempo actual y para el día actual caiga debajo del rango requerido para el rechazo de carga. La carga no servida estimada es consistente con la carga del sistema actual y la conformidad de la carga de salidas particulares con la carga del sistema.

La función de rechazo de carga rotacional provee de apropiados displays y la funcionalidad para permitir al despachador entrar la cantidad de carga ha ser rechazada basados en además un porcentaje de la carga disponible o remplazo de la carga rechazada por el relé de mínima frecuencia y la duración que los puntos de cargas asociadas son interrumpidas. El SCADA conmuta automáticamente ha la próxima carga energizada en el grupo en la secuencia priorizada cuando la duración del temporizador de fuera de servicio llega al final del intervalo de retardo. Este proceso de rotación de las cargas rechazadas es para equilibrar la cantidad de veces que una carga particular dentro de un grupo es desconectada y continúa hasta que el despachador termina la rotación de la carga interrumpida.

El requerimiento de rechazo de carga es expresado como el requerimiento de potencia absoluta en MW, ése es el programa que subtrae desde este requerimiento alguna carga fuera de servicio y selecciona un nuevo bloque de carga para cubrir solamente lo restante.

- Restaurar.

El programa de rechazo de carga incluye una función de restauración que permite al despachador restaurar la carga que fue rechazada por la función de rechazo de carga. El despachador es capaz de restaurar la carga individualmente o como un grupo vía los comandos de las pantallas interactivas. Las pantallas para visualizar cargas fuera de servicio son provistas con una capacidad de ordenar por estimación de la carga no servida, duración de desconexión, por bloques, y por prioridad. Estas pantallas también visualizan la carga total del sistema y un estimado de la carga total no servida.

#### **4.2 Conexión y desconexión de banco de condensadores.**

Los pasos de los bancos de condensadores son conectados y desconectados mediante mando manual ó mando automático.

La conexión de los pasos depende del diagrama de carga, con la cual se establece los tiempos en las que los condensadores deben estar funcionando.

Por ejemplo se puede programar para un paso de un banco de condensadores, lo siguiente:

- Si el banco está en modo automático, el paso se conecta de lunes a sábado a las 08:00 hrs. y se desconecta a las 23:00hrs., los domingos se conecta a las 18:00hrs y se desconecta a las 23:00hrs.

El cierre manual solo se efectúa después de que transcurra 9 minutos desde la apertura del interruptor, tiempo necesario para que los condensadores se descarguen una vez desconectados de la red.66562

Un led esta alumbrando mientras dura la descarga de los condensadores.2

## **CAPITULO V**

### **Evaluación económica**

Para la evaluación se ha tomado en cuenta el diseño de una subestación AT/MT similar a la Subestación Industrial según esquema unifilar N° E-3-3490 y plano de planta N° S-1-2635 (ver foto N°1), con las siguientes características:

- Dos celdas de línea.
- Una celda de Transformador AT
- Una celda de Acoplamiento AT
- Una celda de transformador MT.
- Doce celdas de salida MT.
- Una celda de acoplamiento MT

Con la implementación de un Sistema de Automatización se tienen las siguientes ventajas económicas:

- Se eliminan los paneles de mandos, señalización y telecontrol.
- Se eliminan los convertidores de medida.
- Se eliminan los contactores de telecomando.
- Se reduce el cableado de control.
- Se reduce el área utilizada para la sala de control y comunicaciones.
- Se reduce la mano de obra.
- Se reducen los costos de operación y mantenimiento.

### 5.1 Inversión del sistema de automatización de subestación.

La inversión ha presentar contempla el equipamiento, montaje, obra civil e ingeniería de detalle relacionada al sistema de control (ver foto N°2), mas no los demás costos del equipamiento de AT y MT, terreno, OO.CC. del patio de llaves, etc., que es común para cualquier sistema de control a implementarse, según lo siguiente:

<b>Descripción</b>	<b>US\$</b>
Equipos	192000
Montaje Electromecánico (30%)	57600
Obra Civil (sala de control y comunicaciones 38 m2)	19000
Ingeniería de detalle	5000
<b>Total</b>	<b>273600</b>

El detalle del equipamiento se muestra en los anexos.

### 5.2 Inversión sistema de control convencional.

La inversión ha presentar contempla el equipamiento, montaje, obra civil e ingeniería de detalle relacionada al sistema de control, mas no los demás costos del equipamiento de AT y MT, terreno, OO.CC. del patio de llaves, etc., que es común para cualquier sistema de control a implementarse, según lo siguiente:

<b>Descripción</b>	<b>US\$</b>
Equipos	180700
Montaje Electromecánico (30%)	54210
Obra Civil (sala de control y comunicaciones 56 m2)	28000
Ingeniería de detalle	2000
<b>Total</b>	<b>264910</b>

El detalle del equipamiento se muestra en los anexos.

### 5.3 Flujo de caja comparativo entre ambos sistemas.

La evaluación se ha realizado considerando el valor actual de costos (VAC), en vista que la inversión para la nueva subestación de todas maneras se tiene que realizar y se busca la alternativa de menor costo.

Las alternativas son las siguientes:

- a) Nueva Subestación con un Sistema de Automatización.
- b) Nueva Subestación con Sistema de Control Convencional.

Parámetros de evaluación:

- Periodo de evaluación : 10 años.
- Vida útil : 25 años.
- Tasa de descuento : 14%
- Depreciación Obra Civil : 3% de la Obra Civil.
- Depreciación de equipos : 20% en 5 años.
- Operación y mantenimiento: 1% (Sistema Automatizado, según experiencia de Edelnor).  
2.5% (Sistema Convencional)

Los resultados del flujo de caja son los siguientes:

<b>Alternativas</b>	<b>VAC (MUS\$) a 14%</b>
a) Sistema de Automatización	184
b) Sistema Convencional	192

Según los resultados se concluye que la mejor alternativa es el Sistema automatizado por tener el menor VAC.

## **CONCLUSIONES**

- 1) Teniendo en cuenta las consideraciones técnicas del SAS vistas en el presente informe, podemos concluir que el SAS es un sistema de control muy poderoso y ventajoso respecto al sistema de control convencional, con el SAS se consigue mayor confiabilidad y seguridad en la operación y mantenimiento de la Subestación.
- 2) Con la aplicación de los automatismos se pueden minimizar los tiempos de operación de y mantenimiento de la subestación y por lo tanto minimizar sus costos asociados.
- 3) Según los resultados de la evaluación económica se concluye que el sistema de control automatizado es mas económico por tener menor Valor Actual de Costos (VAC) respecto al convencional, lo cual significa mayores ahorros y ventajas para el usuario.
- 4) En la actualidad podemos afirmar que la arquitectura del SAS basada en una red LAN Ethernet es una arquitectura estándar, ya que es utilizada por muchos fabricantes de sistemas de automatización de subestaciones.
- 5) En la actualidad no existe un protocolo estándar para las comunicaciones de los SAS, motivo por el cual es necesario definir un protocolo estándar, de lo contrario siempre habrá un problema en las comunicaciones. Según los especialistas se espera que para el año 2005 los fabricantes y usuarios definan un protocolo estándar.

6) Actualmente se tiene una arquitectura con tres (3) niveles, IED's, Bahía y Servidor, la tendencia es de eliminar el nivel de bahía.

7) El SAS que se define en el presente trabajo es seguro, confiable y mantenible.

### **RECOMENDACIONES**

1) Se recomienda que para la definición de un Sistema de Automatización de Subestación (SAS) de alguna Empresa, participen los especialistas de los diferentes sectores de la Empresa, involucrados con la operación del Sistema, de tal manera que se especifique, adquiera y configure un Sistema que responda a los requerimientos de todos, y sea sencillo de operar y mantener. Los sectores que deben participar son: Ingeniería, Centro de Protecciones, Centro de Operación y Mantenimiento.

2) Se recomienda que para las pruebas en fábrica del SAS, se realicen con todos IED's a integrarse y se ejecuten las aplicaciones de automatismo, de tal manera de evitar inconvenientes en el momento de la puesta en servicio.

3) Se recomienda que el entrenamiento para el sector operativo se realice en el país de la Empresa Eléctrica y en el idioma del país y se dicte por el especialista del fabricante, de tal manera que puedan entrenarse la mayor cantidad de personas de la Empresa.

- 4) Se recomienda definir claramente la extensión del suministro y exigencias del SAS, de tal manera que el costo del SAS no se sobrevalue, por ejemplo se deberá precisar las redundancias y aplicaciones de automatismo del SAS.
- 5) Un SAS cerrado y propietario no es lo más recomendable puesto que no podrá integrar otros SAS e IED's de otros fabricantes, trayendo problemas de comunicación y operación.
- 6) El tiempo de respuesta del SAS debe ser rápido, teniendo en cuenta los tiempos de adquisición de datos, procesamiento y transmisión este tiempo podrá ser como máximo 1.5 segundos.
- 7) El mantenimiento del software debe ser hecho por el usuario, ya que le permitirá expandir y desarrollar su sistema.
- 8) La base de datos ser centralizado y agruparse adecuadamente, para facilitar el mantenimiento de la misma.

***ANEXO A***

***DETALLE DE LAS INVERSIONES DEL SAS***

## SISTEMA DE CONTROL AUTOMATIZADO

### Inversión del Sistema de Control

#### Detalle de equipos del Sistema de Control:

Ítem	Descripción	Cant.	Precio unitario	US\$
1	Panel Interface Hombre Máquina (HMI)	1	10000	10000
2	Panel de comunicaciones	1	5000	5000
3	Panel de línea	1	20000	20000
4	Panel de Transformador	1	20000	20000
5	Panel de control Alimentadores MT	1	40000	40000
6	Panel de regulación automática	1	4000	4000
7	Software y pruebas FAT	1	22000	22000
8	Entrenamiento y pruebas de puesta en servicio	1	66000	66000
9	Cable de control	1	5000	5000
			<b>Total Equipos</b>	<b>192000</b>

#### Detalle de la inversión total del Sistema de Control:

Ítem	Descripción	US\$
1	Equipos	192000
2	Montaje electromecánico (30%)	57600
3	Obra Civil (sala de control y comunicaciones 38 m2)	19000
4	Ingeniería de detalle	5000
	<b>Total</b>	<b>273600</b>

## SISTEMA DE CONTROL CONVENCIONAL

### Inversión del Sistema de Control

#### Detalle de equipos del Sistema de Control:

Ítem	Descripción	Cant.	Precio unitario	US\$
1	Panel de línea	2	6000	12000
2	Panel de transformador	2	6000	12000
3	Panel de regulación	1	5000	5000
4	Panel de mandos	3	6000	18000
5	Panel de señalización	1	40000	40000
6	Panel de telecontrol	2	6000	12000
7	Unidad Terminal Remota (UTR)	1	60000	60000
8	Convertidores multifunción	3	600	1800
9	Convertidores de corriente	12	200	2400
10	Convertidores de voltaje	4	200	800
11	Contactores de telemando	34	50	1700
12	Cable de control	3	5000	15000
			<b>Total Equipos</b>	<b>180700</b>

#### Detalle de la inversión total del Sistema de Control:

Ítem	Descripción	US\$
1	Equipos	180700
2	Montaje electromecánico (30%)	54210
3	Obra Civil (sala de control y comunicaciones 56 m2)	28000
4	Ingeniería de detalle	2000
	<b>Total</b>	<b>264910</b>

**CUADRO RESUMEN DE FLUJO DE CAJA**  
**PROYECTO: NUEVA SUBESTACIÓN 60/10 KV CON SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN VS CON SISTEMA DE CONTROL CONVENCIONAL**  
**(Miles de Dólares)**

Descripción	Periodo de evaluación ( Años )									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Situación Con Proyecto(Altern.1 - Con Sistema Automatizado)</b>										
<b>Costos (C)</b>										
Operación y Mantenimiento		3	3	3	3	3	3	3	3	3
Ingreso por mejora de tensión		0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Costos C</b>		0	3	3	3	3	3	3	3	3
Depreciación O D1		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Depreciación O D2		38	38	38	38	38	0	0	0	0
Flujo de Costos FCT = C+D1+D2		0	42	42	42	42	3	3	3	3
Ahorro pago de APIM = 0,335*FCT		0	14	14	14	14	1	1	1	1
Inversión Io	274									
Valor residual VR										175
<b>Flujo de Costos FCNCP = C+Io-APIM-VR</b>	<b>274</b>	<b>-11</b>	<b>-11</b>	<b>-11</b>	<b>-11</b>	<b>-11</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>-173</b>
<b>Situación Con Proyecto(Altern.2 - Con Sistema Convencional)</b>										
<b>Costos (C)</b>										
Ingreso por mejora de tensión										
Operación y Mantenimiento		7	7	7	7	7	7	7	7	7
<b>Total Costos C</b>		0	7	7	7	7	7	7	7	7
Depreciación O D1		0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Depreciación O D2		36	36	36	36	36	0	0	0	0
Flujo de Costos FCT = C+D1+D2		0	44	44	44	44	7	7	7	7
Ahorro pago de APIM = 0,335*FCT		0	15	15	15	15	3	3	3	3
Inversión Io	265									
Valor residual VR										170
<b>Flujo de Costos FCNCP = C+Io-APIM-VR</b>	<b>265</b>	<b>-8</b>	<b>-8</b>	<b>-8</b>	<b>-8</b>	<b>-8</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>-165</b>

Tasa de Descuento	4%	6%	8%	12%	14%	17%	20%	25%	25%	25%
VAC alternativa 1	105	127	145	173	184	197	208	221	221	221
VAC alternativa 2	123	142	158	182	192	203	212	224	224	224

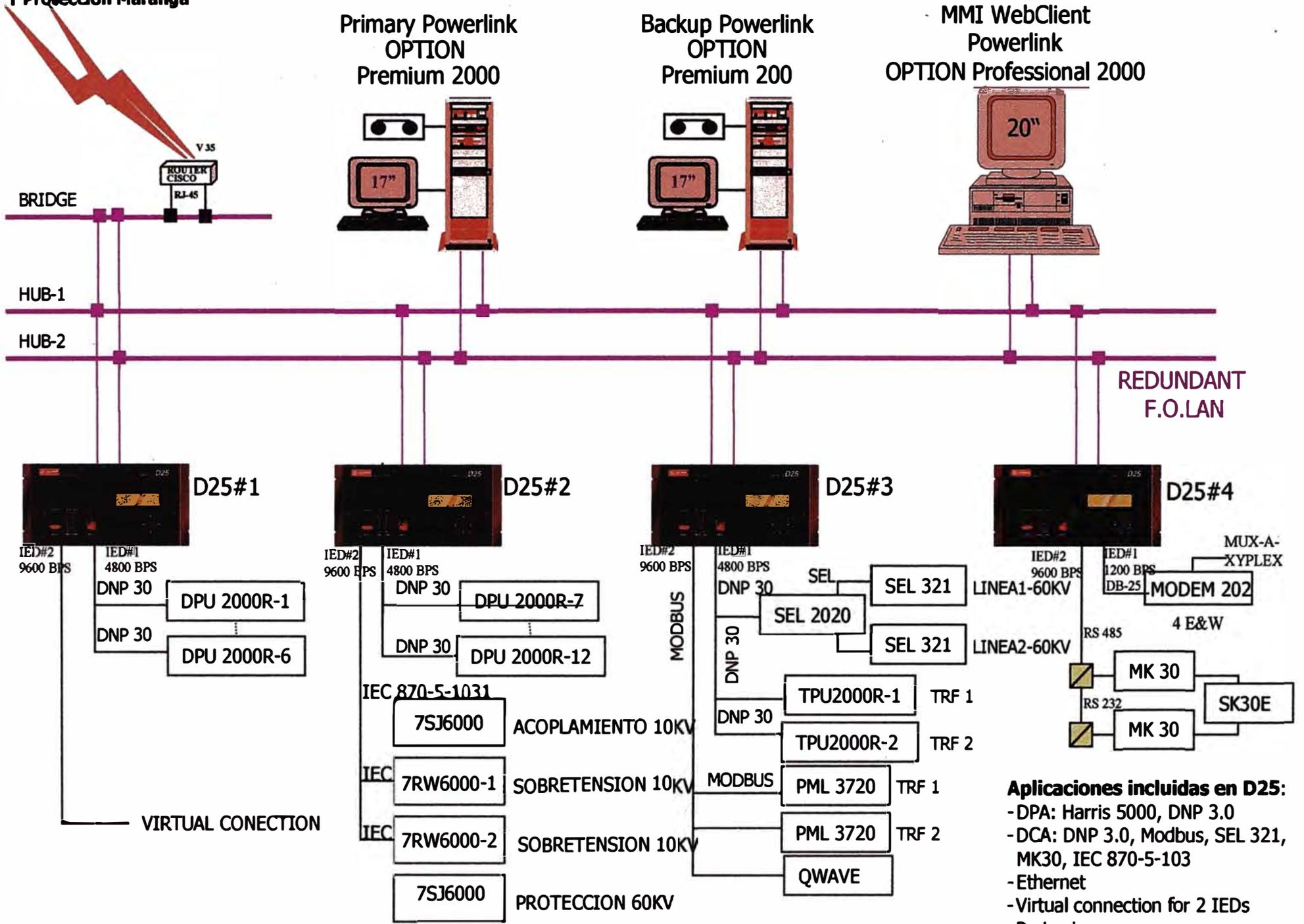
***ANEXO B***

***SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN SET  
INDUSTRIAL***

***ARQUITECTURA DEL SAS***

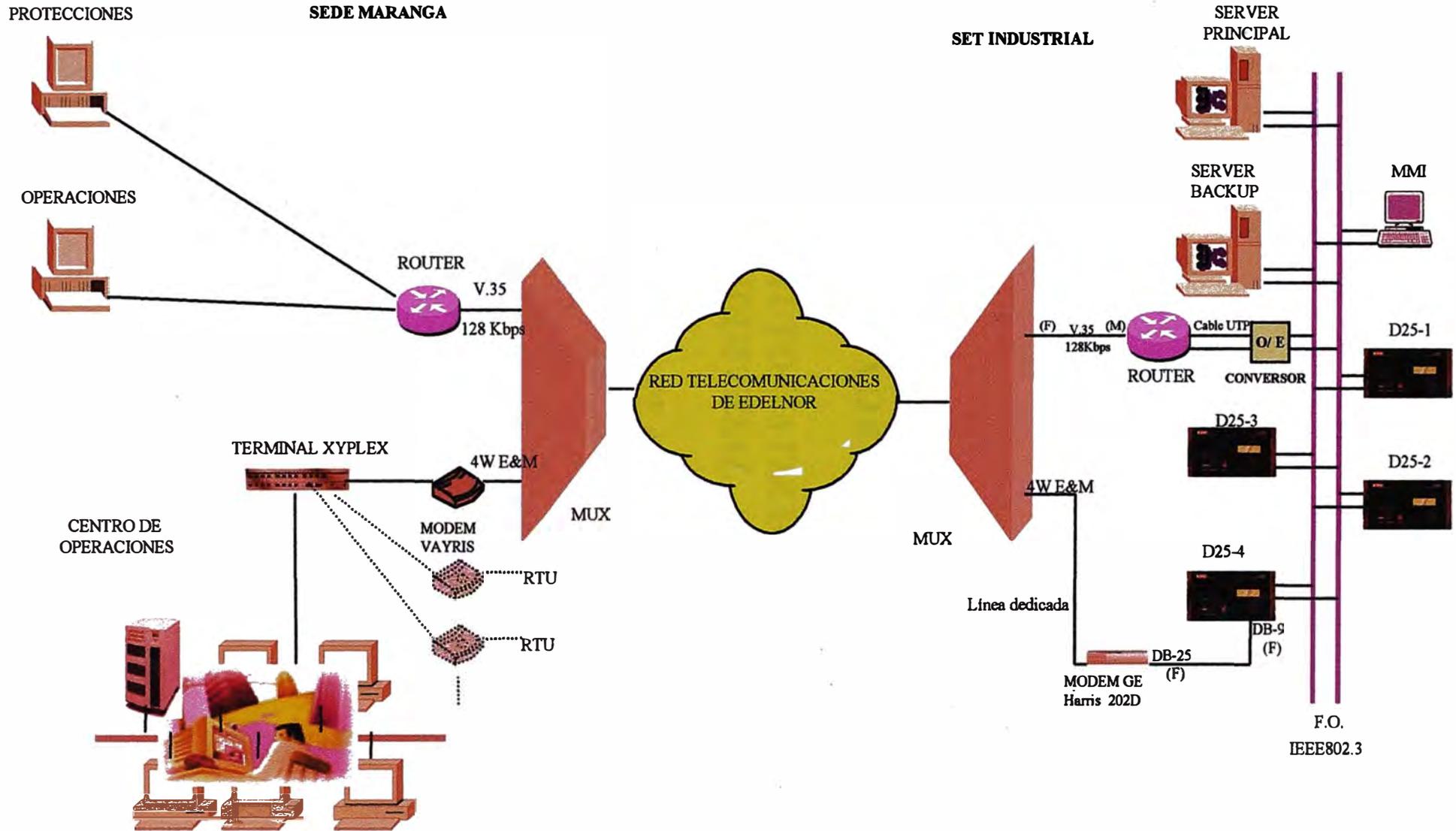
Acceso WebClient  
dial-up al  
Centro Operacion  
Y Proteccion Maranga

# iSCS SET INDUSTRIAL - EDELNOR



- Aplicaciones incluidas en D25:**
- DPA: Harris 5000, DNP 3.0
  - DCA: DNP 3.0, Modbus, SEL 321, MK30, IEC 870-5-103
  - Ethernet
  - Virtual connection for 2 IEDs
  - ProLogic

# SET INDUSTRIAL INTERCONEXION DE LA RED LAN

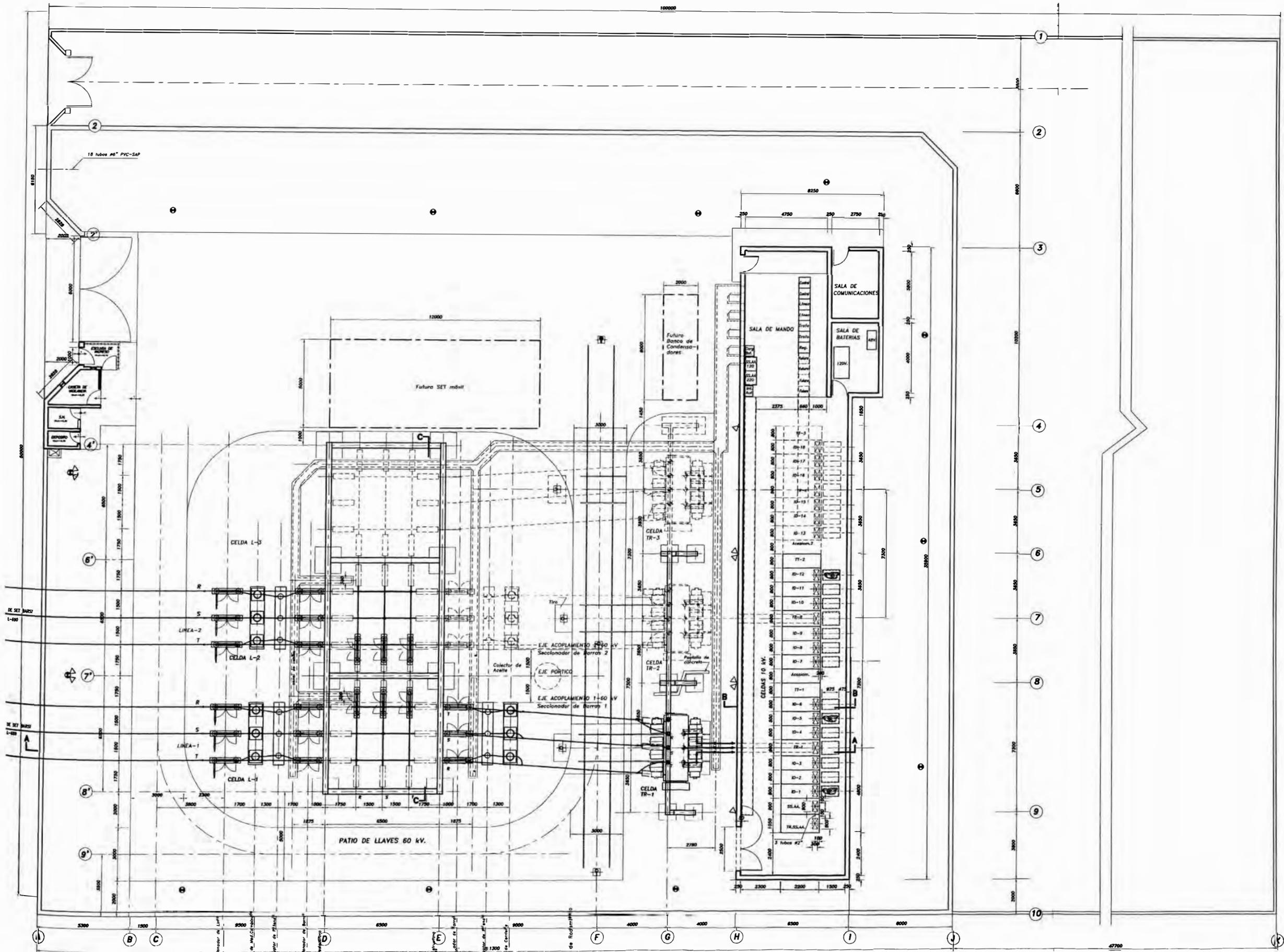


***ANEXO C***

***SISTEMA DE AUTOMATIZACION SET  
INDUSTRIAL***

***ESQUEMA UNIFILAR, PLANO DE PLANTA Y  
DISPOSICIÓN DE GABINETES***





**LISTA DE EQUIPOS 60 kV.**

EQUIPO / CELDA	L-1	ACOPLAM.1	ACOPLAM.2	L-2	TR-1	TR-2
SECCIONADOR DE LINEA	SDCEM SR 16200 1250A-60kV.			SDCEM SR 16200 1250A-60kV.		
SECCIONADOR DE BARRAS	SDCEM SR 16200 1250A-60kV.	SDCEM SR 16200 1250A-60kV.	SDCEM SR 16200 1250A-60kV.	SDCEM SR 16200 1250A-60kV.	SDCEM SR 16200 1250A-60kV.	
INTERRUPTOR DE POTENCIA	MERLIN GERIN SP6-72 2000A 2500 MVA			MERLIN GERIN SP6-72 2000A 2500 MVA	MERLIN GERIN SP6-72 2000A 2500 MVA	
TRANSF. DE CORRIENTE					ARTECHE Tipo: CTE-72 300-600/1-1A	
TRANSF. DE POTENCIA					DELGROSA Tipo: TDCN-OWAF 60/10kV-25MVA Yhd5-1899	
TRANSF. DE MEDIDA COMBINADO	ARTECHE Tipo: KA-72 300(600)/1-1A 60:√3/0.11:√3			ARTECHE Tipo: KA-72 500(600)/1-1A 60:√3/0.11:√3		

**PLANOS COMEXIOS:**  
1.- S-1-2638 Disposicion general - Carter.

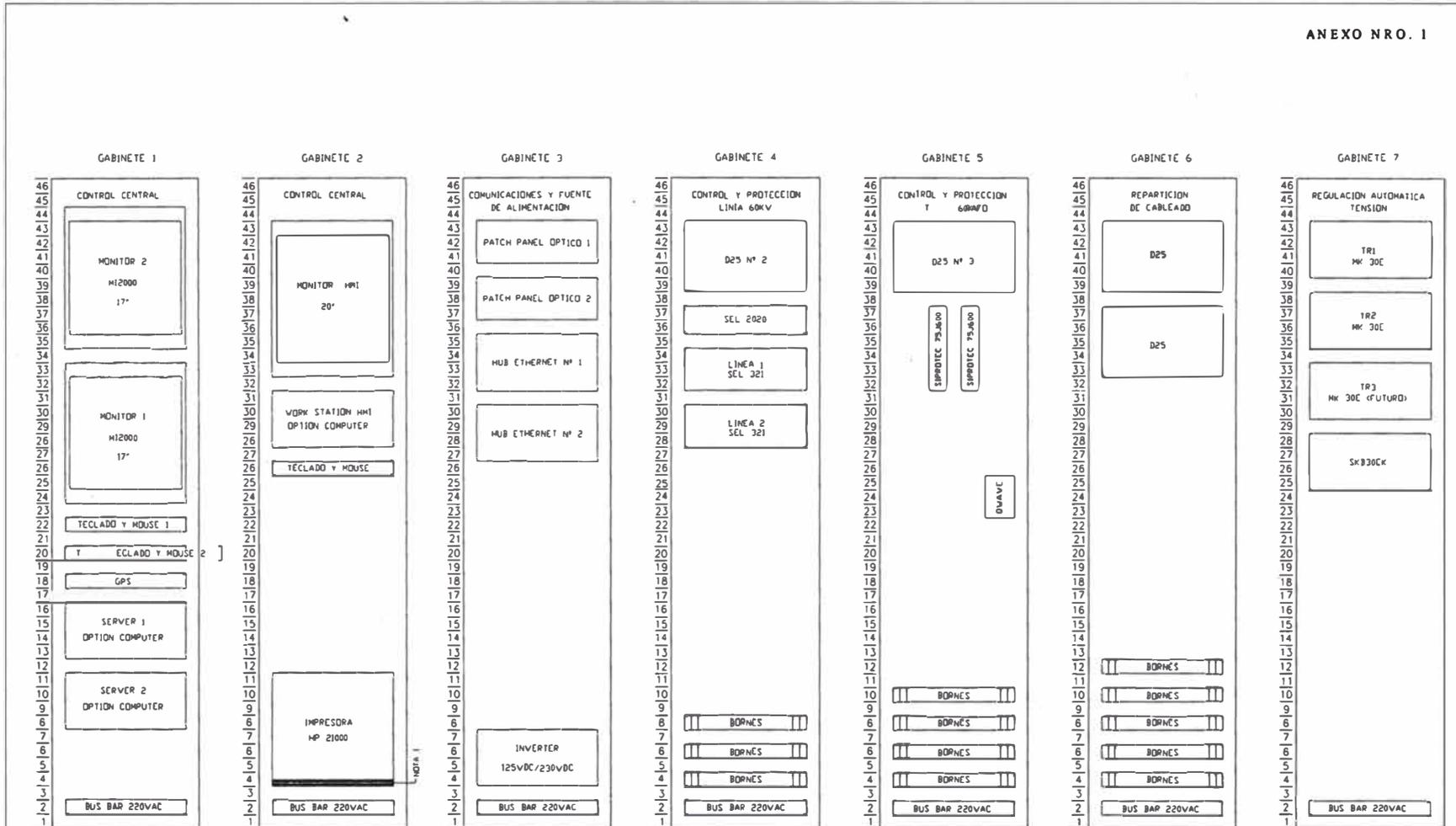
**LEYENDA**

- ⊗ Punto de Abastecido y/reflector
- ⊙ Punto de Abastecido

c			
b			
a			
Mod.	Descripcion	fecha	firma
<b>edelnor</b> EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA DE LIMA NORTE			
SECCION: <b>SECC. INGENIERIA S.E.E. Y LINEAS A.T.</b>		<b>S-1-2635</b>	
Proyecto: <b>SUBESTACION DE TRANSMISION INDUSTRIAL - 60/10kV.</b>		Dibujo: L. Mujica T.	
Titulo: <b>DISPOSICION GENERAL</b>		Revisa: R. Mejia M.	
		Vaso: S. Amado P.	

# SET Industrial - Planos Gabinetes

ANEXO NRO. 1



REVISIONS

NOTA:  
1 BANDEJA 19" SOPORTE DE IMPRESORA LASER

<b>SOLTEC</b> SOLUCIONES TELEINFORMATICAS Y CONTROL S.A.	
PROYECTO: E DEL MDP	SEAL: S/E
TITULO: RACK-LAYOUT ISCS-SET-INDUSTRIAL	APROV: [ ] DISEÑADO: [ ] REVISADO: [ ] PDM: [ ] RELEASED: [ ]
DATE: MAY/00	PROYECT: ISCS
DRAWING NO: 977-0060-STC	REV: 1
	DI: 01 OF 01

***ANEXO D***

***SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN SET  
INDUSTRIAL***

***RELACIÓN DE IED'S INTEGRADOS***

**RELACIÓN DE IED's A INSTALARSE EN LA SET INDUSTRIAL****RELÉS DE PROTECCIÓN:****PARA LAS LÍNEAS 60 KV:**

- SEL321-214216HNB1X4
- SEL2020-0140

**PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA:**

- SIEMENS, TIPO 7SJ6001-4EA00-0DA0 (Función 50/51, lado 60 kV)
- ABB, TIPO TPU2000R, Catálogo # 588V441261011 (Función 87T y 50/51 lado 10 kV).

**PARA LAS SALIDAS 10 KV:**

- ABB, TIPO DPU2000R, Catálogo # 587E541861011 (Función 50/51, 67N, 46 y 79).

**PARA EL ACOPLAMIENTO 10 KV:**

- SIEMENS, TIPO 7SJ6005-4EA00-0DA0 (Función 50/51)

**PARA LA PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 10 KV:**

- SIEMENS, TIPO 7RW6000-4EA00-0DA0 (Función 64N)

**SISTEMA DE REGULACIÓN DE TENSIÓN:**

- REGULADOR MR, MK30E
- DISPOSITIVO DE MARCHA EN PARALELO MR, SKB30Ek

**SISTEMA DE MEDICIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA:**

- PML, ACM 3720 (MULTIPUERTO).
- QWAVE

***ANEXO E***

***SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN SET  
INDUSTRIAL***

***LISTADO DE ALARMAS***

## **LISTADO DE ALARMAS**

### *LÍNEAS 60 kV:*

- 1. Línea 1, Protección de Distancia Funcionó**
- 2. Línea 1, Circuito de Disparo de Interruptor en Falla**
- 3. Línea 1, Falla Fusible de medición de unidad de protección de distancia**
- 4. Línea 1, Falta Tensión de medición de la unidad de protección de distancia**
- 5. Línea 1, Sobrecargada**
- 6. Línea 1, Unidad de protección de distancia en Falla**
- 7. Línea 1, Recierre Bloqueado**
- 8. Línea 1, Fase Abierta**
- 9. Línea 1, Baja presión de SF6**
- 10. Línea 1, Bloqueo del mando de interruptor por Baja Presión de SF6**
- 11. Línea 1, Falta Tensión de Mandos**
- 12. Línea 1, Falta Tensión de alimentación de Motores**
- 13. Línea 2, Protección de Distancia Funcionó**
- 14. Línea 2, Circuito de Disparo de Interruptor en Falla**
- 15. Línea 2, Falla Fusible de medición de unidad de protección de distancia**
- 16. Línea 2, Falta Tensión de medición de la unidad de protección de distancia**
- 17. Línea 2, Sobrecargada**
- 18. Línea 2, Unidad de protección de distancia en Falla**
- 19. Línea 2, Recierre Bloqueado**

**20. Línea 2, Fase Abierta**

**21. Línea 2, Baja presión de SF6**

**22. Línea 2, Bloqueo del mando de interruptor por Baja Presión de SF6**

**23. Línea 2, Falta Tensión de Mandos**

**24. Línea 2, Falta Tensión de alimentación de Motores.**

**Contemplar alarmas adicionales para la Línea 3 futura.**

**TRANSFORMADORES 25 MVA, 60/10 kV, LADO 60 kV:**

**1. Transformador 1, Relé Buchholz accionó Alarma**

**2. Transformador 1, Monitor de Temperatura en Falla**

**3. Transformador 1, Monitor de temperatura accionó Alarma por sobretemperatura del aceite**

**4. Transformador 1, Monitor de temperatura accionó Alarma por sobretemperatura del devanado.**

**5. Transformador 1, Monitor de temperatura Accionó Alarma por Nivel Máximo del aceite**

**6. Transformador 1, Falla Sistema de Ventilación Forzada**

**7. Transformador 1, Baja presión de SF6**

**8. Transformador 1, Bloqueo del mando de interruptor por Baja Presión de SF6**

**9. Transformador 1, Falta Tensión de Mandos**

**10. Transformador 1, Falta Tensión de Alimentación de Motores**

- 11. Transformador 1, Unidad de Protección de Máxima y diferencial en Falla**
- 12. Transformador 1, Circuito de Disparo de Interruptor en Falla**
- 13. Transformador 1, Monitor de Temperatura mandó Disparo del interruptor de potencia por sobretemperatura del aceite**
- 14. Transformador 1, Monitor de Temperatura mandó Disparo del interruptor de potencia por sobretemperatura del devanado**
- 15. Transformador 1, Monitor de Temperatura mandó Disparo del interruptor de potencia por Nivel Mínimo de Aceite**
- 16. Transformador 1, Relé Buchholz del transformador mandó Disparo del interruptor de potencia**
- 17. Transformador 1, Relé Buchholz del Conmutador mandó Disparo del interruptor de potencia**
- 18. Transformador 1, Válvula de Seguridad mandó Disparo del interruptor de potencia**
- 19. Transformador 1, Protección de Máxima Corriente en 60 kV Funcionó**
- 20. Transformador 1, Protección Diferencial Funcionó**

Contemplar alarmas adicionales para los Transformadores 2 y 3 Futuros

*ACOPLAMIENTO 60 kV:*

- 1. Acoplamiento 1, Falta Tensión de Mandos**
- 2. Acoplamiento 1, falta Tensión de alimentación de Motores**

Contemplar alarmas adicionales para el acoplamiento 2 Futuro

*REGULACIÓN DE TENSION AUTOMÁTICA*

- 1. Regulador 1, Falta Tensión de Medición**
- 2. Regulador 1, Equipo en Falla**
- 3. Regulador 2, Falta Tensión de Medición**
- 4. Regulador 2, Equipo en Falla**
- 5. Regulador 1 y 2, Falta Tensión Auxiliar**
- 6. Detección de Corriente Circulante**
- 7. Falta Transmisión de Datos**

*Contemplan alarmas adicionales para el regulador de tensión 3 Futuro*

*TRANSFORMADOR DE POTENCIA LADO 10 kV:*

- 1. Transformador 1, Falta Tensión de Mandos**
- 2. Transformador 1, Falta Tensión de alimentación de Motores**
- 3. Transformador 1, Falta Tensión de Medición**
- 4. Transformador 1, Sobrecargado**
- 5. Transformador 1, Unidad de Protección de Máxima en Falla**
- 6. Transformador 1, Protección de Máxima Funcionó**
- 7. Transformador 2, Falta Tensión de Mandos**
- 8. Transformador 2, Falta Tensión de alimentación de Motores**
- 9. Transformador 2, Falta Tensión de Medición**
- 10. Transformador 2, Sobrecargado**
- 11. Transformador 2, Unidad de Protección de Máxima en Falla**
- 12. Transformador 2, Protección de Máxima Funcionó**

*Contemplan alarmas adicionales para el Transformador 3 Futuro.*

*ACOPLAMIENTO 10 kV:*

- 1. Acoplamiento 1, Falta Tensión de Mandos**
- 2. Acoplamiento 1, Falta Tensión de alimentación de Motores**
- 3. Acoplamiento 1, Unidad de Protección de Máxima en Falla**
- 4. Acoplamiento 1, Protección de Máxima Funcionó**

*Contemplar alarmas adicionales para el acoplamiento 2 Futuro.*

*BARRAS 10 kV:*

- 1. Barras 1, Unidad de Sobretensión Homopolar en Falla**
- 2. Barras 1, Protección de Sobretensión Homopolar Funcionó**
- 3. Barras 2, Unidad de Sobretensión Homopolar en Falla**
- 4. Barras 2, Protección de Sobretensión Homopolar Funcionó**

*Contemplar alarmas adicionales para la barra 3 Futura.*

*SALIDAS 10 kV:*

- 1. Salida 1, Falta Tensión de Mandos**
- 2. Salida 1, Falta Tensión de alimentación de Motores**
- 3. Salida 1, Circuito de Disparo de Interruptor en Falla**
- 4. Salida 1, Protección de Secuencia Negativa se Activó**
- 5. Salida 1, Unidad de Protección en Falla**
- 6. Salida 1, Protección de Sobrecorriente Funcionó**

*Igual cantidad de alarmas para cada una de las once salidas restantes.*

*Contemplar alarmas adicionales para seis (6) salidas Futuras.*

*SERVICIOS AUXILIARES:*

- 1. Falta Alimentación de Servicios Auxiliares**

2. *Falla Microinterruptores Automáticos en Panel de SS.AA.*
3. *Falla Rectificador AC/DC*
4. *Falla Tensión de Rectificador*
5. *Mínima Corriente Alterna 220 VAC*
6. *Mínima Corriente Continua 120 VDC*
7. *Baterías a Tierrak*

***ANEXO F***

***SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN SET  
INDUSTRIAL***

***FOTOGRAFÍAS***

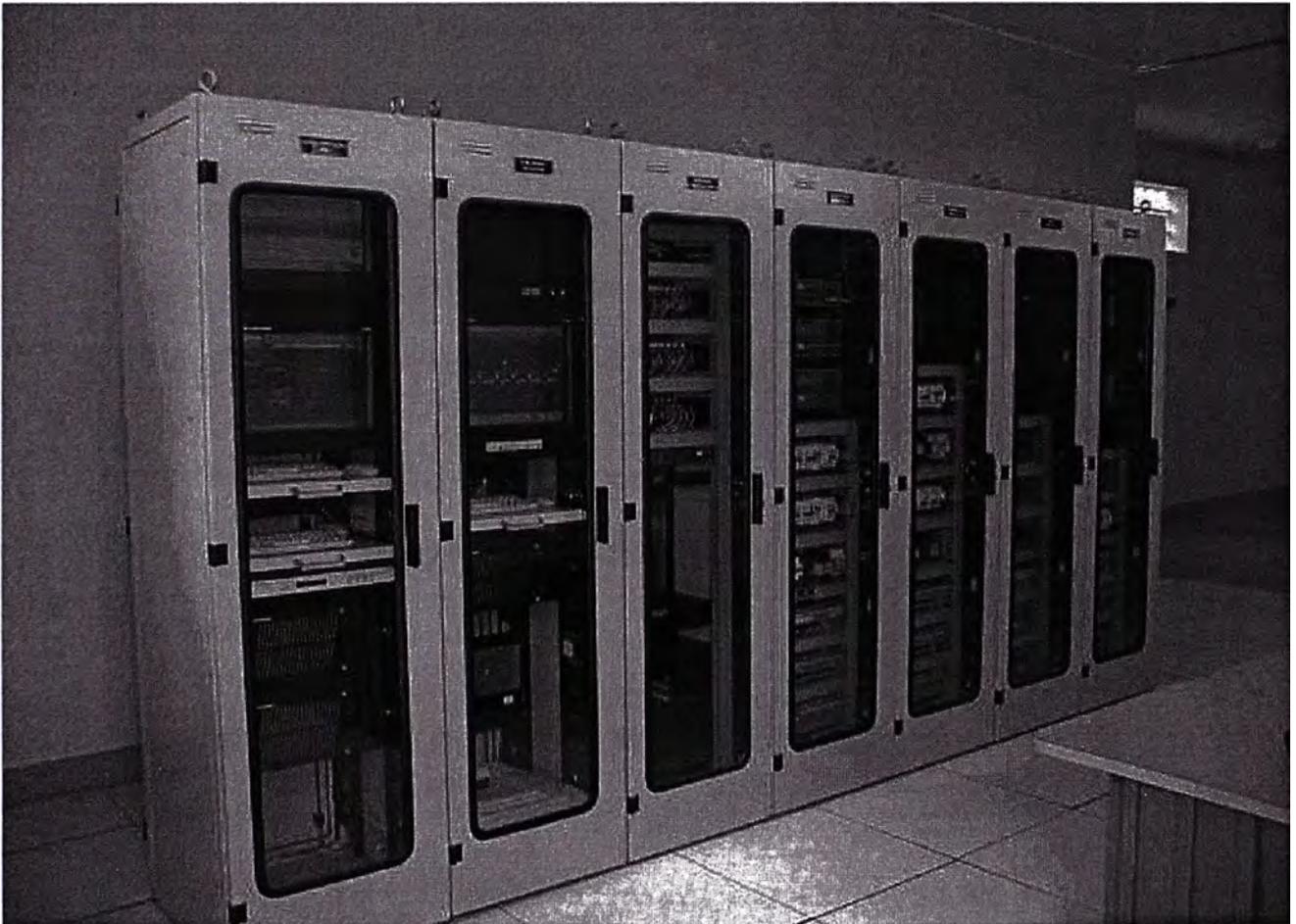
## **PATIO DE LLAVES SET INDUSTRIAL**

**FOTO N°1**



## **PANELES DE CONTROL SET INDUSTRIAL**

**FOTO N°2**



## **BIBLIOGRAFÍA**

**1. SISTEMAS SCADA EN CENTROS DE CONTROL DE ENERGÍA Y  
AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES Y REDES ELÉCTRICAS.**

Curso Internacional organizado por la UNI – FIEE  
Expositores **David G. Cáceres**  
**Renato H. Céspedes.**

**2. ESTANDARIZACIÓN DE DISEÑO DE SISTEMAS DE  
AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN.**

**Ing. David G. Cáceres** – KEMA Consulting – USA

**3. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA SISTEMA DE CONTROL DIGITAL DE  
SET INDUSTRIAL 60/10 KV DE EDELNOR S.A.A.**

Edelnor S.A.A.

**4. PRUEBAS F.A.T. DEL SISTEMA DE CONTROL DIGITAL DE LA SET  
INDUSTRIAL**

SOLTEC S.A. - G.E. HARRIS Energy Control Systems Canadá, Inc.

**5. MANUAL TÉCNICO DE UNIDAD DE CONTROL D25**

G.E. HARRIS Energy Control Systems Canadá, Inc.