

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



TESIS

**ESTUDIO PARA LA ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA DEL CENTRO DE
CONTROL EN CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA DE
COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

PRESENTADO POR:

JOSE ANTONIO CABALLERO RONDAN

PROMOCION

2002 – II

LIMA – PERU

2008

Hoja de Certificado de Aprobación

**ESTUDIO PARA LA ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA DEL CENTRO DE CONTROL
EN CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA DE COORDINACIÓN DE LA
OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

DEDICATORIA

El presente dedico especialmente a mis Padres y Hermanos, que con gran ímpetu me brindaron fuerzas para la realización de mis propósitos. Agradezco a Dios por darme salud y sabiduría para seguir un camino de éxitos. Y a mi alma Mater la UNI que siempre está en mi profesionalismo.

SUMARIO

El presente estudio corresponde al diagnóstico de la situación actual de los equipos informáticos y control, programas informáticos de supervisión, control y envío de información al Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES-SEIN), basado en el cumplimiento de la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR). Identificación y determinación de los diversos requerimientos para el acondicionamiento de señales requeridas por el COES-SEIN y las requeridas para la supervisión de los grupos generadores y subestaciones asociadas a las Centrales Hidráulicas y Térmicas de la Compañía Generadora del Sur. Definición y unificar del sistema de telecomunicaciones y del protocolo de comunicaciones al Centro de Control con base al equipamiento y programas existentes. Elaboración de las Especificaciones Técnicas de equipos y Términos de Referencia de los servicios para llevar adelante el proceso de selección y ejecución, de acuerdo con la Reglamentación Interna de Contrataciones y Adquisiciones que rige en la Compañía Generadora del Sur. Elaboración del análisis Costo – Beneficio, cronograma de implementación y presupuesto con valor referencial detallado al íntegro de los requerimientos de bienes y servicios.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	
ANÁLISIS, DIAGNOSTICO Y EVALUACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL ACTUAL	5
1.1 Alcances	5
1.2 Análisis y Diagnostico	6
1.3 Situación Actual Observada, Inspección, Comparación y Diagnostico del Cada	9
CAPITULO II	
REPORTE DE CAMBIOS, MEJORAS Y ASIGNACIÓN DE RECURSOS	16
CAPITULO III	
IMPLEMENTACIÓN DE RECOMENDACIONES PARA SOFTWARE Y HARDWARE DEL SISTEMA SCADA	24
3.1 Empleo de Estándares de Sistemas Abiertos para el Sistema SCADA de la Compañía Generadora del Sur	25
3.1.1 Antecedentes	25
3.1.2 Estándares de Software	25
3.2 Recomendaciones para el Diseño del Hardware del SCADA	50
CAPITULO IV	
IMPLEMENTACIÓN DE RECOMENDACIONES PARA LA ADECUACIÓN AL TELECONTROL DE LAS INSTALACIONES	60
4.1 Central Hidroeléctrica V (C.H. V)	60
4.2 Central Hidroeléctrica IV (C.H. IV)	62
4.3 Central Hidroeléctrica VI (C.H. VI)	64
4.4 Central Hidroeléctrica III (C.H. III)	66

4.5 Central Hidroeléctrica II (C.H. II)	68
4.6 Central Hidroeléctrica I (C.H. I)	70
4.7 Central Térmica I (C.T.-I)	72
4.8 Central Térmica II (C.T.-II)	74
4.9 Centro de Control Principal de la Compañía Generadora del Sur (C.G. SUR)	77
4.10 Adecuación de Señales Faltantes Según Requerimiento del COES (SEIN)	79

CAPITULO V

ANALISIS COSTO BENEFICIO	83
5.1 Objetivo	83
5.2 Establecimiento de Variables y Operaciones	83
5.3 Calculo del TIR y VAN	86
5.4 Comentarios	87

CAPITULO VI

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	89
6.1 Alcances del Proyecto	89
6.1.1 Determinación de las prioridades en las Adquisiciones	90
6.1.2 Propuesta de un Centro de Control de Contingencia	95
6.2 Antecedentes y Descripción del Sistema Actual	98
6.2.1 Antecedentes	98
6.2.2 Antecedentes y Descripción del Sistema Eléctrico	99
6.2.3 Antecedentes y Descripción del Sistema Comunicaciones	100
6.2.4 Antecedentes y Descripción del Sistema Control	101
6.3 Sistema de Computo y Control	103
6.3.1 Objetivos	103
6.3.2 Descripción General de la Arquitectura del Sistema	104
6.3.3 Dimencionamiento y Alcances Particulares del Sistema del Centro de Control Principal	110
6.3.4 Desempeño del Sistema	114
6.4 Adquisición de Datos y Control Supervisorio	116
6.4.1 Alcances	116
6.4.2 Adquisición de Datos	117
6.4.3 Sistema de Información Histórica	130
6.4.4 Aplicaciones Futuras	136

6.5 Software del Sistema	137
6.5.1 Objetivo	137
6.5.2 Alcances del Suministro	137
6.5.3 Descripción del Sistema Proyectado	139
6.5.4 Descripción del Sistema SCADA Existente	140
6.5.5 Descripción del Sistema ICCP	140
6.5.6 Descripción del Sistema OPC	143
6.6 Unidades de Control Remota (UCR)	143
6.6.1 Alcances	143
6.6.2 Normas	144
6.6.3 Concepto del Sistema	144
6.6.4 Función de la Unidad de Control Remota	147
6.6.5 Especificaciones Técnicas	148
6.6.6 Adecuación de Equipamiento Existente	149
6.7 Sistema de Comunicaciones	150
6.7.1 Introducción	150
6.7.2 Alcances	151
6.7.3 Adecuación al Sistema de Comunicaciones	152
6.7.4 Descripción del Suministro	153
6.7.5 Instalación de los Cables	153
6.7.6 Descripción de las Pruebas	155
6.7.7 Especificaciones Técnicas de Cables y Equipos	157
6.8 Metrado del Sistema de Control	159
6.8.1 Alcances	159
6.8.2 Metrado Recomendado	160
6.9 Adecuación, Instalación y Montaje	165
6.9.1 Alcances	165
6.9.2 Condiciones Generales de Adecuación, Instalación y Montaje	166
6.9.3 Condiciones para el Transporte	167
6.9.4 Adecuación de Señales	167
6.9.5 Instalación de Dispositivos y/o Materiales	168
6.9.6 Montaje	170
6.9.7 Cableado	171
6.9.8 Puesta a Tierra	172
6.9.9 Alimentación Eléctrica de Equipos	172
6.9.10 Especificaciones Técnicas Generales	173

6.9.11 Cronogramas	174
6.9.12 Relación de Señales	174
6.10 Garantía y Pruebas de Aceptación	174
6.10.1 Garantía de Calidad	175
6.10.2 Requisitos Generales de las Pruebas	175
6.11 Capacitación	185
6.11.1 Requerimientos Generales	185
6.11.2 Capacitación en Equipos y Programas	185
6.11.3 Capacitación en Operación del Sistema	186
6.11.4 Descripción de los Cursos de Capacitación	186
6.12 Requerimiento de Manejo del Proyecto	187
6.12.1 Gerencia de Implantación del Sistema	187
6.12.2 Cronograma de Implementación del Sistema	187
6.12.3 Cronograma de Implantación	188
6.12.4 Responsabilidades de la Compañía Generadora del Sur	189
6.12.5 Responsabilidades del Postor	190
6.12.6 Reporte de Avances	192
6.12.7 Reuniones	193
6.12.8 Comunicaciones	193
6.12.9 Garantía de Calidad	193
6.13 Documentación y Garantía	197
6.13.1 Alcances	197
6.13.2 Requisitos de Documentación	197
6.13.3 Programa de Mantenimiento y Garantía	202
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	204
ANEXO A	206
Presupuesto Económico	206
ANEXO B	212
Cronograma de Ejecución del Proyecto	212
ANEXO C	214
Planos del Sistema a Implementar	214
BIBLIOGRAFIA	216

INTRODUCCION

Las empresas de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica en el Perú según los requerimientos de control y gestión para la producción de su planta y sumado con el requerimiento del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES- SEIN) y basándose en el cumplimiento de la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR) vienen implementando, adecuando, modificando, actualizando y estandarizando sus sistemas de adquisición de datos, telecomunicaciones y centro de control, orientado a satisfacer los requerimientos de COES-SEIN y ampliando su propia gamma de automatismo con la finalidad de satisfacer sus perspectivas internas a corto y largo plazo optimizando recursos económicos e infraestructuras existentes, esto ultimo se trasluce en transmisión de información interna, aumento de confiabilidad de operatividad entre otros.

COES-SEIN es un organismo técnico-normativo, con funciones que impactan y promueven el desarrollo de los sistemas de control en sus integrantes, sus facultades logran estandarizar la interconexión de sistemas SCADA la misma que contiene configuración y envío de señales en protocolo Comunicaciones de Interconexión de Centros de Control (ICCP), enlace de comunicaciones que varia según el tipo de información a intercambiar. Las funciones siguientes entre otras son las que originan el impacto: “Planificar la operación del SEIN y comunicar a los Integrantes los programas resultantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a ellos” y “Planificar la operación del SEIN y comunicar a los Integrantes los programas resultantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a ellos”.

La información solicitada por el COES en tiempo real se reglamenta y tipifica según las características de la planta como generación, transmisión y distribución. A continuación se presenta los requerimientos del COES:

- I. Los titulares de generación que operen conectados al sistema deben presentar al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste establezca, la siguiente información:
 - a) La posición de los seccionadores de las subestaciones;
 - b) La posición de los interruptores;

- c) En caso de centrales térmicas, el combustible almacenado;
 - d) En caso de centrales hidráulicas, los caudales y los niveles de las presas;
 - e) Los niveles de tensión en bornes de generación y en barras;
 - f) Las potencias activa y reactiva de cada generador y transformador;
 - g) Las señales de alarma de centrales, subestaciones, generadores y transformadores con el detalle que el Coordinador establezca;
 - h) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.
- II. Los titulares de redes de transmisión deben presentar al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste establezca, la siguiente información:
- a) La posición de los seccionadores de las subestaciones;
 - b) La posición de los interruptores;
 - c) La posición de los taps de los transformadores;
 - d) Los niveles de tensión de barra;
 - e) Las potencias activa y reactiva de las líneas y transformadores;
 - f) La potencia reactiva de equipos de compensación reactiva inductiva/capacitiva;
 - g) Las señales de alarma de subestaciones, líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva, con el detalle que el Coordinador establezca;
 - h) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.
- III. Los titulares de redes de distribución y los clientes libres presentarán al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste lo establezca, la información sobre la operación de sus instalaciones que el Coordinador considere que pueda afectar la calidad del servicio o la seguridad del sistema.
- IV. Para llevar a cabo la transferencia de información a que se refiere esta sección, los integrantes del sistema deben enlazar sus respectivos Centros de Control, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de comunicaciones.

Además los Sistemas Eléctricos de Potencia están propensos a actualizaciones y migraciones a nuevas fabricaciones de hardware y software cada vez más sofisticados que el mercado ofrece, debido al cumplimiento al “tiempo de vida” para el hardware y software en general, a esto se suma las inconvenientes de integración de un nuevo equipo moderno e inteligente y el presupuesto económico designado para estos proyectos. Debido a lo antedicho, los integrantes del SEIN vienen promoviendo proyectos de implementación para su centro de control y adquisición de datos, proceso que se inicia con un estudio similar al presente.

El alcance del estudio para la Actualización Tecnológica del Centro de Control en Cumplimiento de la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de la Compañía Generadora del Sur, contempla la elaboración de un diagnóstico de la situación actual de los equipos informáticos y de control, programas informáticos de supervisión, control y envío de información a COES. Acondicionamiento y adecuación de las centrales de generación para completar las señales requeridas por COES y las requeridas para la supervisión de los grupos generadores y sub estaciones asociadas de las centrales hidráulicas y térmicas, definir los protocolos de comunicación empleados y sistemas de telecomunicaciones vinculados. Determinar la mejor alternativa de protocolo de comunicación, que permita uniformizar las comunicaciones del Centro de Control, sobre la base de los equipos, programas e infraestructura existentes. Determinar el equipamiento de control a instalarse en las centrales y subestaciones, así como los servicios necesarios para el envío del íntegro de la información requerida por el Coordinador del SEIN con etiqueta de tiempo, en cumplimiento con la Norma Técnica y permita la supervisión desde el Centro de Control de los parámetros más importantes de las centrales. Elaboración de las Especificaciones Técnicas de equipos y Términos de Referencia de los servicios para llevar adelante el proceso de selección, de acuerdo con la Ley de Contrataciones y Adquisiciones. Elaboración de un presupuesto con valor referencial detallando el íntegro de los requerimientos de bienes y servicios, así como un cronograma de implementación. Efectuar un análisis Costo – Beneficio y cálculo del VAN y TIR del proyecto.

El presente estudio, comprende los siguientes capítulos y adjuntos:

Capítulo I. Análisis, Diagnóstico y Evaluación del Centro de Control Actual contiene los resultados de las evaluaciones plasmados en un diagnóstico detallado, además se intercambian observaciones, comparaciones bajo una inspección en sitio.

Capítulo II. Recomendaciones, de manera general se hacen las sugerencias técnicas que posibiliten un arreglo y/o adecuación resultado bajo una plataforma de estándares nacionales e internacionales.

Capítulo III. Implementación de Recomendaciones, procedimientos de implementación en las que se especifican las metodologías de ejecución de labores que permitirán construir la nueva arquitectura estandarizada abierta recomendada.

Capítulo IV. Implementación de Recomendaciones para la Adecuación al Telecontrol de las Instalaciones, metodología y plataforma de ejecución de recomendaciones detallada para cada instalación perteneciente a la Compañía Generadora del Sur y que forma parte del estudio, entre estos tenemos centrales hidroeléctricas, térmicas, centro de control y descripción de las señales a adecuar en cumplimiento a la Norma Técnica.

Capitulo V. Análisis Costo Beneficio, describe el objetivo, variables, cálculos y conclusiones finales resultado del análisis.

Capitulo VI. Especificaciones Técnicas, documento de identificación de los procedimientos y requerimientos de hardware, software, mecánicas, civiles y especificación de parámetros necesarios a seguir por norma interna de la Compañía Generadora del Sur y que rige para Contratistas nacionales é internacionales como suministro, pruebas, capacitación, documentos, garantías y cumplimientos en la parte técnica.

Anexos y bibliografía. Se anexan los documentos presupuesto económico, cronogramas de ejecución, planos y bibliografía desarrollados y empleados en el presente trabajo.

Profundo reconocimiento a la Agencia de Cooperación Internacional del Japón JICA y el Centro de Electricidad y Automatización Industrial de Valle Cali - Colombia en particular a la plana docente quienes aportaron modificaciones al presente estudio para una mejor aplicabilidad a la industria de energía.

CAPITULO I

ANALISIS, DIAGNOSTICO Y EVALUACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL ACTUAL

1.1 Alcances

La realización del estudio de Actualización Tecnológica del Centro de Control en Cumplimiento de la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR), se procedió a desarrollar mediante trabajo de gabinete y de visitas técnicas de campo a las centrales de generación eléctrica y subestaciones eléctricas, con sus instalaciones electromecánicas, hidráulicas y de comunicaciones, así como del aporte en reuniones con el personal especializado en la materia de dicha empresa, en resumen lo siguiente:

- 1) Diagnóstico de la situación actual de los programas y equipos informáticos del Centro de Control de Compañía Generadora del Sur, que incluye entre otros: a) el análisis de equipos y programas del centro de control, los servidores SCADA, históricos, panel mímico y de comunicación; estaciones de trabajo, equipos de red (switchs, ruteadores y redes) y enlace ICCP Live Data al COES, así como: b) los programas informáticos (software), sistemas operativos UNIX y Windows, SCADA Sherpa de Eliop y SCADA FactoryLink de UGS, bases de datos, y otros aplicativos.
- 2) Diagnóstico de los equipos empleados para la captura y envío de información de campo, que incluye: lo equipos empleados para la captura de medidas analógicas (analizadores de redes Circutor), controladores lógicos programables (PLC's de Schneider), unidades terminales remotas (RTU's Elitel 4000 de Eliop), redes industriales y protocolos de comunicación empleados (Modbus), entre otros.
- 3) Determinación de la tendencia tecnológica a la que deben implementarse las aplicaciones actuales o futuras del sistema de control de Compañía Generadora del Sur, tanto para los equipos y programas el centro de control, centrales de generación térmicas e hidráulicas y del sistema hidrológico de represas de almacenamiento y diques de regulación horaria de propiedad de Compañía Generadora del Sur.

- 4) Determinación de las prioridades en las adquisiciones. Recomendar etapas para la mejora tecnológica de los sistemas de supervisión y control, así como del equipamiento del centro de control de Compañía Generadora del Sur.
- 5) Elaboración de las Especificaciones Técnicas de licitación para el proyecto de adquisición e implementación de las etapas sistema de mejora tecnológica del sistema de supervisión y control de Compañía Generadora del Sur.
- 6) Elaboración de un presupuesto referencial detallado de todas las etapas del proyecto y cronograma de implementación de la primera etapa.

El desarrollo de los alcances citados se presenta seguidamente, dando principal énfasis al diagnóstico del sistema y las recomendaciones para mejorar el sistema de SCADA actual con las tecnologías actualmente operativas.

1.2 Análisis y Diagnostico

Mediante las visitas técnicas realizadas a las instalaciones de Compañía Generadora del Sur, visualización de la operación del sistema desde el Centro de Control y entrevista con sus funcionarios operación del Sistema Eléctrico de Potencia de esta empresa ha sido posible formalmente acumular evidencias de comportamiento del sistema e identificar áreas críticas que demandan atención inminente en el corto o mediano plazo. Se ha efectuado también las tareas de recolección de información, inspección física y visualización del SCADA de Compañía Generadora del Sur, así como la arquitectura del sistema SCADA e integración de sus soportes informáticos, la seguridad del mismo y el comportamiento correcto de las aplicaciones desarrolladas y las comunicaciones con el COES mediante el protocolo ICCP.

Para efectuar el diagnóstico se emplean técnicas dadas en la teoría del conocimiento que están siendo progresivamente incorporadas para observar, detectar (efectos producidos por mal funcionamiento), diagnosticar (identificar y localizar las causas del mal funcionamiento) y evaluar (ponderar y estimar el impacto del mal funcionamiento) los sistemas de control de procesos industriales. La ejecución correcta de las tareas antedichas reside en la utilización del conocimiento completo sobre el proceso. Los sistemas SCADA están comprendidos en el marco de los sistemas de control de procesos, en consecuencia pueden aplicarse los métodos basados en la teoría el conocimiento, pero hay que tener presente su naturaleza dinámica, compleja, no lineal, de múltiples interacciones y acoplamientos, así como su naturaleza multidisciplinaria (hardware, software y redes de comunicación). Por ello, y luego de una revisión de la metodología existente, para propósitos de la evaluación del sistema SCADA de la Compañía Generadora del Sur se aplica una combinación de técnicas basada en la

detección y diagnóstico, en las cuales, las medidas adquiridas del proceso pueden ser validadas a partir del conocimiento disponible del propio proceso funcionando bajo condiciones de normalidad.

Como consecuencia, cualquier fallo o baja performance del sistema observado en esta validación será indicativo de una situación anómala (detección de fallos). El conocimiento profundo de cómo interactúan los diferentes elementos, junto con la experiencia sobre situaciones anómalas anteriores, nos permitirá diagnosticar el origen de estos fallos. Esta técnica se combinará con el método que utiliza un modelo del proceso para comparar la información adquirida con la teórica que da el modelo frente a los mismos estímulos. Las desviaciones obtenidas de dicha comparación se conocen como residuos o deficiencias, y son tratados para aislar los diferentes tipos de fallos. También se comparará las observaciones del proceso con una descripción funcional de éste y las dependencias lógicas entre sus componentes (en funcionamiento normal). Se usa para ello razonamiento lógico con el propósito de, frente a una situación de fallo o de baja performance, identificar inconsistencias entre las observaciones hechas y la descripción lógica del proceso en funcionamiento normal.

Se ha hecho uso del modelo del sistema SCADA y sus componentes de comunicaciones y redes, preparado para tales fines y que se muestra en el siguiente esquema de la Fig. 1.1 Este modelo está basado en los estándares internacionales que rigen el diseño y fabricación de tales sistemas, cuya descripción de partes (programas, equipos y redes) se propone en el Plan de Trabajo.

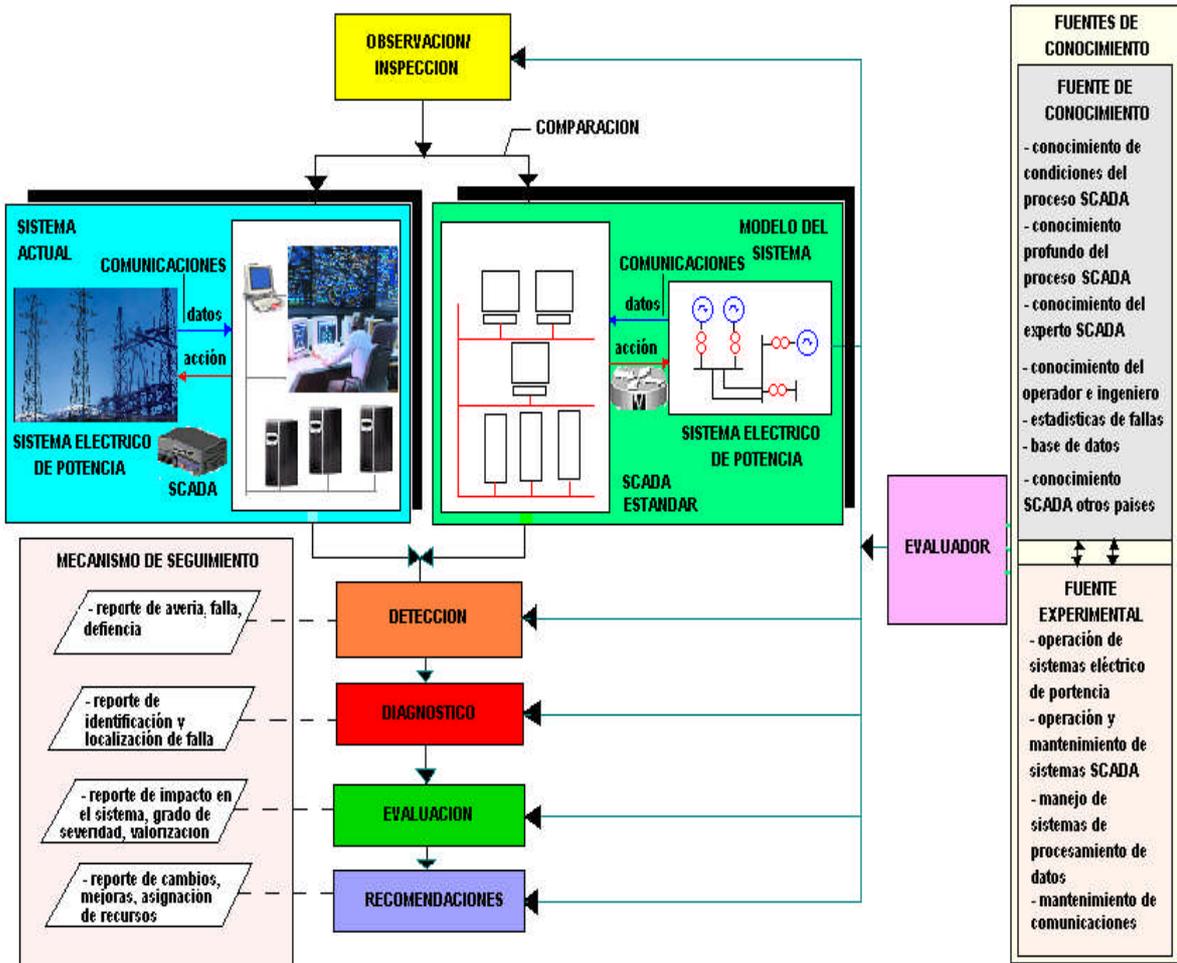


Fig. 1.1 Modelo para la evaluación del sistema SCADA actual de la Compañía Generadora del Sur

Este SCADA modelo actuará sobre un Sistema Eléctrico de Potencia también modelo y recibirá información del mismo, mediante canales de comunicaciones y redes de comunicación.

El sistema real está conformado por el sistema SCADA actual de la Compañía Generadora del Sur, propósito del presente estudio, con su Sistema Eléctrico de Potencia, cuya información viene a través de los enlaces de comunicaciones, y cuyas acciones sobre los mismos son llevadas a efecto por los operadores del Centro de Control.

Finalmente como consideraciones de ayuda que pueden aplicarse a la Evaluación del Sistema SCADA de la Compañía Generadora del Sur, se ha aplicado algunos conceptos de la auditoría que se efectúa en los Sistemas de Información de Apoyo Operacional en organizaciones públicas o privadas.

La observación comprende la inspección y verificación ocular del SCADA de Compañía Generadora del Sur que abarca todos los equipos, programas y servicios de comunicaciones, y enlaces en operación; incluye entrevistas con los operadores e Ingenieros de la operación y de comunicaciones. Esta es una etapa de toma de datos de todo el proceso y los componentes que intervienen y de recolección de información.

Luego se compara el SCADA real conformado por el sistema SCADA actual de Compañía Generadora del Sur, propósito del presente estudio, cuya información viene a través de los enlaces de comunicaciones. Como resultado de la comparación del modelo del sistema con el sistema real actual, se observan fallos, deficiencias, anomalías y holguras del sistema actual, entre otros, los mismos que se describirán y reportarán para su análisis en mayor profundidad en la siguiente sección.

Finalmente se procede a analizar con mayor profundidad, se identifican y aíslan las áreas o componentes problema del sistema SCADA actual (equipos, programas, redes) y sus comunicaciones, para ello se hace necesario; el objetivo de esta fase es el examen completo de todos los datos recolectados y determinar el estado integral del sistema y las causas de los problemas y su identificación.

1.3 Observación, inspección, comparación y diagnóstico del sistema SCADA actual.

Siguiendo los lineamientos descritos en la sección anterior, se ha preparado los arreglos tabulares siguientes, en donde se describe el producto de lo observado, inspeccionado, comparado y diagnosticado en el Centro de Control de Compañía Generadora del Sur con sus equipos programas y sistema de comunicaciones. Se ha adoptado un criterio de severidad funcional para calificar cada observación según sea el caso:

- 1) Muy crítico: requiere cambio inmediato, sin dilación, en razón de que implica un riesgo potencial que podría afectar la operatividad del sistema. En esta ponderación se considera también incumplimiento de la normatividad vigente que puede traer como consecuencia sanciones para la empresa.
- 2) Crítico: requiere cambio mediato, dentro de un período menor a un año, podría afectar permisiblemente la operatividad del sistema. Los cambios que se implementen requieren del estudio especificaciones técnicas previas para su implementación. Las mismas, cuyo estudio debería iniciarse en breve.
- 3) No crítico: El sistema puede operar sin esta funcionalidad, puede incorporarse dicha funcionalidad en un plan mediato de dos años.

A continuación se muestra los ítems de observación, comparación y diagnóstico funcional del SCADA de la Compañía Generadora del Sur, TABLA 1.1.

**TABLA 1.1 Observación, comparación y diagnóstico funcional del SCADA de la
Compañía Generadora del Sur**

OBSERVACIÓN 1

El SCADA Sherpa, de la firma Eliop de España, que la Compañía Generadora del Sur adquirió, funciona con serias limitaciones por presentar problemas de saturación y de limitación de expansión de señales, y baja performance (retardos excesivos en la presentación de las señales).

Discusión y Comparación

- a) Se evidencia la propiedad del SCADA Sherpa, implementado en arquitectura cerrada y su desarrollo limitado, e incapacidad para interconectarse directamente con el protocolo ICCP. Afecta las funciones de adquisición de datos, interface hombre máquina, gestión de datos históricos y en general todas las funciones inherentes a un sistema SCADA.
- b) El SCADA Sherpa ha entrado en su etapa de obsolescencia técnica (para programas informáticos de adquisición de datos y control se considera un período de cinco años)
- c) Con el SCADA Sherpa no es posible ampliar o incluir nuevas señales (de medición y de maniobra de los equipos de los componentes del sistema eléctrico) de supervisión remota.
- d) Existe dependencia tecnológica del proveedor del SCADA Sherpa, hecho que dificulta su mantenimiento y a costos que pueden originar inconvenientes para la Compañía Generadora del Sur.
- e) El SCADA Sherpa no está configurado para entregar las señales de supervisión remota de los equipos de los componentes eléctricos (Grupos de Generación, Transformadores y Líneas de Transmisión) con estampa de tiempo, tal como lo exige la normatividad vigente.
- f) La Interface Operador Máquina del SCADA Sherpa no es amigable, observándose asimismo retardo en los períodos de actualización de las señales en tiempo real, así como en la operación de búsqueda de los despliegues y la ausencia de diagramas de tendencia.

Diagnóstico y Criticidad

Situación operacional muy crítica, es un problema insoluble, requiere cambio del Sistema SCADA Sherpa. En efecto, la Compañía Generadora del Sur ha tenido que hacer uso de otro SCADA para procesos industriales (Factory Link) creándose además otro problema de incompatibilidad de sistemas de adquisición de datos y control.

OBSERVACION 2

El SCADA FactoryLink es un programa para control de procesos industriales, con limitaciones para el control, supervisión y operación de un Sistema Eléctrico de Potencia de la magnitud de la Compañía Generadora del Sur.

Discusión y Comparación

Ante la limitada operatividad del SCADA Sherpa Compañía Generadora del Sur ha tenido que recurrir a la adquisición del SCADA FactoryLink un programa orientado a procesos industriales de limitado cumplimiento de estándares para la debida operación de un Sistema Eléctrico de Potencia es limitado.

Diagnóstico y Criticidad

Situación operacional muy crítica, es un problema insoluble por limitaciones del programa, requiere cambio de este programa.

OBSERVACION 3

Incompatibilidad del SCADA Sherpa propietario y del SCADA FactoryLink un programa para control de proceso industriales.

Discusión y Comparación

No es aceptable operar un mismo Sistema Eléctrico de Potencia de la magnitud de la Compañía Generadora del Sur, con dos programas SCADA diferentes.

Diagnóstico y Criticidad

Situación operacional muy crítica, es un problema insoluble por incompatibilidad del software de ambas aplicaciones de adquisición de datos y control supervisorio.

OBSERVACION 4

El actual programa ICCP de LiveData de USA por su propiedad dificulta el mantenimiento de sus rutinas y desarrollo e inclusión de nuevas señales.

Discusión y Comparación

El mantenimiento y desarrollo del programa del Protocolo de Comunicaciones ICCP LiveData es dificultoso y a costos que pueden originar ineconomías para la Compañía Generadora del Sur.

Diagnóstico y Criticidad

Situación operacional muy crítica, es un problema insoluble, en razón del diseño de este

programa, requiere cambio del programa ICCP.

OBSERVACION 5

Por simplicidad y dada la necesidad prioritaria de disponer señales de posición de elementos de maniobra del sistema, medidas de los componentes eléctricos y alarmas, así como de disponer señales del sistema que requiere el COES se adoptó protocolos de transmisión de datos de baja velocidad y no estándares como el Modbus, carente de estampa de tiempo.

Discusión y Comparación

- a) Empleo de protocolo (Modbus) para el envío de las señales de campo de los equipos de los componentes eléctricos (Centrales de Generación, Transformadores y Líneas de Transmisión) que no incluye estampa de tiempo, tal como lo exige la normatividad vigente y que además es protocolo serial de baja velocidad .
- b) Empleo de protocolo serial de baja velocidad IEC-870-5-101 para el envío de las señales de campo de la Central Térmica I.
- c) No aprovechamiento de la red de transmisión de datos de alta velocidad LAN/Ethernet 100/1000 Mbps actualmente en operación para la transmisión de señales con protocolos normalizados que tomen ventaja de la capacidad de dicha red con su equipamiento de switches y ruteadores.
- d) En general inexistencia de una sincronización de los eventos, alarmas o señales de campo, con relojes de tiempo estándar o patrón.

Diagnóstico y Criticidad

Situación operacional crítica, se requiere incorporar protocolos de alta velocidad, que saquen ventaja de la red de comunicaciones actual, como lo es el IEC-870-5-104, y que permitan estampa de tiempo, así como de sincronizadores de tiempo patrón estándar.

OBSERVACION 6

No existe la función de un Sistema de Procesamiento Inteligente de Alarmas, esta es una herramienta de trabajo de la operación diaria del sistema eléctrico. Se ha observado que el tratamiento de alarmas implementado es limitado. El desarrollo propio de este sistema brinda sólo una funcionalidad parcial que requiere completarse, también con la participación del personal de operación del sistema.

Discusión y Comparación

Una herramienta inteligente de procesamiento de alarmas es importante en la operación diaria, esta herramienta que brinde las facilidades de filtrado, discriminación, identificación, agrupación, reconocimiento y códigos de severidad entre otros, que permitan una atención inmediata de las anomalías, perturbaciones o fallas del sistema, y

puesta de atención de potenciales colapsos del sistema que puedan originarse por no haber tomado las acciones debidas antes de la falla franca de un componente eléctrico.

Diagnóstico y Criticidad

Situación operacional muy crítica, debe implementarse en un período inmediato un sistema inteligente de procesamiento de alarmas.

OBSERVACION 7

No existe la función de Reporte de Perturbaciones. Como parte de la operación y del análisis post falla es necesario conocer la situación un período antes de la falla, en falla y después de la falla en el sistema eléctrico.

Discusión y Comparación

Una herramienta de apoyo a la operación del sistema eléctrico, como lo es la función de reporte de perturbaciones ayuda mucho en el análisis post falla, sobre todo para la determinación de responsabilidades y la toma de medidas correctivas en la operación misma y en la actuación de los relés de protección.

Diagnóstico y Criticidad

Situación operacional muy crítica, debe implementarse en un período en un período inmediato, una función de Reporte de Perturbaciones.

OBSERVACION 8

Existe la necesidad de mejorar la función de Gestión de Datos Históricos y de Generación de Reportes que formen parte del Sistema SCADA. Se ha observado que el tratamiento de datos históricos implementado es limitado requiere de rutinas que permitan su desarrollo; así como de la inexistencia de una función de Generación de Reportes que aproveche del flujo de datos de tiempo real en el sistema.

Discusión y Comparación

Herramientas de apoyo a la operación del sistema eléctrico, como lo son las funciones de gestión de datos históricos y de generación de reportes, ayuda mucho en la gestión de la operación y en las funciones estadísticas y de planeamiento del sistema.

Diagnóstico y Criticidad

Situación operacional muy crítica, debe implementarse en un período inmediato, una función de Gestión de Datos Históricos mejorada y una función de Generación de Reportes.

OBSERVACION 9

Se observa la existencia de equipos de procesamiento de datos (servidores y estaciones de trabajo) distribuidos en el Centro de Control que podrían emplearse en el caso que se reemplace los dos sistemas actuales SCADA por uno nuevo. También se

observa una buena base datos construida del sistema eléctrico (generación, transformación y transmisión) de la que puede sacarse máxima ventaja para la implementación de un nuevo sistema de supervisión desde el punto de vista nominal; sin embargo los datos se estructuran de fuentes diferentes, es decir para el Sherpa y para el FactoryLink. Así mismo las señales analógicas en campo se toman con dispositivos inapropiados para la transmisión de datos por su baja velocidad y carencia de sincronismo

Discusión y Comparación

- a) Existe la posibilidad del empleo de los servidores y estaciones de trabajo del Centro de Control que procesan los SCADA Sherpa y FactoryLink.
- b) Existe una buena base datos del sistema eléctrico de potencia de la Compañía Generadora del Sur, pero los datos responden a dos fuentes diferentes Sherpa y FactoryLink. Se requiere integrar y homogeneizar los mismos en una sola base de datos, para un nuevo sistema de supervisión.
- c) Mezcla de equipos de adquisición de datos (RTU's y PLC's de diferentes fabricantes) a discreción sin criterio técnico planificado, así como de protocolos. Se toma las señales de medición analógica con instrumentos analizadores de red Circutor inapropiados para la transmisión de datos por el empleo de protocolos Modbus seriales de baja velocidad, similarmente se toma señales de PLC's GE Fanuc Modbus que no poseen estampa de tiempo. También se toma señales con protocolos IEC 870-5-101 de RTU's Elitel y GE D25, que no pueden adecuar las estampas de tiempo al SCADA Sherpa, por razones de propiedad del software.
- d) Existe la necesidad de equipamiento en las Centrales de Generación con unidades de adquisición de datos de campo para supervisión remota, con protocolos estándar que empleen la capacidad de la red de comunicaciones de alta velocidad de Compañía Generadora del Sur y que cumplan con la estampa de tiempo.

Diagnóstico y Criticidad

Será parte del estudio la determinación en detalle (a) que computadores pueden emplearse, en número y característica, en las mejoras que se planteen para el Centro de Control de Compañía Generadora del Sur. b) es una situación crítica que un nuevo sistema se requerirá integrar y homogeneizar; c) y d) son situaciones operacionales muy críticas, teniendo en consideración que no permiten el debido cumplimiento de transmisión de datos al COES con protocolos que permitan sincronismo y estampa de

tiempo.

OBSERVACION 10

Se observa que la Compañía Generadora del Sur no está cumpliendo con la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR), en razón de que los datos que debe enviar al COES no están completos.

Discusión y Comparación

Se requiere completar las señales de campo para cumplir con los requerimientos del Coordinador, para lo cual es necesario efectuar el cableado de las señales provenientes de los transformadores de medición de tensión y de corriente, así como de las alarmas y de los equipos de maniobras (seccionadores e interruptores), y de las adecuaciones de los circuitos existentes. Demanda previamente un desarrollo extenso de Ingeniería de Detalle de adecuación al telecontrol, en donde, se requiera de las instalaciones electromecánicas de Compañía Generadora del Sur, como etapa previa al equipamiento y programas del nuevo sistema SCADA que se implantaría.

Diagnóstico y Criticidad

Situación operacional muy crítica por incumplimiento de la normatividad vigente requiere atención inmediata.

CAPITULO II REPORTE DE CAMBIOS, MEJORAS Y ASIGNACIÓN DE RECURSOS

Luego del diagnóstico efectuado seguidamente se resumen las siguientes recomendaciones para mejorar y potenciar las funciones del Centro de Control de la Compañía Generadora del Sur:

- 1) Se confirma la necesidad prioritaria de la Actualización Tecnológica del Centro de Control para dar Cumplimiento de la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR), pero además para que esta adecuación sea completa se requiere su extensión al área de los programas con sus funciones es decir al sistema SCADA.
- 2) La operación del Sistema Eléctrico de Potencia de Compañía Generadora del Sur no es consistente por la incompatibilidad de los sistemas SCADA que la soportan (Sherpa y FactoryLink). Pero además la razón del uso de este último programa, que de facto es una herramienta transitoria para mantener la continuidad de la operación del sistema eléctrico de la Compañía Generadora del Sur, se debe a que el SCADA Sherpa, no posee ni la apertura, ni la performance, ni la capacidad de desarrollo y mantenibilidad necesarios en la operación de sistemas eléctricos de producción de energía eléctrica.
- 3) En forma prioritaria, se requiere no solo la adecuación y completamiento de las señales de campo para el debido cumplimiento, en calidad y en cantidad, de la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR), empleando equipamiento de adquisición de datos y de supervisión remota de característica abierta y estándar, y la adecuación del Sistema SCADA Sherpa para la recepción y tratamiento de dichas señales para su posterior envío al Coordinador vía protocolo de comunicaciones ICCP TASE 2 estándar; sino el cambio del SCADA actual por uno nuevo, que cumpla con los estándares internacionales de arquitectura abierta que norman los programas de adquisición de datos y control supervisorio de Sistemas Eléctricos de Potencia, como el de la Compañía Generadora del Sur, y con la normatividad vigente sobre la materia.
- 4) Se requiere que el sistema explote los valiosos datos de tiempo real extraídos del sistema, con programas de aplicación que los usen y que apoyen a la operación del

sistema, permitiendo ayudas visuales en línea al operador en situaciones de operación normal, en emergencia y en casos de fallas; y que permitan además ayudas a la gestión de la generación de energía eléctrica, tales como la Gestión de Alarmas Inteligente, Gestión de Datos Históricos, Generación de Reportes y Reporte de Perturbaciones; las mismas que en un nuevo SCADA, su inclusión sería mandatoria. Seguidamente se da una breve descripción de cada una de estas funciones.

a) **Implementación del Sistema Inteligente de Procesamiento de Alarmas.-** El sistema de procesamiento de alarmas inteligente que se propone implementar está basado en la técnica de sistemas expertos y se integrará al sistema SCADA de Compañía Generadora del Sur. Este sistema opera como una herramienta de apoyo al operador y le permite ubicar, diagnosticar y atender las perturbaciones del sistema y los dispositivos que han pasado al estado de falla.

El sistema experto de alarmas se basa en una arquitectura de solución del problema en una jerarquía de nivel múltiple, que además emplea técnicas heurísticas y que posee una estructura de datos orientada al objeto.

El sistema experto cubre el procesamiento en tiempo real de los datos y el procesamiento inteligente de las alarmas, así como la creación y actualización automática de la base del conocimiento.

Esta función reduce en forma “inteligente” el número de alarmas que el operador debe recibir y que le permiten con eficiencia a seleccionar las acciones correctivas en caso de una ocurrencia de falla.

Es necesario considerar varios conceptos en el diseño del sistema de procesamiento de alarmas, como son validación, causales o síntesis de alarmas.

El proceso de filtrado es independiente de la naturaleza del proceso continuo o discreto y de las formas como las alarmas crudas se producen.

A continuación se mencionan las características principales:

- Codificación de la severidad de alarmas por código de colores.
- Canales alternos para el envío de alarmas.
- Una red compleja puede crear alarmas en cascada; algunas no son importantes, pero otras son críticas, es necesario clasificar automáticamente las alarmas y priorizar el flujo de información al operador.
- Existen alarmas que individualmente no significan un problema serio, pero cuando suceden al mismo tiempo se trata de un problema grave. El sistema debe monitorear diferentes tipos de alarmas y procesar combinaciones o conjuntos de alarmas críticas.

- Encontrar la causa subyacente entre alarmas en cascada puede tomar períodos de prolongada labor. El sistema debe correlacionar automáticamente combinaciones repetidas de alarmas.
- Análisis de históricos y de tendencias de alarmas. Identificar áreas y eliminar problemas recurrentes con un sistema que mantenga una historia completa de alarmas y que sea exportable para análisis de tendencias.
- Notificación de alarma en detalle. Cada alarma deberá tener información de diagnóstico con detalles y algunas instrucciones que hacer.

b) **Implementación de la Función Reporte de Perturbaciones.-** La función Reporte de Perturbaciones es una herramienta para la operación del sistema eléctrico que permite coleccionar en tiempo real los datos de la operación del sistema antes de una falla en períodos seleccionables (tales como 5 minutos antes de la falla), en la falla y después de la falla (tales como 5 minutos después de la falla). Estos datos son estados de interruptores y seccionadores, alarmas y medidas análogas del sistema.

Podrá seleccionarse los puntos correspondientes a los interruptores cuya apertura intempestiva (no comandada por el operador) accione a la función de Reporte de Perturbaciones.

Esta función brindará para el análisis post falla información muy valiosa que permita determinar las causas de la falla, la determinación de responsabilidades y la toma de medidas correctivas en la operación misma y en la actuación de los relés de protección.

c) **Implementación de una función de Gestión de Datos Históricos.-** Una herramienta de apoyo a la operación del sistema eléctrico, como lo es la función de gestión de datos históricos ayuda mucho en la gestión de la operación y en las funciones estadísticas y de planeamiento del sistema. Actualmente existe una función de almacenamiento de datos históricos, que con las experiencias y requerimientos de la operación actual se propone mejorar.

El sistema que se propone implementar proveerá todas las funciones y programas necesarios para la creación, edición, mantenimiento, almacenaje, recuperación, revisión y presentación de datos históricos reportes, este conjunto de servicios y programas formará el Sistema de Gestión de Datos Históricos (SGDH). Así mismo este sistema tomará los datos del sistema SCADA y permitirá la generación de reportes de datos históricos

La función SGDH tendrá una interface de acceso, este acceso puede ser a través de comandos estándar SQL u otro medio estándar de acceso. Este acceso a los

datos permitirá también editar reportes. Los reportes serán producidos periódicamente (diarios, mensuales y anuales), y los datos se podrán presentar en varios formatos.

La función SGDH incorpora una completa función de servidor histórico dentro de la arquitectura cliente/servidor para almacenamiento de larga duración de datos.

Será posible también instalar registros jerárquicos que significa que se puede tener un primer registro del nivel que los datos de registros cada 10 segundos para una hora y un registro secundario que toma el promedio del tiempo del primer registro y registra un punto de referencias cada 5 minutos por 24 horas. Se podrá tener configuraciones ilimitadas de las plantillas del registro. El paso siguiente después de definir las plantillas del registro es definir cual objeto se va a registrar. Se elige el objeto y la cualidad para registrar y para seleccionar una plantilla del registro que defina cómo registrar. Se puede registrar todas las cualidades de un objeto.

La Figura 2.1, corresponde al diagrama de bloques que muestra funcionalmente la estructura de la función SGDH.

A continuación se detallan los bloques funcionales mostrados en la Figura 2.1:

- **Nivel SCADA.-** Se refiere al sistema de monitoreo actual llevado a efecto por el SCADA, es el que alimenta al programa de Adquisición de Datos.
- **Adquisición de Datos.-** Conjunto de rutinas tolerantes a fallas, que toman los datos del SCADA. Permiten acceder a los datos y exportarlos e importarlos, a diferentes formatos de archivos tales como a/de hojas de cálculo y crear reportes de fácil lectura. Crean una conexión bi-direccional entre los programas de la hoja de cálculo y otros, permitiendo un acceso sencillo para el procesamiento de los datos. Con estas rutinas se pueden crear toda clase de reportes, editarlos y actualizarlos automáticamente, ejecutar colas de bases de datos complejas y analizar los procesos de producción de energía; así como enlazar los datos en múltiples servidores. Se puede distribuir también los reportes vía Internet y publicación en páginas Web. Estas rutinas emplean los estándares de integración ODBC; manejan Interfaces a Programas de Aplicación (API); operan en plataforma cliente-servidor; y corren en diversos ambientes de Sistemas Operativos de Microsoft Windows de red.
- **Ruteo de Datos.-** Conjunto de rutinas que dirigen apropiadamente el flujo de datos de acuerdo a direcciones establecidas. Este módulo adquiere los datos de diferentes fuentes y los rutea en tiempo real a través de la

infraestructura del sistema SGDH, sirve como la plataforma de interconexión de todos los componentes del SGDH. Este módulo puede conectarse a usuarios OLEDB (SQL Server u Oracle), o a cualquier otra base de datos relacional soportada por el sistema.

- **Almacenaje de Datos.-** Es el repositorio de datos. Es una máquina de almacenaje basada en un ambiente denominado “series y tiempo” que guarda en forma extremadamente segura e instantáneamente disponible una cantidad sin límite de datos operacionales precisos y consistentes, y emplee técnicas de compresión adecuadas. Los datos archivados permiten elaborar tendencias para discernir que ocurrió en el proceso, esto en consideración del registro de miles de datos por segundo, lo que es una característica de aplicaciones tales como las del Sistema Eléctrico de Potencia
- **Despliegue de Datos.-** Conjunto de rutinas que presentan los datos a los usuarios (operadores y otros). Estas rutinas organizan la búsqueda de los contenidos del sistema en grupos útiles; ayuda a organizar los datos en tiempo real, almacena los parámetros y especificaciones y los hace de uso fácil en los programas y desplegados o pantallas de interfaz hombre máquina. Se pueden crear árboles jerárquicos de datos de acuerdo a estructuras definidas por el cliente para fijar la información necesaria. Se puede emplear para representar un modelo la planta entera o secciones de ella, con relaciones de tags o nombres de puntos de SCADA. Es posible con este módulo también incorporar datos de fuentes externas
- **Proceso de Datos.-** Conjunto de rutinas permiten el enlace de datos con el sistema corporativo de información. Además posee rutinas que permiten crear al usuario gráficos dinámicos, despliegues interactivos que caracterizan a los datos de tiempo real del sistema. Posee interfaces a Visual Basic o similar lo que hace muy flexible su uso a los programadores de sistemas en la creación de aplicaciones relacionadas con el proceso en tiempo real. Este módulo contiene herramientas adecuadas para crear pantallas de calidad profesional que muestren procesos, incluyendo figuras, despliegues de tendencias, y otros elementos dinámicos. Posee librerías con gráficos ya construidos que facilitan el diseño gráfico de aplicaciones. Y puede interconectarse con aplicaciones ActiveX.

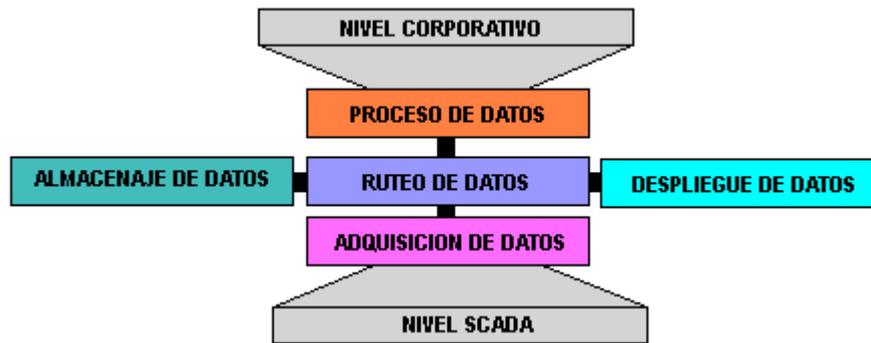


Fig. 2.1 Esquema funcional de SGDH

- d) **Implementación de un Sistema de Generación de Reportes.**- Es una función que permite la creación en línea de una variedad de reportes para la gestión de la operación, aprovechando el flujo de información de tiempo real que produce el sistema SCADA. Por el diseño y arquitectura abierta de los módulos que integran la función de generación de reportes, permite a cada uno de ellos modificarlo e incluso, es posible generar nuevos reportes de acuerdo a las necesidades del usuario. Adicionalmente, los reportes pueden consultarse en pantalla, ser enviados a una impresora determinada o almacenarse como un archivo de disco. Además, la información siempre estará segura ya que sólo aquellos usuarios que cuenten con los permisos de acceso apropiados, pueden consultar la información. Como soporte la función que crea reportes utiliza un "reporteador", tal como el Crystal o similar para Windows para la generación de todos sus reportes y formas. Permite modificar cualquier reporte o forma estándar utilizando las funciones de adaptación que están incorporadas. Si se requiere aún un mayor control sobre el formato y contenido de los reportes, es posible generar reportes personalizados de tal forma que se presente la información en cualquier forma imaginable. De esta manera, adaptar un reporte estándar a ciertas necesidades particulares de información es rápido y sencillo. Los formatos de todos los reportes vienen con la función para que sea sencillo el agregar columnas o cálculos, cambiar fuentes o inclusive incluir su propio logotipo corporativo. Además, es posible reemplazar los reportes estándar por la versión modificada o copiar el reporte estándar y crear uno nuevo que se puede agregar al menú de generación de reportes. Todos los reportes y formas tienen los atributos necesarios para ser distribuidos y enviados a través de una gran variedad de medios y formatos; pueden ser publicados en Internet, enviados a través de correo electrónico a cualquier

persona dentro o fuera de la organización, almacenados en formatos tales como MS Excel o MS Word, u otros estándar o transferidos a una herramientas ODBC tal como Microsoft Access u otros similares. Los datos y reportes siempre estarán disponibles solo para los usuarios que cuenten con los derechos de acceso apropiados. Las plantillas de reportes simplifican significativamente las tareas diarias de una empresa. Cada reporte estándar tiene una serie de opciones y parámetros que son utilizados para definir la forma en que será ordenado y la manera en que serán seleccionados los datos. Los reportes tienen varios formatos de los cuales se puede elegir si se desea en forma resumida o detallada y se pueden agregar opciones adicionales a través del reporteador.

Las opciones de clasificación y selección de un reporte se pueden también almacenar y utilizarlas posteriormente haciendo uso de las plantillas. Por ejemplo, si se tiene un reporte especial que se imprime regularmente, estas opciones se especifican una sola vez, guardando los parámetros del reporte como una plantilla y, posteriormente se puede utilizar esa plantilla cada vez que se requiera dicho reporte.

Además de la gran flexibilidad que se tiene en la definición de los formatos de reportes, el sistema cuenta con herramientas que son de gran utilidad para el usuario ya que permite hacer consultas sucesivas hasta ver el detalle de la información que se desea.

- 5) Asimismo, el diagnóstico antedicho demanda el cambio del programa ICCP actual por uno nuevo que cumpla con los estándares internacionales de arquitectura abierta que norman los protocolos de Interconexión entre Centros de Control de Sistemas Eléctricos de Potencia, como el de Compañía Generadora del Sur, y con la normatividad vigente sobre la materia.
- 6) Se requiere unificar y homogeneizar los protocolos de transmisión de datos a uno solo, que permita sincronización de datos, mejora de la velocidad de transmisión y ancho de banda y estampa de tiempo.
- 7) Se recomienda explotar la “super-carretera” del sistema de transmisión de datos, con sus conmutadores y ruteadores, instalado en Compañía Generadora del Sur, que permite el uso de un vasto ancho de banda para estos fines, con protocolos de alta velocidad estándares.
- 8) Los alcances del nuevo sistema SCADA que se recomienda permitirá en forma “muy amigable” y “sencilla” (aspectos característicos de sistemas en el “estado del arte” de arquitecturas abiertas y orientados a “objetos” de interés de una empresa de generación, como son, entre otros, grupos de generación eléctrica, servicios

auxiliares, transformadores de potencia y líneas de transmisión); la extensión de la supervisión remota de las instalaciones electromecánicas, acorde con los planes de expansión de la generación de Compañía Generadora del Sur.

- 9) Para el diseño, implementación, desarrollo y mantenimiento de la operatividad del nuevo sistema SCADA que se recomienda para Compañía Generadora del Sur, es necesario tener en cuenta los estándares mínimos que guían el desarrollo de estas actividades, esto permite independencia del fabricante, y por ende una explotación del mismo con personal propio capacitado, acorde con los requerimientos de operación, control y supervisión del sistema eléctrico. Estas normas han sido elaboradas desde hace un largo período de tiempo por organizaciones de carácter nacional e internacional altamente especializadas y dedicadas específicamente a esta labor, en las áreas materia de discusión, como son las correspondientes a las tecnologías de información, informática, computación, redes y comunicaciones.

Parte de estas normas definen un sistema abierto, para sistemas SCADA, que más que un estándar de facto es un gran concepto general desarrollado en el tiempo por las entidades que conforman la Industria de la Tecnología de la Información (los Fabricantes de Equipos, Programas y Redes de Comunicaciones, y las Organizaciones Normativas Nacionales e Internacionales Públicas o Privadas y los Grupos de Usuarios de Nivel Mundial). Un sistema abierto es un medio en el cual se pueden intercambiar componentes de software y hardware, dando a un usuario mayor posibilidad de escoger productos de acuerdo a sus necesidades y fomentando la competencia entre proveedores, que deben mejorar sus servicios para beneficio de los clientes (como puede ser el caso de las empresas de producción de energía eléctrica, tal como la Compañía Generadora del Sur). El sistema abierto genera un ambiente en el cual los sistemas y productos de cómputo de diferentes proveedores son capaces de trabajar conjuntamente para proveer una solución aplicativa a cualquier requerimiento de la organización. También se refiere a la posibilidad de transportar aplicaciones y/o datos desde cualquier sistema de cómputo a otro.

CAPITULO III IMPLEMENTACIÓN DE RECOMENDACIONES PARA EL SOFTWARE Y HARDWARE DEL SISTEMA SCADA

Para el diseño, implementación, desarrollo y mantenimiento de la operatividad del nuevo sistema SCADA que se recomienda para la Compañía Generadora del Sur, es necesario tener en cuenta los estándares mínimos que guían el desarrollo de estas actividades, esto permite independencia del fabricante, y por ende una explotación del mismo con personal propio capacitado, acorde con los requerimientos de operación, control y supervisión del sistema eléctrico. Estas normas han sido elaboradas desde hace un largo período de tiempo por organizaciones de carácter nacional e internacional altamente especializadas y dedicadas específicamente a esta labor, en las áreas materia de discusión, como son las correspondientes a las tecnologías de información, informática, computación, redes y comunicaciones.

Además debe hacerse uso no sólo de recomendaciones técnicas mínimas de programas si no también de pautas de equipamiento (hardware - principalmente servidores, estaciones de trabajo y redes), siguiendo recomendaciones, modelos, arquitecturas y estándares para las funciones, aplicaciones, utilitarios y librerías, programas (software) que lo comprenden; es importante hacer notar que «el software se integra en el hardware» y que dependerá de la complejidad, criticidad e importancia de las funciones en tiempo real para seleccionar el hardware adecuado.

Las tecnologías de la información (sistemas de información, sistemas informáticos, sistemas de procesamiento de datos y redes), están presentes en todas las áreas de las organizaciones, el SCADA del Centro de Control de la Compañía Generadora del Sur no está exento de ello. Las áreas básicas de los sistemas SCADA son el equipamiento o hardware (sistema de cómputo y redes de comunicación) y los programas o software (funciones o aplicaciones e interfaces) que operan integrados en el hardware, son parte de esta tecnología de información. Actualmente para especificar un sistema SCADA se han desarrollado estándares, que forman parte del desarrollo de estas tecnologías de información, y los mismos están completamente orientados a sistemas abiertos, de procesamiento distribuido y de naturaleza cliente servidor, que en su conjunto conforman un sistema de arquitectura abierta, siendo la arquitectura un entramado de componentes

funcionales que aprovechando diferentes estándares, convenciones, reglas y procesos, permite integrar una amplia gama de productos y servicios informáticos, de manera que pueden ser utilizados eficazmente dentro de la organización. Seguidamente se detalla estos estándares desarrollados por entidades o agrupaciones internacionales y de reconocimiento mundial, explicando también algunos antecedentes que han dado motivo a estos estándares. Estos estándares se propone regirán el diseño del nuevo SCADA de la Compañía Generadora del Sur.

3.1 Empleo de estándares de sistemas abiertos para el sistema SCADA de la Compañía Generadora del SUR.

3.1.1 Antecedentes

Hace algunos años cuando una organización decidía comprar un equipo, no podía evitar quedar en dependencia tecnológica con la compañía vendedora, pues ésta era la única que podía prestar servicios de mantenimiento, y actualización. Dado que los equipos de diferentes vendedores no tenían nada en común, cualquier desarrollo posterior a la primera compra implicaba compras al mismo vendedor, por factores de compatibilidad. Por esta razón se reducía la competencia, pues las grandes compañías acaparaban el mercado y los clientes no podían cambiar de proveedor; los sistemas SCADA propietarios son una muestra de esta situación, el SCADA Sherpa es uno de ellos.

Con este panorama surgió la idea de la implantación de estándares, porque ellos posibilitan el intercambio de información de manera coherente entre productos de diferentes vendedores. Esto permite a nuevos proveedores la oportunidad de entrar al mercado y a los clientes, la oportunidad de cambiar de proveedor por procesos de selección y obtener mejores productos. Con el establecimiento de estándares aparecieron los sistemas abiertos, cuya aplicación también se extendió a los sistemas de supervisión de tiempo real, como son los sistemas SCADA para las empresas eléctricas. Su aplicación formal requiere el conocimiento especializado y multidisciplinario del tema, dada la complejidad de cada materia que los describe, según se detalla más adelante.

3.1.2 Estándares de Software

Seguidamente se detallan los estándares que deben cumplir el software en general con aplicación a sistemas de eléctricos de potencia:

1) Estándares de Sistema Abierto

Un sistema abierto más que un estándar de facto es un gran concepto general desarrollado en el tiempo por las entidades que conforman la Industria de la Tecnología de la Información (los Fabricantes de Equipos, Programas y Redes de Comunicaciones, y las Organizaciones Normativas Nacionales e Internacionales

Públicas o Privadas y los Grupos de Usuarios de Nivel Mundial). Un sistema abierto es un medio en el cual se pueden intercambiar componentes de software y hardware, dando a un usuario mayor posibilidad de escoger productos de acuerdo a sus necesidades y fomentando la competencia entre proveedores, que deben mejorar sus servicios para beneficio de los clientes (como puede ser el caso de las empresas de producción de energía eléctrica, tal como la Compañía Generadora del Sur). El sistema abierto genera un ambiente en el cual los sistemas y productos de cómputo de diferentes proveedores son capaces de trabajar conjuntamente para proveer una solución aplicativa a cualquier requerimiento de la organización. También se refiere a la posibilidad de transportar aplicaciones y/o datos desde cualquier sistema de cómputo a otro.

El movimiento hacia los sistemas abiertos se ha convertido en una disciplina complementaria de los sistemas de información, informáticos y de computación. También ha dado lugar a la conformación de organismos internacionales para fomentar la estandarización en el uso de éstos sistemas. Un sistema abierto es aquel que es capaz de hacer que todos los componentes del sistema de computación sean compatibles en cualquier ambiente sin importar la empresa que lo haya producido, que posea un ambiente estándar de aplicaciones disponibles por proveedores controlados por usuarios y la industria.

Los criterios que definen a un sistema como abierto son los siguientes:

- a) Que el sistema cumpla con una especificación bien definida y disponible para la industria.
- b) Que esta especificación sea cumplida por varios productos independientes de diferentes compañías es decir, que haya varias implementaciones diferentes en el mercado.
- c) Que estas especificaciones no sean controladas por un grupo pequeño de compañías.
- d) Que esta especificación no esté atada a una arquitectura o tecnología específica.

Las características más sobresalientes de un sistema abierto son:

- e) De gran utilidad en ambiente multiusuario.
- f) Poseen procesadores muy poderosos capaces de controlar un gran número de terminales y capacidades de almacenamiento que sobrepasan los GigaBytes.
- g) Obtienen gran integración de subsistemas de información en una base de datos única. Además son:
 - Menos costosos, complejidad mínima y más flexibles.
 - No están atados a un solo tipo de hardware propietario.

- Poseen un ambiente integrado de información.
- Cumplen y/o generan estándares.
- Sus especificaciones son generales.
- El software poseen alto grado de portabilidad.
- Flexibilidad de los lenguajes de programación.
- Manejo de ambientes operativos distintos (desarrollo y producción).

Para que un estándar de sistema abierto sea evaluable, debe tener:

- h) Una consistente y bien documentada interfase que exprese claramente todos los tipos usuales de acciones utilizadas en la clase de aplicaciones que direcciona.
- i) Implementación a través de un amplio rango de hardware.
- j) Patrocinio por parte de un cuerpo de estándares establecidos (compañías, corporación, etc.) que tienen la responsabilidad de mantener la publicación de los requerimientos que los conformen de manera estable.

Todo esto demuestra que los sistemas abiertos rompen estrategias para la adquisición de equipos con una arquitectura única, permitiendo así la selección de los mismos donde sea más factible y que mejor cumpla con sus necesidades.

Los sistemas abiertos incluyen dos aspectos importantes:

- k) Una mayor extensión es decir, que está basado en un marco arquitectónico que permite que las aplicaciones sean definidas a través de servicios de intercambios, protocolos y formatos asociados.
- l) Una mayor propiedad, que significa que las especificaciones para los servicios de intercambios, protocolos y formatos asociados deben estar disponibles para cualquier persona con licencia y para hacer cambios se debe tener un consenso sobre las bases de explicaciones tecnológicas y cooperativas entre las aplicaciones y el sistema.

Los sistemas abiertos no sólo abarcan sistemas operacionales, sino un todo de software y hardware, no es una tecnología aislada, es un campo tecnológico que tiene interoperabilidad entre los sistemas establecidos y la nueva técnica. Estos sistemas están especificados por un público estándar generalizado.

La potencia de un sistema abierto debe medirse en los siguientes puntos:

- m) Consistentes, bien documentados, que permita expresar claramente los tipos de acciones más usuales en las diversas aplicaciones.
- n) Capacidad de ser implementado en un amplio rango de equipos.
- o) Fiable de acuerdo a los estándares establecidos o sea, que existan personas responsables del mantenimiento adecuado a los requerimientos.

Por medio de los sistemas abiertos, los datos y servicios de cómputos podrán compartirse entre varios sistemas y en diversos departamentos y divisiones. Un sistema abierto se concentra a la mayor medida posible a los estándares de la industria y en la interoperabilidad, ya que son inseparables del centro de información, pues su eficacia radica en poder operar con sistemas de otros proveedores.

El concepto de sistema abierto tiende a la estandarización de los elementos de la informática. Un sistema de una arquitectura abierta optimizaría el procesamiento de datos no solo al utilizar equipos y componentes de diferentes fabricantes, sino también que permite una futura migración a otros equipos sin mayores inconvenientes. El conjunto abierto cubre conjuntos de servicios, formando el conjunto complementario los sistemas que puedan funcionar con productos propietarios de otros proveedores, especialmente con los de uso general.

La arquitectura abierta permite al usuario escoger una ruta específica dentro de una gama de posibilidades, es una arquitectura que enfatiza la interoperabilidad y la flexibilidad. Esto significa que las empresas pueden escoger la configuración que mejor se adapte a sus necesidades actuales y futuras, pero al mismo tiempo pueden confiar en que a medida en que sus necesidades vayan cambiando no existirán límites a la interoperabilidad de sus sistemas o a la libertad de elección.

Existen elementos de vital importancia en un sistema abierto y que son también aplicables completamente al desarrollo de sistemas SCADA, son:

- p) Interoperabilidad.- Esta característica permite operar entre equipos de arquitecturas diferentes, no importando su fabricante, nos ofrece la ventaja del uso de distintos periféricos, asimismo permite la ejecución de aplicaciones típicas tanto orientadas a ambientes multiusuario como a ambientes gráficos. Nuevos modelos de elementos hardware son dotados de controles de instrucción y ejecución de datos, así como de tablas de nodos para almacenamiento disponibles ya para el cliente. Especialistas puntualizan que la eventual estandarización de la arquitectura será provechosa para lograr un más eficiente rendimiento y optimización del trabajo que realizarán los computadores en beneficio de los clientes.

- q) Portabilidad.- Es la capacidad del sistema de correr el mismo software en computadores con plataformas de hardware distintos entre fabricantes. La portabilidad de aplicaciones la componen: la conversión, portación y la compatibilidad. La Conversión: Es la nueva descripción de códigos fuentes con el objetivo de funcionar eficientemente en otro sistema. Esto se hace cuando las estructuras de archivos y los sistemas operacionales varían al mover aplicaciones de un hardware a otro. La Portación: Es la recopilación que requieren las aplicaciones cuando el sistema operacional y los lenguajes de programación tienen que cumplir con los estándares. La Compatibilidad: Cuando además del sistema operacional y los lenguajes, la arquitectura del hardware también es estándar, fácilmente se puede alcanzar compatibilidad binaria lo cual significa que una aplicación pueda moverse de un sistema a otro.
- r) Escalabilidad.- Es la habilidad de correr el software en toda plataforma desde un computador de escritorio hasta servidores corporativos. Los sistemas operativos Unix, Linux y Windows, por citar un ejemplo cumplen a cabalidad con esta característica. Hoy en día vemos familias completas de computadores, desde un computador de escritorio hasta un gran servidor operando con estos sistemas.
- s) Modularidad.- Las aplicaciones se agrupan por su funcionalidad. Permitiendo a los usuarios añadir funcionalidad cuando sea necesario.

Los sistemas abiertos son la plataforma adecuada para el desarrollo de aplicaciones distribuidas, porque se pueden combinar las ventajas de diferentes máquinas y sistemas operacionales. Para implementar el intercambio de información, el modelo de comunicación más popular es el modelo cliente/servidor, el cual permite que el usuario invoque servicios de forma transparente. Los sistemas abiertos se caracterizan porque sus interfaces están publicadas. Los sistemas distribuidos abiertos se basan en la providencia de un mecanismo de comunicación uniforme e interfaces públicas para acceder a recursos compartidos. Un proceso distribuido es un modelo de sistemas y/o de aplicaciones, en el cual las funciones y los datos pueden estar distribuidos a través de múltiples recursos de cómputo, conectados en un ambiente de redes de comunicaciones del tipo LAN (Red de Área Local) o WAN (Red de Área Extensa). Los sistemas distribuidos abiertos pueden construirse con hardware y software heterogéneo, de diferentes proveedores. Sin embargo, la

conformidad con el estándar publicado de cada componente debe contrastarse y verificarse cuidadosamente si se desea que el sistema trabaje correctamente.

2) Sistemas Abiertos Aplicados al SCADA

La definición de sistema abierto de acuerdo al proyecto de estándar IEEE P1003.0 es la siguiente: “Es un sistema que implementa especificaciones de apertura especificación pública que es mantenida por un proceso de consenso público y abierto para acomodar nueva tecnología con el paso del tiempo y que es consistente con los estándares - suficiente para interfaces, servicios y formatos de soporte que posibilitan a los programas de aplicación (software) con Ingeniería apropiada ser portados a través de un amplio rango de sistemas con mínimos cambios, para interoperar con otras aplicaciones en sistemas locales o remotos, y para interactuar con los clientes de forma tal que facilita la portabilidad al usuario”.

La Figura 3.1 muestra el conjunto de interfaces que afectan la apertura de las aplicaciones o programas que conforman el Sistema SCADA y sus estándares asociados, los que son materia de explicación posteriormente.

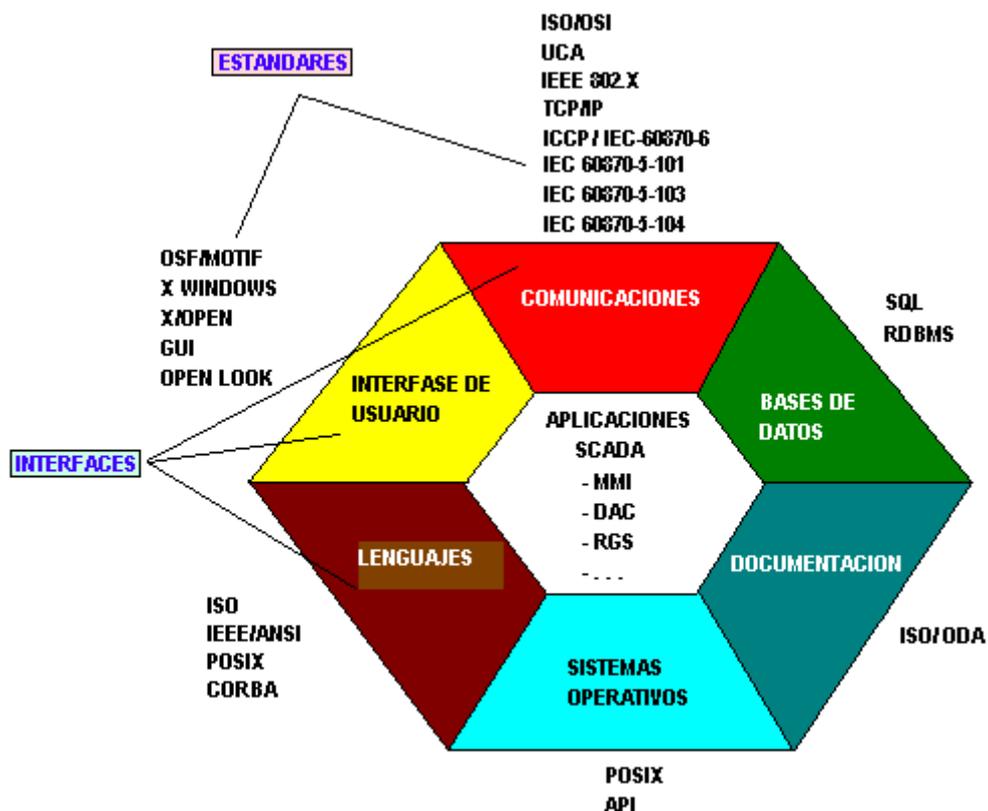


Fig. 3.1 Interfaces y estándares para aplicaciones del sistema SCADA abierto.

a) **Estándar del Sistema Operativo.-** El estándar de sistema abierto aprobado por la IEEE es POSIX (Portable Operating System Interface), interfaces a POSIX se disponen para los Sistemas Operativos UNIX, LINUX y Windows 2003. Este estándar es adoptado también por el estándar ISO/IEC 9945. Seguidamente se brinda una lista de algunos de estos estándares:

- 1003.0 Guía para Arquitectura de sistemas Abiertos Basados en POSIX
- 1004.0 API - Interface a Programa de Aplicación de Sistema (Lenguaje C)
- 1005.0 Estructuras y Utilitarios
- 1006.0 Métodos de Prueba para Medición de Conformidad a POSIX
- 1007.0 Extensiones de Tiempo Real
- 1008.0 API - Interface a Programa de Aplicación de Sistema (Lenguaje ADA)
- 1009.0 Extensiones de Seguridad POSIX
- 1010.0 Administración del Sistema
- 1011.0 Acceso de Archivo Transparente
- 1012.0 API - Interface a Programa de Aplicación de Sistema (Lenguaje Fortran 77)

b) **Estándar de Interfase de Usuario.-** Los estándares de interfase de usuario descritos debajo, definen una interfase gráfica completa orientada al usuario (operador del sistema eléctrico, personal de supervisión de operación y otros relacionados) y amigable, altamente manejable y de uso extensivo de ventanas, ergonómica, y de interacción sencilla entre la máquina (computador) y el operador (humano). Los estándares son:

- X-WINDOWS, sistema de ventanas de transparencia a la red, en cada ventana puede correrse múltiples aplicaciones y son independientes de la máquina. La función de aplicaciones se denomina clientes y el Programa X que responde se denomina Servidor X. Cada Servidor X controla una o más pantallas, teclados y mouse. Este estándar es soportado por el X Consortium y ha sido adoptado por la NIST (National Institute of Standards and Technology) según FIPS (Federal Information Processing Standard) 158.
- MOTIF es un estándar GUI (Interfaz de Usuario Gráfica) basado en X-WINDOWS, que ha sido desarrollado por la OSF y definido la especificación IEEE 1295, usado muy ampliamente en plataformas de fabricantes de hardware y de software, desarrolladores de aplicativos y usuarios finales. Es portable y posee extensas librerías y conjunto de herramientas de ayuda gráfica.

- OPEN LOOK es un estándar GUI (Interfaz de Usuario Gráfica) basado en X-WINDOWS, que ha sido desarrollado por Sun, AT&T y X-Open (Consortio internacional de Vendedores); es independiente de cualquier plataforma de cómputo, posee extensas librerías, menús y conjunto de herramientas de ayuda gráfica.
- c) **Estándar de los Sistemas de Base de Datos (SBD).**- La base de datos es una colección de archivos interrelacionados, creados por una función ejecutiva de gestión de datos, como una serie de datos organizados y relacionados entre sí, es decir es un conjunto exhaustivo no redundante de datos estructurados organizados independientemente de su utilización y su implementación en máquina accesibles en tiempo real y compatibles con usuarios concurrentes con necesidad de información diferente y no predecible en el tiempo. El contenido de una base de datos engloba a la información concerniente (almacenadas en archivos) de una organización, es el caso de una empresa participante o el Coordinador COES, sobre los sistemas de medición, topología de la red y alarmas, entre otros, de tal manera que los datos estén disponibles para los usuarios, para el Sistema SCADA en tiempo real y puedan ser recolectados y explotados por los sistemas de información.

Las bases de datos proporcionan la infraestructura requerida para los sistemas de apoyo a la toma de decisiones y para los sistemas de información estratégicos, ya que estos sistemas explotan la información contenida en las bases de datos de la organización para apoyar el proceso de toma de decisiones o para lograr ventajas competitivas. Por este motivo es importante tener en cuenta la forma en que están estructurados las bases de datos y su manejo. Los sistemas de base de datos se diseñan para manejar grandes cantidades de información, la manipulación de los datos involucra tanto la definición de estructuras para el almacenamiento de la información como la provisión de mecanismos para la manipulación de la información, además un sistema de base de datos debe de tener implementados mecanismos de seguridad que garanticen la integridad de la información, a pesar de caídas del sistema o intentos de accesos no autorizados.

Un objetivo principal de un sistema de base de datos es proporcionar a los usuarios finales una visión abstracta de los datos, esto se logra escondiendo ciertos detalles de como se almacenan y mantienen los datos.

- **Objetivos de los sistemas de bases de datos.-** Los objetivos principales de un sistema de base de datos es disminuir o minimizar los siguientes aspectos:
 - Redundancia e inconsistencia de datos; puesto que los archivos que mantienen almacenada la información son creados por diferentes tipos de programas de aplicación existe la posibilidad de que si no se controla detalladamente el almacenamiento, se pueda originar un duplicado de información, es decir que la misma información sea más de una vez en un dispositivo de almacenamiento. Esto aumenta los costos de almacenamiento y acceso a los datos, además de que puede originar la inconsistencia de los datos - es decir diversas copias de un mismo dato no concuerdan entre si -, por ejemplo: que se actualiza la dirección de un cliente en un archivo y que en otros archivos permanezca la anterior.
 - Dificultad para tener acceso a los datos; un sistema de base de datos debe contemplar un entorno de datos que le facilite al usuario el manejo de los mismos. Si esta característica no fue prevista en el diseño del sistema, no existe ninguna aplicación de consulta que permita este tipo de solicitud, esto ocasiona una deficiencia del sistema.
 - Aislamiento de los datos; puesto que los datos están repartidos en varios archivos, y estos no pueden tener diferentes formatos, es difícil escribir nuevos programas de aplicación para obtener los datos apropiados.
 - Anomalías del acceso concurrente; para mejorar el funcionamiento global del sistema y obtener un tiempo de respuesta más rápido, muchos sistemas permiten que múltiples usuarios actualicen los datos simultáneamente. En un entorno así la interacción de actualizaciones concurrentes puede dar por resultado datos inconsistentes. Para prevenir esta posibilidad debe mantenerse alguna forma de supervisión en el sistema.
 - Problemas de seguridad; la información de toda empresa es importante, aunque unos datos lo son más que otros, por tal motivo se debe considerar el control de acceso a los mismos, no todos los usuarios pueden visualizar alguna información, por tal motivo para que un sistema de base de datos sea confiable debe mantener un grado de

seguridad que garantice la autenticación y protección de los datos. En un banco por ejemplo, el personal de nóminas sólo necesita ver la parte de la base de datos que tiene información acerca de los distintos empleados del banco y no a otro tipo de información.

- Problemas de integridad, los valores de datos almacenados en la base de datos deben satisfacer cierto tipo de restricciones de consistencia. Estas restricciones se hacen cumplir en el sistema añadiendo códigos apropiados en los diversos programas de aplicación.
- **Arquitectura de un Sistema de Base de Datos (SBD).**- Los SBD pueden ser estudiados desde 3 niveles distintos:
 - Nivel Físico; es el nivel real de los datos almacenados. Es decir como se almacenan los datos, ya sea en registros, o como sea. Este nivel es usado por muy pocas personas que deben estar cualificadas para ello. Este nivel lleva asociada una representación de los datos, que es lo que se denomina Esquema Físico.
 - Nivel Conceptual; es el correspondiente a una visión de la base de datos desde el punto de visto del mundo real. Es decir se trata con la entidad u objeto representado, sin importar como está representado o almacenado. Este nivel lleva asociado el Esquema Conceptual.
 - Nivel Visión; son partes del esquema conceptual. El nivel conceptual presenta toda la base de datos, mientras que los usuarios por lo general sólo tienen acceso a pequeñas parcelas de ésta. El nivel visión es el encargado de dividir estas parcelas. El esquema asociado a éste nivel es el Esquema de Visión.

Los 3 niveles vistos, componen lo que se conoce como arquitectura de base de datos a 3 niveles.

- **Estándares.-**
 - El estándar SQL ISO 9075:1989, ANSI X3.135-1989 y su revisión ISO/IEC 9075: 1992, define un lenguaje y especifica definiciones de datos, manipulación, comprobación de integridad, control de acceso e interfaces con lenguajes de programación y administración de datos. SQL Server de Microsoft es un producto que cumple con este estándar.
 - RDBMS (Sistema de Administración de Base de Datos Relacional) cumple con el estándar ANSI SQL-92 e ISO/IEC 1992, proporcionando un ambiente abierto que permite la integración eficiente con

herramientas de terceros como herramientas de desarrollo, generadores de reportes. RDBMS administra el acceso multi-usuario a la información y permite que usuarios simultáneos manipulen la información. Las máquinas del cliente sólo recuperan la porción de la información que se necesita. Administran tipos de datos complejos como la información gráfica en un tipo de datos comúnmente denominado como Objeto Binario Grande (Obj) ((Binary Large Object) (Blob)). En esta situación cada elemento gráfico se almacena como un registro dentro de una tabla de base de datos, lo que permite al RDBMS administrarla en un ambiente multi-usuario. Permiten transacciones en línea usando lenguajes de programación de cuarta generación 4GL, que a su vez están basados en SQL. Productos RDBMS son Oracle, Informix y Sybase.

- d) **Estándar Cliente Servidor.**- Es una arquitectura de cómputo, convertida en un estándar de facto, que envuelven procesos de cliente requiriendo servicios de procesos de servidor. También se considera a los clientes y servidores como entidades lógicas independientes que operan en conjunto a través de una red para realizar una tarea. Se prefiere cambiar la palabra red, por mecanismos de comunicación, pues clientes y servidores pueden estar en la misma máquina.

El cliente es el que inicia un requerimiento de servicio. El requerimiento inicial puede convertirse en múltiples requerimientos de trabajo a través de redes LAN o WAN. La ubicación de los datos o de las aplicaciones es totalmente transparente para el cliente. El servidor es cualquier recurso de cómputo dedicado a responder a los requerimientos del cliente. Los servidores pueden estar conectados a los clientes a través de redes LAN o WAN, para proveer de múltiples servicios a los clientes tales como impresión, acceso a bases de datos, procesamiento de datos, procesamiento de imágenes y ejecución de aplicaciones entre otros.

Entre las principales definiciones de la arquitectura cliente/servidor se tiene:

- **Desde un punto de vista conceptual.**- «Es un modelo para construir sistemas de información, que se sustenta en la idea de repartir el tratamiento de la información y los datos por todo el sistema informático, permitiendo mejorar el rendimiento del sistema global de información».

- **En términos de arquitectura.**- «Los distintos aspectos que caracterizan a una aplicación (proceso, almacenamiento, control y operaciones de entrada y salida de datos) en el sentido más amplio, están situados en más de un computador, los cuales se encuentran interconectados mediante una red de comunicaciones».
- **En términos de un proveedor.**- «Es la tecnología que proporciona al usuario final el acceso transparente a las aplicaciones, datos, servicios de cómputo o cualquier otro recurso del grupo de trabajo y/o, a través de la organización, en múltiples plataformas. El modelo soporta un medio ambiente distribuido en el cual los requerimientos de servicio hechos por estaciones de trabajo inteligentes o "clientes", resultan en un trabajo realizado por otros computadores llamados "servidores"».

En esta aproximación, y con el objetivo de definir y delimitar el modelo de referencia de una arquitectura cliente/servidor, se debe identificar los componentes que permitan articular dicha arquitectura, considerando que toda aplicación de un sistema de información está caracterizada por tres componentes básicos:

- Presentación/Captación de Información.
- Procesos.
- Almacenamiento de la Información.

Estos parámetros se distribuyen como muestra la Figura 3.2:

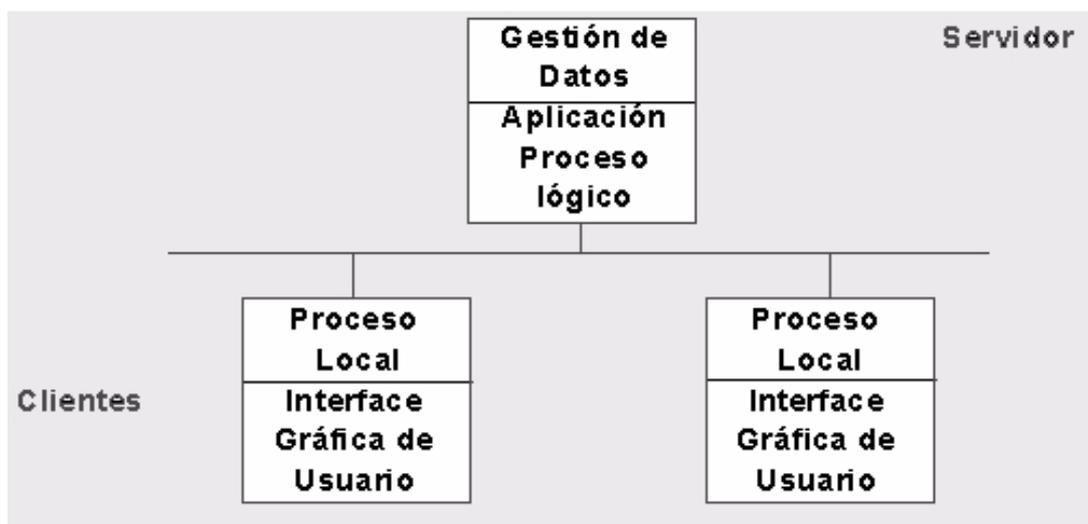


Fig. 3.2 Modelo Cliente/Servidor

Y se integran en una arquitectura Cliente/Servidor en base a los elementos que caracterizan dicha arquitectura, es decir:

- Puestos de Trabajo.
- Comunicaciones.
- Servidores.

Tal como se presenta en la Figura 3.3 siguiente.

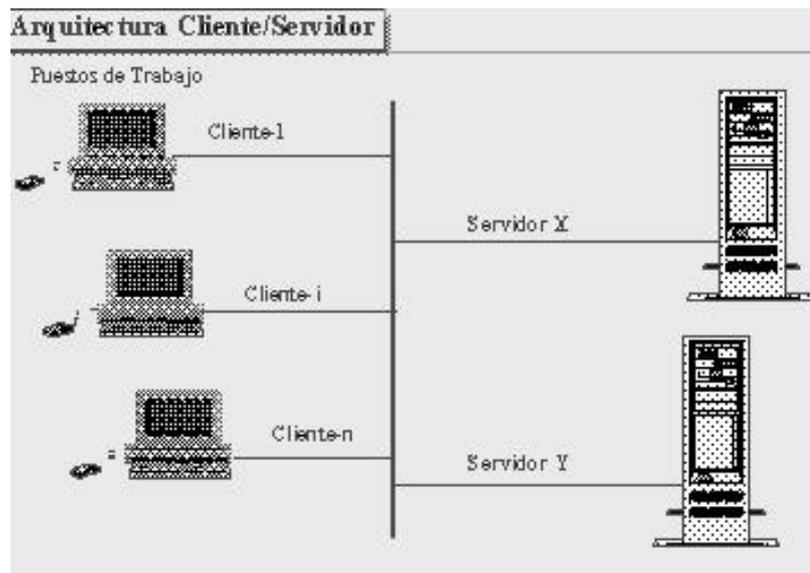


Fig. 3.3 Arquitectura Cliente/Servidor

El puesto de trabajo o cliente «una estación de trabajo o microcomputador (PC: Computador Personal) conectado a una red, que le permite acceder y gestionar una serie de recursos» el cual se perfila como un puesto de trabajo universal.

Los Servidores o Back-end. «Una máquina que suministra una serie de servicios como Bases de Datos, Archivos, Comunicaciones, etc.». Un sistema de servidores realiza múltiples funciones al mismo tiempo que presenta una imagen de un solo sistema a las estaciones clientes. Esto se logra combinando los recursos de cómputo que se encuentran físicamente separados en un solo sistema lógico, proporcionando de esta manera el servicio más efectivo para el usuario final.

También es importante hacer notar que las funciones cliente/servidor pueden ser dinámicas. Ejemplo, un servidor puede convertirse en cliente cuando realiza la solicitud de servicios a otras plataformas dentro de la red.

En conclusión, cliente/servidor puede incluir múltiples plataformas, bases de datos, redes y sistemas operativos. Estos pueden ser de distintos proveedores, en arquitecturas diferentes y funcionando todos al mismo tiempo. Por lo tanto, su implantación involucra diferentes tipos de estándares.

e) Estándares de Comunicaciones y Redes.- Los estándares de comunicaciones y redes aplicados a sistemas de control en general, son como se mencionan:

- **Estándar TCP/IP.-** TCP/IP es el protocolo estándar de comunicaciones de Internet, desarrollado por la DARPA (Defense Advance Research Project Agency), que es el primer ambiente de red funcional de sistemas abiertos, formado por un conjunto de redes independientes interconectadas. Internet es una entidad cooperativa, ninguna organización controla su operación. Las actividades de Internet son coordinadas y direccionadas por el FRICC (Federal Research Coordinating Committee).

TCP/IP es un conjunto de protocolos que actúan de forma similar al de las cuatro primeras capas independientes del modelo OSI (que se describe seguidamente): la capa de acceso de red, la capa de Internet, la capa anfitrión -a- anfitrión y la capa de proceso. Cada capa consiste de un conjunto de tareas manejables e interrelacionadas y proveen servicio a las capas adyacentes.

La capa de acceso a red está relacionada con las tareas que posibilitan el intercambio de datos entre el anfitrión y la red a la cual se conecta y entre dos dispositivos de la misma red. La capa Internet ejecuta las tareas que permiten que los datos se muevan de una red a otra, aun si las redes soportan medios de transmisión y tecnologías diferentes. Esta capa usa el protocolo IP y el protocolo de mensajes de control de Internet (ICMP). La capa anfitrión -a- anfitrión hace las tareas que compensan la confiabilidad no tomada en consideración por los servicios de la capa de Internet, usando el protocolo de control de transmisión (TCP) y el protocolo de datagrama de usuario (UDP). La capa de proceso posibilita que los datos útiles sean intercambiados entre varias aplicaciones. Provee servicios de transferencia de archivos a través del protocolo de transferencia de archivos (FTP), de correo electrónico usando el protocolo de transferencia de correo (SMTP) y de entrada al sistema remota.

- **Estándar ISO/OSI.**- La Organización Internacional de Estándares (ISO), integrada por industrias representativas del medio, creó un subcomité para desarrollar estándares de comunicación de datos que promovieran la accesibilidad universal y una interoperabilidad entre productos de diferentes fabricantes. El resultado de estos esfuerzos es el Modelo de Referencia Interconexión de Sistemas Abiertos (OSI). El Modelo OSI es un lineamiento funcional para tareas de comunicaciones. Como se mencionó anteriormente, OSI nace de la necesidad de uniformizar los elementos que participan en la solución del problema de comunicación entre equipos de cómputo de diferentes fabricantes. Estos equipos presentan diferencias en:

- Procesador Central.
- Velocidad.
- Memoria.
- Dispositivos de **Almacenamiento**.
- Interfaces para Comunicaciones.
- Códigos de caracteres.
- Sistemas Operativos.

Estas diferencias propician que el problema de comunicación entre computadoras no tenga una solución simple. Dividiendo el problema general de la comunicación, en problemas específicos, facilitamos la obtención de una solución a dicho problema. Esta estrategia establece importantes beneficios: mayor comprensión del problema. La solución de cada problema específico puede ser optimizada individualmente. Este modelo persigue un objetivo claro y bien definido: formalizar los diferentes niveles de interacción para la conexión de computadoras habilitando así la comunicación del sistema de cómputo independientemente del:

- Fabricante.
- Arquitectura.
- Localización.
- Sistema Operativo.

Este objetivo tiene las siguientes aplicaciones: obtener un modelo de referencia estructurado en varios niveles en los que se contemple desde el concepto BIT hasta el concepto APLICACION. Desarrollar un modelo en el cual cada nivel define un protocolo que realiza funciones específicas diseñadas para atender el protocolo de la capa superior. No especificar

detalles de cada protocolo. Especificar la forma de diseñar familias de protocolos, esto es, definir las funciones que debe realizar cada capa.

I. Estructura del Modelo OSI de ISO.- El objetivo perseguido por OSI establece una estructura que presenta las siguientes particularidades:

- **Estructura multinivel:-** Se diseñó una estructura multinivel con la idea de que cada nivel se dedique a resolver una parte del problema de comunicación. Esto es, cada nivel ejecuta funciones específicas.
- **El nivel superior utiliza los servicios de los niveles inferiores:-** Cada nivel se comunica con su similar en otras computadoras, pero debe hacerlo enviando un mensaje a través de los niveles inferiores en la misma computadora. La comunicación internivel está bien definida. El nivel N utiliza los servicios del nivel N-1 y proporciona servicios al nivel N+1.
- **Puntos de acceso:-** Entre los diferentes niveles existen interfaces llamadas "puntos de acceso" a los servicios.
- **Dependencias de Niveles:-** Cada nivel es dependiente del nivel inferior y también del superior.
- **Encabezados:-** En cada nivel, se incorpora al mensaje un formato de control. Este elemento de control permite que un nivel en la computadora receptora se entere de que su similar en la computadora emisora está enviándole información. Cualquier nivel dado, puede incorporar un encabezado al mensaje. Por esta razón, se considera que un mensaje está constituido de dos partes: Encabezado e Información. Entonces, la incorporación de encabezados es necesaria aunque representa un lote extra de información, lo que implica que un mensaje corto pueda ser voluminoso. Sin embargo, como la computadora destino retira los encabezados en orden inverso a como fueron incorporados en la computadora origen, finalmente el usuario sólo recibe el mensaje original.
- **Unidades de información:-** En cada nivel, la unidad de información tiene diferente nombre y estructura :

II. Niveles del Modelo OSI.- Son 7 los niveles OSI que a continuación se detallan:

- **Nivel Físico:-** Define el medio de comunicación utilizado para la transferencia de información, dispone del control de este medio y especifica bits de control, mediante:

- Definir conexiones físicas entre computadoras.
- Describir el aspecto mecánico de la interface física.
- Describir el aspecto eléctrico de la interface física.
- Describir el aspecto funcional de la interface física.
- Definir la Técnica de Transmisión.
- Definir el Tipo de Transmisión.
- Definir la Codificación de Línea.
- Definir la Velocidad de Transmisión.
- Definir el Modo de Operación de la Línea de Datos.
- **Nivel Enlace de Datos:-** Este nivel proporciona facilidades para la transmisión de bloques de datos entre dos estaciones de red. Esto es, organiza los 1's y los 0's del Nivel Físico en formatos o grupos lógicos de información. Para:
 - Detectar errores en el nivel físico.
 - Establecer esquema de detección de errores para las retransmisiones o reconfiguraciones de la red.
 - Establecer el método de acceso que la computadora debe seguir para transmitir y recibir mensajes. Realizar la transferencia de datos a través del enlace físico.
 - Enviar bloques de datos con el control necesario para la sincronía.
 - En general controla el nivel y es la interfaces con el nivel de red, al comunicarle a este una transmisión libre de errores.
- **Nivel de Red:-** Este nivel define el enrutamiento y el envío de paquetes entre redes.
 - Es responsabilidad de este nivel establecer, mantener y terminar las conexiones.
 - Este nivel proporciona el enrutamiento de mensajes, determinando si un mensaje en particular deberá enviarse al nivel 4 (Nivel de Transporte) o bien al nivel 2 (Enlace de datos).
 - Este nivel conmuta, enruta y controla la congestión de los paquetes de información en una sub-red.
 - Define el estado de los mensajes que se envían a nodos de la red.
- **Nivel de Transporte:** Este nivel actúa como un puente entre los tres niveles inferiores totalmente orientados a las comunicaciones y los tres niveles superiores totalmente orientados al procesamiento. Además, garantiza una entrega confiable de la información.

- Asegura que la llegada de datos del nivel de red encuentra las características de transmisión y calidad de servicio requerido por el nivel 5 (Sesión).
- Este nivel define como direccionar la localidad física de los dispositivos de la red.
- Asigna una dirección única de transporte a cada usuario.
- Define una posible multi canalización. Esto es, puede soportar múltiples conexiones.
- Define la manera de habilitar y deshabilitar las conexiones entre los nodos.
- Determina el protocolo que garantiza el envío del mensaje.
- Establece la transparencia de datos así como la confiabilidad en la transferencia de información entre dos sistemas.
- **Nivel Sesión:** proveer los servicios utilizados para la organización y sincronización del diálogo entre usuarios y el manejo e intercambio de datos.
 - Establece el inicio y termino de la sesión.
 - Recuperación de la sesión.
 - Control del diálogo; establece el orden en que los mensajes deben fluir entre usuarios finales.
 - Referencia a los dispositivos por nombre y no por dirección.
 - Permite escribir programas que correrán en cualquier instalación de red.
- **Nivel Presentación:** Traduce el formato y asignan una sintaxis a los datos para su transmisión en la red.
 - Determina la forma de presentación de los datos sin preocuparse de su significado o semántica.
 - Establece independencia a los procesos de aplicación considerando las diferencias en la representación de datos.
 - Proporciona servicios para el nivel de aplicaciones al interpretar el significado de los datos intercambiados.
 - Opera el intercambio.
 - Opera la visualización.
- **Nivel Aplicación:** Proporciona servicios al usuario del Modelo OSI.
 - Proporciona comunicación entre dos procesos de aplicación, tales como: programas de aplicación, aplicaciones de red, etc.

- Proporciona aspectos de comunicaciones para aplicaciones específicas entre usuarios de redes: manejo de la red, protocolos de transferencias de archivos (ftp), etc.
- **Estándar IEEE 802.X.**- Los dos niveles inferiores del modelo OSI están relacionados con el hardware: la tarjeta de red y el cableado de la red. Para avanzar más en el refinamiento de los requerimientos de hardware que operan dentro de estos niveles, el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) ha desarrollado mejoras específicas para diferentes tarjetas de red y cableado. De forma colectiva, estos refinamientos se conocen como proyecto 802.

I. El modelo del proyecto 802.- Cuando comenzaron a aparecer las primeras redes de área local (LAN, Local Área Networks) como herramientas potenciales de empresa a finales de los setenta, el IEEE observó que era necesario definir ciertos estándares para redes de área local. Para conseguir esta tarea, el IEEE emprendió que se conoce como proyecto 802, debido al año al mes de comienzo (febrero de 1980). Aunque los estándares IEEE 802 publicados realmente son anteriores a los estándares ISO, ambos estaban en desarrollo aproximadamente al mismo tiempo y compartiendo información lo que concluyó con la creación de dos modelos compatibles. El proyecto 802 define estándares de redes para las componentes físicas de una red (la tarjeta de red y el cableado) que se corresponden con los niveles físicos y de enlace de datos del modelo OSI.

Las especificaciones 802 definen estándares para:

- Tarjetas de red (NIC).
- Componentes de redes de área global (WAN, Wide Área Networks).
- Componentes utilizadas para crear redes de cable coaxial y de par trenzado.

Las especificaciones 802 definen la forma en que las tarjetas de red acceden y transfieren datos sobre el medio físico. Estas incluyen conexión, mantenimiento y desconexión de dispositivos de red.

La selección del protocolo a ejecutar en el nivel de enlace de datos es la decisión más importante que se debe tomar cuando se diseña una red de área local (LAN). Este protocolo define la velocidad de la red, el modo utilizado para acceder a la red física, los tipos de cables que se pueden utilizar y las tarjetas de red y dispositivos que se instalan.

II. Categorías de IEEE 802.- Los estándares de redes de área local definidos por los comités 802 se clasifican en 16 categorías que se pueden identificar en la Tabla N° 3.1 siguiente:

TABLA N° 3.1 Categoría de las Especificaciones 802

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
802.1	Establece los estándares de interconexión relacionados con la gestión de redes.
802.2	Define el estándar general para el nivel de enlace de datos. El IEEE divide este nivel en dos subniveles: los niveles LLC y MAC. El nivel MAC varía en función de los diferentes tipos de red y está definido por el estándar IEEE 802.3.
802.3	Define el nivel MAC para redes de bus que utilizan Acceso múltiple por detección de portadora con detección de colisiones (CSMA/CD, Carrier-Sense Multiple Access with Collision Detection). Actualmente es el estándar de Ethernet.
802.4	Define el nivel MAC para redes de bus que utilizan un mecanismo de paso de testigo (red de área local Token Bus).
802.5	Define el nivel MAC para redes Token Ring (red de área local Token Ring).
802.6	Establece estándares para redes de área metropolitana (MAN, Metropolitan Area Networks), que son redes de datos diseñadas para poblaciones o ciudades. En términos de extensión geográfica, las redes de área metropolitana (MAN) son más grandes que las redes de área local (LAN), pero más pequeñas que las redes de área global (WAN). Las redes de área metropolitana (MAN) se caracterizan, normalmente, por conexiones de muy alta velocidad utilizando cables de fibra óptica u otro medio digital.
802.7	Utilizada por el grupo asesor técnico de banda ancha (Broadband Technical Advisory Group).
802.8	Utilizada por el grupo asesor técnico de fibra óptica (Fiber-Optic Technical Advisory Group).
802.9	Define las redes integradas de voz y datos.

802.10	Define la seguridad de las redes.
802.11	Define los estándares de redes sin cable.
802.11b	Ratificado el 16 de Septiembre de 1.999, proporciona el espaldarazo definitivo a la normativa estándar inicial, ya que permite operar a velocidades de 11 Mbps y resuelve carencias técnicas relativas a la falta de itinerancia, seguridad, escalabilidad, y gestión, existentes hasta ahora.
802.12	Define el acceso con prioridad por demanda (Demand Priority Access) a una LAN, 100BaseVG-AnyLAN.
802.13	No utilizada.
802.14	Define los estándares por cable.
802.15	Define las redes de área personal sin cable (WPAN, Wireless Personal Area Networks).
802.16	Define los estándares sin cable de banda ancha.

Los dos niveles inferiores del modelo OSI, el nivel físico y el nivel de enlace de datos, definen la forma en que múltiples equipos pueden utilizar la red simultáneamente sin que exista interferencia entre ellas. El proyecto IEEE 802 incorpora sus especificaciones a esos dos niveles para crear estándares que tengan definidos los entornos LAN dominantes.

Mientras que en las redes de conmutación dos estaciones podían acceder en un momento dado al medio físico, lo que era fácilmente controlable por los protocolos de control de enlace, en las redes de área local (como lo son las redes de difusión son varias las estaciones que en un momento dado pueden acceder al medio físico en un mismo momento, complicando considerablemente los procedimientos de control de ese procesos. Tras la decisión de que se necesitaban más detalles en el nivel de enlace de datos, el comité de estándares 802 dividió el nivel de enlace de datos en dos subniveles:

- Control de enlace lógico (LLC, Logical Link Control). Establece y finaliza los enlaces, controla el tráfico de tramas, secuencia las tramas y confirma la recepción de las mismas. La categoría 802.2 define estos estándares.
- Control de acceso al medio (MAC, Media Access Control). Gestiona el acceso al medio, delimita las tramas, comprueba los errores de las tramas y reconoce las direcciones de las tramas. Las categorías 802.3, 802.4, 802.5 y 802.12

definen estándares tanto para este subnivel como para el nivel 1 del modelo OSI, el nivel físico.

➤ **Controladores de dispositivos y OSI.**- Las tarjetas de red juegan un papel importante en la conexión de un equipo a la parte física de la red. Un controlador (algunas veces llamado controlador de dispositivo) es un software que permite al equipo trabajar con un dispositivo particular. Aunque se puede instalar un dispositivo en un equipo, el sistema operativo del equipo no puede comunicarse con el dispositivo hasta que se haya instalado y configurado el controlador para ese dispositivo. El controlador software indica al equipo la forma de trabajar con el dispositivo para que realice las tareas asignadas como se supone que debe hacerlas. Existen controladores para casi todos los tipos de dispositivo y periféricos de los equipos incluyendo, entre otros:

- Dispositivos de entrada, como los dispositivos de ratón, teclado.
- Controladores de disco SCSI e IDE.
- Unidades de disco duro y de disco flexible.
- Dispositivos multimedia como micrófonos y grabadoras.
- Tarjetas de red (NIC).
- Impresoras, trazadoras, unidades de cinta, etc.

Normalmente, el sistema operativo del equipo trabaja con el controlador para hacer que el dispositivo realice una operación. Las impresoras proporcionan una buena muestra del uso de los controladores. Las impresoras de diferentes fabricantes tienen distintas características y funciones. Sería imposible para los fabricantes de equipos equipar sus productos con todo el software necesario para identificar y trabajar con todos los tipos de impresora. En su lugar, los fabricantes de impresoras disponen de controladores para cada impresora. Antes de que un equipo pueda enviar documentos a una impresora se debe instalar el controlador de esa impresora en el disco duro del equipo.

Como regla general, los fabricantes de componentes, como periféricos o tarjetas que se deben instalar físicamente, son los responsables de proporcionar los controladores para sus productos. Por ejemplo, los fabricantes de tarjetas de red son los responsables de disponer de controladores para sus tarjetas. Generalmente, los controladores se incluyen en un disco junto con el producto en el momento de la adquisición se incluyen con el sistema operativo del equipo o se encuentran disponibles para descargarlos desde la página web del fabricante.

- **El entorno de red.-** Los controladores de red ofrecen comunicación entre una tarjeta de red y el redirector de la red que se encuentra en ejecución en el equipo. El redirector es la parte del software de red que acepta demandas de entrada/salida (E/S) de archivos remotos y, a continuación los envía o redirige, sobre la red a otro equipo. Durante la instalación del controlador se almacena en el disco duro del equipo.

Cabe mencionar dos especificaciones de interfaz de controlador de red NDIS (Network Driver Interface Specification) que es un estándar que define una interfaz para la comunicación entre el subnivel MAC y los controladores de protocolos; Microsoft y 3Com desarrollaron conjuntamente la especificación NDIS para su uso con Warp Server y Windows NT Server. Y la Interfaz abierta de enlace de datos ODI (Open Data-Link Interface) adoptada por Novell y Apple para simplificar el desarrollo de controladores para sus sistemas operativos de red.

- f) **Estándar ICCP.-** El estándar ICCP (Protocolo de Comunicaciones de Interconexión de Centros de Control - Inter-Control Center Communications Protocol) es un estándar internacional desarrollado originalmente por el Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica (EPRI) para posibilitar la transmisión (envío/recepción) de datos de tiempo real entre Centros de Control de diferentes empresas eléctricas sobre redes de área extensa (LAN/WAN). ICCP ha sido adoptado como el estándar internacional IEC60870-6 TASE.2. ICCP - TASE.2. Actualmente el SCADA del Coordinador COES opera con el protocolo ICCP que cumple dicho estándar.
- g) **Estándares UCA.-** UCA (Arquitectura de Comunicaciones entre Empresas Eléctricas - Utility Communications Architecture) fue desarrollado bajo los auspicios del Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) a través de un proceso de participación amplia de la industria eléctrica, agua y gas. El objetivo ha sido tener en cuenta una integración mediante comunicaciones libre de irregularidades a través de las empresas, usando normas internacionales disponibles actuales para reducir costos.

Recientemente se ha desarrollado la versión UCA 2.0 que comprende el modelo UCA - CASM (Modelo de Servicio de Aplicación Común - Common Application Service Model) y UCA - Mapping (Mapeo) to (a) MMS (Especificación de Mensajes en Manufactura - Manufacturing Message Specification, ISO 9506), así como el modelo UCA Generic Object Models for

Substation and Feeder Equipment (GOMSFE) – Modelos de Objetos Genéricos de Equipos de Subestaciones y Alimentadores

h) **Estándares IEC 60870-5.-** Los estándares IEC 60870 - 5 norman los protocolos de comunicación SCADA y han sido tradicionalmente diseñados para optimizar el ancho de banda (número de bytes en el enlace de comunicaciones) y utilización del hardware (velocidad de los procesadores y espacios en RAM y ROM), esto son:

- Estándar IEC 60870-5-101: soporta las tareas básicas de telecontrol.
- Estándar IEC 60870-5-103: soporta la interface de información del sistema de protección eléctrica.
- Estándar IEC 60870-5-104: soporta acceso a red empleando perfiles de transporte estándares.

i) **Estándares de Lenguajes.-** Un lenguaje de cómputo provee la conexión más inmediata entre el desarrollador de aplicaciones y las interfaces de programas. El lenguaje establece un paradigma para describir una aplicación en términos de datos y de función.

- **Estándar CORBA.-** En computación, Common Object Request Broker Architecture (CORBA) es un estándar que establece una plataforma de desarrollo de sistemas distribuidos facilitando la invocación de métodos remotos bajo un paradigma orientado a objetos. CORBA fue definido y está controlado por el Object Management Group (OMG) que define las API's, el protocolo de comunicaciones y los mecanismos necesarios para permitir la interoperabilidad entre diferentes aplicaciones escritas en diferentes lenguajes y ejecutadas en diferentes plataformas, lo que es fundamental en computación distribuida. CORBA es más que una especificación multiplataforma, también define servicios habitualmente necesarios como seguridad y transacciones.

En un sentido general CORBA "envuelve" el código escrito en otro lenguaje en un paquete que contiene información adicional sobre las capacidades del código que contiene, y sobre cómo llamar a sus métodos. Los objetos que resultan pueden entonces ser invocados desde otro programa (u objeto CORBA) desde la red. En este sentido CORBA se puede considerar como un formato de documentación legible por la máquina, similar a un archivo de cabeceras pero con más información. CORBA utiliza un lenguaje de definición de interfaces (IDL) para especificar los interfaces con los servicios que los objetos ofrecerán.

CORBA puede especificar a partir de este IDL la interfaz a un lenguaje determinado, describiendo cómo los tipos de dato CORBA deben ser utilizados en las implementaciones del cliente y del servidor. Implementaciones estándar existen para Ada, C, C++, Smalltalk, Java y Python. Hay también implementaciones para Perl y TCL.

Al compilar una interfaz en IDL se genera código para el cliente y el servidor (el implementador del objeto). El código del cliente sirve para poder realizar las llamadas a métodos remotos. Es el conocido como *stub*, el cual incluye un *proxy* (representante) del objeto remoto en el lado del cliente. El código generado para el servidor consiste en unos *skeletons* (esqueletos) que el desarrollador tiene que rellenar para implementar los métodos del objeto.

Los estándares de lenguaje son los siguientes: ADA ISO 8652, BASIC ISO 6373, C ISO 9899, FORTRAN 77 ISO 1359, PASCAL ISO 9185.

j) **Estándar de Documentación.**- El propósito del estándar de documentación es facilitar el intercambio y procesamiento de documentos mediante comunicaciones de datos o intercambios de medios de almacenamiento. Los documentos pueden ser textos, formatos, reportes, figuras y gráficos

- **Estándar ISO/ODA ISO 8613.**- ODA (Office Document Architecture) es un estándar que describe las estructuras detalladas del documento que a su vez consiste de jerarquías lógicas y de trazado, objetos componentes con sus atributos y relaciones. Provee también modelos de arquitectura de contenido de caracteres y gráficos, así como de formateo del documento, estilos de presentación.

k) **Estándar OPC.**- OPC es un estándar de conectividad, en la industria de control y automatización de procesos actual, abierta, vía estándares abiertos, permite la interoperabilidad y ha sido creado por la Fundación OPC.

OPC proporciona un mecanismo para extraer datos de una fuente y comunicarlos a cualquier aplicación cliente de manera estándar. Los fabricantes de hardware pueden desarrollar servidores optimizados para recoger datos de sus dispositivos. Dando al servidor una interfase OPC permite a cualquier cliente acceder a dichos dispositivos.

3.2 Recomendaciones para el Diseño del Hardware del SCADA

1) Confiabilidad del Sistema de Computo y Redes

La confiabilidad del sistema de cómputo y de las redes sobre los cuales se procesa el sistema SCADA en tiempo real es una característica de diseño de importancia trascendente en estos sistemas. Por ello la confiabilidad del hardware debe ser siempre mejorada, esto puede lograrse mediante la duplicación de los componentes con funciones críticas e importantes o cambiando de forma automática cada parte si se detecta algún fallo, a esta última función se denomina conmutación a dispositivos de respaldo (Failover) para ello es necesario que ambos componentes estén permanentemente comunicados.

En el diseño de los sistemas de cómputo y redes del sistema SCADA se consideran funciones críticas, las siguientes: los programas de SCADA, Bases de Datos e ICCP. Estas funciones corren en servidores por ello requieren dos servidores operando en configuración dual y redundante (uno principal y otro de respaldo). En un contexto más amplio puede darse el caso que una base de datos puede encontrarse replicada en varios servidores para asegurar que los datos siguen siendo accesibles tras el fallo de cualquier servidor concreto; los servidores pueden diseñarse para detectar fallos entre sus iguales; cuando se detecta algún error en un servidor se redirigen los clientes a los servidores restantes.

El mismo concepto se aplica a las redes de comunicación de los servidores y estaciones de trabajo de operación, duplicándose, de manera que una opera como red prima y la otra de respaldo que asume las funciones de principal, en caso caiga la primera. Así mismo siempre deberá haber al menos dos rutas diferentes entre cualquiera de dos ruteadores en una red; así como en el Sistema de Nombres de Dominio, cada tabla de nombres se encuentra replicada en dos servidores diferentes.

Los sistemas distribuidos proporcionan un alto grado de confiabilidad frente a los fallos del hardware. Como se describe seguidamente la confiabilidad de un sistema mide la proporción de tiempo en que está utilizable. Cuando falla algún componente del sistema distribuido solo resulta afectado el trabajo relacionado con el componente defectuoso. Así como cuando un computador falla el usuario puede desplazarse a otro, también puede iniciarse un proceso de servicio en otra ubicación.

La recuperación frente a fallos implica el diseño de software en el que, tras una caída del servidor, el estado de los datos pueda reponerse o retractarse (roll back) a una situación anterior. En general, cuando aparecen fallos los cálculos realizados por algunos programas se encontrarán incompletos y al actualizar datos

permanentes (archivos e información ubicada en el almacenamiento persistente) pudiera encontrarse en un estado inconsciente.

a) **Sustento Teórico.-** Como concepto general, puede plantearse que la confiabilidad es una función que expresa una probabilidad de sobre vivencia a través del tiempo. Para un componente aislado corresponde a una exponencial decreciente, indicando que la probabilidad de estar operando es mayor en los instantes iniciales a su puesta en funcionamiento que después de pasado un largo tiempo. En otras palabras la confiabilidad expresa la probabilidad de que un sistema o equipo (el caso es un sistema de cómputo o un computador) opere sin falla por un período de tiempo. Es Evidente que en el tiempo infinito tal probabilidad será cero o que la función de confiabilidad sea igual a 1 cuando el sistema nunca falle. La confiabilidad se puede modelar como una función exponencial donde la abscisa es el tiempo y la ordenada representa probabilidad que el sistema no falle, representada por la Figura 3.4.

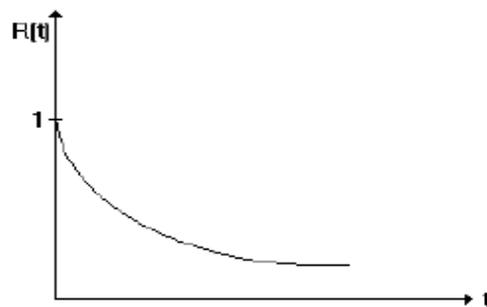


Fig. 3.4 Función de Confiabilidad de Sistemas de Computo y Redes

La confiabilidad de un sistema comprende una serie de bloques de proceso conectados en serie o paralelo y puede calcularse empleando reglas de probabilidad. En las Figuras 3.5 y 3.6, se muestran dos bloques que tienen las funciones de confiabilidad $R_1(t)$ y $R_2(t)$ respectivamente. Si ellos se conectan en paralelo (Fig. 3.5) se demuestra que en el elemento compuesto la función de confiabilidad equivalente es como muestra la Formula (3.1):

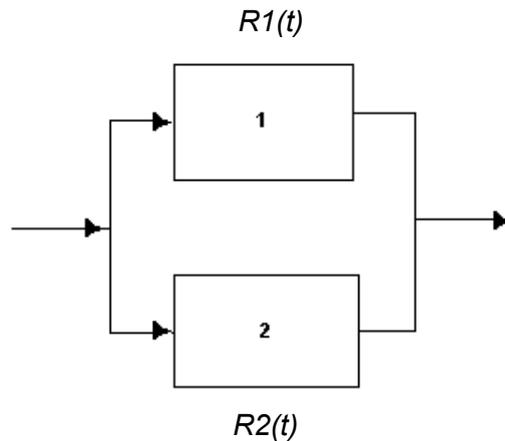


Fig. 3.5 Función de Confiabilidad por Bloques en Paralelos

$$Req(t) = R_1(t) + R_2(t) - R_1(t) \times R_2(t) \quad (3.1)$$

Si se conectan en serie (Fig. 3.6) la confiabilidad equivalente es como muestra la Formula (3.2):

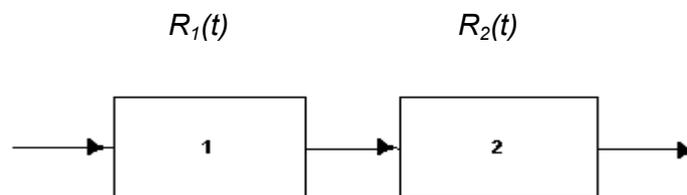


Fig. 3.6 Función de Confiabilidad por Bloques en Serie

$$Req(t) = R_1(t) \times R_2(t) \quad (3.2)$$

También puede expresarse que la probabilidad de falla de un sistema será $1-R(t)$. En el caso de los bloques de proceso en serie y paralelo será $1- Req(t)$.

Seguidamente se presenta un ejemplo numérico para el caso de dos computadores ambos con la función de probabilidad de no falla es de valor numérico 99.9% confiabilidad de 3 (9's), conectados en paralelo, y la probabilidad de falla de ambos será 0.001. Para este caso se reemplaza valores en la fórmula anterior y se tiene:

$$Req(t) = (0.999) + (0.999) - (0.999) \times (0.999) = 0.999999$$

La probabilidad de falla será:

$$1-\text{Req} = 1-0.999999= 0.000001$$

Del ejercicio se observa que la confiabilidad en conjunto de los dos computadores es mayor y de 5 (9's). Y que la probabilidad de falla del conjunto es mucho menor.

2) Redundancia

Tal como se observa del análisis del concepto de confiabilidad puede lograrse que los servicios del sistema SCADA toleren fallos mediante empleo redundante de componentes, dos computadores funcionando en paralelo por ejemplo para la misma función tendrán menor probabilidad de falla en conjunto, si uno falla el otro sigue operando. Por esta razón se recomienda emplear redundancia en los servidores SCADA, Bases de Datos e ICCP. Así mismo se recomienda el empleo de doble red LAN (principal y de respaldo) de un ancho de banda de 100/1000 MB y para las comunicaciones de red externas doble ruteador (principal y de respaldo)

Una de las ventajas claras que nos ofrece la idea de sistema distribuido es que el funcionamiento de todo el sistema no debe estar ligado a ciertas máquinas de la red, sino que cualquier equipo pueda suplir a otro en caso de que uno se estropee o falle; otro tipo de redundancia más compleja se refiere a los procesos. Las tareas críticas podrían enviarse a varios procesadores independientes, de forma que el primer procesador realizaría la tarea normalmente, pero ésta pasaría a ejecutarse en otro procesador si el primero hubiera fallado

3) Velocidad

Todo computador funciona, desde un punto de vista llamado externo, con un esquema similar y muy simple a través de los periféricos de entrada (teclado y ratón) se introducen datos. Estos pasan a guardarse en los dispositivos correspondientes (memorias) y se incorporan a la unidad central donde se procesan. El resultado de tal procesamiento se envía a los periféricos de salida (monitor e impresora) dando lugar a la salida de datos. Internamente, la transferencia de los datos desde los dispositivos de entrada llega a la unidad central de proceso a través de los denominados buses de datos. En el CPU se procesan y siguen el camino inverso al recorrido anteriormente: se guardan en la memoria y restantes unidades de almacenamiento y salen mediante los dispositivos de salida. Entonces el computador, es un dispositivo electrónico capaz de recibir un conjunto de instrucciones y ejecutarlas realizando cálculos sobre los datos numéricos, o bien compilando y correlacionando otros tipos de información.

La unidad central de proceso o CPU, se puede definir como un circuito microscópico que interpreta y ejecuta instrucciones. La CPU se ocupa del control y el proceso de datos en los computadores. Habitualmente, la CPU es un microprocesador fabricado en un chip, un único trozo de silicio que contiene millones de componentes electrónicos. El microprocesador de la CPU está formado por una unidad aritmético-lógica que realiza cálculos y comparaciones, y toma decisiones lógicas (determina si una afirmación es cierta o falsa mediante las reglas del álgebra de Boole); por una serie de registros donde se almacena información temporalmente, y por una unidad de control que interpreta y ejecuta las instrucciones. Para aceptar órdenes del usuario, acceder a los datos y presentar los resultados, la CPU se comunica a través de un conjunto de circuitos o conexiones llamado bus.

a) **Diseño de Microprocesadores.**- Básicamente existen dos tipos de diseño de los microprocesadores: RISC (Reduced-Instruction-Set Computing) y CISC (Complex-Instruction-Set Computing).

- Los microprocesadores RISC se basan en la idea de que la mayoría de las instrucciones para realizar procesos en el computador son relativamente simples por lo que se minimiza el número de instrucciones y su complejidad a la hora de diseñar la CPU. Para sistemas SCADA, RISC es la tecnología más recomendada. Los fabricantes HP e INTEL (en sus procesadores Pentium de última generación) siguen esta tecnología
- Los microprocesadores CISC, al contrario, tienen una gran cantidad de instrucciones y por tanto son muy rápidos procesando código complejo. El fabricante IBM sigue esta tecnología

La Tabla N° 3.2, presenta un resumen comparativo de las tecnologías CISC y RISC.

TABLA N° 3.2 Resumen Comparativo de Tecnologías RISC y CISC

CISC	RISC
Énfasis en hardware	Énfasis en software
Incluye multi-clock (reloj)	Incluye Simple-clock (reloj)
Instrucciones complejas	Sólo instrucciones reducidas
Memoria -a- memoria: "LOAD" y "STORE"	Registro a registro: "LOAD" y "STORE"

Instrucciones incorporadas	Son independientes de instrucciones
Tamaños de código pequeños	Tamaños de código grandes
Altos ciclos por segundo	Bajos ciclos por segundo
Los transistores se usan para almacenar instrucciones complejas	Considera más transistores en registro de memoria

El procesador del sistema es el cerebro del computador, el cual permite distribuir y controlar cualquier operación desde el momento del arranque hasta que apagamos el equipo. Según esto es lógico pensar que cuanto más rápido trabaje el procesador, más rápido podrá terminar todas las tareas. Si bien, es sabido que el procesador es muy importante para aumentar la velocidad, pero el resto de componentes deben ser los más adecuados ya que de lo contrario el procesador no podrá trabajar a máximo rendimiento por culpa del resto de componentes.

La velocidad de un procesador se mide en Megahertz y, mientras mayor es el número de Megahertz con que trabaja el computador, tiene mayor velocidad de proceso. En realidad, los Megahertz indican la velocidad del reloj interno que posee todo microprocesador. Este establece el número de pulsos que se efectúan en cada segundo. Cuanto mayor sea el número de pulsos, mayor será la velocidad del microprocesador. Los cuadros siguientes muestran rangos de velocidades de computadores (servidores) recomendables para el sistema SCADA, es decir de 3.0 a 3.4 GHz; así mismo un rango de velocidades recomendables para estaciones de trabajo que van de 2 a 3.8 GHz. Se observa que los fabricantes de los procesadores mostrados en las Tablas 3.3 y 3.4 son Intel y AMD que actualmente compiten el liderazgo del mercado mundial.

TABLA N° 3.3 Velocidad Estándar de Estaciones de Trabajo

Procesador	Intel Pentium 4 (supports 32-bit only) Intel Pentium 4 with EM64T (required for 64-bit functionality)	Intel Xeon with EM64T and Hyper-Threading Technology	Intel Xeon with EM64T and Hyper-Threading Technology	Single or dual AMD Opteron 200 series processors with AMD64 Technology & HyperTransport	Intel Pentium M
Velocidad Procesador (GHz max)/Bus Frontal (Mz)	3.80 / 800	3.60 / 800	3.60 / 800	2.60	2.00 / 400
Número de Procesadores (max)	1	2	2	2	1
Chip sets	Intel 925X Express	Intel E7525	Intel E7525	NVIDIA nForce Professional with AMD-8131 HyperTransport PC Xtunnel	Intel 855PM
Memoria (GB) (max)	4.0	8.0	16.0	16.0	2.0
Controlador Disco Duro Serie ATA	1.6TB (using 400GB drives)	800GB (using 400GB drives)	1.6TB (using 400GB drives)	1.6TB (using 400GB drives)	N/A
Controlador Disco Duro SCSI	1.2TB (using 300GB drives)	900GB (using 300GB drives)	1.5TB (using 300GB drives)	1.5TB (using 300GB drives)	N/A

TABLA N° 3.4 Velocidad Estándar de Servidores

Procesador	Intel Pentium 4 Celeron	Intel Xeon DP	Intel Pentium 4 Celeron	Intel Xeon DP	Intel Xeon DP	Intel Xeon DP	Intel Xeon MP
Velocidad del Procesador	3.4 GHz P4/1MB, 800 MHz 2.8 GHz Celeron, 400 MHz	3.2 GHz/1MB, 800 MHz	3.4 GHz P4/1MB, 800 MHz 2.8 GHz Celeron, 533MHz	3.06 GHz/512KB, 533 MHz	3.4 GHz/1MB, 800 MHz	3.6 GHz/2MB, 800 MHz	3.0 GHz/4MB, 400 MHz
Multi procesador	1	2	1	2	2	2	4
Memoria Estándar	256 MB P4 128MB Celeron	512 MB	512 MB	256 MB	512 MB	1 GB	1 GB
Memoria Max.	4 GB	8 GB	4 GB	4 GB	8 GB	16 GB	32 GB
Controladores Internos	4	6	4	5	8	8	14

Es importante remarcar que durante más de dos décadas, los usuarios de computadores midieron la velocidad y el nivel de desarrollo de un procesador por la velocidad de reloj: los famosos gigahertz (GHz) y megahertz (MHz), a los que los fabricantes de chips los habían acostumbrado a que más GHz (o más MHz) significaban más velocidad. Sin embargo dos fabricantes importantes de procesadores Intel y AMD ya eliminaron ese énfasis en su estrategia de mercadeo,

pero no sólo porque ya no vende, sino porque una barrera física les exigió un cambio de enfoque en el diseño de sus chips.

Resulta que para crear procesadores más y más veloces, ellos reducían cada vez más el tamaño de los transistores, que son los principales componentes de un chip. Pero los transistores hoy son tan pequeños que ya no se pueden 'encoger' mucho sin que se dispare un fenómeno que ya es preocupante: cada vez dejan escapar más electricidad y calor. Por ello, se está volviendo muy difícil producir chips que generen poco calor y tengan un menor consumo de energía. La solución: fabricar procesadores con dos núcleos. En esencia, esto equivale a colocar dos procesadores en un solo chip. De esa manera se puede aumentar el poder sin necesidad de incrementar la velocidad de reloj.

Intel y AMD lanzarán los primeros procesadores dual-core para este año; primero para servidores, y en el segundo semestre del año para estaciones de trabajo. Intel, el mayor fabricante de procesadores del mundo, estima que la mitad de sus chips será dual-core en el 2006, y la totalidad de sus productos adoptará ese diseño. Con el tiempo, los procesadores evolucionarán a modelos con más de dos núcleos (multi-core), que ofrecerán aún más desempeño.

La ventaja de un procesador dual-core, usando el mismo ejemplo, es que uno de los núcleos se concentrará en masticar el video digital que se transfiere al computador, mientras que el otro núcleo se enfocará en procesar otras tareas Intel incluye actualmente en sus procesadores para computadores una tecnología similar, llamada hyperthreading, pero hay una diferencia grande. En un chip dual-core realmente hay dos procesadores; en cambio, hyperthreading le 'hace creer' al sistema operativo (Windows o Linux) que el computador tiene dos procesadores en lugar de uno.

La otra tecnología que llegará a los PC, la virtualización, se demorará un poco más. Esta permitirá crear algo así como computadores virtuales dentro del procesador (es lo que hará posible, por ejemplo, ejecutar Linux y Windows en un mismo computador, al mismo tiempo, y reiniciarlos de forma independiente). Sin embargo, Intel dice que la virtualización solo se podrá explotar cuando Microsoft lance la siguiente versión de Windows, a finales del 2006. Este sistema, conocido por ahora como Longhorn, será el primer Windows habilitado para tal fin.

4) Configuraciones de Servidores y Estaciones de Trabajo

Los Tablas 3.4 y 3.5 muestran también las características técnicas aceptables que deben cumplir tanto los servidores como las estaciones de trabajo del centro de procesamiento del sistema SCADA. Estas características son:

- Procesamiento Hyper-Threading Technology (Tecnología Hiper-Hilo) de INTEL.
- Procesamiento HyperTransport Technology (Tecnología Hiper Transporte) de AMD.
- Número de procesadores, rango de 1 a 2 para estaciones de trabajo y de 1 a 4 para servidores.
- Memoria principal de 1 a 4 GB para servidores y estaciones de trabajo.
- Memoria masiva de 300 GB para servidores y estaciones de trabajo.
- Numero de controladores internos de periféricos: de 6 a 8.
- Controladores de disco SCSI para servidores y estaciones de trabajo.

En el presente capítulo y posteriores, se mencionaron siglas las mismas que se listan con sus respectivos significados e idiomas inglés y español, ver Tabla N° 3.1

TABLA N° 3.5 Listado de Siglas

SIGLAS		ORGANIZACION
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IEC	International Electrotechnical Commission	Comisión Electrotécnica Internacional
ISO	International Organization for Standardization	Organización Internacional de Normalización
OSI	Open Systems Interconnection	Interconexión Abierta de Sistemas
UCA	Utility Communication Architecture	Arquitectura de Comunicaciones Empresas Eléctricas
TCP	Transmission Control Protocol	Protocolo de Control de Transmisión
IP	Internet Protocol	Protocolo Internet
ICCP	Inter-Control Center Communications Protocol	Protocolo Comunicaciones Inter-Centros de Control
OSF	Open Software Foundation	Fundación Abierta de Software
MOTIF	Nombre propio de Interface de Usuario Gráfica	Nombre propio de Interface de Usuario Gráfica
GUI	Graphical User interface	Interfaz de Usuario Gráfica
ANSI	American National Standards Institute	Instituto Nacional Americano de Normalización
POSIX	Portable Operating System Interface	Interfaz de Sistema Operativo Portable
CORBA	Common Object Request Broker Architecture	Arquitectura de Agente de Petición de Objeto Común
API	Application Program Interface	Interfaz para Programas de Aplicación
OPC	OLE for Process Control	El OLE para Control de Proceso
ODA	Office Document Architecture	Arquitectura de Documentación de Oficina
SQL	Structured Query Language	Lenguaje de Solicitud Estructurado
RDBMS	Relational Data Base Management System	Sistema Administrativo Base de Datos Relacional
MMI	Man Machine Interface	Interfaz Hombre Máquina
DAC	Data Acquisition and Control	Adquisición de Datos y Control
RGS	Report Generation System	Sistema de Generación de Reportes

CAPÍTULO IV IMPLEMENTACION DE RECOMENDACIONES PARA LA ADECUACION AL TELECONTROL DE LAS INSTALACIONES

Seguidamente se describe la disposición actual del sistema de control existente, así como sus comunicaciones, en las Centrales Hidroeléctricas I, II, III, IV, V y VI, Centrales Térmicas I y II que constituyen el sistema de generación de la Compañía Generadora del Sur, con la finalidad de definir el equipamiento y programas, así como los materiales necesarios para adecuar las instalaciones al telecontrol, que permita llevar las señales necesarias al Centro de Control para su transmisión al COES, vía el protocolo ICCP.

4.1 Central Hidroeléctrica V (C.H. V)

Esta Central fue puesta en servicio en 1989, es una de las más modernas del Sistema Hidráulico de Compañía Generadora del Sur, consta de tres grupos de turbinas Pelton de eje vertical fabricadas por NEYRPIC y tiene una potencia instalada de 51290 kW por cada grupo. El caudal de diseño de esta Central Hidroeléctrica es de 24.9 m³/s. y su caída neta es de 706.4 m. Cuenta con tres generadores marca Alsthom Atlantic, tipo RYV 366.153 y con una potencia de 57000 KVA cada uno, para una tensión nominal de 13800 V y operan con un factor de potencia de 0.85. La energía es suministrada a la subestación Santuario que está conectada al SINAC.

La operación y control de la Central se realiza de manera local desde la Sala de Mando de la Central Hidroeléctrica V o desde el Centro de Control de Carga ubicado en la Central Térmica I, mediante fibra óptica.

La Tabla 4.1 muestra las recomendaciones que se deberán aplicar a la presente central.

TABLA 4.1 Mejoras Recomendadas para la Central Hidroeléctrica V

DESCRIPCIÓN	C.H. V	RECOMENDACIÓN	COMENTARIOS
<i>Software</i>	FactoryLynk	Implementar otro sistema de procesamiento distribuido y orientado a objetos para la operación de sistemas de producción de energía eléctrica, local y remoto	Posibilidad de definir objetos tales como grupo de generación, transformador o línea de transmisión
<i>Hardware</i>			
<i>Estación de Trabajo</i>	Cliente FactoryLink	Implementar arquitectura cliente/servidor	
<i>PLC</i>	GE Fanuc 9030	Implementar una Unidad de Supervisión Remota con CPU principal y de respaldo	Por la importancia de la central se requiere procesamiento de respaldo
<i>Protocolos</i>	Modbus/Modbus TCP	Implementar IEC 870-5-104 para acceso a redes estándar Ethernet (TCP/IP) LAN/WAN	Permite uso de redes de alta velocidad
<i>Tiempo patrón</i>	No existe	Equipar con una unidad GPS	Sincroniza señales con tiempo estándar
<i>Adecuación de señales</i>	Las señales necesarias para supervisar la central están centralizadas en un tablero en las instalaciones de la central	Se requiere ubicar otro tablero próximo al existente (unos 10 metros) para conectar las señales de supervisión remota	Durante la instalación se permitirá funcionamiento en paralelo. Adecuar cableado con señales necesarias

4.2 Central Hidroeléctrica IV (C.H. IV)

Esta Central fue instalada entre 1959 y 1970. Consta de tres grupos de turbinas Francis de eje horizontal fabricadas por CHARMILLES y tiene una potencia instalada de 14400 kW con un caudal nominal de 15 m³/s. La caída neta de esta central es de 117.35 m.

Esta central fue repotenciada en el año 1993 con tres generadores marca BBC y con una potencia nominal de 4800 kW cada uno, para una tensión nominal de 5250 + 5% V, un factor de potencia de 0.8 y una velocidad de 720 rpm.

Cada generador está conectado mediante un transformador elevado a una barra de 33 kV, desde la cual dos líneas de transmisión en 33 kV transportan la energía producida por esta central, entregándola en la barra SE CT-I conectada al SINAC.

La Central Hidroeléctrica IV, no cuenta con un sistema de control, solo cuenta con analizadores de redes Circutor CVM que colectan las medidas análogas para su envío al Centro de Control Principal.

La Tabla 4.2 muestra las recomendaciones que se deberán aplicar a la presente central.

TABLA 4.2 Mejoras Recomendadas para la Central Hidroeléctrica IV

DESCRIPCIÓN	C.H. IV	RECOMENDACIÓN	COMENTARIOS
Software	No tiene	Implementar un sistema de procesamiento distribuido y orientado a objetos para la operación de sistemas de producción de energía eléctrica, local y remoto	Posibilidad de definir objetos tales como grupo de generación, transformador o línea de transmisión
Hardware			
Estación de Trabajo	No tiene	Implementar arquitectura Cliente/servidor	
PLC	No tiene	Implementar Unidad de Supervisión Remota con CPU principal	
Analizador de Redes	Circutor CVM	Puede quedar como equipo de medición local	
Protocolos	Serial RS 485 Modbus	Implementar IEC 870-5-104 para acceso a redes estándar Ethernet (TCP/IP) LAN/WAN	Permite uso de redes de alta velocidad
Tiempo patrón	No existe	Equipar con una unidad GPS	Sincroniza señales con tiempo estándar
Adecuación de señales	Las señales necesarias para supervisar la central se centralizarán en tablero de control en las instalaciones de la central	Se requiere ubicar tablero en las instalaciones para conectar las señales para supervisión remota	Adecuar cableado con señales necesarias

4.3 Central Hidroeléctrica VI (C.H. VI)

Esta central hidroeléctrica fue puesta en servicio en 1976. Consta de una turbina Francis de eje horizontal marca CHARMILLES, su caudal de diseño es de 15 m³/s con una potencia instalada de 8.96 MW. La caída neta de esta central es de 69 m.

Cuenta con un generador fabricado por BBC, con una potencia nominal de 8960 kW, para una tensión nominal de 5250 V. Este generador opera con un factor de potencia de 0.8 y velocidad de rotación de 514 rpm. La frecuencia de diseño es de 60 Hz.

Esta central fue modernizada en el año 1995 cambiando sus reguladores de velocidad a sistemas electrónicos, se conecta a una barra de 33 kV desde la cual una línea de transmisión en 33 kV transporta la energía producida, entregándola en la barra SE CT-I 33 kV conectada al SINAC. Cuenta con supervisión a distancia desde el Centro de Control Principal dispuesto en Central Térmica I.

La Tabla 4.3 muestra las recomendaciones que se deberán aplicar a la presente central.

TABLA 4.3 Mejoras Recomendadas para la Central Hidroeléctrica VI

DESCRIPCIÓN	C.H. VI	RECOMENDACIÓN	COMENTARIOS
Software	FactoryLynk	Implementar otro sistema de procesamiento distribuido y orientado a objetos para la operación de sistemas de producción de energía eléctrica, local y remoto	Posibilidad de definir objetos tales como grupo de generación, transformador o línea de transmisión
Hardware			
Estación de Trabajo	Cliente FactoryLink	Implementar arquitectura cliente/servidor	
PLC	GE Fanuc 9030	Implementar una Unidad de Supervisión Remota con CPU principal	
Analizador de Redes	Circutor CVM	Puede quedar como equipo de medición local	
Protocolos	Modbus/Modbus TCP	Implementar IEC 870-5-104 para acceso a redes estándar Ethernet (TCP/IP) LAN/WAN	Permite uso de redes de alta velocidad
Tiempo patrón	No existe	Equipar con una unidad GPS	Sincroniza señales con tiempo estándar
Adecuación de señales	Las señales necesarias para supervisar la central están centralizadas en un tablero en las instalaciones de la central	Se requiere ubicar otro tablero para conectar las señales para supervisión remota	Adecuar cableado con señales necesarias

4.4 Central Hidroeléctrica III (C.H. III)

Esta Central Hidroeléctrica data de 1938. Consta de dos turbinas Francis Doble de eje horizontal, una de marca J.M. VOITH y la segunda marca ESCHER WYSS, sus velocidades de rotación son de 620 rpm.

El caudal de diseño total es de 10 m³/s con una potencia instalada de 4.56 MW. La caída neta de esta central es de 57.50 m. Esta central fue repotenciada en el año 1998 con dos generadores ABB asíncronos con potencias nominales de 2240 y 2320 kW respectivamente para una tensión nominal de 5250 V. Cuenta con supervisión a distancia desde el Centro de Control Principal situado en la Central Térmica I.

La Tabla 4.4 muestra las recomendaciones que se deberán aplicar a la presente central.

TABLA 4.4 Mejoras Recomendadas para la Central Hidroeléctrica III

DESCRIPCIÓN	C.H. III	RECOMENDACIÓN	COMENTARIOS
Software	FactoryLynk	Implementar otro sistema de procesamiento distribuido y orientado a objetos para la operación de sistemas de producción de energía eléctrica, local y remoto	Posibilidad de definir objetos tales como grupo de generación, transformador o línea de transmisión
Hardware			
Estación de Trabajo	Cliente FactoryLink	Implementar arquitectura cliente/servidor	
PLC	GE Fanuc 9030	Implementar una Unidad de Supervisión Remota con CPU principal	
Analizador de Redes	Circutor CVM	Puede quedar como equipo de medición local	
Protocolos	Modbus/Modbus TCP	Implementar IEC 870-5-104 para acceso a redes estándar Ethernet (TCP/IP) LAN/WAN	Permite uso de redes de alta velocidad
Tiempo patrón	No existe	Equipar con una unidad GPS	Sincroniza señales con tiempo estándar
Adecuación de señales	Las señales necesarias para supervisar la central están centralizadas en un tablero en las instalaciones de la central	Se requiere ubicar otro tablero para conectar las señales para supervisión remota	Adecuar cableado con señales necesarias

4.5 Central Hidroeléctrica II (C.H. II)

Esta central data de 1912, posee 3 grupos de turbinas marca J.M. VOITH, tipo Francis de eje horizontal de doble descarga cada una, su caudal de diseño total es de 6 m³/s, con una potencia instalada de 0.79 MW. La caída neta es de 18.70 m.

La captación de esta central toma las aguas directamente de la descarga de las turbinas de la Central Hidroeléctrica I, y pasa por un desarenador similar al utilizado en la central anterior.

La Tabla 4.5 muestra las recomendaciones que se deberán aplicar a la presente central.

TABLA 4.5 Mejoras Recomendadas para la Central Hidroeléctrica II

DESCRIPCIÓN	C.H. II	RECOMENDACIÓN	COMENTARIOS
<i>Software</i>	FactoryLynk	Implementar otro sistema de procesamiento distribuido y orientado a objetos para la operación de sistemas de producción de energía eléctrica, local y remoto	Posibilidad de definir objetos tales como grupo de generación, transformador o línea de transmisión
<i>Hardware</i>			
<i>Estación de Trabajo</i>	Cliente FactoryLink	Implementar arquitectura cliente/servidor	
<i>PLC</i>	No existe	Implementar una Unidad de Supervisión Remota con CPU principal	
<i>Analizador de Redes</i>	Circutor CVM	Puede quedar como equipo de medición local	
<i>Protocolos</i>	Modbus/Modbus TCP	Implementar IEC 870-5-104 para acceso a redes estándar Ethernet (TCP/IP) LAN/WAN	Permite uso de redes de alta velocidad
<i>Tiempo patrón</i>	No existe	Equipar con una unidad GPS	Sincroniza señales con tiempo estándar
<i>Adecuación de señales</i>	Las señales necesarias para supervisar la central están centralizadas en un tablero en las instalaciones de la central	Se requiere ubicar otro tablero para conectar las señales para supervisión remota	Adecuar cableado con señales necesarias

4.6 Central Hidroeléctrica I (C.H. I)

Esta central hidroeléctrica es la más antigua y data de 1905. Consta de dos turbinas Francis de eje horizontal, su caudal de diseño es de $7.6 \text{ m}^3/\text{s}$, con una potencia instalada de 1.47 MW, actualmente se encuentra en reserva por estar en funcionamiento la Mini Central de la Central Hidroeléctrica I.

La caída neta de esta central es de 26.85 m y se encuentra a 2527.17 msnm. Cuenta con dos generadores fabricados por Siemens Schuckert Werk, con una potencia nominal de 1000 y 472 kW respectivamente, para una tensión nominal de 5250 V. Ambos generadores operan con factor de potencia de 0.8 y velocidad de rotación de 600 rpm.

La energía producida por las Centrales Hidroeléctricas I, II y III es transmitida a una barra 5,25 kV en la Central Hidroeléctrica I, luego elevada a 33 kV mediante un transformador de potencia de 11,5 MVA para ser transmitida a la subestación C.T. I que está conectada con el Sistema Interconectado Nacional.

La Tabla 4.6 muestra las recomendaciones que se deberán aplicar a la presente central.

TABLA 4.6 Mejoras Recomendadas para la Central Hidroeléctrica I

DESCRIPCIÓN	C.H. I	RECOMENDACIÓN	COMENTARIOS
<i>Software</i>	FactoryLynk	Implementar otro sistema de procesamiento distribuido y orientado a objetos para la operación de sistemas de producción de energía eléctrica, local y remoto	Posibilidad de definir objetos tales como grupo de generación, transformador o línea de transmisión
<i>Hardware</i>			
<i>Estación de Trabajo</i>	Cliente FactoryLink	Implementar arquitectura cliente/servidor	
<i>PLC</i>	GE Fanuc 9030	Implementar una Unidad de Supervisión Remota con CPU principal y respaldo. La unidad actual puede adecuarse para cumplir con recomendaciones en protocolo y redundancia	Concentra producción de las Centrales Hidroeléctricas I, II y III.
<i>Analizador de Redes</i>	Circutor CVM	Puede quedar como equipo de medición local	
<i>Protocolos</i>	Modbus/Modbus TCP	Implementar IEC 870-5-104 para acceso a redes estándar Ethernet (TCP/IP) LAN/WAN	Permite uso de redes de alta velocidad
<i>Tiempo patrón</i>	No existe	Equipar con una unidad GPS	Sincroniza señales con tiempo estándar
<i>Adecuación de señales</i>	Las señales necesarias para supervisar la central están centralizadas en	Existe tablero para conectar las señales para supervisión remota, requiere completar cableado	Adecuar cableado con señales necesarias

	un tablero en las instalaciones de la central		
--	---	--	--

4.7 Central Térmica I (C.T. I)

Comprende los grupos de generación térmica, convertidor de frecuencia y subestaciones eléctricas:

- 1) **Grupos a Vapor.-** Fueron puestos en funcionamiento entre 1955 y 1979. Constan de tres calderos acuotubulares, dos de ellos son marca Franco Tossi y uno marca Standard Keseel. Los dos primeros tienen quemadores tipo mecánico y el último tipo copa rotativa que operan con petróleo residual 500 a una presión de 28 bar y 410°C. La producción de vapor de estos calderos es 20, 42 y 54 Tn/h respectivamente. Cada uno tiene una turbina a vapor de 4,000 kW, 8,000 kW y 10,000 kW.
- 2) **Turbina a Gas.-** Fue puesta en servicio en el año 1981, fabricada por AEG KANIS-ALEMANIA y tiene una potencia nominal pico de 17,690 kW. El generador es marca AEG-Telefunken y tiene una potencia nominal de 32000 KVA y genera 13800 V, opera con petróleo Diesel.
Los gases de escape de esta turbina son utilizados para generar vapor a través de un caldero de recuperación acuotubular, marca Standard Kessel, puesto en servicio en el año 1982. El caudal de vapor que puede proporcionar este caldero es de 31.5 Tn/h a una presión de 28 bar y 410°C y es entregado a la línea de vapor de las turbinas de vapor.
- 3) **Grupos Diesel (dos unidades).-** Fueron instalados en el año 1987 y cuentan con una potencia instalada de 10400 kW. Dichos grupos son marca Sulzer, los generadores son marca C.E.M. y tienen una potencia nominal de 6540 kVA cada uno, generan 10,400 V y operan con petróleo residual N° 6.
- 4) **Convertidor de Frecuencia.-** Es del tipo rotativo con dos máquinas sincrónicas girando en un solo eje a 600 rpm, tiene una potencia de 8,590 kW a 5,250 V con un factor de 0.8.

La Central Térmica I está supervisada por cuatro unidades de adquisición de datos RTU's Elitel serie 4000 (S.E CT-I, S.E Convertidor, Turbogas y Convertidor) de Eliop, que envían las señales de campo al sistema SCADA Sherpa de esta misma firma.

La Tabla 4.7 muestra las recomendaciones que se deberán aplicar a la presente central.

TABLA 4.7 Mejoras Recomendadas para la Central Térmica I

DESCRIPCIÓN	C.T. I	RECOMENDACIÓN	COMENTARIOS
Software	SCADA Sherpa y SCADA FactoryLink	Implementar otro sistema de procesamiento distribuido y orientado a objetos para la operación de sistemas de producción de energía eléctrica, local y remoto	Posibilidad de definir objetos tales como grupo de generación, transformador o línea de transmisión
Hardware			
Servidor	Alpha Server DS20 y otros	Implementar arquitectura cliente/servidor	Alpha Server no se fabrica más
RTU	Elitel 4000	Se trata de rehusar estas RTU's a través de OPC's implementados en el nuevo sistema SCADA, OPC lee protocolo IEC 870-5-101	Se trata de alcanzar economías para Compañía Generadora del Sur
Analizador de Redes	Circutor CVM	Puede quedar como equipo de medición local	
Protocolos	IEC 870-5-101	Usar OPC's para leer el protocolo IEC 870-5-101	Permite uso de redes de alta velocidad. Además la estampa de tiempo que viene con el protocolo IEC 870-5-101 no es posible integrarlo al Sherpa por su propiedad
Tiempo patrón	No existe	Equipar con una unidad GPS	Sincroniza señales con tiempo estándar
Adecuación de	Las señales	Se requiere efectuar pruebas	Se requiere validar

señales	necesarias para supervisar la central están centralizadas en los tableros de la RTU's en las instalaciones de la central térmica	de punto a punto de todas las señales conectadas a las RTU's Elitel 4000. Emplear OPC's en un nuevo ambiente SCADA.	las señales procedentes de las RTU's Elitel 4000
---------	--	---	--

4.8 Central Térmica II (C.T. II)

Comprende los siguientes grupos de generación térmica:

- 1) **Grupos Diesel (3 Grupos).**- Estos grupos marca Mirrlees Blackstone fueron instalados en el año 1997, cuentan con una potencia instalada de 31500 kW y rpm nominal de 514. Los generadores son marca BRUSH y tienen una potencia nominal de 13208 KVA cada uno y generan a 13800 Voltios con un factor de potencia de 0.8 y a una frecuencia de 60 Hz, operan con petróleo residual 500 y tienen un rendimiento promedio de 17 kWh/gl. Cuenta con un sistema de supervisión a distancia desde el Centro de Control de CT-I.
- 2) **Turbinas a Gas (Dos Unidades).**- Estas turbinas fabricadas por Alstom fueron puestas en servicio en el año 1999, tienen una potencia nominal de 37400 kW cada una y generan 13800 V. Operan con petróleo diesel, su eficiencia promedio es de 11.8 kWh/gl y se encuentran a 90 m.s.n.m, el número de etapas de cada turbina es de 3 y de cada compresor son 17. El generador es marca Alstom y tiene una potencia nominal de 45000 kW con un factor de potencia de 0.85 y diseñado para una frecuencia de 60 Hz.

Los generadores eléctricos del Turbo Gas, posee un sistema de control local basado en un sistema de supervisión propietario que opera sobre una plataforma de DOS. Los Grupos Diesel 1,2 y 3 son controlados por el sistema FactoryLink sobre una plataforma de Windows.

Los grupos eléctricos Turbo Gas poseen un equipo concentrador de señales llamado Microeck, cada turbo gas tiene dentro de su estructura un sistema de control SCADA, el mismo que se interconecta con un bus de datos

propietario denominado Arcnet, cuyo medio de transmisión empleado es cable coaxial, esta conexión tiene como destino final el sistema de control local en la Central Térmica II y desde allí se ha adecuado un protocolo serial IEC 870-5-101 de una RTU GE D25 y de esta forma enviar los datos al Centro de Control Principal de la Compañía Generadora del Sur, por medio de un enlace de Microondas.

Los grupos Diesel 1, 2 y 3 están controlados por un sistema de supervisión FactoryLink, la concentración de las señales lo realiza un PLC QUANTUM bajo el protocolo de comunicación Modbus plus, y sus respectivos módulos instalados localmente para cada grupo, mientras que el modulo de comunicaciones se encuentra en la sala de control local de la Central Térmica II.

La Tabla 4.8 muestra las recomendaciones que se deberán aplicar a la presente central.

TABLA 4.8 Mejoras Recomendadas para la Central Térmica II

DESCRIPCIÓN	C.T. II	RECOMENDACIÓN	COMENTARIOS
Software	Sistema de supervisión propietario que opera sobre una plataforma de DOS y sistema de supervisión Factory Link sobre una plataforma de Windows.	Implementar otro sistema de procesamiento distribuido y orientado a objetos para la operación de sistemas de producción de energía eléctrica, local y remoto	Posibilidad de definir objetos tales como grupo de generación, transformador o línea de transmisión
Hardware			
Servidor		Implementar arquitectura cliente/servidor	No se fabrica más
RTU y PLC	GE D25 y PLC Quantum	Se trata de rehusar estas RTU's a través de OPC's implementados en el nuevo sistema SCADA, OPC lee el protocolo IEC 870-5-101. Además implementar una Unidad de Supervisión Remota Con CPU principal y respaldo.	Se trata de alcanzar economías para Compañía Generadora del Sur
Analizador de Redes	Circutor CVM	Puede quedar como equipo de medición local	
Protocolos	Arcnet, IEC 870-5-101 y Modbus	Usar OPC's para leer el protocolo IEC 870-5-101	Permite uso de redes de alta velocidad. Además la estampa de tiempo que viene con el protocolo

			IEC 870-5-101 no es posible integrarlo al Sherpa pro su propiedad
Tiempo patrón	No existe	Equipar con una unidad GPS	Sincroniza señales con tiempo estándar
Adecuación de señales	Las señales necesarias para supervisar la central están centralizadas en los tableros de la RTU's en las instalaciones de la central térmica	Se requiere tablero para conectar las señales para supervisión remota	Adecuar cableado con señales necesarias

4.9 Centro de Control Principal de la Compañía Generadora del Sur (C.G. SUR)

Para la operación de su Sistema Eléctrico de Potencia, la Compañía Generadora del Sur cuenta con un Centro de Control Principal, emplazado en las instalaciones de la Central Térmica I, desde donde se realiza la supervisión y monitoreo de sus centrales hidroeléctricas, térmicas, subestaciones; así como también de la supervisión de los reservorios que constituyen a la unidad de generación de Compañía Generadora del Sur.

Actualmente el Centro de Control Principal de Compañía Generadora del Sur opera a través de dos sistemas:

- 1) El Sistema SCADA SHERPA que supervisa: dos (2) subestaciones de 33 KV, las centrales Turbogas y Convertidor de Frecuencias de la CT-I, que operan con RTUs ELITEL 4000, las medidas analógicas de las centrales hidráulicas y las turbinas de gas de la CT-II.
- 2) El Sistema SCADA FACTORY LINK empleado para la operación de Central Hidroeléctrica V (la central de generación mas importante del sistema), los diques

de regulación horaria y las Subestaciones (línea 138 KV de la Central Hidroeléctrica V y L-1126 de la Central Térmica I).

Ambos Sistemas SCADA operan con una base de datos ORACLE y emplean el protocolo LIVE DATA ICCP para el envío de información al COES (SEIN).

La Tabla 4.9 muestra las recomendaciones para la implementación a la presente central.

TABLA 4.9 Mejoras Recomendadas para el Centro de Control Principal

DESCRIPCIÓN	C.C. Principal	RECOMENDACIÓN	COMENTARIOS
<i>Software</i>	SCADA Sherpa y SCADA FactoryLink	Implementar un nuevo sistema SCADA de procesamiento distribuido y orientado a objetos para la operación de sistemas de producción de energía eléctrica, local y remoto, con una nueva base de datos única que emplee las estructuras de datos actuales	Posibilidad de definir objetos tales como grupo de generación, transformador o línea de transmisión
<i>Hardware</i>			
<i>Servidor/Estación de Trabajo</i>	Alpha Server DS20 y Servidor para FactoryLink	Ver reuso de servidores y estaciones de trabajo actuales en un ambiente de arquitectura cliente/servidor	
<i>RTU</i>	Elitel 4000		
<i>Analizador de Redes</i>	Circutor CVM	Puede quedar como equipo de medición local	
<i>Protocolo de Interconexión de Centros de Control</i>	LIVE DATA	Implementar otro protocolo ICCP amigable y mantenible	
<i>Protocolos</i>	IEC 870-5-101	Usar OPC's para leer el protocolo IEC 870-5-101	Permite uso de redes de alta velocidad. Además

			la estampa de tiempo que viene con el protocolo IEC 870-5-101 no es posible integrarlo al Sherpa por su propiedad
<i>Tiempo Patrón</i>	No existe	Equipar con una unidad GPS	Sincroniza señales con tiempo estándar
<i>Adecuación de Señales</i>	Las señales necesarias para supervisar la central están centralizadas en los tableros de la RTU's en las instalaciones de la central térmica	Se requiere efectuar pruebas de punto a punto de todas las señales conectadas a las RTU's Elitel 4000. En un nuevo ambiente SCADA, mediante el empleo de OPC's leer el protocolo IEC 870-5-101	

4.10 Adecuación de Señales Faltantes Según Requerimiento del COES (SEIN).

Mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE del 22-02-2005-se aprueba una nueva Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR). En el Numeral 1.5.2 de dicha Norma, se establece que “El Coordinador determinará el protocolo de comunicaciones entre el Centro de Control del Coordinador y los Centros de Control de los Integrantes del Sistema, basado en normas internacionales, e indicará las especificaciones técnicas mínimas de este protocolo para todos los centros de control. Asimismo, establecerá los requisitos mínimos de calidad y condiciones para el intercambio de información en tiempo real que requiera, especialmente en cuanto a calidad de las medidas y estados, sincronización horaria de

las mismas, señalización horaria de los cambios de estado, entre otros, que considere necesarios por su importancia, lo cual será de cumplimiento obligatorio.”

El 20-06-2005 la Compañía Generadora del Sur recibe un documento de trabajo, donde se hace llegar el proyecto de Manual para el Intercambio de Información entre el Coordinador y los Integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este manual establecerá los lineamientos del numeral 1.5.2 de la NTCOTR vigente.

Entre los aspectos de dicho manual, se observa que el centro de control de Compañía Generadora del Sur no está acondicionado para cumplir, con la entrega del 65.8% de señales requeridas, así como el etiquetado de tiempo para todas las señales tanto analógicas como digitales.

Por todos estos motivos, la Compañía Generadora del Sur decide implementar la actualización tecnológica de su Centro de Control de modo que además de aprovechar las nuevas tecnologías de telecomunicaciones existentes en las instalaciones de la Compañía Generadora del Sur, cumpla con los requisitos de la Norma y Manual indicados, en los plazos señalados.

Según lo mencionado existen señales análogas y digitales que faltan ser integradas al Centro de Control Principal de la Compañía Generadora del Sur, las señales que no están integradas son las que se muestran en la siguiente Tabla 4.10.

TABLA 4.10 Letrado de Señales Faltante Según Requerimiento del COES (SEIN)

RESUMEN DE PUNTOS FALTANTES					
ESTACIONES	SEÑALES FALTANTES				
	TM	TE	TA	TALC	TOTAL
Central Hidroeléctrica V	10	34	34	1	79
Central Hidroeléctrica IV	18	28	25	1	72
Central Hidroeléctrica VI	2	10	9	1	22
Central Hidroeléctrica III	2	8	9	1	20
Central Hidroeléctrica II	2	14	12	1	29
Central Hidroeléctrica I	2	10	9	1	22
Central Hidroeléctrica 123	14	22	21	1	58
Central Térmica I (CONVERTIDOR)	9	21	28	1	59
Central Térmica I	26	43	42	1	112
Subestación C.T. I	8	17	28	1	54
Central Térmica II	25	24	21	1	71
DIQUE	0	0	0	1	1
SUBTOTALES	118	231	238	12	599

Asimismo, la siguiente Tabla 4.11 muestra el resumen de la cantidad de señales que solicita el COES. Se requiere una Ingeniería de Detalle para la adecuación de estas señales como parte de la mejoras tecnológica del SCADA del Centro de Control de la Compañía Generadora del Sur.

TABLA 4.11 Total de Señales Requeridas por el COES (SEIN)

RESUMEN DE PUNTOS DE COMPAÑÍA GENERADORA DEL SUR			
ESTACIONES	FALTAN	EXISTENTES	TOTAL
Central Hidroeléctrica V	79	34	113
Central Hidroeléctrica IV	72	12	84
Central Hidroeléctrica VI	22	10	32
Central Hidroeléctrica III	20	10	30
Central Hidroeléctrica II	29	12	41
Central Hidroeléctrica I	22	8	30
Central Hidroeléctrica 123	58	8	66
Central Térmica I (CONVERTIDOR)	59	41	100
Central Térmica I	112	34	146
Subestación C.T. I	54	48	102
Central Térmica II	71	2	73
DIQUE	1	4	5
SUBTOTALES	599	223	822

CAPÍTULO V ANALISIS COSTO BENEFICIO

5.1 Objetivo

Demostrar a corto y largo plazo el retorno de la inversión monetaria que necesariamente se efectuará para la actualización del sistema de control actual y que serán conformadas por plataformas en hardware y software. Además de contar con un estimado de cuanto produce y deja de producir por eventos planeados é imprevistos y otros que influyen directamente a la producción y gestión de energía eléctrica.

5.2 Establecimiento de Variables y Operaciones

Las variables que se consideran para el presente estudio se tipifican según sus cualidades de intervención a las diferentes operaciones a realizar a corto y largo plazo por la Compañía Generadora del Sur, estas variables serian:

Costo marginal anual de energía eléctrica (US\$/MW.h), es el costo de energía medido por MW/h, se considera el costo promedio anual del año 2005 y es: 63.78 US\$/MW.h, fuente estadística COES.

Energía eléctrica promedio anual efectiva, energía contable producida, medido en energía/hora 772.809 MWh, fuente COES.

Otras variables generales como periodos de días/año, horas/día, numero personal operario, renumeración promedio anual, costo soporte a tecnología cerrada/abierta, escritura/lectura de señales, donde su valor es proporcionado estadísticamente por la Compañía Generadora del Sur y estimadas por experiencias tangibles a proyectos de características similares.

Las operaciones que se consideran para el presente estudio se tipifican según sus cualidades que afectan positiva, negativamente (ingresos y egresos) y en forma directa é indirectamente a la producción y gestión de energía eléctrica, estas variables determinan los costos estimados próximos a los percibidos actual y a futuro, esto es el punto de apoyo para direccionar los objetivos futuros que la Compañía Generadora del Sur efectuara desde el inicio de la puesta en marcha del proyecto.

TABLA 5.1 Calculo de Perdidas por Paradas de Mantenimiento Programadas

S I S T E M A	COSTO ENERGIA ELECTRICA PROMEDIO ANUAL AÑO 2005	CANTIDAD DE ENERGIA PROMEDIO ANUAL EFECTIVO	FACTOR (1)	ESTIMACIÓN DE COSTO ANUAL	
	AÑO 2005 (US\$/MWh)	AÑO 2005 (MWh)	ESTIMADO 2005	TOTAL US\$	SIG.
(E)	63.78	772,809.00	0.003652968	180,053.91	-
(F)	63.78	772,809.00	0.001826484	90,026.96	+

TABLA 5.2 Calculo de Perdidas por Paradas de Mantenimiento No Programadas

S I S T E M A	COSTO ENERGIA ELECTRICA PROMEDIO ANUAL AÑO 2005	CANTIDAD DE ENERGIA PROMEDIO ANUAL EFECTIVO	FACTOR (1)	ESTIMACIÓN DE COSTO ANUAL	
	AÑO 2005 (US\$/MWh)	AÑO 2005 (MWh)	ESTIMADO 2005	TOTAL US\$	SIG.
(E)	63.78	772,809.00	0.004109589	202,560.65	-
(F)	63.78	772,809.00	0.002739726	135,040.43	+

TABLA 5.3 Calculo de Costo en Soporte Nacional / Extranjero para Sistemas de Tecnologías Cerradas y Abiertas

S I S T E M A	COSTO DE SOPORTE A TECNOLOGIA	PERIODO DE ADQUISICION AL SOPORTE	ESTIMACIÓN DE COSTO ANUAL	
	AÑO 2005 US\$	NUMERO DE HORAS AL AÑO	TOTAL US\$	SIG.
(E)	500	80	40,000.00	-
(F)	200	15	7,500.00	+

TABLA 5.4 Calculo Comparativa en la Mejora en Operatividad del Sistema de Control

S I S T E M A	COSTO ENERGIA ELECTRICA PROMEDIO ANUAL AÑO 2005	CANTIDAD DE ENERGIA PROMEDIO ANUAL EFECTIVO	FACTOR (2)	ESTIMACIÓN DE COSTO ANUAL	
	AÑO 2005 (US\$/MWh)	AÑO 2005 (MWh)	ESTIMADO 2005	TOTAL US\$	SIG.
(E)	63.78	772,809.00	4.91431E-05	2,422.25	-
(F)	63.78	772,809.00	1.24386E-05	613.09	+

TABLA 5.5 Calculo Costo Anual por Mano de Obra Remunerada Disminuida

S I S T E M A	CANTIDAD DE PERSONAS / TRABAJADORES	REMUNERACION ANUAL US\$	ESTIMACIÓN DE COSTO ANUAL	
	AÑO 2007- 2016	AÑO 2005	TOTAL US\$	SIG.
(F)	2	16,800.00	33,600.00	-

TABLA 5.6 Costo Actualización del Nuevo Sistema de Control

S I S T E M A	INVERSION	FACTOR (3)	ESTIMACIÓN DE COSTO ANUAL	
	AÑO EFECTIVO 2007 (US\$)	ESTIMADO 2005	TOTAL US\$	SIG.
(F)	494,659.29	0.09	44,170.00	+

(E): Existente

(F): Futura

FACTOR (1): Tiempo en horas de parada la planta respecto al total de horas de un año.

FACTOR (2): Estadística de fallas en la operación, depende de número de maniobras.

FACTOR (3): Porcentaje de desactualización para sistemas de control y automatización.

5.3 Calculo del TIR Y VAN

La Tabla 5.7 presenta el resumen de las variables influyentes existentes y futuras, resume los cálculos de las tablas descritas líneas arriba.

TABLA 5.7 Descripción de Alternativas a Compararse Económicamente

I. CALCULO DE COSTOS PARA VARIABLES ACTUALES (EXISTENTES)	
1) COSTO POR PARADAS PARA MANTENIMIENTO PROGRAMADAS	180,053.91
2) COSTO POR PARADAS NO PROGRAMADAS	202,560.65
3) COSTO SOPORTE A TECNOLOGIA CERRADA	40,000.00
4) COSTO DE OPERATIVIDAD MEDIDO POR TIEMPO DE RESPUESTA	2,422.25
5) COSTO MANO DE OBRA RENUMERADA	33,600.00
Sub Total Anual US\$ (I)	458,636.81
II. CALCULO DE COSTOS PARA VARIABLES FUTURAS	
6) COSTO POR PARADAS PARA MANTENIMIENTO PROGRAMADAS	90,026.96
7) COSTO POR PARADAS Y NO PROGRAMADAS	135,040.43
8) COSTO SOPORTE A TECNOLOGIA ABIERTA	7,500.00
9) COSTO DE OPERATIVIDAD MEDIDO POR TIEMPO DE RESPUESTA	613.09
10) ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL	44,170.00
Sub Total Anual US\$ (II)	277,350.48
AHORRO ANUAL US\$ (I)-(II)	181,286.33

La Tabla 5.8 muestra el calculo del VAN y TIR señalando los valores de los parámetros de interés, periodo y inversión descritas y calculados anteriormente.

TABLA 5.8 Calculo del VAN y TIR

EVALUACIÓN ECONÓMICA TOTAL					
Flujo caja					
Parámetros:					
Interés :	(%)		0.125		
Periodo :	(años)		10.00		
Inversión :	(\$)		494,659.29		
Años	Flujo de Caja	1/(1+a)^n	Valor Presente	VAN	TIR
0.00	-494,659		-494,659		
1.00	181,286	0.89	161,143	-333,516	-63%
2.00	181,286	0.79	143,239	-190,277	-18%
3.00	181,286	0.70	127,323	-62,954	5%
4.00	181,286	0.62	113,176	50,222	17%
5.00	181,286	0.55	100,601	150,823	24%
6.00	181,286	0.49	89,423	240,246	29%
7.00	181,286	0.44	79,487	319,733	31%
8.00	181,286	0.39	70,655	390,389	33%
9.00	181,286	0.35	62,805	453,193	34%
10.00	181,286	0.31	55,826	509,020	35%

El horizonte planeado se ha definido en 10 años, debido a que es el tiempo que se considera necesario para alcanzar la producción objetivo definido en los planes de manejo de recursos económicos y financieros de la institución.

La tasa del 12.5% utilizada, es considerada adecuada para este tipo de proyectos según programas de cálculos de ingresos y egresos estadísticos que tiene la Compañía Generadora del Sur.

El monto de inversión es definida de acuerdo a los cálculos obtenidos en la tabla presupuestaria (ver Anexo A), este cálculo deberá ser exacto y acorde al requerimiento de suministro y mano de obra para el proyecto.

5.4 Comentarios

Desde el punto de vista al análisis de sensibilidad, el comportamiento de los flujos de fondos calculados en las Tablas 5.1 al 5.6, es incierto, puesto que no es posible conocer que pueda ocurrir, ni lo que ocurrirá efectivamente y en que modo a los flujos calculados durante los diez (o pudo afectar al sistema existente sin proyecto), por este motivo estamos en un escenario de riesgo o incertidumbre.

Se dice que existe riesgo cuando hay una situación en la cual hay más de un posible resultado y la probabilidad de cada resultado específico se conoce o se puede estimar, en cambio se habla de incertidumbre cuando esas probabilidades no se conocen o no se pueden estimar. En otras palabras, existe riesgo cuando los posibles escenarios con sus resultados se conocen y existen antecedentes para estimar su distribución de frecuencia y hay incertidumbre cuando los escenarios o su distribución de frecuencia se desconocen. Por todo lo anteriormente expuesto, consideramos que nos manejamos en una situación de riesgo.

Una contribución a la disminución al riesgo obtenido es cumplir con la disposición del retiro permanente de dos trabajadores operarios, este retiro podrá efectuarse de manera justificada de acuerdo a leyes laborales nacionales e internas de la institución, vigentes y sin atenuantes. Otra contribución a la disminución al riesgo es mantener un costo promedio de actualización a lo estimado, por tanto la Compañía Generadora del Sur deberá efectuar la selección que mejora la alternativa de no obsolescencia de hardware y software del sistema nuevo a implementar.

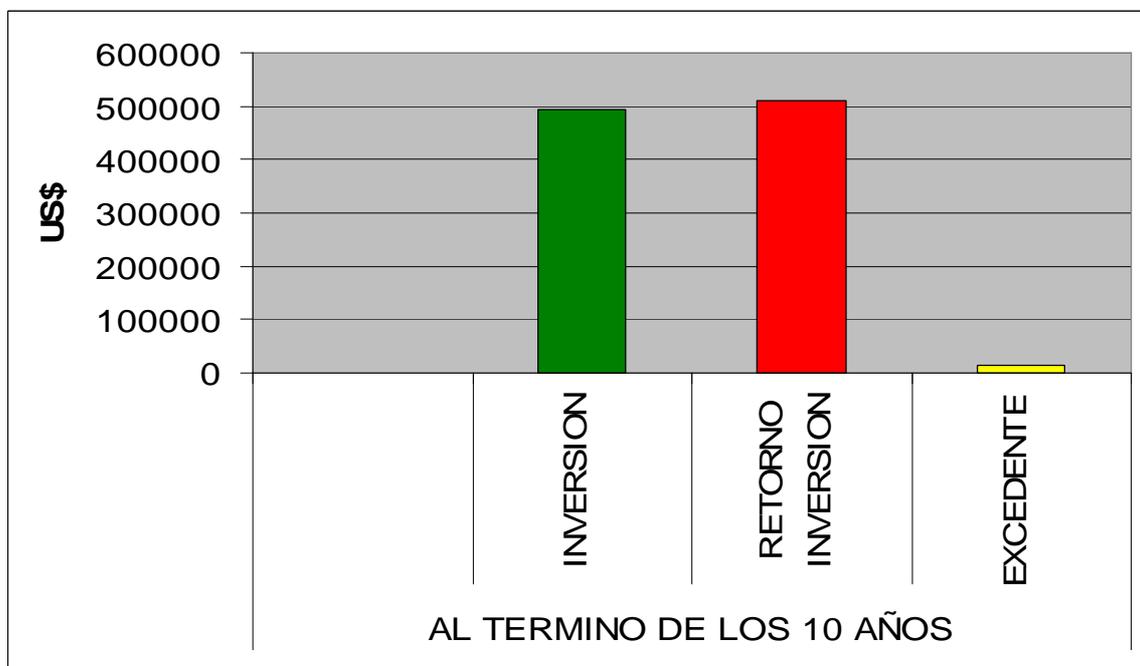
El VAN mide el valor que agrega el proyecto en unidades monetarias, considerando la diferencia entre los ingresos y egresos que genera el proyecto a valores actuales. Un VAN positivo muestra el excedente que genera el proyecto por encima de la rentabilidad pretendida, rentabilidad que está representada en la tasa que se utiliza para actualizar los ingresos y egresos.

La TIR representa la rentabilidad promedio anual que genera el proyecto sobre los fondos invertidos. Es la tasa que iguala el valor actual de los ingresos con el valor actual de los egresos.

Se obtiene un VAN = US\$ 509.020.00 y se estima que al termino de los diez años el proyecto quedara cubierto con un margen positivo de US\$ 14,360.63 (509,020.00 - 494,659.29), esto indica que si es posible el retorno de inversión con una tasa del 35%, y las cuotas mensuales de retorno serian de TIR = US\$ 180,937.00.

La figura 5.1 muestra un grafico de barra en la cual se comparan los resultados obtenidos.

Fig. 5.1 Grafica de Barras Comparativas Según Cálculos Obtenidos



Con estos resultados se obtiene la relación Beneficio (VAN)/Costo (Inversión) = 103%, con un 3% de excedente, tomado como colchón bajo cualquier imprevisto. Este valor es moderadamente bajo considerando una actividad de 10 años, sin embargo llevando el cumplimiento y recomendaciones para la gestión y administración al nuevo sistema de control y modos de operación de las plantas se podrá alcanzar con éxito los márgenes señalados, tener presente que el proyecto se encuentra en un escenario de riesgo.

Se puede concluir señalando que el presente proyecto es totalmente factible para su realización, considerando las recomendaciones y metodologías señaladas.

CAPÍTULO VI ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

6.1 Alcances del Proyecto

El presente documento tiene por objeto fijar los alcances y las condiciones para la contratación de una empresa fabricante especializada en la producción de equipos y programas de control de procesos de producción de energía eléctrica, para implementar la actualización tecnológica del Centro de Control de Compañía Generadora del Sur y cumplir con los requerimientos de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR) y del Manual Técnico de Intercambio de Información entre el Coordinador y los Integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), consistentes en la adecuación de todas las señales (estado, alarmas y mediciones) del sistema, con una debida Ingeniería de Detalle, para dar debido cumplimiento a la normatividad vigente.

Los equipos de adquisición de datos serán de última tecnología actualmente en operación probada y sustentada en el uso de control de procesos basados en microprocesadores: Estos equipos, denominados Unidad de Control Remota (UCR), serán los encargados de recoger información de las centrales de generación y SSEE de AT/MT del área de Concesión de Compañía Generadora del Sur, así como ejecutar todas las funciones de control y estarán preparadas que en un futuro ejecutar funciones de telemando, incluyendo la lógica de inter bloqueos en la operación de los equipos de maniobra que integrará toda la información de la centrales y/o subestación a través de enlaces de datos y conexiones directas cableadas. También tendrán la función de interfase de comunicaciones con el sistema SCADA y con un gran manejo de protocolos de comunicación estándares, sobre todo de alta velocidad.

Debido a que en ésta fase del proyecto se va a mantener parte del equipamiento actual con sus sistemas de supervisión y control originales basados en lógicas de relés, la UCR recolectará ésta información a través de conexiones cableadas directas (que deberán efectuarse) a los equipos a supervisar. En caso de que existan las señales adecuadas en el gabinete de control local, serán tomados desde los mismos puntos en donde se encuentren actualmente, teniendo en cuenta el aislamiento y protección correspondientes.

Para cada central hidroeléctrica, térmica y subestación, se proveerá, la Ingeniería de detalle, el equipamiento, materiales y mano de obra, así como las pruebas correspondientes, para la adecuación de las señales de medidas, estados y alarmas de cada una de las celdas eléctricas, así como la conexión hacia los tableros nuevos y existentes donde están situados los equipos de comunicación y control.

El Sistema de Control proyectado tiene la característica de ser totalmente independiente a los Sistemas de Control existentes, solo compartirán y/o serán adecuados algunos de los equipos que trabajan en un nivel bajo. Sin embargo, también el presente documento define la utilización de los equipos existentes.

6.1.1 Determinación de las Prioridades en las Adquisiciones

La realización de las adecuaciones del sistema eléctrico de Compañía Generadora del Sur para dar cumplimiento a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR) son de alta prioridad y de realización en el corto plazo (un año), en ese período deben gestionarse las adquisiciones pertinentes y que son materia del presente proyecto.

La realización de la adecuación de las señales de campo para cumplir con la normatividad vigente solo soluciona una parte del problema de la Compañía Generadora del Sur para la supervisión de su Sistema Eléctrico de Potencia, tal como se ha diagnosticado, para completar la solución se requiere un nuevo sistema SCADA, que aproveche las mejoras tecnológicas en materia de supervisión remota desarrolladas a partir de estándares. En la Figura 6.1, se muestra un horizonte de corto plazo del desarrollo de funciones y equipamiento para el Centro de Control de la Compañía Generadora del Sur.

En la Figura 6.1, mencionada se ha añadido otras funciones que no están en el alcance del proyecto actual, pero que debieran considerarse para desarrollo futuro, en las mismas se incluyen funciones de telemando y automatización; así como herramientas que ayuden a la gestión en línea para la producción de energía eléctrica.

En resumen que se plantea el siguiente horizonte de funciones para la Compañía Generadora del Sur:

1) Etapa I.- Año de implementación 2006

- a) Nuevo ICCP.-** “Consiste en el reemplazo del Programa ICCP Live Data por un nuevo protocolo ICCP que cumpla con los estándares de arquitectura abierta y otros, y con los requerimientos de transmisión de datos que recomienda el COES, y dar cumplimiento los requerimientos de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR) y del

Manual Técnico de Intercambio de Información entre el Coordinador y los Integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)".

2) Etapa II.- Año de implementación 2007

- a) **Nuevo SCADA.-** Adecuación de Señales y Funciones de Aplicación: Gestión de Datos Históricos, Reporte de Perturbaciones, Procesamiento Inteligente de Alarmas y Generación de Reportes y Base de Datos. "Consiste en el reemplazo de los SCADA's Sherpa y FactoryLink por un nuevo sistema SCADA que cumpla con los estándares de arquitectura abierta y otros, considerando además funciones de aplicación a los menesteres de la operación del sistema eléctrico de Compañía Generadora del Sur".
- b) **Telemando.-** "Consiste en la implementación de funciones de control y mando de los equipos de maniobra de las instalaciones electromecánicas y de automatización de las Centrales de Generación que la Compañía Generadora del Sur decida"
- c) **Gestión para la Producción de Energía Eléctrica.-** "Paquete de herramientas en línea de apoyo a la gestión de la producción de energía, como son entre otros: Manejo de la Demanda a Corto Plazo, Manejo de las Reservas Térmica e Hidráulica, Predicción de Escorrentías y Despacho de Reservorios"

FUNCIONES
SCADA Y
APLICACIONES

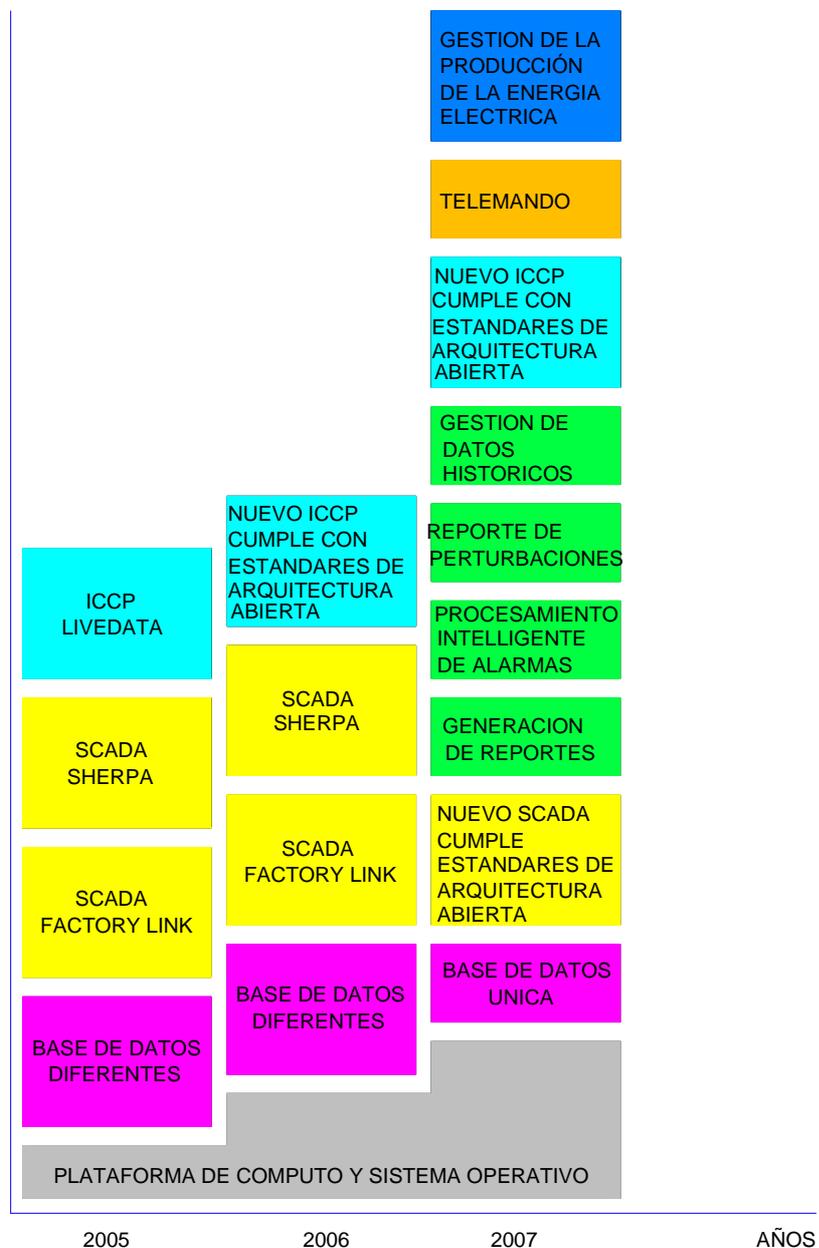


Fig. Nº 6.1 Horizonte de Corto Plazo para Implementar Funciones de Telecontrol en Compañía Generadora del Sur

Los alcances generales considerados para el presente proyecto son los siguientes:

- 1) Las actividades de adecuación de las instalaciones eléctricas y de suministro de equipos y programas, incluyendo entrenamiento, que el Postor realizara tal como el suministro de equipos y programas, su instalación, programación, pruebas y puesta en servicio, serán efectuadas en las Centrales Hidroeléctricas I, II, III, IV, V y VI, Subestaciones Convertidor, S.E. CT-I, Convertidor de Frecuencia, Turbinas a Vapor (TV 1, 2 y 3), grupos Sulzer 1 y 2, grupo Turbogas y diques Campanario y Cincel y en la Central Térmica II que esta conformada por dos (2) grupos Turbogas y tres (3) grupos Diesel todos los mencionados son materia del presente proyecto.
- 2) El Postor deberá realizar el suministro, montaje, instalación del equipamiento necesario para dar cumplimiento los requerimientos de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR) y del Manual Técnico de Intercambio de Información entre el Coordinador y los Integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), las mismas que son especificadas en el presente documento.
- 3) El Postor deberá realizar las adecuaciones de señales, desde su cableado hasta el envío satisfactorio a/y que son requeridas por el COES y dar cumplimiento los requerimientos de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR) y del Manual Técnico de Intercambio de Información entre el Coordinador y los Integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)
- 4) El Postor deberá realizar el suministro de las herramientas necesarias, instalación, configuración, programación y puesta en servicio para la entrega y recepción de datos a/del COES respectivamente, para lo cual el equipamiento a suministrar deberá contemplar una transferencia de datos bidireccional.
- 5) El Postor proveerá todo el equipamiento, software, materiales, servicio de implementación y programación así como también las pruebas de fábrica, en sitio y puesta en servicio, incluyendo entrenamiento. El control computarizado y de transmisión de datos, se basarán en una aplicación de estándares para la industria eléctrica y de una tecnología de punta, cuyos componentes deberán interactuar en una plataforma empresarial, que ira desde el CCP hasta los niveles más bajos de jerarquía de control de las Centrales Hidroeléctricas, Térmicas y Subestaciones de la Compañía Generadora del Sur.

El CCP esta ubicada en la CT-I, situada en departamento de Arequipa. Este sistema deberá ser concebido como un "sistema abierto" y compatible con el

equipamiento existente, es decir un sistema que pueda proporcionar los siguientes beneficios en términos de programas y equipamiento que proveerá el Postor:

- Ser fácilmente actualizable, de tal manera que se acomode a las necesidades de cambio de Compañía Generadora del Sur, sin que sea necesario un reemplazo completo.
- Permitir la incorporación de una nueva tecnología de hardware y software, sin mayores cambios en su estructura y software existentes
- Proteger las inversiones que Compañía Generadora del Sur realice en capacitación de personal y adquisición de "software", por lo que deberá ser perfectamente actualizable, en base a la estructura "hardware" y "software".
- Evitar las interrupciones en las prestaciones del sistema, cuando éste sea actualizado o mejorado.
- Minimizar el esfuerzo de mantenimiento del software, así como poder escoger futuras tecnologías y proveedores.
- El equipamiento deberá ser con unidades de control remotas basadas en microprocesadores, con funciones de supervisión, control y medición, con capacidad de integrarse a los sistemas SCADA´s existentes en el mercado en forma natural y amigable.
- La comunicación entre el centro de control de Compañía Generadora del Sur y el COES SINAC será por protocolo de comunicación ICCP TASE 2.
- La comunicación entre el CCP y las centrales hidroeléctricas, térmicas y subestaciones remotas será con el protocolo de comunicaciones IEC 60870-5-104 (equipamiento a proveer), el mismo que será el protocolo estándar del proyecto. Mientras que para los equipos existentes y adecuados será con el protocolo de comunicación MODBUS/TCP,
- Se proveerá el equipamiento adecuado para la adecuación de los equipos existentes.

El sistema deberá estar basado en una arquitectura ampliamente reconocida en el área de centros de control y ceñirse estrictamente a los estándares nacionales e internacionales en su diseño, configuración y fabricación. También el sistema deberá ensamblarse a partir de componentes estándares que requieran el mínimo de modificación, minimizándose el hardware personalizado.

El Sistema del CCP deberá seguir procesamiento distribuido y seguir un modelo cliente/servidor por medio de interconexión en redes.

- 6) El Postor proveerá el equipamiento, software, accesorios, materiales, instalación, configuración, programación, adecuación, pruebas y puesta en servicio de las

telecomunicaciones existentes y disponibles para el presente proyecto, para la transmisión de información del sistema de datos en tiempo real. Las pruebas incluyen a los equipos proveídos y existentes siempre que estos últimos pasen a pertenecer al presente proyecto.

- 7) El Postor realizará el dibujo de todos los planos de montaje, instalación y conexionado para el montaje y los planos como construidos (As Built), las fichas de conexionado, la certificación de las pruebas de fábrica de los dispositivos, pruebas en sitio y puesta en servicio y todos los documentos necesarios que permitan el normal desarrollo de las actividades del Postor.
- 8) Se proveerá la ingeniería de detalle, fabricación, suministro, montaje, pruebas, puesta en servicio de los equipos, estructuras mecánicas y accesorios que componen el sistema de supervisión y control de las centrales hidroeléctricas, térmicas y subestaciones involucradas en el presente proyecto.
- 9) El Postor realizará la fijación e instalación de los armarios y gabinetes, incluyendo su respectivo cableado, hasta poner a punto su completa operatividad y satisfactorio funcionamiento, a ser comprobadas con las respectivas pruebas en el sitio después del montaje.
- 10) El Postor en base a su experiencia ubicará la mejor ruta para el emplazamiento y conducción de los cables de control y de comunicaciones que proveerá.
- 11) Se proveerá la Ingeniería, supervisión, dirección técnica, mano de obra, herramientas, transporte, gastos de desplazamiento, almacenaje, estadía, seguros, etc., necesarios para la implantación de todas las actividades que dan fiel cumplimiento al presente proyecto.
- 12) El Postor efectuará, desde las aduanas respectivas el transporte de los equipos y materiales considerados en las especificaciones, así como también de todos los dispositivos y materiales de procedencia nacional, desde su respectivo lugar de origen, hasta el sitio final de instalación.
- 13) Se realizará las pruebas experimentales de funcionamiento respecto al tiempo en donde este involucrado todos los sistemas que conforman este proyecto.
- 14) Se proveerán cursos de capacitación para el personal que se hará cargo del mantenimiento y desarrollo de los diferentes sistemas que conforma el presente proyecto.

6.1.2 Propuesta de un Centro de Control de Contingencia

Como resultado del diagnóstico del Centro de Control actual se confirmó la necesidad prioritaria de la Actualización Tecnológica del Centro de Control para dar Cumplimiento de la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real

(NTCOTR), pero además para que esta adecuación sea completa se requiere contar con un nuevo sistema SCADA dotado de funciones para potenciar la operación del sistema eléctrico de Compañía Generadora del Sur, que tome en cuenta los estándares mínimos que guían el desarrollo de estas actividades, esto permite independencia del fabricante, y por ende una explotación del mismo con personal propio capacitado, acorde con los requerimientos de operación, control y supervisión del sistema eléctrico.

Este nuevo Sistema SCADA, cuya implantación se prevé para el año 2006 reemplazará al existente que fue implementado en el año 2000. Este último ha superado los cinco años que se consideran como período de vida útil de los programas que forman parte del mismo, habiendo pasado el Sistema SCADA actual a una etapa de obsolescencia técnica.

De otro lado existe también la necesidad por parte de Compañía Generadora del Sur de dar debido cumplimiento y con carácter prioritario a la normatividad vigente, cuyo texto se resume seguidamente:

- Mediante Resolución Ministerial Nro. 224-2004, de fecha 23 de Julio del 2004, la Presidencia del Consejo de Ministros aprueba el uso obligatorio de la Norma Técnica Peruana NTP-ISO-IEC 17799:2004 EDI Tecnología de la Información. Código de Buenas Prácticas para la Gestión de la Seguridad de la Información. 1ª Edición” en entidades del Sistema Nacional de Informática.
- Con fecha 11 de abril 2005 la Gerencia General con Circular GG.-002/2005-Compañía Generadora del Sur comunica el inicio oficial del proceso de implementación de la NTP-ISO/IEC 17799:2004 y NTP-ISO/IEC 12007:2004 en cumplimiento a la Resolución Ministerial Nro. 224-2004 y Resolución Ministerial Nro. 179-2004 respectivamente.
- La norma técnica peruana NTP-ISO/IEC 17799:2004 está básicamente dividida de la siguiente forma:
 - Diez (10) campos generales de la norma.
 - Treinta y seis (36) Objetivos
 - Ciento veintisiete (127) controles
- El punto 8.4.1 establece que se debe adecuar servicios de respaldo para asegurar que toda la información esencial del negocio pueda recuperarse tras un desastre o un fallo en los medios.
- El punto 10.3.4 se indica que deben existir servicios que ayuden a establecer evidencia que constate si un evento o acción ha sucedido.
- El campo Once (11) de la norma NTP-ISO/IEC 17799:2004 esta referido a los aspectos para la gestión de la continuidad del negocio, en la cual se debe

comprender los riesgos e impactos de las interrupciones de sistemas críticos en la empresa y encontrar las soluciones para mitigar estos riesgos que puedan amenazar la viabilidad de la organización.

- También se encuentra identificado en el Plan de Contingencias de los Sistemas de Información de Compañía Generadora del Sur, los Sistemas de Supervisión y Monitoreo (SCADA) como sistemas críticos en el tratamiento de información.

Como se observa, el sistema de Supervisión y Monitoreo (SCADA) es considerado como sistema crítico en el tratamiento de la información en tiempo real procedente del Sistema Eléctrico de Potencia del Área de Concesión de Compañía Generadora del Sur, en razón de que dicha información tratada con sus herramientas de monitoreo y supervisión de las instalaciones hidráulicas, electromecánicas y térmicas, ayudan a preservar la seguridad de las mismas, y brindan apoyo a la operación eficiente y con calidad del sistema eléctrico, y apoyan en el mantenimiento de la continuidad del servicio eléctrico en condiciones normales y de emergencia del sistema eléctrico. Por tanto en caso de una interrupción de este sistema crítico se debe contar con un sistema de contingencia que permita reducir el impacto de dicha interrupción que podría ser originada por desastres naturales o atentados terroristas, entre otros.

En este punto cabe mencionar que otros países como USA a través de las organizaciones como la NERC (North American Reliability Council) cuya misión es asegurar que la totalidad del Sistema Eléctrico de Potencia de dicha Nación, se mantenga confiable, adecuado y seguro, han tomado ya las medidas necesarias de prevención en caso de riesgos potenciales por efectos de la naturaleza o del hombre (ataques terroristas). En el Perú el COES viene implementando un Centro Coordinador de Respaldo del Centro de Control Principal, incluso ha solicitado a los Participantes un segundo enlace de comunicaciones de respaldo para la transferencia de datos para casos de contingencias. Otras empresas como DEI EGENOR poseen Centros de Control de sus Centrales, descentralizados de su Centro de Control en Lima.

Al ser un sistema crítico el sistema SCADA es indispensable para la gestión de la continuidad del negocio eléctrico de la empresa Compañía Generadora del Sur, se plantea como alternativa para mitigar estos riesgos que puedan amenazar la viabilidad de la organización, la implementación de un Centro de Control de Contingencia. Este Centro de Control puede ser el centro de Control actual de Compañía Generadora del Sur. El nuevo Centro de control sería Principal. Quedará como decisión de la empresa mediante un estudio futuro, donde se ubicaría este Centro de Control de Respaldo.

6.2 Antecedentes y Descripción del Sistema Actual

6.2.1 Antecedentes

La Compañía Generadora del Sur, tiene como actividad dedicarse a la generación de energía eléctrica en el Sur del Perú, suministrando energía eléctrica a sus Clientes y al Sistema Interconectado Nacional.

Compañía Generadora del Sur está regulada por el Derecho Privado y es integrante de la gestión empresarial del Estado, bajo la modalidad de Empresa de Economía Mixta. Está inscrita en la Partida Electrónica 11000342 del Registro de Personas Jurídicas de los Registros Públicos de Arequipa.

En el contexto normativo de la operación en tiempo real del sistema, en la fecha 2005-02-22 Mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE se aprueba una nueva Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

En el Numeral 1.5.2 de dicha Norma, se establece que “El Coordinador determinará el protocolo de comunicaciones entre el Centro de Control del Coordinador y los Centros de Control de los Integrantes del Sistema, basado en normas internacionales, e indicará las especificaciones técnicas mínimas de este protocolo para todos los centros de control. Asimismo, establecerá los requisitos mínimos de calidad y condiciones para el intercambio de información en tiempo real que requiera, especialmente en cuanto a calidad de las medidas y estados, sincronización horaria de las mismas, señalización horaria de los cambios de estado, entre otros, que considere necesarios por su importancia, lo cual será de cumplimiento obligatorio.”

En fecha 20-06-2005, la Compañía Generadora del Sur recibe un documento de trabajo, donde les hacen llegar el proyecto de Manual para el Intercambio de Información entre el Coordinador y los Integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este manual establecerá los lineamientos del numeral 1.5.2 de la NTCOTR vigente.

Entre los aspectos de dicho manual, se establece que el Centro de Control de Compañía Generadora del Sur no está acondicionado para cumplir, con la entrega del 72.8% de señales requeridas, así como el etiquetado de tiempo para todas las señales tanto analógicas como digitales.

En razón a lo expuesto, Compañía Generadora del Sur ha decidido implementar la actualización tecnológica de su Centro de Control, en términos de equipos y programas del “estado del arte”, de modo que además de aprovechar las nuevas tecnologías de transmisión de datos y de control existentes y operativas para mejora de la operación y

supervisión de sus instalaciones electromecánicas de generación, pueda cumplir también oportunamente con los requisitos de la Norma y Manual indicados.

6.2.2 Antecedentes y Descripción del Sistema Eléctrico.

La Compañía Generadora del Sur genera energía eléctrica a través de seis (06) Centrales Hidroeléctricas (ubicadas en la ribera de la cuenca hidrológica del Río Chili) y dos (02) Centrales Térmicas (I y II).

Seguidamente se listan las Centrales Hidroeléctricas, Térmicas y Subestaciones de alta y media tensión, ubicadas en el departamento de Arequipa:

1. Central Hydroelectric I (C.H. I)
2. Central Hidroeléctrica II (C.H. II)
3. Central Hidroeléctrica III (C.H. III)
4. Central Hidroeléctrica IV (C.H. IV)
5. Central Hidroeléctrica V (C.H. V)
6. Central Hidroeléctrica VI (C.H. VI)
7. Central Térmica I (grupos Turbogás, Turbovapor y Sulzer) (C.T. I)
8. Central Térmica II (C.T. II)
9. Subestación Central Térmica I. (S.E C.T. I)
10. Subestación Convertidor (S.E Convertidor)

La Central Hidroeléctrica I está conformada por dos grupos de 0.9 MW c/u los cuales se centran en una barra de 4.16 KV c/u, mientras que la Central Hidroeléctrica II esta conformada por tres grupos de 2 MW c/u y son centrados en una barra de 5.25 KV, y la Central Hidroeléctrica III está conformada por dos grupos de 2.3 MW c/u, los cuales se centran en una barra de 5.25 KV.

La Central Hidroeléctrica I, concentra las líneas 5.25 KV de alta tensión de I, II, y III, para luego ser transformada al nivel de 35.5 KV, y transmisión en ese nivel de tensión a la Central Térmica I.

La Central Hidroeléctrica IV está conformada por tres grupos de 5.2 MW c/u los mismos que son concentrados en la barra de 138 KV, y transmisión en ese nivel de tensión a la Central Térmica I.

La Central Hidroeléctrica V está conformada por tres grupos de 57 MW c/u, los mismos que son concentradas en la barra de 35.5 KV, y transmisión en ese nivel de tensión a la Subestación Convertidor.

La Central hidroeléctrica VI posee un grupo de 11.2 MW y una barra de 35.5 KV, y transmisión en ese nivel de tensión a la Subestación Convertidor.

La Central Térmica I se encuentra conformada por tres turbinas a vapor de 4, 8 y 12.5 MW respectivamente (con sus respectivos calderos y un convertidor de frecuencia) y

además por dos grupos diesel de 6.54 KW c/u y un turbogas de 32 MW, las que son concentradas en la barra de 35.5 KV.

La Central Térmica II está conformada por dos Turbogas de 45 MW c/u y 3 Grupos Diesel de 32.10 MW, las cuales se concentran en la barra de 138 KV.

Además, en las centrales hidroeléctricas (I-II-III-IV-V-VI) y Central Térmica I se dispone de una alimentación eléctrica confiable de 110 Vcc que puede emplearse para la alimentación de los circuitos de control. Asimismo, en la CT II, se tiene una alimentación eléctrica de 24 Vcc.

6.2.3 Antecedentes y Descripción del Sistema de Comunicaciones

Compañía Generadora del Sur cuenta con un sistema de comunicaciones entre el Centro de Control Principal y las centrales de generación hidráulicas, con la implementación de una red informática Giga Ethernet, que enlaza mediante fibra óptica todas las centrales hidroeléctricas, contándose los switches que permiten crear redes virtuales (VLAN).

Existe un tendido de la fibra óptica monomodo que tiene como recorrido entre el Centro de Control Principal situado en la C.T. - I y las centrales hidroeléctricas I, III, VI, IV y V, cerrando el anillo con un enlace redundante de fibra óptica monomodo de 25 Km instalada en el cable de guarda de la línea N° L-1126 con una tensión de 138 KV.

En la Central Hidroeléctrica V, existe un tendido de fibra óptica con reserva disponible del tipo multimodo que comunica Edificio de Servicios con la Casa de Maquinas de la Central. Además Se cuenta un tendido de fibra óptica con reservas disponibles que comunica desde el Dique Cincel con el Edificio de Servicios.

Existe un tendido de fibra óptica con reservas disponibles entre la Central Hidroeléctrica III y el Dique Campanario.

En la Central hidroeléctrica I, se cuenta con el tendido de fibra óptica multimodo desde el tablero de control existente hasta el switch gibabit, se cuenta también un tendido de fibra multimodo desde el tablero de control existente hasta los tableros de control y monitoreo local (mini central). Además que existe un tendido de fibra óptica multimodo entre las centrales hidroeléctricas I y II.

En la Central Térmica I se cuenta con cuatro unidades (4) de RTU's ELITEL 4000 que se comunican con el Centro de Control Principal por medio de un tendido de fibra óptica multimodo para cada RTU con sus respectivos conversores RS232/Fibra Óptica y que actualmente se conectan al XYPLEX existente, para luego ingresar a la red de SCADA SHERPA en interface ethernet, existe reservas de fibras ópticas disponibles en los tendidos descritos. Además existe tendido de fibra óptica multimodo entre SE Convertidor al Centro de Control Principal y desde SE CT-I hasta el Centro de Control

principal. Adicionalmente se encuentra un tendido de fibra óptica multimodo desde el grupo Sulzer (1, 2) hasta los Turbovapor (1, 2 y 3).

Además existe un sistema de comunicación entre la Centro de Control Principal y la Central Térmica II la cual es por medio de un enlace a microondas a 5 GHz, con interfaces Ethernet.

6.2.4 Antecedentes y Descripción del Sistema de Control

Compañía Generadora del Sur contrató los servicios de terceros para la implementaron de sus sistemas de control considerando básicamente la actualización de equipos de control y programas existentes de diversas plataformas y bases de datos, constituyendo así un sistema informático con una base de datos centralizada, equipamiento redundante, transmisión de información en tiempo real a COES, así como el empleo de protocolos de comunicaciones diversos.

Para estas implementaciones efectuadas se consideró parcialmente el equipamiento de campo (que requiere completarse), las mismas que se describen a continuación:

1) Antecedentes y Descripción del Centro de Control Principal (CCP)

Compañía Generadora del Sur cuenta con un Centro de Control Principal situado en las inmediaciones de la Central Térmica I desde donde realiza el monitoreo y supervisión de sus Centrales Hidroeléctricas, Térmicas, Subestaciones y así como también de sus reservorios, estas instalaciones constituyen la unidad de generación Compañía Generadora del Sur.

Actualmente el Centro de Control Principal de Compañía Generadora del Sur opera a través de dos sistemas:

- a) El Sistema SCADA Sherpa que supervisa: Dos (2) Subestaciones Eléctricas de 33 KV, las Centrales Turbogas y el Convertidor de Frecuencia de CT-I. Para tal efecto cuenta con cuatro (4) RTU's ELITEL 4000, que colectan las medidas analógicas y señales digitales del Convertidor de Frecuencia, Turbogas, SE Convertidor y SE CT-I, respectivamente.
- b) El Sistema SCADA Factory Link que es empleado para la operación de la Central Hidroeléctrica V (la central de generación mas importante del sistema), los diques de regulación horaria (Cincel y Campanario) y la SE CT-I: línea de 138 KV C.T. V – (L-1126).

Ambos Sistemas SCADA operan con una base de datos Oracle y emplean el protocolo ICCP de LiveData para el envío de información al COES (SEIN). Con respecto al hardware existente, se dispone de la siguiente manera:

- c) Para el SCADA Factory Link, se cuenta con dos (2) servidores (principal y redundante), dos (2) workstations (ingeniería y operación), dos (2) switch (principal y redundante).
- d) Para el SCADA Sherpa, se cuenta con dos (2) servidores, una (1) workstations y dos conversores RS232/Ethernet, un (1) GPS.

2) Antecedentes y Descripción de las Centrales Hidroeléctricas

En las Centrales Hidroeléctricas I, II, III, IV y VI existe en cada una, un Sistema de Medición para señales análogas, basado en Analizadores de Redes tipo CVM Circutor, que colectan la información de campo, dichas medidas son transmitidas al Centro de Control Principal situado en la CT I, empleando como plataforma de comunicaciones la fibra óptica monomodo, descrita líneas arriba. Las mediciones obtenidas por el Sistema de Medición son enviadas al COES SEIN bajo el protocolo de comunicación ICCP LiveData.

En la CH I existe un PLC Modicom Quantum con los módulos de DI, DO, AI y comunicaciones bajo un protocolo de Modbus/TCP, además el PLC posee su propio GPS (con resolución de la milésima de segundo).

Las Centrales Hidroeléctricas II, III, IV y VI no cuentan con Unidades de Control Remota existentes.

Además, en las Centrales Hidroeléctricas III, IV, VI y la CT II cuentan con una RTU D25 GE Harris para propósitos de conversión de protocolo, por cada Central, las mismas que no tienen módulos de adquisición de datos.

La Central Hidroeléctrica V y los diques de regulación horaria, cuentan con un Sistema de Control basado en un sistema SCADA Factory Link, las Unidades de Control remotas son PLC's de GE Fanuc modelo 9030 y el protocolo de comunicaciones que emplean es el Modbus.

Los diques Campanarios y Cincel, cuentan cada una con un PLC TSX 3722 TELEMECANIQUE en protocolo Modbus.

3) Antecedentes y Descripción de las Centrales Térmicas y Subestaciones

En la Central Térmica I se cuenta con un (1) Turbogas de ciclo combinado (Caldero de Recuperación), tres (3) Turbinas a Vapor (T.V. 1, 2 y 3) con sus respectivos calderos y un Convertidor de Frecuencia, dos (2) grupos Sulzer 1 y 2, y las SE Convertidor y CT-I.

Para el monitoreo de las siguientes instalaciones se cuenta con cuatro (4) RTU's Elitel 4000 con protocolo IEC 870-5-101 y están ubicadas de la siguiente manera:

- Subestación de la Central Térmica I (SE CT-I)

- (01) Subestación Convertidor de Frecuencia (SE Convertidor)
- (01) Convertidor de Frecuencia.
- (01) Turbogas.

En la Central Térmica I existe también un Sistema de Medición basado en Analizadores de Redes tipo CVM Circutor, que colectan la información de campo (señales análogas), dichas medidas son transmitidas al Centro de Control Principal situado en la CT I, empleando para las comunicaciones el tendido de una red ethernet. Las mediciones obtenidas por el Sistema de Medición son enviadas al COES SEIN bajo el protocolo de comunicación LiveData ICCP.

La Central Térmica II está conformada por (02) dos Turbogas y 3 Grupos Diesel. Los generadores eléctricos Turbogas son del fabricante ALSTOM y posee un sistema de control basado en un Sistema SCADA propietario sobre una plataforma de DOS. Los Grupos Diesel 1,2 y 3 son controlados bajo un Sistema SCADA Factory Link sobre una plataforma de Windows.

Cada generador eléctrico turbogas de la Central Térmica II posee un equipo concentrador de señales llamado Microreck, cada turbogas tiene en el interior de su estructura un sistema de control propietario, que se interconecta por un bus de datos denominado Arcnet cuyo medio físico empleado es cable coaxial, esta interconexión tiene como destino final el Centro de Control de la Central Térmica II, ubicado a 100 metros aproximadamente de dichos generadores turbogas y desde allí se hace la conversión del protocolo Modbus a un protocolo IEC-870-5-101, empleando la RTU D25 de GE Harris, la adecuación se realiza bajo una interface serial RS232 la que es convertida a fibra óptica para así enviar los datos al Centro de Control Principal por medio de un enlace de Microondas.

Los grupos Diesel 1, 2 y 3 de la Central Térmica II están controlados por un sistema SCADA Factory Link, la concentración de las señales lo realiza un PLC QUANTUM bajo el protocolo de comunicación Modbus Plus, y sus respectivos módulos instalados localmente para cada grupo (módulos extendidos). Existe un Sistema de medición, que emplea un interface RS485 las que son adecuadas para el ingreso a la red Ethernet del sistema y enviarlo al Centro de Control Principal por medio de un enlace de comunicaciones vía Microondas.

6.3 Sistema de Cómputo y Control.

6.3.1 Objetivos

Con el fin satisfacer los requisitos operativos, funcionales y eficientes de manera óptima, se establecen los siguientes objetivos en el diseño del Sistema de Control del Centro de Control Principal:

- 1) La configuración del hardware y software existentes del Sistema del CCP deberá poder ser expandido, mediante la adición de nuevo hardware y software y permitir una rápida y flexible migración de datos entre los componentes del Sistema.
- 2) Las computadoras suministradas deberán ser de la versión y arquitectura más reciente disponible en el momento de la instalación y que además cuenten con la suficiente experiencia comprobada en instalaciones reales. Se deberá poder establecer un procedimiento cut-off de fácil implementación sin riesgo para la operación de Compañía Generadora del Sur.
- 3) Los Softwares incluido en el Sistema del CCP deberá cumplir con los lineamientos especificados en las Normas Internacionales (formales y de facto) de la arquitectura de sistemas abiertos.
- 4) Los programas del software de soporte que ejecutan funciones críticas, tales como comunicaciones, manejo de base de datos y soporte de la interfaz de usuario, deberán incluir, o estarán basados en productos disponibles comercialmente, sin ningún riesgo en la implantación y que hayan sido probados en el campo.
- 5) La configuración del Sistema del CCP deberá ser una solución modular y flexible de tal forma que permita en forma sencilla la implementación de hardware y software para cubrir la expansión futura del sistema.
- 6) El Sistema deberá estar claramente documentado, el software de soporte y las aplicaciones deberán estar escritas en un lenguaje de alto nivel y el conocimiento tecnológico deberá ser transferido para asegurar la capacitación apropiada del personal de Compañía Generadora del Sur que será responsable de la operación del CCP.
- 7) Los protocolos utilizados deberán ser compatibles con las comunicaciones hacia los servidores del COES así como a los sistemas conformados por las unidades de control remotas ubicadas en las centrales y subestaciones, pero sobre todo, responderán a las últimas versiones vigentes de la IEC, relacionados a la interconexión entre Centros de Control.

6.3.2 Descripción General de la Arquitectura del Sistema

- 1) **Componentes del Sistema.-** El sistema del CCP, consistirá básicamente de los siguientes componentes y funcionales mayores:
 - Sistema SCADA y Aplicaciones.
 - Sistema ICCP.
 - Sistema OPC Server/Cliente y/o Convertidores de Protocolo.
 - Programas de Terceros.

- a) **Sistema SCADA y Aplicaciones.-** El sistema SCADA y aplicaciones actualmente existentes (Sistema de Generación de Reportes, Manejo de Datos Históricos, Reporte de Perturbaciones y Procesamiento Inteligente de Alarmas, entre otros) y la Base de Datos, operarán sobre plataforma de control y cómputo constituida por servidores, conectados en red LAN Ethernet dual y redundante en el Centro de Control de CT-I. Aunque estas funciones pueden estar funcionalmente separadas, tendrán una implementación integrada dentro del Sistema del CCP.
 - b) **Sistema de Comunicaciones ICCP.-** El Sistema de Comunicaciones ICCP, incluyendo todos los servicios de este protocolo, deberá estar instalado y configurado para brindar alta disponibilidad del sistema, este sistema brindará soporte de acceso al COES-SINAC, para el intercambio de información en tiempo real y permanente.
 - c) **Sistema OPC Server/Cliente y/o Convertidores De Protocolo.-** Este sistema permitirá la integración de las señales en tiempo real que arriban al CCP existente con diferentes protocolos de transmisión de datos, entre otros como los que provienen de la CT I con protocolos de transmisión IEC-870-5-101 las mismas que deberán ser convertidas al protocolo IEC-870-5-104 y las de la CH I con protocolo MODBUS/TCP, por los medios de comunicaciones ya descritos. La integración de nuevos equipos y software será para adecuar a nivel de programación de señales desde el sistema SCADA existente Factory Link (caso de datos en protocolo MODBUS/TCP), y los de protocolo estándar de transmisión de datos IEC-870-5-104 (TCP/IP) desde los equipo de niveles bajos, teniendo en cuenta además que las unidades de control remota existentes para estas instalaciones de Compañía Generadora del Sur se adecuarán para su reuso en el presente proyecto. Estas funciones serán residentes en el servidor ICCP y SCADA y de ser necesario hardware que enrute estas señales, el mismo que será provisto por el Postor.
 - d) **Programas de Terceros.-** Deberá ser posible correr programas, diferentes a los incluidos por el Postor en su oferta, con la condición de que dada su modularidad y cumplimiento de estándares, sean compatibles con el software y hardware general del CCP.
- 2) Configuración del Sistema del CCP.-** En la Lamina N° CH-CC-01-001 (Anexo C), se muestra el diagrama de la configuración de estaciones del Centro de Control Principal de Compañía Generadora del Sur.

El Sistema proyectado se adecuará sobre la red LAN principal y redundante Ethernet 10/100Mbps existente con todo su equipamiento de telecomunicaciones (switches, firewall, etc.), se considera la adecuación de los equipamientos a proveerse

sobre la red LAN que actualmente funciona como parte del Sistema de control existente con el SCADA Factory Link, sobre esta red se adecuará el hardware y software que el Postor suministrara y instalará.

La plataforma de sistema operativo para el servidor ICCP deberá ser Windows 2000 (o superior) en su última versión, actualizado con su último service pack al momento de la instalación del sistema en sitio.

3) Arquitectura de Hardware

a) **Sala de Control del CCP.-** Todos los equipos pertenecientes al sistema de control se instalaran en el CCP de Compañía Generadora del Sur.

Los programas y las librerías del sistema se integrarán y correrán en el computador a suministrar que funcionalmente se operará como servidor ICCP que el Postor deberá suministrar.

Las características técnicas del servidor para dar cumplimiento a las exigentes funciones descritas en la sección anterior se propondrá el servidor ICCP, y cuyas especificaciones técnicas funcionales serian Servidor ICCP (principal), de 3 GHz mínimo, memoria principal mínima de 1GB; con monitor plano a color de 20.1”.

- **Características Técnicas del Servidor:** El servidor ofrecerá un alto rendimiento y funciones para aplicaciones gráficas, aplicaciones de desarrollo de software, capacidades de administración y ampliación que lo convierten en una plataforma ideal para aplicaciones de archivos/impresión, Web, correo electrónico, backup de datos y aplicaciones de bases de datos. deberá ser un equipo, con las siguientes características mínimas:

Procesador Intel de 3.0 GHz (capacidad para dos procesadores) con memoria caché estándar de 512-KB nivel 2.

- Chipset con 400-MHz de Bus.
- 1 GB de memoria SDRAM (ampliables hasta 4GB).
- Controladora Ethernet PCI (10/100Mbps).
- Disquetera de 1.44 MB.
- CD-ROM IDE 48x (ATAPI).
- Unidad Grabadora de CD-R/RW
- Unidad de Almacenamiento DAT 12/24 GB
- Capacidad de almacenamiento interno hasta 436.8-GB (6 x 72.8 GB) usando bahías para 6 discos duros hot plug.
- Puertos: Paralelo: 1; Serial: 1; Mouse: 1; Gráficos: 1; Teclado: 1; Red RJ-45 (Ethernet): 2; USB: 2 (Dos puertos USB); SCSI externos: 2.
- Controladora de Vídeo con 32MB de memoria vídeo SDRAM PCI.

- Software de soporte incluido.
- Fuente de alimentación estándar conectable en caliente con detección automática del voltaje de entrada (100 a 240VAC). Disponibilidad para una segunda fuente de alimentación para redundancia (1+1) conectable en caliente.
- Sistema Operativo Windows 2000(o superior)
- Disco Duro ultra 3 Tipo SCSI de alta velocidad (15000 RPM) 72 GB
Nivel de redundancia RAID 5

- **Características Técnicas del Monitor:** conectado a las estaciones de trabajo deberán ser pantallas planas, con características iguales o superiores a las que actualmente funcionan en el centro de control central de Compañía Generadora del Sur, las características mínimas son las siguientes:

- Tamaño visible: 20.1"
- Description: TFT 2025 - flat panel display - TFT - 20.1"
- Digital video Standard Digital: Visual Interface (DVI)
- Tamaño de Diagonal: 20.1"
- Soporte Color: 24-bit (16.7M colors)
- Max Resolution: 1600 x 1200 / 75 Hz
- Tamaño de punto mas pequeño (Dot Pitch): 0.26 mm.
- Estándares: Plug and Play, CE, MPR II, CSA, UL, TUV, TUV GS, VCCI, BSMI, ISO 9241-3, ISO 9241-8, PC 99, ISO 9241-7, CCIB, DEMKO, EPA Energy Star, FIMKO, ISO 13406-2, NEMKO, NOM, SEMKO, TCO '99, VESA FPMPMI.
- Tipo de dispositivo: Flat panel display / TFT active matrix – desktop.
- Peso: 26.5 lbs.
- Dimensiones (WxDxH): 19.2 in x 8.2 in x 16.3 in.

También se instalará en la sala de mando del CCP, los siguientes equipos y dispositivos, y se realizarán los siguientes trabajos:

- i. Adecuación a las redes de Área Local (LAN) al nuevo sistema y provisión de partes necesarias.
- ii. Configuración del sistema de manejo de red y provisión de los programas necesarios.
- iii. Adecuación del equipo periférico de la interfaz de usuario.
- iv. Provisión en instalación del equipo periférico de soporte.

4) Arquitectura Software

- a) **Sistema Operativo.-** Se proveerá el Sistema Operativo Windows 2000 (ó superior) en su última versión y con sus utilitarios necesarios, para trabajar mandatoriamente en redes LAN Ethernet con protocolo TCP/IP. Este sistema operativo será adecuado para procesos en tiempo real, multiprogramación, y multiusuario.

Asimismo el software ofrecerá posibilidad de simulación off-line y conectividad a base de datos relacionales, como por ejemplo al Microsoft Windows SQL Server, entre otros. Se incluirán las siguientes facilidades:

- Un entorno completo y sencillo para desarrollo del Software.
- Un entorno eficaz para el uso de cálculo matemático.
- Garantizar las mismas técnicas de diseño y desarrollo para las aplicaciones.

- b) **Software para Servicios y Utilitarios del Sistema.-** Se requerirá incluir los siguientes utilitarios para la adquisición de datos encontrados en el sistema SCADA (existentes) y sobre la red LAN principal del sistema de control actual:

- Sincronización de Tiempo: Este utilitario mantendrá sincronizados los relojes de los procesadores y recibirá los datos de tiempo desde un reloj estándar, tipo GPS y, en opción, recibirá la diferencia de frecuencia de la red en modo integral o instantáneo.

c) Otros Aplicativos Requeridos

- i. **OPC's.-** El Postor proveerá los drivers maestro y cliente necesarios para la adquisición de datos sobre el servidor ICCP y transferirlos al propio software ICCP, así mismo para la interconexión CC del COES y CCP de Compañía Generadora del Sur.
- ii. **ICCP.-** El Postor proveerá el protocolo ICCP (Protocolo de Interconexión de Centros de Control), que cumpla con la norma IEC 870-6-503 TASE 2, con bloques de conformidad 1, 2, 4 y 5 mínimos, el mismo procesará la gestión del intercambio de datos entre el Centro de Control de Compañía Generadora del Sur y el Centro Coordinador COES.
- iii. **Documentación en Línea.-** Se proporcionará el software que permita el servicio de documentación en línea para ofrecer al personal encargado un acceso a la documentación del usuario del sistema, desde el servidor suministrado. Esta documentación en línea será de acceso fácil y rápido permitiendo evitar al personal encargado la búsqueda de los informes de guía al usuario en diferentes manuales.

La información se presentará de la misma manera que los documentos en versión papel, ofreciendo:

- Un acceso fácil a documentos específicos, por capítulo, por sección y por tema.
- Utilizar referencias cruzadas para navegar a través de la documentación.
- Documentos organizados de manera que a una sección corresponde un tema específico y evitar revisar varias páginas para obtener la información buscada.
- La instalación de las nuevas versiones, deberá poder hacerse en línea.

5) Requisitos Generales de Arquitectura Distribuida

Los siguientes son los principales requisitos que debe cumplir la adecuación de la arquitectura del Sistema CCP.

- a) Todos los periféricos deberán ser individualmente accesibles por cualquier servidor del CCP previa validación de la contraseña respectiva.
- b) El servidor ICCP podrá conectarse lógicamente a cualquiera de los sistemas funcionales que usan el programa para el Manejo de la Configuración y de Red, mediante acciones interactivas del usuario realizadas en la consola.
- c) Todo los componentes a suministrar y adecuar al/del CCP deberán estar interconectados usando redes de área local estándares.
- d) Aunque la base de datos puede estar físicamente distribuida en varios servidores, esta deberá ser creada a partir de una versión única de generación lógica de la base de datos, logrando así la realización de las tablas con las señales requeridas por el COES.
- e) Se incluirán características de seguridad de software para asegurar que solo usuarios autorizados puedan acceder a la información y funciones del Sistema.
- f) La falla de cualquier servidor/estación de trabajo, no causara la perdida de ningún dato.

Los siguientes requisitos adicionales se aplicarán en la instalación del CCP:

- g) Los equipos a instalar al CCP serán alimentados desde el sistema de suministro ininterrumpido existente y deberá configurarse de tal forma que la pérdida de una fuente primaria, no resulte en la pérdida de ninguna función crítica.
- h) El reemplazo de una tarjeta o modulo no causara que ninguna función critica quede indisponible durante o después del procedimiento de reemplazo.

- i) El sistema de comunicaciones del CCP está en la capacidad de dar soporte a la siguientes comunicaciones:
- Protocolos LAN para comunicaciones dentro del Sistema y comunicaciones con otras computadoras.
 - Capacidad de adicionar protocolos OSI para intercambio de datos con otros sistemas externos.
 - Las transferencias de información sobre la LAN serán realizadas por medio de comandos desde cualquier procesador o de la LAN en si misma.

6.3.3 Dimensionamiento y Alcances Particulares para el Sistema del Centro de Control Principal

1) Requisitos de Expansión

Los siguientes son los criterios aplicables en la expansión del hardware para necesidades no previstas en el presente:

- a) Cada memoria principal (servidor ICCP) podrá ser expandible por lo menos hasta dos veces la capacidad inicialmente instalada, esta expansión será realizada en sitio.
- b) Cada memoria masiva (servidor ICCP) podrá ser expandible hasta tres veces la capacidad inicialmente instalada, esta expansión será realizada en sitio.

2) Capacidad de Mejoras y Actualizaciones (UPGRADE)

Los siguientes son los requisitos o actualizaciones que son aplicables al CCP.

- a) **Servidores ICCP / Programación y Control.-** Se proporcionará una ruta de desarrollo que permita mejoras en la capacidad computacional y memoria principal por medio de la expansión y/o cambio de un servidor en sitio. Estas mejoras serán realizadas mediante un cambio sencillo en el servidor y/o adición de un servidor, manteniendo la compatibilidad del software y hardware.
- b) **Equipos Periféricos.-** Todos los equipos periféricos serán productos con interfaces estándares y que puedan ser remplazados con modelos más nuevos y/o más potentes, sin requerir cambios adicionales de hardware o software.
- c) **Interfaz de Usuario.-** El diseño de la interfaz de usuario debe ser tal que Compañía Generadora del Sur pueda aprovechar las nuevas y mejores tecnologías de interfaz de usuario, cuando estas se encuentren disponibles. Se deberán usar interfaces y equipos estándares y no se permitirán modificaciones al hardware o software estándar.
- d) **Redes de Área Local LAN.-** Desde las LAN's existentes se realizara la adecuación del nuevo sistema de control. La LAN a adecuar proporcionará

diferentes características de crecimiento importantes incluyendo: expansión incremental, adición de nuevas computadoras, comparación de recursos, operación paralela de funciones de respaldo de funciones.

- e) **Sistema Operativo.-** Compañía Generadora del Sur estará en la capacidad de actualizar los sistemas operativos a los niveles (versiones) superiores que vayan apareciendo, sin hacer modificaciones al hardware, programas de aplicación y de soporte o los servicios de ejecución en si mismos (excepto los proporcionados por el fabricante de computadoras).
 - f) **Documentación.-** Las herramientas de desarrollo y documentación de software suministradas serán las suficientes para permitir a Compañía Generadora del Sur, mantener y diseñar e integrar nuevas capacidades dentro del sistema CCP, sin requerir información adicional para este propósito. Está absolutamente prohibido el uso de diseños propietarios, para los cuales no esté disponible la información de diseño.
- 3) Licencias.-** Todo el software será proporcionado por el Postor con las licencias respectivas de uso, en acuerdo a la demanda de los usuarios que requieren los servicios y aplicaciones ofrecidas por el Centro de Control.

Es responsabilidad del Postor, asignar los servidores para almacenar los programas, en acuerdo a la arquitectura "hardware", de modo de optimizar los recursos del sistema.

- 4) Alcances Específicos de Suministro y Montaje.-** El Postor se hará cargo de suministrar el equipamiento necesario para cumplimiento del CCP con los requerimientos de COES, con todo el material y complementos necesarios para su correcto funcionamiento, montaje, instalación, programación, configuración, puesta en servicio y pruebas, de modo que cumpla íntegramente la finalidad prevista.

El alcance incluye todos los dispositivos y materiales requeridos para la correcta instalación y funcionamiento de las instalaciones, incluso aquellas que no se mencionen específicamente en este documento, pero que resulten necesarias para completar la instalación, tales como: cables, conectores, fuentes auxiliares de alimentación, borneras, gabinetes para instalación de equipos y otros similares.

El alcance del suministro descrito, está orientado a aspectos específicos del suministro para el Sistema del CCP. El Postor, a su juicio, podrá complementarlo si lo considera necesario, para el buen funcionamiento y desempeño del sistema, lo que será de su entera responsabilidad.

El Postor definirá el diseño definitivo en base a su propuesta y de acorde a las especificaciones solicitadas en estas bases.

Con carácter no limitativo a continuación se detalla el equipamiento y materiales, a ser suministrados por el Postor, en adición a los suministros.

- a) **Sistema de Control SCADA del CCP.-** De acuerdo a lo especificado en la configuración general del sistema, este incluye todo los equipos servidores, estaciones de operación, red de datos, etc.
- b) **Implementación de Ambientes del Centro de Control.-** Compañía Generadora del Sur cuenta con un ambiente destinado para la Sala de Mando del CCP, el cual opera actualmente como Sala de Control del Sistema SCADA existente, el cual se adecuará y implementará para instalar el nuevo servidor ICCP y los equipos existentes.

Para la implementación del sistema del CCP, el Postor suministrara, adecuara y ejecutara los siguientes trabajos:

- **Suministro Eléctrico.-** Compañía Generadora del Sur cuenta con un (1) UPS para el integro de sus equipos, con un banco de baterías una autonomía de mas de cuatro (4) horas, con una alimentación eléctrica ininterrumpida de 220VAC para todos los equipos del CCP. El Postor adecuara el UPS existente para la alimentación eléctrica de los equipos que serán proveídos e instalados en el CCP.
- **Adecuación de Ambientes.-** Toda la infraestructura inmobiliaria se mantendrá como se encuentra distribuida actualmente, El pupitre actual de la Sala de Mando se utilizara como pupitre para la ubicación de las estaciones de trabajo. El servidor ICCP a suministrar se ubicarán en el tablero (existente) de comunicaciones. El ingreso de cables hacia el pupitre de la Sala de Mando será por medio de cajas ubicadas en el piso y será protegido de forma que no sean directamente accesibles y pueda producirse una desconexión o cortocircuito accidental.

Los Postores deberán realizar las siguientes labores de montaje, adecuación y conexionado de cables dentro del pupitre tendrá el mismo tratamiento que para el caso de los tableros:

- Se deberán utilizar prensaestopas para el ingreso de cables.
- El recorrido interno de cables será ordenado mediante el uso de canaletas de cables con tapas removibles.
- Se emplearán borneras para todas las conexiones eléctricas en su interior.

- No estará permitido el uso de enchufes o tomacorrientes para la alimentación de computadores y periféricos.
- Ningún cable que ingrese al pupitre deberá quedar visible, con excepción de los cables de periféricos como el mouse, monitor, etc.

5) Interconexión con Sistemas Existentes.- El sistema de control del CCP debe enlazarse funcional y físicamente, mediante la plataforma de comunicaciones, con cada una de las Centrales de Generación y Subestaciones Eléctricas de Compañía Generadora del Sur consideradas en el presente proyecto, para la transferencia de información requerida para su envío a COES y necesidades de Compañía Generadora del Sur para la operación de su sistema eléctrico.

Esta plataforma de comunicaciones como se ha descrito, utiliza diversos medios de comunicación como son Fibra Óptica y Microondas para la concentración de datos sobre la red LAN principal del sistema SCADA Factory Link existente, para luego transmitirla al COES. Los tipos de datos a transmitir al COES son:

- Variables análogas
- Variables de Estado
- Alarmas Leves y Graves.

6) Interconexión con el COES SINAC.- El Centro de Control de Compañía Generadora del Sur para la operación en tiempo real de sus instalaciones, se interconectará mediante un sistema de comunicaciones con el Centro Coordinador Nacional del Sistema (COES), a través del protocolo ICCP TASE 2 que corre en el servidor ICCP de Compañía Generadora del Sur la misma que será suministrada por el Postor.

El COES cuenta con un sistema de control SCADA para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas, para la conexión de las empresas tiene equipos ruteadores y servidores de comunicaciones con protocolo ICCP, estos se encuentran disponibles físicamente en la ciudad de Lima.

Los estándares que cumple el servidor ICCP del COES son las siguientes:

- IEC 870-6-802 TASE.2 Object Models. (1)
- IEC 870-6-503 TASE.2 Services and Protocol. (2)
- IEC 870-6-702 TASE.2 Profiles. (3)
- Manufacturing Messaging Specification (MMS), conforme a la "International Standard ISO/IEC 9506". (5)

El equipamiento de COES se encuentra ubicado en la ciudad de Lima. Los bloques que se implementaran son el 1, 2,4 y 5, y se instalarán sobre TCP/IP.

El Postor deberá realizar las siguientes acciones para la implementación de este enlace de datos:

- a) Evaluará el servidor ICCP de COES y del servidor de Compañía Generadora del Sur, con el fin de obtener datos importantes que le ayude en la implementación de la conexión ICCP bidireccional (no deberá existir problemas si el protocolo ICCP del Postor cumple las normas antes mencionadas).
- b) Elaborará las tablas bilaterales con los datos que Compañía Generadora del Sur hará entrega, esta tabla estará de acuerdo a lo establecido por el COES Nacional.
- c) Se verificará el enlace de datos en coordinación con COES y Compañía Generadora del Sur, si se tiene observaciones Compañía Generadora del Sur deberá coordinar su corrección con el Postor.
- d) Configuración, pruebas y puesta en servicio del servidor de comunicaciones de Compañía Generadora del Sur, las pruebas de enlace bidireccional deberán efectuarse en Coordinación con el Responsable de COES.

6.3.4 Desempeño del Sistema.

1) Definición del Nivel de Actividad del Sistema.- A continuación se definen los niveles de Estado Normal y Estado de Alta Actividad con el fin de especificar el desempeño del Sistema en varios niveles de Actividad del Sistema.

Las actividades a mencionar pertenecen al sistema SCADA existente, por lo que el postor deberá tener presente la no alteración de los mismos.

- a) **Actividad Base.-** Las siguientes condiciones se aplican para los niveles de actividad de Estado Normal y Estado de Alta Actividad.
 - La base de datos del Sistema de tiempo-real y todo el software estarán dimensionados de acuerdo a las definiciones de los tamaños finales establecidos en las tablas anexadas (ANEXO 1).
 - El Sistema de Manejo de Datos Históricos estará dimensionado para almacenar los tamaños finales y la población de toda la información histórica disponible del Sistema de Compañía Generadora del Sur.
 - Todos los datos interrogados a su tasa definida.
 - Las funciones periódicas se estarán ejecutando a las periodicidades especificadas.
 - Todas las funciones finalizaran dentro del tiempo especificado.

- Todas las alarmas crearan entradas en el archivo de Alarmas y Eventos.
- El cambio de hora de medianoche ocurrirá de tal forma que se ejecutaran todas las recolecciones de datos y los cálculos asociados con las funciones del Sistema, horarias y diarias.
- Se ejecutará la funcionalidad del panning y el zooming en el 10% del tiempo de prueba en una ventana.

b) **Estado de Actividad Normal.**- Se dice que el Sistema esta en Estado de Actividad Normal cuando ocurra lo siguiente en un periodo de 60 minutos:

- La Actividad Base definida en la sección anterior.
- Se llama a un nuevo despliegue en una de las ventanas de cada estación de trabajo una vez cada minuto.
- Una acción completa de control remoto en cada consola cada cinco (5) minutos.
- Hasta el veinticinco por ciento (25%) de todos los puntos analógicos en cada barrido cambian significativamente, requiriendo procesamiento por el Sistema.

c) **Estado de Alta Actividad.**- Se dice que el Sistema esta en estado de alta actividad cuando ocurre lo siguiente en un periodo de 60 minutos:

- La Actividad Base definida en la sección anterior.
- Se llama a nuevo despliegue en una de las ventanas de cada estación de trabajo una vez cada 30 segundos.
- Cinco (5) entradas de datos manuales desde las estaciones de trabajo cada minuto.
- Una acción completa de control remoto en cada consola cada minuto.
- Al comienzo del periodo ocurre una avalancha de cien (100) alarmas durante un minuto seguida por un periodo de cincuenta y nueve (59) minutos con treinta (30) alarmas por minuto. Cada una de estas alarmas, a solicitud de Compañía Generadora del Sur, pueda ser reconocida como mínimo una vez por minuto.
- El treinta por ciento (30%) de todos los puntos analógicos en cada barrido cambian significativamente, requiriendo ser procesados por el Sistema.
- Ocurre un evento que causa un rechazo de carga de emergencia de los bloques de carga.

2) **Utilización del Sistema.**- Los requisitos de utilización reflejan las necesidades de Compañía Generadora del Sur para la expansibilidad y un margen de seguridad de

carga para cada uno de los recursos. Se reconoce que la utilización es dependiente de la configuración del Sistema y el método de distribución de las funciones.

- a) **Utilización en Estado de Actividad Normal.**- Cuando el Sistema esta en Estado Normal, la utilización de recursos, incluyendo el *overhead* del sistema operativo, sobre cualquier periodo de 60 minutos, no excederá lo siguiente:
- 35% del procesador de cualquier servidor o estación de trabajo.
 - 35% de cualquier dispositivo o controlador de memoria masiva.
 - 35% del procesador de cualquier interfaz de comunicaciones (servidor, o interfaz de red).
 - 10% de la carga de cualquier LAN no deterministica (por ejemplo Ethernet).
- b) **Utilización en Estado de Alta Actividad.**- Cuando el Sistema se encuentre en Estado de Alta Actividad, la utilización promedio de recursos incluyendo el *overhead* del sistema operativo sobre cualquier periodo de 60 minutos, no excederá lo siguientes:
- 45% del procesador de cualquier servidor o estación de trabajo.
 - 45% de cualquier dispositivo o controlador de memoria masiva.
 - 45% del procesador de cualquier interfaz de comunicaciones (servidor, gateway, router, bridge o interfaz de red).
 - 20% de la carga de cualquier LAN no deterministica (por ejemplo Ethernet).
- c) **Frecuencia de Ejecución de Funciones.**- Los requisitos de la frecuencia de barrido de los UCR's y las frecuencias de ejecución para otras funciones principales. El tiempo de barrido para un tipo particular de datos se define como el intervalo de tiempo en el cual todos los datos telemedidos de ese tipo particular en el sistema eléctrico son recolectados por el Sistema y almacenados en la base datos.

6.4 Adquisición de Datos y Control Supervisorio

6.4.1 Alcances

La Compañía Generadora del Sur estandarizará convenientemente el nuevo sistema de control y cómputo a implementarse, siguiendo las normas nacionales y internacionales para empresas de generacion electrica.

Los siguientes alcances dan al Postor los lineamientos que Compañía Generadora del Sur exige se cumplan para la implementación del nuevo sistema de adquisición de datos:

- Estandarización del sistema de adquisición, procesamiento e intercambio de datos.
- Estandarización de los protocolos de comunicación.

- Estandarización del Sistema de Manejo de Datos Históricos

6.4.2 Adquisición de Datos

La función de Adquisición de Datos comprende todos los servicios útiles para la colección de datos de campo, envío y procesamiento de los mismos en el CCP para luego se distribuidos en todas las otras funciones de operación del sistema eléctrico como la Interface Hombre Máquina del sistema SCADA y el sistema ICCP a implementarse.

1) Requisitos de Adquisición de Datos.- Los datos de campo serán obtenidos mediante las UCR's que serán los equipos de adquisición de datos de campo e incluirán:

- a) Estados (estado de operación de equipos, unidades de generación, posición de los interruptores, posición de los seccionadores, alarmas de protección, etc.).
- b) Datos de secuencia de eventos.

Medidas (MW, MVA_r de una línea, MW y MVA_r de un transformador, MW y MVA_r de un generador, tensión de barras, corriente de línea, frecuencia, etc.).

El sistema estará en la capacidad de efectuar un barrido en forma paralela de sus canales de comunicación para intercambio de información, en caso tener UCR's en un solo canal se efectuara un barrido secuencial para la adquisición de datos.

Cada información recibida será inmediatamente revisada para detectar ciertas condiciones básicas de error, tales como respuesta incorrecta, error en la telemetría detectado por el interpretador de mensajes de seguridad del hardware, errores de superposición de información, etc. Todo error detectado será registrado para propósitos de mantenimiento. El Sistema deberá tratar de superar la situación de error, repitiendo el procedimiento durante un número de veces pre-determinado. Si no se detectan más errores en, por lo menos uno de los nuevos intentos se considerara como error recuperable. De otro modo se considerara como no recuperable.

Se deberán mantener estadísticas del número de errores ocurridos en un periodo de tiempo pre-establecido y se deberá mantener registro de los errores recuperables. La detección de un error no recuperable, o la ocurrencia de un alto número de errores recuperables (como por ejemplo un 30% con parámetro programable) serán consideradas como fallas en el canal y se suspenderá la interrogación de ese canal. El canal será examinado periódicamente para verificar si la comunicación puede ser restablecida, el servidor, retornara a interrogación después de un número programado de interrogaciones exitosas. Se generaran mensajes de alarma apropiados.

Se proporcionara la capacidad para desactivar y reactivar el barrido de los canales de comunicación a cargo de un operador, como parte de las herramientas generales del mantenimiento del Sistema.

El sistema deberá estar en capacidad de recibir los datos enviados por el canal en forma espontánea o cíclica. Sin embargo el operador podrá efectuar interrogaciones o hacer barridos a los canales en cualquier momento. Cuando se detecte un mal funcionamiento de un canal o este reporte una señal de alarma en cualquiera de sus módulos, el operador estará en la capacidad de efectuar un barrido/interrogación manual o un reinicio "reset" remoto para verificar dicha condición. Si una vez realizada la verificación no se tiene repuesta del canal el operador estará en capacidad de desactivar el canal de comunicación respectivo. Todo error que se presente deberá ser registrado para efectos de mantenimiento.

2) Requisitos de Intercambio de Datos.- Los tipos de información que se necesitan para ser intercambiada sobre los enlaces de datos incluirán:

- a) En esta primera Etapa se incluye solo la información de la Centrales y Subestaciones que estará de acorde a lo solicitado por el COES y para aplicaciones específicas de Compañía Generadora del Sur (compartir datos por Intranet).
- b) Información de las Centrales y Subestaciones de AT/MT:
 - Central Hidroeléctrica I
 - Central Hidroeléctrica II
 - Central Hidroeléctrica III
 - Central Hidroeléctrica IV
 - Central Hidroeléctrica V
 - Central Hidroeléctrica VI
 - Central Térmica I
 - Central Térmica II
 - Subestación C.T. I
 - Subestación Convertidor
- c) Archivos (base de datos, despliegues, reporte, hoja de cálculo, etc.).
- d) Actualizaciones de la Base de Datos.
- e) Toda la información histórica disponible.

El sistema de adquisición de datos deberá ser capaz de soportar también consolas en sitios remotos a ser instalados a futuro (caso CH V y otras), siempre que se extienda la red LAN a esos lugares.

3) Protocolos de Comunicaciones

- a) **Protocolos para Interconexión de Centros de Control.**- Protocolo estándar IEC 870-6-TASE 2 o (Inter Control Center Communication Protocol ICCP) para la comunicación con el COES SINAC.
- b) **Protocolos para Interconexión de los Sistemas.**- Protocolo estándar IEC-870-5-104 para la adquisición de datos y el control supervisorio futuro (telemando y automatización) de los equipos de maniobra ubicados en las centrales hidroeléctricas, térmicas y subestaciones que conforman la unidad generadora de Compañía Generadora del Sur y que corresponden al presente proyecto. Este protocolo estará dotado en resumen de las características que se muestran en las siguientes Tablas 6.1 , 6.2 y 6.3.

TABLA 6.1 ISO/OSI Model (Modelo ISO/OSI)

7	Application Layer (Capa de Aplicación)	Estándar IEC 60870-5-104 IEC 60870-5-5, IEC 60870-5-4	
6	Presentation Layer (Capa de Presentación)	n/a	
5	Session Layer (Capa de Sesión)	n/a	
4	Transport Layer (Capa de Transporte)	TCP (RFC 793)	
3	Network Layer (Capa de Red)	IP (RFC 791)	
2	Link Layer (Capa de Enlace)	PPP (RFC 1661 & RFC 1662)	Transmisión de IP datagramas sobre red Ethernet (RFC 894)
1	Physical Layer (Capa Física)	X.21	Ethernet (IEEE 802.3)

**TABLA 6.2 Supported Information Types
(Tipos de Información Soportada)**

Control Direction (Dirección de Control)	Single Command (Comando Simple)
	Double Command (Comando Doble)
	Setpoint (Punto de Consigna)
	Regulating step command (Comando de paso de regulación)
Monitoring Direction	Single indication [1 Bit] with quality (Indicación simple -1 bit- con calida)
	Single indication [1 Bit] with quality and time tag (Indicación simple-1 bit- con calidad y estampado de tiempo)
	Double indication [2 bit] with quality (Indicación doble -2bit- con calida)
	Double indication [2 bit] with quality and time tag (Indicación doble -2bit- con calidad y estampado de tiempo)
	Measured scaled value with quality (Valor escalado medido con calidad)
	Measured scaled value with quality and time tag (Valor escalado medido con calidad y estampa de tiempo)
	Measured normalized value with quality (Valor normalizado medido con calidad)
	Measured normalized value with quality and time tag (Valor normalizado medido con calidad y estampa de tiempo)
	Measured floating point value with quality (Valor de punto flotante medido con calidad)
	Measured floating point value with quality and time tag ((Valor de punto flotante medido con calidad y estampa de tiempo)
	Bitpattern [32 bit] with quality (Patrón de bits -32 bit- con calida)
	Bitpattern [32 bit] with quality and time tag (Patrón de bits -32 bit- con calidad y estampa de tiempo)
	Counter value with quality (Valor de contador con calidad)
	Counter value with quality and time tag (Valor de contador con calidad y estampa de tiempo)
	Step position value with quality (Valor de posición de paso con calidad)
	Step position value with quality and time tag (Valor de posición de paso con calidad y estampa de tiempo)
	Event of protection equipment with quality and time tag (Eveto de equipo de protección con calidad y estampa de tiempo).

**TABLA 6.3 Protocol Features
(Características del Protocolo)**

Application Layer (Capa de Aplicación)	On-demand transmission (e. g. single indications, analogs,) (Transmisión en demanda) Spontaneous transmission (e. g. single indications with time tag,) (Transmisión espontánea) Direct command transmission (with select before operate) (Transmisión de comando directo) Clock synchronization (Sincronización de reloj) File Transfer (Transferencia de Archivo)
---	---

La interfaz con los enlaces de datos del sistema estará basada en los siguientes conceptos:

- Se proporcionará la seguridad mediante tablas bilaterales en conjunto con las características de seguridad normalmente asociadas a la red de comunicaciones.
- Se implementará un formato de datos comunes, mediante un formato específico de conversión, provisto en los servidores del modo terminal de comunicación.
- Un servidor de comunicación contendrá una base de datos que almacene la información recibida de las empresas externas y luego las transfiera, basándose en los requerimientos del Sistema de Compañía Generadora del Sur (periódicamente, por excepción o a solicitud.).

El sistema soportará una interfaz de múltiples protocolos (ICCP, TCP/IP y OSI), acorde con el tipo de enlace a través de diferentes medios de transmisión, para los enlaces de datos que se implementen en etapas futuras.

Los equipos existentes presentan un protocolo MODBUS/TCP, y su adecuación al presente sistema de control y adquisición de datos se mantendrá por medio de herramientas del tipo software que harán posible el tratamiento a los datos provenientes de los equipos existentes.

- c) **Registro de Secuencia de Eventos.**- Las UCR's serán sincronizadas mediante sistemas de patrón de tiempo (reloj maestro sincronizado por GPS) con el cual se etiquetara los cambios de estado de sus entradas lógicas con una resolución de eventos de 1 mseg.

Las UCR's tendrán la capacidad de procesamiento de registro de secuencia de eventos para uso futuro. Los mensajes de eventos serán similares a los mensajes de alarma, con la excepción que la etiqueta de tiempo tendrá una precisión de un mili-segundo, por ejemplo, 13:42:67.098.

El uso típico de esta información incluirá específicamente la operación de los relés, como parte del análisis de operación del equipo. Con el fin de facilitar tal análisis, se tendrá la capacidad de almacenar los datos en tablas relacionales, de tal forma que posteriormente se pueda recuperar la información clasificada por diferentes criterios, tales como equipo, tipo de protección, fecha y hora de ocurrencia del disturbio, etc.

Adicionalmente, los formatos de datos facilitaran el reporte y/o el despliegue de los eventos registrados en forma gráfica.

- d) **Procesamiento de Datos.**- El procesamiento de datos incluirá lo siguiente:

- **Procesamiento de Datos Analógicos:** Una vez recibidos los datos analógicos teledados sin errores en la comunicación, se deberán realizar las siguientes funciones:
- **Conversión de Datos.**- La conversión básica de los valores analógicos a unidades de ingeniería puede hacerse asumiendo una características lineal de transductor de la forma $Y = mX + b$, donde m y b son los coeficientes que definen la escala y el *offset* del punto analógico. Los coeficientes m y b serán definidos de tal forma que el coeficiente establecido exista para cada conversión requerida. El Sistema podrá soportar características no-lineales programables por el Postor a solicitud de Compañía Generadora del Sur, también deberá prever la posibilidad que sea programado por Compañía Generadora del Sur en etapas futuras.
- **Verificación de Límites Alto/Bajo.**- Cada valor analógico será verificado cada vez que se obtenga por barrido o sea calculado, en relación con un conjunto de tres (3) límites alto y bajo pre-definidos y cambiables, que deben ser especificados individualmente para cada punto. Estos tres límites son:
 - i. Límites de razonabilidad alta y baja: Lecturas próximas al máximo y al mínimo de los transductores o convertidores A/D. Las lecturas por

encima de estos límites serán considerados no razonables (malas) y no se emplearán para actualizar la base de datos.

- ii. Límites de emergencia altos y bajos: una lectura fuera del rango de estos límites indicará un estado de emergencia en el sistema eléctrico.
- iii. Límites operacionales altos y bajos: una lectura fuera del rango de estos límites, indicará una desviación de los parámetros de operación normal que pueden ser predeterminados basándose en consideraciones económicas o de otro tipo.

La detección de la violación de un límite originará la activación de una alarma apropiada. También se producirá una indicación de retorno a la normalidad cuando la condición de alarma desaparezca. Cada uno de los tres conjuntos de límites de alarma será tratado por separado; por ejemplo un dato analógico que ha regresado a la normalidad a partir de una alarma de límite de razonabilidad, aun puede encontrarse en estado de alarma del límite de operación. Se suministrará una banda muerta en la alarma de retorno a la normalidad y se asignará una por cada punto.

- **Verificación del Límite de la Tasa de Cambio.**- Los datos analógicos seleccionados se verificarán para el límite de tasa de cambio. Se generará una alarma si se excede el límite.
- e) **Procesamiento de Datos de Estado.**- Los datos de estado se procesarán para cada período de barrido, los datos de estados se procesarán conforme estos vayan arribando. El estado recientemente obtenido del UCR se comparará con los datos de estado en la base de datos para determinar si ha habido cambios. Los cambios de estado no iniciados por el operador generarán una alarma apropiada y una actualización inmediata del despliegue. El cambio de estado iniciado por el operador no originará una alarma, pero sí una actualización inmediata del despliegue. El proceso de barrido estará diseñado con el fin de asegurar que no habrá ninguna pérdida de los cambios de estado, excepto en el caso de falla total del Sistema del CCP.
- f) **Manejo de Estado de los Dispositivos de Movimiento Lento.**- Algunos dispositivos de movimiento lento, como los seccionadores operados con motor, serán telemedidos con el fin de indicar las posiciones completamente abiertas y completamente cerradas. El software interpretará correctamente y mostrará cada posición del dispositivo según este completamente abierto o completamente cerrado, en tránsito o no válido (condiciones de error). Algunos dispositivos de movimiento lento pueden estar equipados para operación automática (cambio de

posición sin la iniciación del operador en el CCP); si tal dispositivo abre o cierra, una alarma será reportada y si no se completa su operación (completamente cerrado o abierto) en un periodo de tiempo pre-establecido, se generara una alarma adicional.

El estado del dispositivo será almacenado y accesado como un ítem de la base de datos para que sea usado por los despliegues gráficos.

En forma general la supervisión de los dispositivos con movimiento lento será ejecutada por los equipos de control.

- g) **Procesamiento de la Indicación de Estado.**- Los datos de indicación de estado serán procesados con el fin de determinar el estado actual y reportar cualquier cambio de estado. Cada punto de indicación de estado será monitoreado a través de un contacto que puede ser contacto normalmente abierto o normalmente cerrado. Serán reportadas las condiciones de alarma y las condiciones de retorno a la normalidad. La correspondencia entre una condición "normal" y el estado de contacto (abierto o cerrado) será un parámetro que se puede cambiar en la base de datos.

El procesamiento de datos de estado examinados consiste para el caso de Compañía Generadora del Sur, en detectar los cambios en los interruptores de tres estados y en los seccionadores de dos estados.

- h) **Cálculo de Datos.**- La función de cálculo de datos será usada para aquellos cálculos que deben realizarse con la frecuencia cercana a la de barrido; esta frecuencia será programable con una asignación a cálculos individuales.
- i) **Datos Analógicos Calculados.**- Un punto analógico calculado es un punto de datos cuyo valor es una función del valor de uno o mas puntos de datos (puntos componentes). El valor del punto calculado será calculado predefiniendo una ecuación algebraica dedicada a ese punto en particular. Será posible usar datos telemedidos, datos no-telemedidos, constantes y otros datos calculados como puntos componentes en el cálculo de un punto. Un punto analógico calculado será almacenado en la base de datos de la misma manera como un punto análogo telemedido. El hecho de que un punto sea calculado o telemedido será transparente para los programas de acceso.

Cada punto de datos analógico calculado tendrá un limite de verificación y una alarma. Se podrá definir hasta 10 puntos componentes como parte de una definición de un punto calculado. No será necesario definir múltiples puntos calculados como pasos intermedios en el procesamiento de los puntos componentes.

Se podrán realizar cálculos de enteros, reales, y del tipo mixto. Se podrán realizar las operaciones lógicas AND, OR, NOT, XOR, y XAND.

El sistema soportara una gran gama de ecuaciones para distintos tipos de operación comunes.

Los tipos de operación disponibles deberán permitir la implementación de los siguientes cálculos requeridos por Compañía Generadora del Sur:

- Contador del número de operaciones de apertura de equipos (por ejemplo interruptores).
- Contador del número de operaciones de cierre de equipos.
- Tiempo acumulado de operación de equipos en un periodo determinado (por ejemplo, los generadores) o tiempo de operación de los equipos en condiciones predeterminadas por un evento (por ejemplo transformadores operando por encima de un nivel de carga limite).

Cualquier cálculo se podrá reiniciar (resetear) a solicitud del operador.

Será posible reiniciar los acumuladores máximos y mínimos. También será posible definir formulas condicionales estructuradas como IF, THEN, ELSE.

El periodo de tiempo asociado a algunos cálculos (por ejemplo MAX, MIN) se podrá definir para que se pueda mantener apropiadamente un archivo histórico de datos.

- j) **Cálculo de Datos de Estado.** La función de calculo de datos se usara para hacer análisis lógicos frecuentes de estos puntos; la frecuencia de calculo será asignable por el programador a nivel de calculo individual.

Alternativamente, el cálculo de puntos de estado calculados ocurrirá cada vez que uno de los puntos componentes cambie de estado.

Las siguientes ecuaciones ilustran el tipo de operaciones que se deben suministrar:

- $F = \text{NOT } A.$
- $F = A \text{ AND } B.$
- $F = A \text{ OR } B.$
- $F = 1 \text{ si } x \geq y.$
- $F = 0 \text{ SI } x < y,$ donde x, y son análogos teledidos, análogos

Calculados o cualquier combinación de los dos.

Los puntos de estado calculados serán tratados en igual forma que los puntos de estado teledidos con respecto a alarmas y reconocimientos de alarmas. Los códigos de calidad serán similares a los empleados para valores analógicos calculados.

k) **Datos no Telemedidos.-** Algunos datos en la base de datos no se obtendrán vía UCR. Estos puntos incluyen:

- Puntos de estado no telemedidos.
- Puntos analógicos no telemedidos.
- Puntos de acumuladores no telemedidos.

Estos datos serán actualizados mediante operación de entrada manual. Los mensajes de eventos serán almacenados para registrar cualquier cambio. Los datos no telemedidos podrán ser mostrados en cualquier despliegue del sistema. Ciertos despliegues mostraran solamente datos no telemedidos

El punto no telemedido será presentado en el despliegue y registrado en los reportes, de forma tal que se diferencien de aquellos sustituidos por la acción manual del operador para los datos de tiempo real desactivados. Los puntos telemedidos o no telemedidos serán transparentes para los programas de acceso. Los puntos no telemedidos serán definibles en la base de datos de forma similar a los puntos de datos en tiempo real.

l) **Calidad de los datos.-** El estado de calidad de datos para los datos telemedidos incluirá la siguiente información en el orden de prioridades indicado:

- Datos ingresados manualmente.
- Datos desactivados.
- Error de Telemetric.
- Datos Buenos.

La indicación de calidad del dato para datos calculados incluirá la siguiente información en el orden de prioridades indicado:

- Date male.
- Date Buenos.

Si algún componente de un punto calculado no es "bueno" ni "entrado manualmente", el punto calculado debe considerarse malo.

m) **Revisión Post Disturbio.**- La capacidad de revisión post disturbio consiste en la creación y actualización continua de un Sistema de Archivos de Disturbio, el cual puede utilizarse para análisis "post mortem" de disturbios anteriormente registrados. Cada diez segundos, un snapshot de los puntos seleccionados por el despachador o de toda la base de datos en tiempo real será almacenado en el Sistema de Archivos de Disturbio, el cual consiste en tres archivos circulares que incluyen los periodos de pre-disturbio, en-disturbio y post-disturbio.

El tamaño de cada archivo será determinado por la longitud del periodo de tiempo cubierto por el registro, la cantidad de datos que van a ser almacenados y la capacidad de almacenamiento disponible en disco. Las longitudes recomendadas para estos archivos son de 10 minutos para el periodo de pre-disturbio, 15 minutos para el periodo de disturbio y 15 minutos para el periodo de post-disturbio. El archivo de pre-disturbio se bloqueara, ya sea en un evento de disparo o en un comando introducido por un operador y los siguientes snapshots serán almacenados en los archivos de disturbio y post-disturbio. Este conjunto de datos almacenados se denomina un conjunto de revisión.

Los conjuntos de revisión múltiples serán almacenados en un disco para una revisión, análisis y/o impresión posterior.

Adicionalmente el operador tendrá la facilidad de seleccionar por medio de un filtro de información solo los eventos del archivo post disturbio que desee ver de acuerdo con el tipo de mensajes definidos para los eventos.

n) Control Remoto

- **General.**- Las UCR's tendrán capacidad de manejar comandos de control remoto, los mismos se lograrán mediante solicitudes de control a los UCR's. Un comando de control será enviado a una UCR, solamente después que la solicitud de control haya sido verificada, tal como control de estado, estado desactivado, etc. Las solicitudes de comando inválidas del operador serán rechazadas.

Los funcionamientos erróneos en la selección del comando de control serán reportados como mensajes de diagnostico. Estos incluyen la no respuesta de los UCR's, error en la comunicación y error en el chequeo-respuesta-verificación (*check-back-verify*).

Será verificada la terminación de operaciones seleccionadas de control. Una vez finalizada exitosamente una secuencia de intercambio de mensaje con un UCR, el Sistema del CCP verificara la ejecución del comando, revisando el estado del dispositivo controlado. Si no se detecta el nuevo

estado esperado dentro de un periodo pre-establecido, se generara una alarma de comando no ejecutado. Una falla en el dispositivo controlado no causara ningún reintento automático del comando.

Todo mal funcionamiento será incluido como alarma en la lista de alarmas, lo cual se usara para mantenimiento general del sistema.

El cambio de estado de un dispositivo por control remoto del operador no causara una alarma de cambio de estado en el Sistema, pero será registrado como un evento.

El sistema proveerá las siguientes funciones de control remoto:

- Control de dispositivos de dos estados.
 - Control incremental de dispositivos.
 - Control secuencial automático.
- **Control de Dispositivos de dos Estados.-** El control remoto de dos estados bajo la modalidad de “seleccionar antes de operar” deberá ser posible para los siguientes tipos de equipos:
- Interruptores (abrir, cerrar).
 - Seccionadores (abrir, cerrar).
 - Conmutadores (auto/manual, inicio/fin, abrir/cerrar etc).
- o) **Colocación de Marcas (Tagging).**- El sistema del CCP tendrá la capacidad de realizar marcas de un dispositivo monitoreado o no monitoreado, a través de los despliegues gráficos. Esta marca representa la acción del operador para llamar la atención sobre un dispositivo representado mediante un símbolo en un despliegue indicando que el control remoto esta, ya inhibido o con restricciones para tal dispositivo. Dependiendo del tipo de marca, el software deberá inhibir el mando del dispositivo asociado.

Será posible rotular un dispositivo a través de cuatro tipos de marcas. Estos en orden de prioridad:

- Tipo 1 (no control – prioridad máxima).
- Tipo 2 (sin control de cierre).
- Tipo 3 (sin control de apertura).
- Tipo 4 (control permitido, pero sugiere precaución).

Será posible colocar cualquier número de tags de cualquier tipo en un punto. Cada colocación de una marca resultara en una sola línea de entrada en un orden cronológico bajo el titulo Lista de Marcas.

Cada línea de entrada contendrá la siguiente información:

- Día/hora de colocación de la marca.

- Tipo de marca.
- Identificador de la estación.
- Campo para comentarios (16 caracteres mínimo).

p) **Procesamiento de Alarmas.-** Las alarmas detectadas por la función de Adquisición e Intercambio de Datos serán manejadas de tal forma que las condiciones de alarma predefinidas serán reportadas de manera clara y concisa y oportuna solo para aquellas consolas que necesitan de la información. El manejo de alarmas serán soportadas con niveles de prioridad, es decir, cuando se presente una alarma esta será dependiente tanto de su Área de Responsabilidad como de su prioridad.

Serán soportadas las alarmas audibles, por ejemplo, el anuncio incluirá una campana de audio o un tono o la de dos.

Las alarmas y los eventos serán almacenados y archivados diariamente para una referencia posterior. Las alarmas serán mostradas en un diagrama unifilar con despliegue en pantalla por medio de símbolos y/o cambios de color.

q) **Manejo de Procedimientos de Maniobra.-** El Postor deberá desarrollar la configuración y programación de las UCR's teniendo en cuenta los procedimientos de maniobra de operación, para lo cual Compañía Generadora del Sur dará todas la facilidades y asesorías del caso.

La función de procedimientos de maniobras proveerá las siguientes facilidades:

- Creación del Procedimiento de Maniobra: Los procedimientos de maniobra serán creados, modificando procedimientos existentes, por medio de edición o comenzando con un formato vacío.
- Selección del Procedimiento de Maniobra: Esta selección será a través de una Lista de los Procedimientos de Maniobra. La Lista suministrara una línea de título y mostrara un botón de selección para cada procedimiento, de tal forma que el procedimiento de maniobra deseado pueda ser seleccionado por medio de "drag and drop" o una característica similar.
- Ejecución del Procedimiento de Maniobra: Los procedimientos de maniobra serán ejecutados, ya sea en modo de proceso o modo de estudio, por la función de control remoto. El procedimiento completo se podrá ejecutar secuencialmente o paso a paso individuales.
- Impresión del Procedimiento de Maniobra: El procedimiento de maniobra se podrá imprimir cuando así lo requiera el operador.

- Almacenamiento del Procedimiento de Maniobra: Los procedimientos de maniobra que han sido cerrados serán almacenados cuando el operador así lo requiera para uso posterior, como modelo de nuevos procedimientos o será eliminado de acuerdo con los requisitos del operador.

La creación y/o modificación de los archivos deberá ser restringida con claves de seguridad, con el fin de evitar la manipulación o modificación por parte de usuarios no autorizados.

6.4.3 Sistema de Información Histórica

El Postor deberá adecuar su equipamiento a las consideraciones actuales y futuras del proyecto y incluirlas en el desarrollo del proyecto siempre que sea aplicable, los siguientes tratamiento de datos son exigidos en toda su extensión para los datos que son enviados campo con los equipamientos existentes y que actualmente se encuentran como parte de la base de datos existente, además estos datos deberán pertenecer al listado de señales que requiere el COES la misma que es adjuntada en el ANEXO 1.

El Sistema de Información Histórica es el repositorio central de la información histórica. Un sistema de Manejo de Base de Datos Relacional (RDBMS) comercialmente disponible será utilizado para crear, mantener y acceder a esta base de datos. Este sistema recolectara periódicamente la información seleccionada que se encuentra almacenada en la base de datos en tiempo real del CCP e incluirá funcionalmente:

- Lecturas instantáneas de la base de datos en tiempo real y sus aplicaciones de los valores teledados o no teledados, valores acumulados y analógicos calculados.
- Valores de estado con tiempo, mensajes de alarmas y eventos, estas variables deberán contar con información que identifique el tipo de dato (evento, alarma leve, alarma grave, etc.).
- Mensajes de eventos.
- Información de programación y contabilización de energía.

- 1) **Recolección de Datos Históricos.**- En su función de recolección de datos, el sistema de recolección de datos históricos monitoreará la información entrante, realizará cálculos con algunos de estos datos y archivara en la memoria masiva la información entrante y la información asociada calculada. Mientras la información este en la memoria masiva, esta puede ser sujeta a revisión y edición. En general los datos históricos estarán disponibles para la consola de operación del CCP y para los usuarios autorizados de la Red Corporativa de Compañía Generadora del Sur y de sistemas externos de computadoras.

Toda la información será archivada de tal forma que sea accesible por sistemas de bases de datos relacionales, así como también por programas escritos en lenguajes de cuarta generación que estén basados en los últimos estándares del lenguaje de consulta SQL.

Periódicamente el sistema de históricos adquirirá la información específica de la base de datos del SCADA con sus códigos de calidad y según las siguientes tasas de recolección, como mínimo:

- a) Segundos (1, 5, 10, etc., programable).
- b) Minutos (5,15, etc., programable).
- c) Por horas.
- d) Diario.

- 2) **Cálculo de Datos en los Históricos.**- Los resultados de los cálculos en tiempo real y de los programas de aplicación serán recolectados de la misma forma que otro dato de tiempo real y serán archivados en la base de datos histórica. Esta sección especifica los cálculos adicionales que se pueden realizar en la información recolectada antes de ser archivada en esta base de datos.

Será posible realizar a intervalos pre-determinados, ciertos cálculos pre-definidos de la información recolectada. También será posible realizar cálculos adicionales en los datos o en constantes calculados con anterioridad. Estos cálculos serán definidos por el usuario a través de La base de datos relacional. No se requerirá generar una base de datos, ni tampoco será necesario reiniciar el sistema después de haber editado los cálculos. Todos los cálculos se deberán realizar al finalizar la recolección de toda la información involucrada en los cálculos.

Se podrán realizar los siguientes tipos de cálculos dentro de un grupo de información:

- a) Sumas y restas algebraicas.
- b) Sumar si es positivo o negativo.
- c) Valores absolutos negativos.

- d) Multiplicaciones.
- e) Dividir, dividir si es positivo, dividir si es negativo.
- f) Raíz cuadrada o cúbica negativa.
- g) Exponencial.
- h) Operaciones condicionales (>, =, ±, <, negativo).
- i) Operaciones negativas boleanas.
- j) IF, THEN, ELSE.

Se soportarán los siguientes tipos de cálculo, los cuales serán realizados entre grupos de datos:

- k) Mínimo, máximo y promedio.
- l) Día completo.
- m) Semana completa.
- n) Mes completo.
- o) Año completo.

Toda la información calculada incluirá un código de calidad, derivado de los códigos de calidad utilizados en los cálculos de información. Los códigos de calidad de los cálculos serán similares a los códigos de calidad calculados para los puntos de información en tiempo real.

Será posible solicitar el re-cálculo de la información histórica, después de la modificación manual de la información archivada por parte del usuario. Las definiciones de cálculo serán archivadas con cada grupo de información. Siempre y cuando la modificación de la información se lleve a cabo dentro del periodo mínimo de retención especificada, se propagará los resultados del cálculo dentro del grupo de datos cuya información depende de las modificaciones realizadas. El nuevo cálculo utilizará las mismas fórmulas del cálculo original.

3) Archivo de Datos Históricos.- Cualquier dato del Sistema estará disponible para recolección, cálculo, retención y archivo por parte del sistema de históricos. Cuando una información no archivada exceda el periodo de retención previamente configurado será automáticamente transferida a la unidad de almacenamiento removible (cinta magnética o disco óptico), como información archivada. También será posible archivar cualquier información manualmente. Cualquier información archivada estará disponible on line y podrá ser recuperada, sin que se requiera intervención manual de montar o desmontar el medio de almacenamiento.

Los históricos incluirán un directorio que contenga información de los archivos históricos que se han grabado en el Sistema, así se encuentran todavía en retención en línea o hayan sido transferidos para almacenamiento fuera de línea. Si un usuario

desea aun acceder a información a un archivo que se encuentra fuera de línea, el sistema responderá dándole la información del volumen del disco óptico que se debe cargar para tener acceso a dicha información. Será posible cargar cualquier disco óptico de los históricos que se haya sacado del Sistema, para tener acceso a información archivada en el, sin que esto afecte la recolección, el archivo y la recuperación en tiempo real de la información de los históricos y sin que se requiera retirar ninguno de los archivos en línea del Sistema.

- 4) Mantenimiento y Generación de la Base de Datos Histórica.-** Para la creación y mantenimiento de una base de datos histórica se utilizara un sistema de manejo de base de datos relacional de fácil adquisición comercial. La recolección de información de puntos de estado análogos se definirán en la base de datos y no requerirán una definición adicional. Será posible especificar que cualquier dato pueda ser recolectado a una frecuencia determinada y por un periodo mínimo de retención específico. Igualmente será posible especificar los cálculos a ser realizados utilizando datos históricos seleccionados.

El Postor suministrara una biblioteca de programación de interfaces que permitan que cualquier función del Sistema adicionada por Compañía Generadora del Sur envíe informaciones al sistema de históricos para su almacenamiento como datos históricos y su utilización en conjunto con los datos de tiempo real.

La información almacenada no podrá ser afectada por cambios subsiguientes a la base de datos. Toda la información histórica deberá permanecer recuperable, sin importar su contenido, estructura o cambios a las bases de datos del histórico o del SCADA.

- 5) Código de Calidad de los Datos Históricos.-** La base de datos incluirá todos los códigos de calidad asociados con cada punto. Además se suministrara un código de calidad para denotar que se ha hecho una corrección a valores de puntos de la base de datos.
- 6) Reporte de Eventos Auditados.-** Un seguimiento de auditoria de todas las modificaciones realizadas a la base de datos histórica se debe conservar y mantener disponible para leer o imprimir. Este rastreo auditado identificara cada cambio realizado al contenido o la estructura de la base de datos, la hora y la fecha de modificación, al igual que la identificación de la persona que realizo el cambio. El rastreo auditado incluirá tanto los valores anteriores como posteriores a la modificación de la estructura y del contenido. La impresión y lectura de los informes rastreo/auditados estarán disponibles en formatos dados según periodos (de

fecha/hora a fecha/hora) y mediante la identificación de la parte que realiza la modificación.

7) **Capacidades de Acceso.**- El sistema de históricos dará acceso a la información de su base de datos a los usuarios (estaciones de trabajo y PCUS) y a los usuarios autorizados pertenecientes a la Red Corporativa de Compañía Generadora del Sur, utilizando toda la capacidad de recuperación del RDBMS. La recuperación de información se registrará por las últimas Normas SQL. La recuperación de información remota estará sujeta a medidas adecuadas de seguridad, pero no dependerá ni de la colaboración ni la intervención del equipo de trabajo de Compañía Generadora del Sur. La función de recuperación incluirá como mínimo las siguientes especificaciones:

- La herramienta estará desarrollada en ambiente Windows 2000 (o superior). El Proceso de selección de información a través de menús.
- La consulta a datos de estado (eventos, alarmas) será mediante listas ordenadas de acuerdo al registro de tiempo que tienen asignado (para el caso eventos será con resolución a 1 m, en los datos disponibles), cada tipo de dato deberá tener un color definido en la lista (por Ej. azul para evento, amarillo alarma leve, rojo alarma grave). Se deberá contar con una gama completa de opciones de filtros para búsqueda de información, por Ej.: intervalo de tiempo, búsqueda por clave, tipo de dato, búsquedas complejas (funciones and, or,etc)
- La consulta de datos análogos se realizara de dos formas en listado basado en el tiempo y en forma gráfica, se deberá contar con la posibilidad de agrupar un mínimo de 6 variables para su visualización. La visualización gráfica deberá contar con funciones zoom, escalas, activación de las variables en la curva, definición de colores de las curvas, impresión.
- Grupos pre-formateados de despliegues para solicitud de recuperación de información, creados según el software de desarrollo de interfaz del usuario.
- Grupos de rutinas pre-definidas de acceso genérico para accesos típicos, tales como que todos los puntos análogos en un momento determinado, un valor máximo o mínimo en un tiempo determinado.
- Restricciones al acceso de información confidencial.

Estas deberán funcionar en las consolas de operación, consolas basadas en PC, WEB y usuarios autorizados de la LAN de Compañía Generadora del Sur.

La base de datos histórica también proporcionara una interfaz que este disponible para otros paquetes comerciales de software tales como hojas de cálculo,

procesadores de palabra, generadores de informes y otros productos según los requisitos de información y últimos estándares SQL.

Para los propósitos de recuperación, será transparente para el usuario si la información esta almacenada en memoria masiva de lectura/escritura (retención en línea) o en memoria en medio removible (archivos).

a) Capacidades de Acceso por los Usuarios del Sistema

- *Acceso desde la funciones del Sistema.*- El Postor suministrara una biblioteca de interfaces de programación que permita a cualquier función del Sistema adicionada por Compañía Generadora del Sur tener acceso a los históricos para recuperar información.
- *Acceso desde los despliegues Generales del Usuario del Sistema.*- La información histórica estará disponible para visualización en forma de tabla o en forma gráfica utilizando todas las capacidades del RDBMS, incluyendo las solicitudes ad hoc. La interfaz de usuario deberá cumplir los requisitos generales definidos. También se deberá poder generar despliegues desde cualquier interfaz de usuario gráfica en el RDBMS y lenguaje de cuarta generación.

Cualquier código de calidad, marca o valor almacenado en cualquier item de información del HIS deberá ser desplegable. Cualquier item calculado deberá poder ser mostrado en la pantalla como un valor stand alone, de modo que no sea necesario desplegar ningún dato recolectado que ha sido utilizado en el cálculo para mostrar el resultado en un cuadro resumen.

- *Acceso desde el software de Reportes del Usuario del Sistema.*- El sistema de históricos deberá tener una función de reporte local, la cual soportara la generación de reportes de recuperación de información ad hoc, como también los reportes periódicos. El software suministrado será preferentemente un paquete disponible comercialmente y capaz de generar reportes complejos.

El software de reportes tendrá acceso a la base de datos históricos, únicamente de lectura y soportara las funciones aritméticas, tales como los cálculos en las hojas de cálculo, para permitir la creación de reportes. Un usuario local podrá programar la fecha y hora de la impresión de reportes así como seleccionar la impresora en que estos serán generados.

El software de reportes generara archivos ejecutables runtime que se instalaran en las estaciones que tendrán acceso a los históricos.

- b) **Capacidad de Acceso por Usuarios de la Red Corporativa de Compañía Generadora del Sur.-** Los usuarios (PCs) de la Red Corporativa de Compañía Generadora del Sur (existente) podrán tener acceso al sistema de históricos. Por motivos de seguridad, la Red Corporativa estará conectada a la LAN del Sistema del CCP a través de un gateway con firewall (existente).
- 8) **Aplicaciones Específicas de Acceso.-** Los operadores de Compañía Generadora del Sur cuentan con reportes específicos para cumplimiento de sus funciones normales.

Entre las aplicaciones comunes que tienen son:

- *Cuaderno de Ocurrencias.-* Son anotaciones en un cuaderno donde se registran manualmente los siguientes datos: Fecha, Turno, Operador de turno, lista de ocurrencias del turno y apunte de observaciones importantes.
- *Tabla de datos de Operación.-* Es una hoja de cálculo en un paquete comercial (Excel) en el cual se clasifica por hojas los sistemas y se registran datos en forma manual como por ejemplo registros cada media hora de potencias, tensiones, corrientes, factor de potencia, etc. Se utiliza la herramienta antes mencionada por estar estandarizada con las otras empresas y su capacidad de generar reportes específicos.

En el presente proyecto es necesaria la implementación de estas aplicaciones de tal manera que haya una transferencia automática de información histórica a estas, sin requerir que el operador tenga la necesidad de digitar datos que se tiene en los históricos.

- a) **Mantenimiento y Administración de los Históricos.-** Toda las labores de administración y mantenimiento de las bases de datos histórica, deberán realizarse en la estación de ingeniería existente, para lo cual este equipo contara con los dispositivos de almacenamiento de datos (Tape y CDROM Óptico) para la ejecución de estas labores.

Asimismo se deberá contar con la aplicación de software necesario para la ejecución de las labores antes mencionadas.

6.4.4 Aplicaciones Futuras

Compañía Generadora del Sur desea a futuro implementar aplicaciones específicas de operación asociadas a la adquisición de datos y control remoto de sus instalaciones, estas se referirán generalmente a monitoreo de operaciones de generación, monitoreo de reserva rotante, monitoreo de reserva de reactivos, etc.

Las funciones que se especifican se apoyan en su mayor parte en funciones SCADA especificadas en otras secciones. Compañía Generadora del Sur requiere que su personal pueda realizar los despliegues que sean necesarios con base a un entrenamiento del tipo on the job, por esta razón el Postor hará esta labor con apoyo del personal de la Compañía Generadora del Sur.

6.5 Software del Sistema

6.5.1 Objetivo

Compañía Generadora del Sur mantendrá para el presente proyecto los sistemas SCADA existentes, para lo que el Postor deberá conocerlos y realizar su integración basado en software de los mismos al nuevo sistema ICCP y así conseguir la obtención del envío de información completa al requerimiento a/del COES respectivamente. Debido a la arquitectura del presente proyecto el Postor deberá hacer la integración basado en software solo al sistema SCADA Factory Link.

Compañía Generadora del Sur decidió implementar un sistema de comunicación de datos totalmente nuevo para el intercambio de datos con el COES, el software que se proveerá deberá con los requerimientos especificados en este capítulo al respecto.

Además Compañía Generadora del Sur para la supervisión de las todas las centrales y subestaciones que actualmente tienen un sistema moderno y que esta en servicio, ha decidió implementar un sistema basado en OPC Server/Client con los fines de mantener dichos equipamientos y la supervisión total de las señales que concentra los equipos mencionados.

6.5.2 Alcances del Suministro

Los siguientes alcances son considerados:

- 1) El Postor para realizar el suministro del software deberá adecuarse al suministro del sistema SCADA Factory Link existente con la finalidad de constituirlo al sistema de control e interconexión con el Centro de Control del COES. Además el Postor deberá suministrar los drivers necesarios con los cuales se alcance los objetivos principales del presente proyecto.
- 2) El Postor se adecuara al sistema SCADA Factory Link existente siguiendo las exigencias de adquisición de datos y control supervisorio especificados en el Capítulo 4.
- 3) El Postor deberá suministrar, instalar, programar, configurar, probar y poner en servicio todos los dispositivos y programas necesarios para la Interconexión del CCP de Compañía Generadora del Sur con el Centro Coordinador del COES-SINAC, el

Postor considerará en su propuesta la integración del CCP al servidor ICCP de Compañía Generadora del Sur (que el Postor proveerá) y de ahí al COES SINAC.

- 4) El Postor deberá suministrar, instalar, programar, configurar, probar y poner en servicio todos los dispositivos y programas necesarios para la adecuación al Sistema de Control un sistema basado en OPC para la captura de datos de las Centrales y Subestaciones y así obtener el cumplimiento con los requerimientos de COES. El Postor realizará todas las integraciones necesarias para lograr tal propósito
- 5) El Postor deberá suministrar todos los materiales de instalación requeridos tales como cables, interfaces y todo el equipamiento que sea necesario, para dejar expedito la Interconexión entre el CCP de Compañía Generadora del Sur y el Centro Coordinador del COES SINAC, así como también para la integración del OPC (ubicado en el CCP y sobre el servidor ICCP) con las Centrales y Subestaciones.
- 6) El Postor deberá integrar completamente y poner operativo la interconexión del CCP de Compañía Generadora del Sur con el Centro Coordinador COES-SINAC a través del nuevo sistema ICCP que será provisto por el Postor.
- 7) El Postor deberá integrar completamente y poner operativo la integración del CCP de Compañía Generadora del Sur con las Centrales Térmicas y Hidráulicas y Subestaciones por medio de OPC's (drivers) provistos por el Postor y las cuales correrán en el servidor ICCP que será suministrada por el Postor.
- 8) El Postor deberá considerar en su propuesta la programación e integración mediante el Protocolo de Interconexión entre Centros de Control ICCP TASE.2 con el Centro Coordinador COES-SINAC, el Postor considerará en su propuesta la integración del CCP de Compañía Generadora del Sur, empleando el protocolo IEC 870-6, a los servidores ICCP de Compañía Generadora del Sur y de ahí al COES SINAC.
- 9) El Postor deberá realizar las pruebas de aceptación en sitio con protocolo de pruebas desarrolladas para tal efecto.
- 10) El Postor deberá proveer los certificados de prueba de fábrica de los equipos para la Interconexión de los Centros de Control de Compañía Generadora del Sur y el COES-SINAC, así como también del software ICCP y OPC u otros.
- 11) El Postor deberá proveer una prueba de aceptación y entrega del servicio con una duración de 10 días (c/u ICCP y OPC u otros), en la misma se subsanará cualquier defecto que pueda ocurrir en la instalación y/o fabricación de los equipos y programas a costo del Postor. Concluido este período a satisfacción de Compañía Generadora del Sur se dará inicio al período experimental y de garantía.
- 12) El Postor deberá proveer una garantía técnica de dos años a partir de la recepción provisional de los sistemas (ICCP y OPC u otros).

- 13) El Postor deberá proveer una garantía de asistencia técnica de diez años y de suministro de repuestos considerada en las integraciones del ICCP y OPC u otros durante dicho período.
- 14) El Postor deberá proveer cursos de capacitación para el personal de operación del sistema y al personal que se hará cargo del mantenimiento y desarrollo del Sistema ICCP y OPC u otros en particular.
- 15) El Postor deberá proveer servicio de atención y mantenimiento local a la integración del ICCP y los OPC's, si así lo requiere Compañía Generadora del Sur.

6.5.3 Descripción del Sistema Proyectado

El sistema de control esta conformada por los siguientes protocolos de comunicación:

- Protocolo IEC 870-5-104, este protocolo pertenecerá de las UCR's que el Postor suministrara en las CH III, IV, V, VI y las Centrales Térmicas I y II.
- Protocolo MODBUS/TCP, este protocolo pertenece a los equipos PLC's existentes, en el caso de la CH I se cuenta con un PLC Modicom Quantum con protocolo Modbus/TCP, mientras que en los diques Campanario y Cincel se cuentan con los PLC TSX 3722 TELEMECANIQUE con protocolo MODBUS por lo que el Postor deberá adecuarlos por medio de conversores de MODBUS / MODBUS TCP los mismo que serán suministrados por el Postor.

De esta forma sobre la red LAN principal del sistema SCADA Factory Link recaerán los datos con protocolos IEC 870-5-104 y MODBUS TCP correspondientes a las estaciones ya mencionadas.

Con los datos sobre la red LAN principal del sistema SCADA Factory Link y las herramientas adecuadas basadas en software se captarán los datos y pasarán a tablas donde se de un tratamiento y adecuación para su posterior envío al COES.

Los datos con protocolos MODBUS TCP tendrán un tratamiento previo, la cual consiste en que primero pasaran a ser parte de la base de datos del SCADA Factory Link para luego pasar a las tablas del sistema ICCP, esto es debido a que actualmente el sistema SCADA Factory Link cuenta con un Driver para la lectura de datos en protocolo MODBUS TCP. Estos datos deberán ser adecuados en el servidor del SCADA Factory Link para cumplir con las especificaciones que requiere el COES (marca de tiempo adecuada) y desde ahí se dirigirán al servidor ICCP para su envío al COES.

Todos los softwares suministrados se instalarán sobre el servidor ICCP que también será suministrado por el Postor, vale decir que el tratamiento de los datos pertenecientes a las señales requeridas por el COES serán tratadas y adecuadas en dicho servidor.

6.5.4 Descripción del Sistema SCADA Existente

Compañía Generadora del Sur cuenta con dos (2) sistemas SCADA's en su Centro de Control Principal ubicado en las inmediaciones de la CT-I, para la realización y cumplimiento de los objetivos del presente proyecto esta previsto adecuarse solamente sobre el SCADA Factory Link, el presente proyecto excluye al SCADA Sherpa que actualmente captura datos en protocolo IEC870-5-101 para una posible adecuación sea esta por hardware o software.

Debido a lo mencionado, se presenta aspectos básicas y técnicas del sistema SCADA Factory Link y que el Postor deberá conocerlas:

- Todas las aplicaciones o programas tienen acceso a los datos en tiempo real.
- Interface Gráfica de Usuario, la interface gráfica de Factory Link provee una comprensión orientado a objetos.
- Alarmas y Eventos: El administrador de alarmas esta completamente distribuido, para un mejor tratamiento por los usuarios del sistema.
- Reportes: una comprensiva aplicación de reportes
- Redundancia: Factory Link soporta fácilmente aplicaciones con su funcionalidad en redes avanzadas.
- Tendencias: Es capaz de facilitar vistas de información históricas y en tiempo real simultáneamente.
- Base de datos relacional: Factory Link soporta cualquier base de datos ODBC, así como SQL Server.
- OPC Server: realiza un broadcast de datos en tiempo real a cualquier OPC cliente.
- Operaciones Matemáticas y Lógicas: Soporta estas operaciones para conseguir interpretar resultados a velocidades máximas.

6.5.5 Descripción del Sistema ICCP

El Postor deberá considerar en su propuesta el enlace de los Centros de Control empleando el protocolo IEC al servidor ICCP. Del Servidor ICCP los datos de Compañía Generadora del Sur se transmitirán en tiempo real al Centro Coordinador COES-SINAC usando el protocolo ICCP TASE.2.

El Servidor ICCP operará en plataforma Windows 2000 (ó superior), que accederá a los datos del Servidor del nuevo sistema SCADA (implementado por el Postor) a través de la red LAN existente mediante una interfaz OPC (OLE for Process Control) del Servidor SCADA. Estos datos serán luego transmitidos en tiempo real al Centro Coordinador COES SINAC usando protocolo ICCP TASE.2.

El servidor ICCP a implementar actuará como un Gateway entre el Sistema SCADA de Compañía Generadora del Sur, y el Centro Coordinador COES SINAC permitiendo la comunicación bidireccional sobre redes LAN/WAN para la transmisión y recepción de datos en tiempo real.

- **Protocolo ICCP.-** El Protocolo de Comunicaciones de Interconexión de Centros de Control (ICCP TASE.2) es un estándar desarrollado originalmente por el Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica (EPRI) para posibilitar la integración de datos de tiempo real entre Centros de Control de diferentes empresas eléctricas sobre redes de área extensa (LAN/WAN). ICCP ha sido adoptado como el estándar internacional IEC60870-6 TASE.2. ICCP - TASE.2. Dicho estándar viene actualmente operando en el COES SINAC.

El protocolo ICCP comprende un amplio rango de funciones. Para una determinada aplicación las funciones específicas a ejecutar están dictadas por bloques de conformidad que soportan dicha implementación. Las siguientes líneas es una breve descripción de los bloques en ICCP y de sus objetos y servicios asociados:

- Bloque 1 - Servicios Básicos

Objetos de asociación:

- Servicios para controlar sesiones de comunicaciones entre clientes y servidores ICCP.

Objetos de Valor de Datos:

- Valor de datos Get/Set.
- Valor de datos de Adquisición Nombre / Tipo.

Objetos de Conjuntos de Datos:

- Conjunto de Datos Crear / Borrar
- Valores de Elementos Data Set Get/Set
- Get Data Set Names/Element Names

Objetos de Conjunto de Transferencia:

- Transferencia Inicio/Parada
- Monitoreo de la Condición del Conjunto de Transferencia del Conjunto de Datos. (Intervalo time-out y condiciones de demanda del operador*)

Objeto del Conjunto de Transferencia Siguiente:

- Valor del Conjunto de Transferencia siguiente de Adquisición

- Bloque 2 - Condición de Monitoreo DS Extendido

Cambio de Objeto: Time-out y eventos externos* para conjuntos de Transferencias de Datos.

- Bloque 3 - Transferencias Bloqueadas
Soporte para Reportes de Transferencia con Datos de Bloque*

- Bloque 4 - Mensaje de Información
Objetos de Mensaje de Información (mensajes de operador) y servicios.

- Bloque 5 - Control de Dispositivos
Objetos de Dispositivo:
 - Seleccionar / Operar
 - Get/Set Tag
 - Time-out*
 - Reinicio Local*
 - Suceso / Falla*

- Bloque 6 - Programas
Objetos de Programa*:
 - Inicio / Parar / Reiniciar / Reasumir / Cancelar
 - Atributos de Adquisición

- Bloque 7- Eventos
Objetos de Dispositivo *
 - Sucesos / FallasObjetos de Condición de Evento*
 - Notificación de Evento*Objetos de alistamiento de Evento*
 - Crear /Borrar Alistamiento de Evento
 - Atributos de alistamiento del evento de Adquisición

- Bloque 8 - Cuentas
Objetos de Transferencia de Cuentas:
 - Condición de Monitoreo y Reporte

- Bloque 9 – Series de Tiempo
Objetos del Conjunto de Transferencia de las Series de tiempo*:
 - Condición de Monitoreo y Reporte

NOTA: * Normalmente no soportado

6.5.5 Descripción del Sistema OPC

OPC es un software estándar desarrollado por la Fundación OPC para interconectar aplicaciones basadas en Windows con dispositivos de red. Está basada en la tecnología COM/DCOM de Microsoft Windows. La interfaz OPC, permite a un servidor SCADA/ICCP recibir datos de cualquier Centro de Control remoto.

OPC proporciona un mecanismo para extraer datos de una fuente y comunicarlos a cualquier aplicación cliente de manera estándar. Los fabricantes de hardware pueden desarrollar servidores optimizados para recoger datos de sus dispositivos. Dando al servidor una interfase OPC permite a cualquier cliente acceder a dichos dispositivos.

Para el caso de la CT - I se prevé el empleo del GPS de la el CCP actual, con estos fines el OPC ofertado será capaz de realizar la sincronización de todas estas señales.

El Postor proveerá el software OPC necesario para realizar las comunicaciones entre el CCP y las Centrales y subestaciones que son parte del presente proyecto.

6.6 Unidades de Control Remota (UCR)

6.6.1 Alcances

Las Unidades de Control Remoto (UCR) se encargaran de la recolección de datos de campo, así como también del monitoreo de las instalaciones electromecánicas emplazadas en campo, de las diferentes Subestaciones y Centrales de Generación que corresponden al Sistema Eléctrico de Potencia de Compañía Generadora del Sur. Estos equipos podrán ser, en general dimensionados según la cantidad de señales requeridas por el COES, las que se deberán adecuar a las características de funcionamiento y aplicaciones eléctricas y de control en cada lugar (Central o Subestación).

La implementación de las futuras funciones de automatización del sistema prevé la utilización de equipos de características importantes como las UCR's que tienen la posibilidad de extensión para integrarse a diferentes demandas de comunicación con gran flexibilidad para poder automatizar procesos.

En términos de aplicaciones de telecontrol para estaciones remotas, el UCR deberá cumplir completamente todos los requerimientos de Compañía Generadora del Sur:

- Alta funcionalidad para requerimientos de aplicaciones de telecontrol.
- Capacidad de configuraciones variables para optimizar las necesidades de hardware en tableros, racks y casetas.
- Ejecución de tareas de UCR's integradas.
- Concepto de comunicación flexible.
- Capacidad de conexión para diferentes medios de comunicación.

- Concepto de diagnósticos remotos independientes de la red de comunicación de telecontrol vía características de Internet.
- Mantenimiento sencillo.

Las UCR's estarán ubicadas en las centrales hidroeléctricas, térmicas y subestaciones, donde se realicen las adecuaciones de señales respectivas, serán instaladas en el interior de los tableros designados para cada instalación, teniendo en cuenta todas las consideraciones de adecuación, montaje, instalación y conexionado que se presenta en la sección 6.9.

6.6.2 Normas

Las UCR's (con todos sus componentes) deberán cumplir con las normas siguientes:

- Descargas Electroestáticas, IEC-801-2 Nivel 3
- Susceptibilidad ante radiaciones electrostáticas, IEC-801-3, Nivel 3
- Inmunidad a ráfagas, IEC-801-4 Nivel 4
- Condiciones Ambientales, IEC-870-2-1

El protocolo disponible para la integración al Sistema será:

- IEC 60870-5-104 (TCP/IP).

Las UCR's incluirán la capacidad de direccionar:

- Requerimientos físicos de interfase.
- Requerimientos de protocolo.
- Requerimientos de desempeño.

6.6.3 Concepto del Sistema

El UCR deberá tener los siguientes componentes en su estructura:

- La unidad de procesamiento central basada en microprocesadores en el subrack. Esta unidad tendrá la capacidad de dualidad y redundancia para configurarse como primario y de respaldo
- El componente de comunicación central (ethernet o fibra óptica) en el subrack de comunicación.
- El componente de comunicación extendida (ethernet o fibra óptica) en el subrack de extensión de módulos.
- El componente de alimentación eléctrica en el subrack.
- El componente de protocolo de comunicaciones en el subrack.
- Los componentes de señal I/O en el subrack I/O.
- Los componentes de sincronización (GPS) en el subrack.(opcional)

El concepto de modularidad y distribuibilidad deberá estar presente en el software y hardware. Las tareas del software de aplicación deberán ser organizadas de tal manera de ser distribuidas sobre las diferentes tarjetas de la CPU central. El sistema de comunicación interna deberá de asegurar que todos los datos procesados sean consistentes. El funcionamiento del sistema deberá ser definido por la configuración de las unidades de procesamiento.

La UCR tendrá la capacidad de manejo de diferentes protocolos estándares, pero el protocolo mandatorio es el IEC-60870-5-104.

El procesamiento de la base de datos internos deberá contener todos los objetos. Esto incluye la conexión directa de las señales I/O vía componentes de I/O.

El UCR deberá permitir un alto volumen de señales I/O conectados directamente para ser soportados. Hasta 4 segmentos de bus periféricos conectados a uno o dos unidades de procesamiento principal será posible.

1) Aplicaciones de Telecontrol.- La principal tarea del UCR será la de operar en componentes de telecontrol y de control de procesos. El UCR soportará todas las funciones principales que son necesarias para el procesamiento de las señales.

a) Señales Binarias:

- Estampado de tiempo de señales de estado y análogas.
- Supresión de señales inestables.
- Inversión de señal.
- Procedimiento de indicaciones dobles y comandos dobles.
- Procesamiento incremental total.
- Etiquetado de tiempo.

b) Señales Análogas:

- Supervisión de la banda muerta.
- Supervisión del cero vivo (4-20 mA).
- Smoothing.
- Supervisión Limitada.
- Supervisión umbral (Método de integración y absoluto).
- Etiquetado de tiempo.

Cada procesamiento de la señal será operado por el UCR de acuerdo a la configuración de los parámetros y funciones.

2) Configuración.- La configuración de las UCR's deberá ser exclusivamente realizada por software, pudiendo ser efectuada desde las estaciones de operación del sistema y desde el equipo de mantenimiento, simulación y pruebas.

- 3) **Autodiagnóstico.-** Las UCR's deberán contar con funciones de autodiagnóstico de todo su hardware; estados de entradas y salidas I/O, fuente de alimentación, puertos de comunicación, memoria, CPU, tarjetas mal configuradas, etc.
- 4) Todos estos diagnósticos generarán eventos en caso de condiciones anormales y podrán ser enviados a los niveles superiores del sistema.
- 5) **Ingeniería.-** La UCR deberá ser fácil de operar y mantener, la ingeniería para la instalación, conexión y puesta en servicio deberá ser apoyada con un paquete de herramientas de software.

Esta herramienta estará basada en Windows 2000 (ó superior), la estructura de las etapas de ingeniería estará dividida en tres etapas de acuerdo a la norma IEC 1346-1 los cuales son:

- a. Ingeniería de las señales de proceso.
- b. Ingeniería de las redes de comunicación.
- c. Ingeniería del hardware del controlador.

El software de ingeniería deberá ser instalado en la estación portátil de mantenimiento incluido en el presente proyecto.

- 6) **Registro De Eventos.-** Las UCR's deberán tener la capacidad de funcional de registro de eventos con resolución de 1 milisegundo, para todos los diferentes eventos registrados en las entradas digitales. El estampado de tiempo se realizará en el momento de la ocurrencia del evento y éste será enviado a los niveles superiores con sus respectivos tiempos de ocurrencia.

En caso de falla de la comunicación, las UCR deberán ser capaces de almacenar un mínimo de 1000 eventos en un archivo cíclico de tal forma que una vez restablecida la comunicación con el servidor y las estaciones de operación del sistema, estos sean enviados con sus respectivos tiempos de registro.

- 7) **Hardware.-** El sistema de hardware del UCR deberá de incluir todas sus componentes y módulos necesarios para su funcionamiento.

La UCR será alimentada con una entrada de voltaje entre de 110 Vcc, para ello es necesario mencionar que en las Centrales de Generación Hidroeléctrica y la Central Térmica I se cuenta con una alimentación de 110 Vcc, mientras que en la Central Térmica II se dispone de una tensión de 24 Vcc, en este último caso esta será la tensión de alimentación.

Cada componente de hardware propuesto será descrito en detalle. La configuración y principio de cableado de los componentes serán explicados en la propuesta.

8) Comunicación.- Las UCR's tendrán la capacidad de manejo de protocolos de comunicación estándares.

Asimismo, las UCR's deberán ser capaces de comunicarse con diferentes niveles jerárquicos de una red de sistema de control, con equipos subordinados o algún otro dispositivo electrónico inteligente, o con sistemas de diagnóstico y prueba.

9) Módulos de Comunicación.- De los varios módulos de comunicación que soporta la UCR, en términos de equipamiento se proveerá el módulo de comunicaciones que maneje el protocolo IEC 60870-5-104.

Cada tarjeta de comunicación CPU deberá tener una interfase adicional para efectuar tareas de diagnóstico, carga y descarga de archivos de configuraciones, etc.

10) Módulo I/O.- Aquí se describen algunas de los componentes de I/O que son necesarias para cubrir los requerimientos principales para la conexión de señales I/O hacia el UCR.

Los tipos de componentes principales son los siguientes:

- a) Tarjeta de entrada binaria
 - Para canales de entrada
- b) Tarjetas de salidas binarias
 - Para relés de salida
- c) Tarjeta de supervisión de salida binaria
 - Para circuitos de verificación diferentes (1-out-of-n) para relés sobrepuestos
- d) Tarjetas de entradas análogas
 - Para canales de entradas análogas para señales en mA
- e) Tarjetas de salidas análogas
 - Para canales de salidas análogas para señales en mA
 - Condiciones Ambientales, IEC-870-2-1.

6.6.4 Función de la Unidad de Control Remota

La UCR se equipará con una función de mando de lógica programable. Las herramientas de configuración proporcionadas permitirán la programación y el desarrollo de algoritmos lógicos, secuenciales y/o operaciones matemáticas. Estos algoritmos usarán cualquier dato del banco de datos de la unidad, incluso periféricos I/O. Será posible comenzar y/o detener los algoritmos localmente del organizador a través de un puerto de mantenimiento.

El software de UCR estará de acuerdo a la norma IEC 61131-3, para esto se contará con una librería de bloques de funciones comunes.

Las secuencias de automatización podrán ser programadas desde las estaciones de operación del sistema o en los equipos de prueba y mantenimiento. Este equipo deberá tener un modo de simulación, para tareas de configuración y mantenimiento.

Los programas y secuencias lógicas deberán permanecer en la memoria del UCR, aún en caso de pérdida de alimentación.

Las funciones típicas entre otras que se programaran son las siguientes:

- Apertura y cierre automático.
- Apertura y cierre secuencial.
- Inter bloqueo / Control local.
- Automatismos varios.
- Tratamiento de alarmas.

La UCR deberá tener la capacidad de realizar los cálculos para medidas de potencia activa, reactiva, frecuencia, factor de potencia, etc. requerido en las aplicaciones con la señal de corrientes, voltajes que si se obtendrán por los transductores y que recaerán en sus módulos análogos.

6.6.5 Especificaciones Técnicas

El Postor deberá considerar las especificaciones técnicas funcionales presentes para realizar su oferta:

1) Unidad de Control Remota

a) Entradas de Estado.- Será posible configurar cada entrada de estado para una de las siguientes funciones:

- Entrada de mono-estado.
- Cambio de estado.
- Registro de eventos, tiempo de estampado con precisión de 1ms.
- Entrada de alarma.
- Indicador de posición de equipo.
- Señalización de disparo y bloqueo de protección.

b) Salidas de control.- Las salidas de control digital deberán tener las características siguientes:

- Configurable para uno de los siguientes tipos de operaciones:
 - o Momentánea.
 - o Apertura / Cierre.
 - o Aumento / Disminución.
- Tren de pulsación con una cola de 256 de longitud.
- Duración de contacto programable desde 1 a $(2^{32}-1)$ ms en intervalos de 1 ms.

c) Entradas Analógicas DC.- Las entradas analógicas DC deben tener las Características siguientes:

- Velocidad de muestreo : 60 muestras / segundo.
- Resolución A/D : 12 bits más signo
- Precisión : $\pm 0.05\%$ de FS(fullscale)
Para nominal
- Coeficiente de Temp. : ± 15 ppm/ $^{\circ}$ C.

Las entradas analógicas en DC serán del tipo 4-20 mA, así como de 1-10 V.

La UCR tendrá la capacidad de suministrar tensión en continua (10-30 Vcc) para alimentación de transmisores pasivos de 4-20 mA.

2) Convertidores de Medidas Eléctricas

Para la medición de las señales análogas serán adecuados por los siguientes equipos:

- (01) Para la Medición del Voltaje y frecuencia de Barra
- (01) Para la Medición Corrientes de Fase.
- (01) Para la Medición de los Voltajes de Fase.
- (01) Para la Medición de las Potencias y Frecuencias de los de los grupos, convertidores, líneas, etc.

Las características técnicas generales son las siguientes:

- Norma: IEC 688 (EN60688, VDEN 60688, BS 60688), compatibilidad electromagnética: 89/336/CE, directiva de baja tensión: 73/23/CE.
- Precisión: Clase 0.2 según norma IEC 688.
- Entrada: valor Nominal $1A \leq I_n < 5A$, $50V \leq U_n \leq 480V$
- Frecuencia: 45-65Hz
- Salidas: valor Nominal $-20mA \dots 20mA$, $-10V \dots 10V$
- Tensión Auxiliar: 80 – 230VAC, 24 – 109 VDC
- Temperatura: Funcionamiento: $-10 \dots +55^{\circ}$ C
- Cajas: Modelos 120mm x 81mm; 700gr.

6.6.6 Adecuación de Equipamiento Existente

En su propuesta el Postor empleará el equipamiento existente siguiente:

- 1) En la CH existe un PLC (detallado en el capítulo I), el Postor deberá adecuarlo y añadir los módulos que le sean necesarios para conseguir el cumplimiento de señales requeridas por el COES.

Según la arquitectura presentada en el ANEXO 3, plano CH CC 01 001, se especifica la distribución exacta de los módulos a suministrar para la adecuación de

este PLC al sistema del presente proyecto, tener presente que la mini central y la CH II están interconectadas por módulos extendidos, siendo el maestro el PLC existente situado en la CH I, el Postor deberá considerar que el equipamiento para la adecuación para el PLC existente deberá ser del mismo fabricante.

- 2) Para el caso de la CT I las RTU ELITEL 4000, se mantendrán como medios de adquisición de datos, el Postor realizará la integración de estos al nuevo sistema de control realizando el suministro y instalación del convertidor de protocolo IEC 60870-5-101/IEC60870-5-104, el cual permitirá tener acceso a los datos de las RTU's ELITEL 4000 en las dos LAN's que conforman parte del sistema SCADA Factory Link y Sherpa, de esta manera los datos se podrán compartir y enviar al COES.
- 3) En los diques Campanario y Cincel, existen PLC TSX 3722 Telemecanique que serán adecuados para el sistema del presente proyecto y así orientar sus señales requeridas por el COES al servidor SCADA para luego compartirla con el ICCP y su correspondiente envío al COES. La adecuación consiste realizar la integración con el sistema ICCP nuevo.

6.7 Sistema de Comunicaciones

6.7.1 Introducción

El objetivo de la presente sección es fijar las características técnicas del suministro, instalación y pruebas correspondientes de los enlaces complementarios de comunicaciones que Compañía Generadora del Sur requiere para enlazar los diversos dispositivos de control del presente y su interconexión con la plataforma de Telecomunicaciones existente.

Compañía Generadora del Sur dispone los siguientes medios existentes de comunicaciones operativos:

- a. Medio de Fibra Óptica Monomodo (Principal y Redundante).
- b. Medio del Enlace a Microondas.

Los objetivos principales que se cumplirán serán los siguientes:

- Integrar las comunicaciones en todas las instalaciones de Compañía Generadora del Sur comprendidas en el presente proyecto.
- Compañía Generadora del Sur garantiza la existencia de medios de comunicaciones complementarios, mediante fibra óptica multimodo, las mismas que serán adecuadas por el Postor.
- Concentrar en el CCP toda la información generada en las centrales eléctricas, térmicas, subestaciones y diques, para el correspondiente tratamiento y posteriores maniobras de control que se efectuaran según los requerimientos de

la operación del sistema e intercambio de datos con el COES.

6.7.2 Alcances

Los siguientes alcances son considerados para el presente capítulo:

El Postor deberá realizar su propio estudio de ingeniería detallada y suministrar todo lo necesario con el fin de integrar las señales de las centrales ya mencionadas empleando los medios existentes y dispuestos para el presente proyecto.

El Postor realizará todos los diseños de montaje, instalación y de detalle, las especificaciones técnicas, la nomenclatura, planos de construcción (As Built) y de detalle para la adecuación del cable de fibras ópticas multimodo desde el equipo donde recae el tramo final del fibra monomodo existente en cada central hidroeléctrica hasta los equipos que permitan la integración de las UCR las mismas que se encargaran de recopilar los datos y enviarlos al CCP para su posterior tratamiento.

Todos los trabajos de transporte, instalación, conexión, pruebas, mediciones, supervisión, otros servicios y otros puntos que sean requeridas para la instalación del cable de fibras ópticas son responsabilidad del Postor.

El Postor es responsable además de la provisión de todos los materiales sin excepción alguna necesarios para la adecuación de fibra óptica existente (elementos de fusión, cajas de conexión, bandejas, conectores, patch cords, patch panels, etc.) y por medio de cables UTP categoría 5 (patch panel, patch cord entre otros).

El Postor proveerá todos los equipos que sean necesarios para la adecuación de los enlaces de fibras ópticas y cables UTP así como los conversores de medio físico y de protocolos. Asimismo la conexión a sus fuentes de alimentación eléctrica.

Los trabajos del Postor terminan en los extremos de las fibras, es decir en los armarios de conexión. Incluyen la adecuación de las fibras ópticas, instalación de bandejas, soldaduras de fusión, etc., y las pruebas respectivas (conectividad, fusión, etc.).

Todos los trabajos deben ser coordinados con el responsable de Compañía Generadora del Sur. El Postor deberá solicitar el correspondiente permiso de trabajo al responsable de Compañía Generadora del Sur

Compañía Generadora del Sur no se responsabiliza por el deterioro o anormal funcionamiento que sea producto de una mala maniobra antes, durante y después de la adecuación a la fibra óptica y al enlace a microonda realizada por el Postor, probada la acción inadecuada Compañía Generadora del Sur responsabilizará directamente al Postor.

El Postor debe instalar el cable de fibras ópticas conforme a las normas internacionales y especificaciones suministradas por el fabricante.

El Postor debe suministrar un informe por escrito y en medio magnético de las pruebas de cada una de las fibras que hayan sido fusionadas.

6.7.3 Adecuación al Sistema de Comunicaciones

Las adecuaciones necesarias de los medios de comunicaciones, tendrán en consideración los enlaces existentes de comunicaciones de Compañía Generadora del Sur. Se considera los siguientes puntos para la realización de la adecuación:

Según el diagrama de Arquitectura del Sistema de Control (plano CH CC 01 001), se señala gráficamente los tendidos de Fibra Óptica existentes las mismas que serán adecuadas por el Postor para su integración al presente proyecto.

Para el caso de las centrales hidroeléctricas I, la adecuación consiste de lo siguiente:

- Existe tendido de fibra óptica del tipo multimodo desde el gabinete existente con sus respectivos conversores de medio físico y que llega al tablero de comunicaciones donde se encuentra el switch giga bit. Además con un tendido de fibra óptica desde el tablero de la mini central hasta el tablero del existente donde se encuentra instalado el PLC existente ya descrito (Capítulo 1).
- Existe un tendido de fibra óptica del tipo multimodo desde la CH II que se inicia desde el punto donde se ubicará el gabinete que alojara al UCR que el postor suministrara y hasta la CH I y llega a su centro de comunicaciones.
- El Postor deberá adecuar estos tendidos de fibra óptica disponibles para el presente proyecto.

Para la central hidroeléctrica V, se tiene lo siguiente:

- Existe tendido de fibra óptica del tipo multimodo desde la Casa de Maquinas hasta el Edificio de Servicios con pares de fibras disponibles para el presente proyectos, el Postor deberá adecuar este tendido y suministrar los accesorios básicos para su integración al presente proyecto y de acuerdo al equipamiento ofertado.

Para los diques Campanario y Cincel, se tiene disponible PLC's con una comunicación por medio de Fibra Óptica Multimodo, además existe los conversores de medio físicos en c/u de los diques, el postor en estos casos hará la adecuación de los equipos y medios existentes empleando conversores de protocolos MODBUS / MODBUS TCP.

Para la CT I se dispone de los siguientes medios.- Existen tendidos de fibras ópticas del tipo multimodo entre los siguientes puntos:

- Grupo Turbogás – Centro de Control Principal.
- SE Convertidor - Centro de Control Principal.

- Convertidor de Frecuencia - Centro de Control Principal.
- SE CT-I - Centro de Control Principal.
- Grupos Turbovapor 1, 2, 3 – Grupos Zulser 1,2.

Las UCR's ubicadas en las CH III, VI, IV, V y CT II se integrarán por un medio físico de cable UTP categoría 5.

Para la realización de las labores generales mencionadas el Postor proveerá la supervisión, mano de obra, transporte, documentación, ingeniería de detalles, accesorios de montaje e instalación, equipos, materiales, herramientas y otros que se empleen para el cumplimiento de los fines del presente proyecto.

Se realizará la conexión a los switches existentes y estos con los conversores de medio y/o conversores de protocolo desde la UCR.

Todos los cables deberán estar tendidos sobre canaletas o tuberías adecuadas que seguirán una ruta adecuada según la distribución de cada estación perteneciente al presente proyecto.

Los equipos de sincronización serán instalados y conexiados con la UCR y su correspondiente antena será instalada apropiadamente.

6.7.4 Descripción del Suministro

La presente sección describe, sin limitarse, el suministro de accesorios de los medios de comunicación complementarios de enlace con los equipos de control:

- Cables UTP categoría 5.
- Equipos conversores de medios FO/Ethernet y conversores de protocolos
- Equipos de sincronización (GPS).
- Accesorios de montaje, instalación y conexiados, como pueden ser: bandejas de empalmes, patch cord dobles, patch panel, pigtailes y para los diferentes tipos de cables.
- Bandejas, ductos, canaletas.
- Materiales de montaje, señalización, etiquetado y soportes.
- Sin ser limitativo, el Postor suministrará la supervisión, servicios, instalación, conexión, transporte, seguro en general, documentos, ingeniería de detalles, informes, cronogramas de trabajo y otros servicios que el proyecto lo requiera.

6.7.5 Instalación de los Cables

1) Recomendaciones generales

- a) Todos los trabajos ejecutados en la presente especificación deben obedecer las normas vigentes en el Perú.
- b) Los cables deben tener etiquetas de identificación en la entrada de los tableros.

- c) Se deben tomar todas las precauciones necesarias durante la manipulación y almacenamiento del cable para evitar todo daño que pueda ser causado a los cables y a sus chaquetas.
- d) Se debe respetar el radio de curvatura mínimo recomendado por el fabricante durante la adecuación y tirado de los cables (15 veces el diámetro del cable para el caso de las fibras ópticas).
- e) El Postor debe tener en su posesión una copia de los ensayos a los que ha sido sometida la bobina del cable suministrado, en la planta del fabricante. Antes de la instalación de los cables, el Postor debe proceder a verificar que las informaciones inscritas sobre la placa de la bobina correspondan a aquellas inscritas en el informe de la fábrica y asegurarse que la bobina no haya sufrido ninguna alteración durante su transporte (sí esto ocurriera, deberá informar de las anomalías al responsable de Compañía Generadora del Sur y rectificarlas).
- f) Verificar las especificaciones técnicas del cable provisto por el fabricante, para conocer la fuerza límite de tracción que puede aplicarse al cable.
- g) Todos los trabajos preliminares, planos y especificaciones deben ser presentados según el sistema métrico.
- h) Los cables deben ser tipo dieléctrico para la protección del personal y de los equipos de telecomunicaciones contra las corrientes y tensiones que pueden ser inducidas en el cable, causadas por la presencia de alguna chaqueta metálica o un par de cobre instalados en la periferia del cable. En instalaciones como las de Compañía Generadora del Sur el cable de comunicaciones UTP por lo general está expuesto a diferentes fenómenos:
 - Contactos accidentales con conductores eléctricos de líneas de distribución eléctrica;
 - Inducción eléctrica debida a los campos electromagnéticos de las líneas eléctricas;
 - Elevaciones del potencial de tierra.

2) Instalación Subterráneo.- El tendido de los cables que generalmente es desde los tableros de control hasta los gabinetes de comunicaciones especificados líneas arriba, se realizará a través de canaletas y/o ductos enterrados y cuyo suministro también corresponde al Postor.

En la instalación se debe tomar las siguientes consideraciones:

- a) El Postor tiene la responsabilidad de localizar todas las redes enterradas existentes situadas cerca de los lugares de los trabajos, antes de comenzar cualquier trabajo de perforación. El Postor debe localizar el emplazamiento de

todas las diferentes infraestructuras que puedan estar presentes (drenajes, cables telefónicos, cables eléctricos, etc.).

- b) Los conductos nuevos que permitirán la instalación de los cables UTP categoría 5 deberán ser provistos e instalados por el Postor. El Postor además de suministrar los conductos es responsable de los materiales de relleno, así como toda la ferretería necesaria para la instalación. La instalación de los nuevos conductos debe cumplir con las exigencias siguientes:
- c) Para uso futuro y para facilitar el tirado del nuevo cable óptico, se recomienda que todos los nuevos conductos instalados tengan un mínimo de 75 mm de diámetro interior.
- d) Cuando los trabajos estén terminados se procederá al sellado de los conductos en las entradas de los emplazamientos.
- e) Se realizará las fusiones de las fibras con cables pigtaills (suministrar) que en su otro extremo a su vez estarán conectados a un patch panel con conectores ST existentes.

3) Bucle del Cable.- En todas las instalaciones y tipos, el Postor debe dejar un bucle mínimo de 5 metros de cable, con fines de arreglos futuros.

6.7.6 Descripción de las Pruebas

1) Ensayos de Aceptación de las Fibras Ópticas.- El Postor deberá realizar los ensayos de aceptación de las fibras ópticas comprenden, entre otros, las medidas de atenuación de las fibras por el método de retrodifusión (al reflectómetro) y por el método de inserción (fuente y detector óptico).

El Postor debe proceder con la verificación de los cables de fibras ópticas existentes antes de la conexión de las fibras por fusión. Esta manera de proceder, asegura que no haya ruptura o discontinuidad sobre cada una de las fibras causada al momento de la instalación del cable. Debe comparar la longitud de la fibra medida a la longitud del cable instalado y asegurarse que cada una de las fibras del cable instalado obtenga una atenuación igual o inferior al especificado por el fabricante del cable.

Los ensayos deben ser efectuados con ayuda de un reflectómetro óptico con el fin de comparar los resultados obtenidos con los resultados obtenidos por el fabricante del cable y para asegurarse que las fibras no hayan sido dañadas al momento de la instalación del cable. Dos parámetros deben ser verificados por cada fibra:

- La anchura óptica

- La atenuación

Los resultados de los ensayos deben ser comparados con aquellos realizados en la fábrica. En caso de diferencia, el responsable de Compañía Generadora del Sur debe ser informado para que las medidas necesarias sean tomadas y así corregir la situación.

Además, durante la fusión de cada punto de fusión, el equipo de fusión emite un informe indicando las atenuaciones obtenidas para cada una de las fusiones. Un informe debe ser completado por cada punto de fusión efectuado. Al final de las fusiones, los ensayos deben realizarse de un extremo al otro en todas las instalaciones de Compañía Generadora del Sur donde se realizará el tendido de fibra óptica.

Todos los ensayos deben ser realizados por el Postor. El representante de Compañía Generadora del Sur se reserva el derecho de estar presente al momento que el Postor realiza sus ensayos.

Además, el representante de Compañía Generadora del Sur inspeccionará todo el equipo, para asegurarse que esté conforme con los diseños, así como con las especificaciones.

El Postor debe corregir, por cuenta propia, todos los defectos observados en los ensayos y reemplazar, por cuenta propia los materiales defectuosos para reanudar el trabajo. Seguidamente, deberá hacer nuevamente las verificaciones y todos los ensayos y entregar al representante de Compañía Generadora del Sur los resultados de los mismos, en papel y en medio magnético. El reporte completo de los ensayos de aceptación deben ser transmitidas al representante de Compañía Generadora del Sur a más tardar una semana después del fin de los ensayos de aceptación.

Todos los equipos necesarios para la realización de los ensayos son a cuenta del Postor.

- 2) Ensayos de Aceptación del Cable UTP.-** Los ensayos de aceptación será mediante la prueba convencional de punto a punto, para ello el Postor deberá proveer solo para el modo prueba todos los equipos necesarios para la realización de los ensayos.
- 3) Aceptación Final de los Trabajos.-** El Postor puede recibir una aceptación final de los trabajos si cumple con las modalidades siguientes:
 - Cuando todos los trabajos hayan sido ejecutados en conformidad con los planos y especificaciones proveídas por el Postor.
 - Cuando el representante de Compañía Generadora del Sur haya aprobado la conformidad de los trabajos según los planos y especificaciones suministradas

por el Postor.

- Cuando los ensayos de aceptación de cables de fibras ópticas y UTP hayan sido aceptados por el representante de Compañía Generadora del Sur.
- Cuando los planos Conforme a Obra (As Built) suministrados por el Postor hayan sido transmitidos al representante de Compañía Generadora del Sur.
- Cuando haya culminado satisfactoriamente la etapa de pruebas experimentales.

6.7.7 Especificaciones Técnicas de Cables y Equipos

1) Fibras Ópticas Multimodales.- Compañía Generadora del Sur dispondrá de pares de fibra óptica tipo multimodo, el Postor deberá adecuar el tendido existente y disponible según las estaciones a ser implementadas con este medio.

2) Accesorios para los Cables de Fibra Óptica.- Los accesorios como los patch panel, Pig tail, Cajas de fusión, panel de acopladores y Patch cord, soportes y el cable de deberán ser diseñados e dimensionados por el Postor según su experiencia en instalaciones similares, las cuales se presentará oportunamente en la ingeniería de detalle y así el responsable de Compañía Generadora del Sur de la conformidad del suministro.

Sin ser limitativo, los pigtails deben cumplir con las exigencias mínimas siguientes:

- Cable conteniendo una fibra óptica multimodal, 50/125 um con conector estándar ST en un extremo. El otro extremo debe quedar libre para la fusión.
- Atenuación máxima de 0,5 dB.

3) Cables UTP.- El Postor proveerá los cables UTP - Categoría 5 para 100 MHz (155Mbs), son cables multipares conformados por conductores de cobre temple suave calibre 24 AWG (0,50 mm), con aislamiento de polietileno identificado según códigos de colores, formación de pares; cubierta exterior de PVC antillama color gris e hilo de nylon para facilitar el retiro de la cubierta. Para ambientes con elevada interferencia electromagnética se puede incluir una pantalla de aluminio (en este caso, el cable se denomina STP - Categoría 5).

Las características técnicas a considerar son y sin ser limitativas:

Número de pares:	4
Peso:	32 kg/km
Diámetro Exterior:	< 6,35 mm
Embalaje:	Caja de cartón con carrete de 305 mts (1.000 pies) c/u
Color de los Pares:	Azul - Blanco / Azul Par 1

Naranja - Blanco / Naranja Par 2

Verde - Blanco / Verde Par 3

Marrón - Blanco / Marrón Par 4

Impedancia Característica a 100 MHz:	100W
Resistencia c.c. a 20° C:	< 9,38W /100 m
Desbalance Resistivo:	< 5%
Capacitancia Mutua a 1 KHz:	< 5,6 nF/100 m
Desbalance Capacitivo a 1KHz:	< 330 pF/100 m
Tiempo de propagación a 100 MHz:	< 570 ns/ 100 m

Estos cables deben estar diseñados para trabajar en redes LAN de 100 MHz, (155 Mbps) cumpliendo con los requerimientos técnicos de las normas ANSI/TIA/EIA. Asimismo, cumplirán con los requerimientos internacionales de calidad exigidos por las normas ISO 9001 y con los requerimientos ambientales prescritos por las normas ISO 14001. Para los casos en que el cable sea tendido en canaletas subterráneas deberán de ser del tipo vulcanizadas.

- 4) **Accesorios para los Cables UTP.-** Los accesorios como terminales de conexión RJ45, patch panel, patch cord, cajas de paso, deberán ser los normados y recomendados para la aplicación que el presente proyecto lo estipule, estos detalles deberán ser propuestos por el Postor oportunamente para que el responsable de Compañía Generadora del Sur de la conformidad respectiva. El Postor deberá proveer todos los accesorios de tal forma que sean estos instalados en los tableros de control y comunicaciones.
- 5) **Conversor IEC 60870-5-101 / IEC 60870-5-104.-** El Postor deberá proponer un equipo conversor de protocolos IEC 60870-5-101 / IEC 60870-5-104, con las siguientes características mínimas:
 - Mínimo Disponible 5 puertos seriales RS232, conectores DB9, velocidad de transmisión, desde 50 bps a 230.4 Kbps, protección 16Kv ESD (IEC 60870-5-101)
 - Tarjeta principal con las siguientes características CPU con procesador Eden VIA 600MHz, DDRRAM Max 1 GB, disco duro EIDE y interface controlador de disco flash, interface de I/O digital, cuatro velocidades altas en los puertos seriales, puertos paralelos bi-direccional, calendario y reloj en tiempo real, dos (2) interfaces sobre la tarjeta RJ45 10/100BASE T (IEC 60870-5-104)
 - Alimentación eléctrica, auto rango 90 - 264V AC, 127 – 373V DC, certificado CE/TUV.

- Chasis; de montaje sobre rack 19" 1U, tarjeta riser PCI dual, excelente flujo de aire para máxima disipación de calor.
- Ambiente de operación; Temperatura 0°C a 45°C, humedad relativa (sin condensación) 5% a 90%.

6) Unidad de Sincronización.- La sincronización del CCP y las centrales y subestaciones se realizará por medio de un receptor GPS (Global Positioning System) que suministrará y pondrá en servicio el Postor, y que proporcionará la señal necesaria para tal propósito. El Postor proveerá también la antena requerida, cables y conectores necesarios e instalará este dispositivo en estas estaciones.

El receptor GPS poseerá también un oscilador de cuarzo y entregará a las redes LAN, para su sincronización, la información de fecha, hora completa (en el uso horario elegido).

El suministro del GPS será opcional, el postor podrá emplear módulos de sincronización horaria en sus UCR's ofertados siempre que cumpla con las características del proyecto.

7) Conversor Fibra Óptica/Ethernet.- Estos conversores son opcionales, el Postor deberá considerar la prioridad de instalar módulos Ópticos (puertos para fibra ópticos) en la oferta de los UCR's. Sin embargo el conversor de medio físico será del tipo industrial:

- Velocidad 10/100Mbps, conector RJ45 para cable UTP categoría 5,
- Interface óptica conector ST para fibra óptica multimodo y características técnicas de la fibra óptica.
- Montaje sobre riel DIN.
- Estándar: IEEE 802.3™
- Tasa de datos: 10 Mb/s, 100 Mb/s (copper); 100 Mb/s (fiber)
- Dimensiones: (W x H x D) 1.8" x 5.3" x 4.1" (46 x 135 x 105 mm)
- Alimentación Eléctrica: 12-48VDC, 0.2-0.7A, 24W (minimum), (redundant inputs)
- Alarm Relay: 1 Amp @ 24 VDC.

6.8 Medrado del Sistema de Control

6.8.1 Alcances

Compañía Generadora del Sur de acuerdo al planteamiento técnico y diseño del sistema de control mostrado en el plano Arquitectura del Sistema SCADA plano CH-CC-01-001 (Anexo C), en este capítulo se presenta el siguiente requerimiento como alcances generales al respecto y sin ser limitativo:

- Establecer un metrado recomendado por Compañía Generadora del Sur, sin que esto sea limitativo.
- El Postor deberá según el equipamiento ofertado adecuarse y/o de una nueva solución alternativa y que no divergente en grandes proporciones y sea aplicable al sistema actual de Compañía Generadora del Sur.

6.8.2 Metrado Recomendado

A continuación se muestran los metrados estimados según ingeniería previa, los cuales son:

TABLA 6.2 Metrado para el Centro de Control Principal Compañía Generadora del Sur

EQUIPAMIENTO Y SUMINISTRO EN GENERAL	UNID.	CANT.
Arquitectura "hardware"		
Servidor ICCP	U	1
Convertor IEC 60870-5-101 / IEC 60870-5-104 y software	U	1
Patch Cord Cat.5 UTP	U	4
Cable Serial / Ethernet	U	4
Cable Serial	U	1
Accesorios menores	U	1
Arquitectura "software"		
OPC's Server/Client	U	2
Sistema ICCP	U	1
Sistema Operativo y Drivers	Glb	1
Software de Programación UCR's	Glb	1

TABLA 6.3 Metrado para la Central Térmica I

EQUIPAMIENTO Y SUMINISTRO EN GENERAL	UNID.	CANT.
CPU	U	2
Modulo de Entradas Digitales 16s	U	15
Modulo de Entradas Análogas 8s	U	16
Modulo de Comunicaciones /Expansión	U	5
Modulo de Alimentación	U	5
Patch Cord Cat. 5 UTP	U	6
Gabinete de Control 2000x600x600mm	U	2
Convertor de Medio Físico	U	6
Medición en Voltaje y Frecuencia en Barra	U	7
Medición de Corriente/Voltaje en Grupo o Línea	U	36
Borneras	Glb	1
Cables AWG 14(Multifilar de 19 hilos)	Glb	1
Cables AWG 14/12 (rollo de 100m)	Glb	1
Puesta a Tierra	Glb	1
Materiales de Montaje y Instalación (*)	Glb	1

TABLA 6.4 Metrado para la Central Hidroeléctrica I

EQUIPAMIENTO Y SUMINISTRO EN GENERAL	UNID.	CANT.
Modulo de Comunicación/Expansión a Fibra Óptica	U	2
Modulo de Entradas Digitales 32s	U	2
Modulo de entradas análogas 16s	U	3
Modulo de Sincronización	U	1
Modulo de Alimentación	U	1
Backplane (10 slot)	U	1
Medición en Voltaje y Frecuencia en Barra	U	3
Medición de Corriente/Voltaje en Grupo o Línea	U	12.
Borneras	Glb	1
Cables AWG 14(Multifilar de 19 hilos)	Glb	1
Cables AWG 14/12 (rollo de 100m)	Glb	1
Materiales de Montaje y Instalación (*)	Glb	1

TABLA 6.5 Metrado para la Central Hidroeléctrica II

EQUIPAMENTO Y SUMINISTRO EN GENERAL	UNID.	CANT.
Módulos de Sincronización	U	1
Modulo de Entradas Digitales 32s	U	1
Modulo de entradas análogas 16s	U	2
Modulo de Comunicaciones/Expansión a Fibra Óptica	U	1
Modulo de Alimentación	U	1
Backplane (10 slot)	U	1
Medición en Voltaje y Frecuencia en Barra	U	1
Medición de Corriente/Voltaje en Grupo o Línea	U	6
Gabinete de Control 1000x800x300mm	U	1
Borneras	Glb	1
Cables AWG 14(Multifilar de 19 hilos)	Glb	1
Cables AWG 14/12 (rollo de 100m)	Glb	1
Puesta a Tierra	Glb	1
Materiales de Montaje y Instalación (*)	Glb	1

TABLA 6.6 Metrado para la Central Hidroeléctrica I

EQUIPAMENTO Y SUMINISTRO EN GENERAL	UNID.	CANT.
Equipo Controlador Remoto CPU	U	1
Modulo de Entradas Digitales 16s	U	2
Modulo de entradas análogas 8s	U	2
Modulo de Comunicaciones	U	1
Modulo de Alimentación	U	1
Patch Cord Cat.5 UTP	U	2
Cable Serial	U	1
GPS	U	1
Medición en Voltaje y Frecuencia en Barra	U	1
Medición de Corriente/Voltaje en Grupo o Línea	U	4
Gabinete de Control 1000x800x300mm	U	1
Borneras	Glb	1
Cables AWG 14(Multifilar de 19 hilos)	Glb	1
Cables AWG 14/12 (rollo de 100m)	Glb	1
Puesta a Tierra	Glb	1
Materiales de Montaje y Instalación (*)	Glb	1

TABLA 6.7 Metrado para la Central Hidroeléctrica VI

EQUIPAMENTO Y SUMINISTRO EN GENERAL	UNID.	CANT.
CPU	U	1
Modulo de Entradas Digitales 16s	U	2
Modulo de entradas análogas 8s	U	2
Modulo de Comunicaciones	U	1
Modulo de Alimentación	U	1
Patch Cord Cat.5 UTP	U	1
GPS	U	1
Medición en Voltaje y Frecuencia en Barra	U	1
Medición de Corriente/Voltaje en Grupo o Línea	U	4
Borneras	Glb	1
Cables AWG 14(Multifilar de 19 hilos)	Glb	1
Cables AWG 14/12 (rollo de 100m)	Glb	1
Puesta a Tierra	Glb	1
Materiales de Montaje y Instalación (*)	Glb	1

TABLA 6.7 Metrado para la Central Hidroeléctrica IV

EQUIPAMENTO Y SUMINISTRO EN GENERAL	UNID.	CANT.
CPU	U	1
Modulo de Entradas Digitales 16s	U	4
Modulo de entradas análogas 8s	U	6
Modulo de Comunicaciones	U	1
Modulo de Alimentación	U	1
Patch Cord Cat.5 UTP	U	1
GPS	U	1
Medición en Voltaje y Frecuencia en Barra	U	1
Medición de Corriente/Voltaje en Grupo o Línea	U	14
Borneras	Glb	1
Cables AWG 14(Multifilar de 19 hilos)	Glb	1
Cables AWG 14/12 (rollo de 100m)	Glb	1
Puesta a Tierra	Glb	1
Materiales de Montaje y Instalación (*)	Glb	1

TABLA 6.8 Metrado para la Central Hidroeléctrica V

EQUIPAMENTO Y SUMINISTRO EN GENERAL	UNID.	CANT.
CPU	U	1
Modulo de Entradas Digitales 16s	U	6
Modulo de entradas análogas 8s	U	4
Modulo de Comunicaciones/Expansión a Fibra Óptica	U	3
Modulo de Alimentación	U	2
Patch Cord Cat.5 UTP	U	2
Cable Serial	U	1
GPS	U	1
Medición de Corriente/Voltaje en Grupo o Línea	U	10
Gabinete de Control 1500x800x300mm	U	1
Borneras	Glb	1
Cables AWG 14(Multifilar de 19 hilos)	Glb	1
Cables AWG 14/12 (rollo de 100m)	Glb	1
Puesta a Tierra	Glb	1
Materiales de Montaje y Instalación (*)	Glb	1

TABLA 6.9 Metrado para la Central Térmica II

CENTRAL TERMICA II		
EQUIPAMENTO Y SUMINISTRO EN GENERAL	UNID.	CANT.
CPU	U	1
Modulo de Entradas Digitales 16s	U	3
Modulo de entradas análogas 8s	U	4
Modulo de Comunicaciones/Expansión	U	3
Modulo de Alimentación	U	3
Patch Cord Cat.5 UTP	U	1
Cable para la Expansión	Glb	1
GPS	U	1
Gabinete de Control 1000x800x300mm	U	3
Medición en Voltaje y Frecuencia en Barra	U	1
Medición de Corriente/Voltaje en Grupo o Línea	U	10
Borneras	Glb	1

Cables AWG 14(Multifilar de 19 hilos)	Glb	1
Cables AWG 14/12 (rollo de 100m)	Glb	1
Puesta a Tierra	Glb	1
Materiales de Montaje y Instalación (*)	Glb	1

(*) Materiales de Montaje e Instalación

Tiene como alcance lo siguientes dispositivos y accesorios:

- Riel DIN
- Terminales de Conexión.
- Prensa estopas para cables de control y red.
- Interruptores electromagnéticos.
- Fusibles.
- Ferreterías menores.
- Cintillos.
- Marcadores.
- Canaletas, tuberías.
- Cinta aislantes, etc.

6.9 Adecuación, Instalacion y Montaje

6.9.1 Alcances

Los alcances sin ser limitativas son los siguientes:

- Compañía Generadora del Sur con la finalidad de asegurar la homogeneidad y estandarización en las labores de adecuación, instalación y montaje de todos los equipos, estructuras, accesorios y materiales que corresponde al presente proyecto y de acuerdo a la metodología seguida en proyectos similares, el Postor deberá seguir estas directivas en todas las labores que implique el desarrollo del presente proyecto.
- En casos que las directivas dadas no sea aplicable el Postor deberá demostrar basado en estudios y/o experiencias similares su no aplicabilidad y según ello establecer la nueva directiva. El Postor deberá emitir informes para estos casos los mismos que serán presentadas al responsable de la Compañía Generadora del Sur para su conformidad o desacuerdo al respecto.
- El Postor se encargará, embarcar, desembarcar y de transportar los equipos, estructuras, accesorios y materiales considerados en el presente proyecto desde las aduanas respectivas, así como también de todos los dispositivos y materiales

de procedencia nacional, desde su respectivo lugar de origen, hasta los diferentes puntos de instalación de la Compañía Generadora del Sur.

- Llevará a cabo la fijación e instalación de los armarios y gabinetes según metrado, incluyendo su respectivo cableado, hasta poner a punto su completa operatividad y satisfactorio funcionamiento, a ser comprobadas con las respectivas pruebas en el sitio después del montaje.
- Se realizará el suministro e instalación de las bandejas, canaletas y ductos según el metrado que el Postor realizará y presentará en la ingeniería de detalle.
- Se realizará todas las labores necesarias para dar cumplimiento de los objetivos del presente proyecto, estas labores pueden ser eléctricas, electromecánico, civil, medio ambiente entre otros.

6.9.2 Condiciones Generales de Adecuación, Instalación y Montaje

En general, para todos los equipos, se deberán cumplir las prescripciones del Fabricante para su conexionado, instalación y montaje, siempre que se encuentren de acuerdo a las normas aceptadas en el país: Código Eléctrico del Perú, UIT e IEC, y que además, no se contrapongan a las aquí señaladas.

Los equipos, herramientas e instrumentos requeridos para los trabajos de adecuación, instalación y montaje, serán provistos por el Postor. Los materiales utilizados en la instalación deberán ser de buena calidad, debiendo contar previamente con la aprobación de la supervisión.

El Postor deberá levantar toda la información necesaria para realizar un informe y desarrollar la ingeniería de detalle de adecuación, instalación y montaje adjuntando un cronograma de labores, en la ingeniería de detalle se especificará el conexionado, instalación, montaje, metodología a seguir y tiempo que tomara las labores mencionadas en cada central hidroeléctrica, térmica y subestaciones que incluye el presente proyecto. Estos documento serán presentados al representante de Compañía Generadora del Sur quince (15) días antes de dar inicio a las labores de adecuación, solo con la aprobación de este documento se dará inicio a la adecuación de señales, entendiéndose este periodo desde la primera versión entregada.

El Postor deberá instalar y realizar el montaje de todos los equipos, estructuras, accesorios y materiales de acuerdo a la ingeniería de detalle aprobada por Compañía Generadora del Sur.

Se deberá solicitar el permiso de trabajo para el inicio de la adecuación con no menos de 5 días de anticipación, si los trabajos a realizar no necesitan de parada de centrales y otras acciones que represente “acciones temerarias” para el funcionamiento normal de la central. Para el caso en el que sea necesario la parada de centrales u otras

acciones necesarias para la adecuación de señales se deberá solicitar los permisos de trabajo con 15 días de anticipación y según confirmación por parte de la Compañía Generadora del Sur se procederá a los trabajos de adecuación.

Todos los permisos de trabajo serán por medio escrito las cuales serán presentadas al responsable de Compañía Generadora del Sur con la debida anticipación que le corresponde al permiso en cuestión.

6.9.3 Condiciones para el Transporte

El Postor efectuará el transporte terrestre de todos los equipos y materiales que según las normas técnicas internacionales, nacionales y por recomendaciones de los fabricantes.

Los equipos y materiales que llegan al puerto aéreo y/o marítimo, deberán ser desaduanizados y recepcionados por el Postor, quien posteriormente efectuará el transporte de los bultos del puerto hasta la obra, previa inspección ocular por parte del Propietario o de quien haga sus veces, por encargo de éste ultimo.

Antes de proceder con el transporte de equipos y materiales a la obra, el propietario verificará las perfectas condiciones de seguridad que los equipos tendrán durante el transporte.

Toda discrepancia de cantidad o de las características técnicas de los equipos recepcionados, dará lugar a la justificación correspondiente, por el Postor, debiéndose contar con la aprobación de la supervisión, si es que esta ultima existiría, de acuerdo a lo mencionado en el contrato.

El Postor deberá afrontar con su equipo y personal el desembalaje en el lugar de la obra de todo el material y equipo en mención.

En caso de cualquier daño o pérdida que ocurra durante el transporte con el material o equipo que se halla bajo su responsabilidad, el Postor deberá reponer dicho material o equipo con otro de similar calidad y características, que estará además sujeto a la aprobación de la supervisión.

El Postor, para cubrir todos los posibles riesgos antes señalados quedará obligado a adquirir una póliza de seguros de pensión y salud, cuyos términos deberá someter a la consideración de Compañía Generadora del Sur, sin que ello signifique al Postor, bajo ningún concepto o circunstancia, disminución o exoneración de su total responsabilidad.

6.9.4 Adecuación de Señales

La principal acción a realizar durante la adecuación de señales es el conexionado en sus diferentes formas y la adecuación de señales, las cuales son condicionadas de la siguiente manera:

- En caso de realizarse la adecuación de señales en un gabinete existente se deberá tener presente que todo cable a ser instalado deberá cumplir con las especificaciones e identificada por los dos extremos con numeradores, siguiendo la metodología de diseño e identificación empleado en los gabinetes existentes. Mientras que la adecuación se realice en un gabinete totalmente nuevo la identificación y diseño será de acuerdo a lo propuesto por el Postor, siendo este presentado en la ingeniería de detalle la cual pasara por el periodo de aprobación y según este se procederá al conexionado y adecuación de señales.
- Todos los cables que se empleen en la adecuación de señales deberán llevar terminales del tipo ping, según el calibre de cable empleado.
- Se deberá realizar el peinado de los cables en todo su trayecto desde que ingresa al gabinete hasta el punto de conexión.
- Los cables deberán ser enrutadas por dentro de canaletas en todo su trayecto hasta llegar al punto de conexión.
- El conexionado lo deberá realizar el personal técnico calificado, supervisado por el diseñador de la ingeniería de detalle por parte del Postor mientras que Compañía Generadora del Sur dispondrá de un representante para la verificación y supervisión de los trabajos involucrados a la adecuación de señales.
- Los cables empleados para la adecuación de señales se deberán agrupar con cintillos en todo su recorrido por dentro del gabinete y fijados en canaletas en tramos no más de 30cm.
- Los cables de comunicaciones, control y alimentación eléctrica que se conecta y adecuan deberán de estar identificadas por los extremos, considerando el siguiente arreglo: gabinete, equipo, posicionamiento dentro del gabinete, designación de número al cable y numeral de hilos si los tuviese, además tener en cuenta que un cable deberá tener la misma numeración por ambos extremos (no se deberá repetir los números).

6.9.5 Instalación de Dispositivos y/o Materiales

1) Prescripción de Las Instalaciones.- Las siguientes pautas deben seguirse para la instalación de los diferentes equipos en cada una de las instalaciones.

- El Postor deberá tener un procedimiento que permita realizar los trabajos con total seguridad y sin afectar el normal funcionamiento de las instalaciones, tomando en cuenta que las subestaciones y centrales se encuentran en servicio. Este procedimiento deberá ser coordinado y aprobado por Compañía Generadora del

Sur. El Postor es responsable por la ejecución de los trabajos y la seguridad del personal a su cargo.

- El Postor deberá plantear la forma más adecuada para instalar los nuevos gabinetes de control. El cableado a los gabinetes se realizara, utilizando las canaletas y galerías de cables existentes. Para facilitar la llegada de los cables a los gabinetes, se recomienda utilizar las bandejas existentes, en caso de haber.
- En caso de que no exista gabinete de control y/o celda en alguna subestación o central, la información de mando, medida y señalización se tomará desde las respectivas cajas de mando y cajas de conexiones de los equipos; y las alarmas de los nuevos relés de protección de cada celda (de existir).
- El Postor instalará todo el equipamiento en las ubicaciones indicadas, dejándolas probados y listos para la operación. El Postor proveerá materiales y perfiles de acero para soportar los equipos e instrumentos en la medida que sea necesario y que no hayan sido previstos con los equipos, igualmente suministrará los pernos de anclaje de sujeción requeridas para montar los equipos en el suelo o adosadas a la pared.
- Dentro de los trabajos del Postor también esta considerado el retiro de los cables de control existente y su almacenamiento en almacenes de Compañía Generadora del Sur, esto siempre y cuando se haya aprobado la desconexión de dichos cables.
- Todo equipo será instalado según se muestra en los planos que el Postor presenta en la ingeniería de detalle y se indica en las especificaciones, a menos que sea indicado de otra manera, durante el proceso de instalación, por el Ingeniero. Todo equipo será correctamente alineado, nivelado y ajustado para su operación satisfactoria y será instalado de tal manera que las conexiones necesarias puedan realizarse rápidamente.
- El Postor tendrá a la mano, maquinaria y equipo suficiente, apropiado y de capacidad adecuada para realizar el trabajo y hacer frente a todas las emergencias normalmente encontradas en obras similares.
- El Postor, a su propio costo, suministrará todos los materiales y mano de obra, asentará adecuadamente cada parte del equipo y sus bases de soporte, que descansen en cimientos de albañilería u otros aprobados por el supervisor.

2) Instalación en Gabinetes Existentes

Las siguientes consideraciones se tendrán en cuenta para realizar la instalación en los gabinetes existentes:

- Es responsabilidad del Postor efectuar las actividades necesarias para una adecuada instalación de los dispositivos y/o materiales sueltos en los gabinetes existentes sin alterar el normal funcionamiento de las instalaciones.
- El Postor deberá proveer los accesorios necesarios para fijar, soportes e instalar los dispositivos y/o materiales en la medida que sean considerados accesorios de montaje y que por las características propias de la instalación de estos elementos no hayan sido posibles ser previstos o ser suministrados conjuntamente con los dispositivos y/o equipos.
- Finalmente el Postor efectuará el conexionado respectivo de estos dispositivos hacia las borneras del gabinete, así como adicionando las borneras y otros elementos necesarios.
- De existir equipamiento existente y si es necesario su reubicación el Postor realizara y proveerá todos lo necesario para alcanzar dicho fin.

6.9.6 Montaje

El montaje de los equipos de control y comunicaciones deberá seguir el patrón de identificación y conexionado, cuyo diseño contenido en la ingeniería de detalle será aprobada por el representante de Compañía Generadora del Sur.

El montaje del equipamiento será dentro de los gabinetes que suministrara el Postor, para lo que se observara lo siguiente:

- Los equipos deberán estar totalmente fijados sobre los gabinetes, ya sea en rieles DIN o en bandejas que serán los soportes para los equipos que no se adecuen sobre rieles.
- El montaje de los accesorios para los gabinetes (canaletas, rieles, planchas entre otros) deberán ser realizados por el Postor y por el personal técnico calificado.

1) Colocación de Armarios y Bastidores.- Para la colocación de los bastidores deberá observarse lo siguiente:

- Se deberá dejar una luz de por lo menos 2 mm entre bastidores, de manera que se permita su reemplazo posteriormente.
- La disposición de los bastidores deberá efectuarse de modo que se facilite la disipación del calor, sin recurrir a ventilación forzada.
- Los equipos se instalarán de acuerdo a las especificaciones mencionadas en el capítulos que le corresponde.
- La ubicación de los gabinetes serán en los lugares donde se encuentre espacio físico, accesibilidad y con entrada de luz natural.

- En los casos en que se requiera el rompimiento de piso o adecuación de base para la instalación de los gabinetes el Postor deberá realizar todas las labores que involucre la instalación de gabinetes.
- El postor proveerá el servicio y suministro de materiales de obras civiles necesarios para el montaje y instalación de los gabinetes, si así lo requiere.
- Los gabinetes serán anclados por su parte inferior a las bases construidas y adecuadas por el Postor para la instalación y montaje de los gabinetes.

6.9.7 Cableado

1) Generalidades.- El cableado entre las instalaciones, equipos y los dispositivos eléctricos o electrónicos, en las subestaciones y centrales, se efectuarán a través de un repartidor intermedio el cual, de preferencia, deberá estar construido con regletas de bornes con tornillos soldables por el lado de los aparatos y de bornes atornillables por el lado de la instalación, debiendo preverse la suficiente reserva de bornes para futuras ampliaciones, en una cantidad aproximada de 25% de bornes libres. Todos los cables utilizados para la conexión de los equipos deberán ser del tipo resistente a la combustión.

2) Cables en Canaletas de Concreto.- Los cables que recorran canaletas de concreto poco profundas, deberán recorrer sobre el piso de estas canaletas, siendo señaladas y fijadas de manera grupal para su distinción a futuro.

Cuando la canaleta tenga una profundidad mayor de 300 mm, los cables deberán ser soportados al costado de la canaleta encima de soportes de acero galvanizado, si existe dicho soporte el Postor adecuara el tendido sobre el siempre y cuando no este sobredimensionado en peso y volumen.

3) Cables en Bandejas.- El tendido de cables que requiera el uso de las bandejas existentes se realizará teniendo las siguientes consideraciones:

- No se deberá sobre-dimensionar con un número de cables excesivo.
- Se deberá realizar el peinado alineado según el la dirección de la bandeja.
- Los cables se deberán fijar sobre las bandejas a cada 1 metro de distancia, el material a emplear para la fijación deberán ser los cintillos con las dimensiones que se ajusten a las dimensiones de ajuste.
- Asimismo, el Postor deberá suministrar e instalar bandejas para el enrutado de cables para las siguientes estaciones:
- C.H. II, debido a que el gabinete será empotrado a pared y ubicado en el primer nivel, el Postor deberá suministrar e instalar bandeja soportado en el techo del

tipo escalera con las dimensiones adecuadas para el total de cables a emplear y reservas que se considerara para futuro.

- C.H. III, el gabinete será empotrado a pared y ubicado en el segundo nivel sobre el banco de baterías existente, el Postor deberá suministrar y instalar una bandeja del tipo lamina compacta (similar al existente) con las dimensiones similares a la existente.

4) Cableado de Armarios.- El cableado será dividido en varios circuitos independientes: circuitos de tensión, mando, regulación, protección, señalización, alarma, etc. (aunque esto no sea el alcance del presente proyecto se deberá diseñar siguiendo fines futuros); cada uno de estos deberán estar protegidos por interruptores termo magnéticos de capacidad adecuada.

- Todos los cables deberán ser marcados adecuadamente, de tal manera que se identifique claramente el circuito al cual pertenece.

6.9.8 Puesta a Tierra

Todas las partes susceptibles de conducir la corriente y que puedan llegar a ser tocadas, como por ejemplo: carcazas, bastidores, soportes, tapas metálicas, etc., deben ser conectadas a la red de tierra local de protección, de manera firme y con la longitud más corta posible del conductor, que tendrá una sección mínima de 6 mm².

Una buena practica para la conexión a tierra de los aparatos y equipos consiste en conectar directamente cada armario o bastidor a la tierra general de la instalación y luego reunir en un solo punto las apuestas a tierra de los subconjuntos y el punto común conectarlo a la tierra general. Se debe evitar siempre la conexión en bucle de las puestas a tierra.

6.9.9 Alimentación Eléctrica de Equipos

En la C.T. II se empleará la energía eléctrica confiable de 24VDC existente, El Postor deberá considerarlo para el suministro correcto de sus equipos.

Para las Centrales Hidroeléctricas I, II, III, IV, V, VI y Central Térmica I se empleará la energía eléctrica confiable de 110 VDC 20% existente, el Postor tendrá en cuenta para el suministro correcto de sus equipos.

Todas las alienaciones eléctricas para los equipos o dispositivos eléctricos y electrónicos que constituyen el presente proyecto deberán llegar a borneras y desde ahí se distribuirá la alimentación eléctrica.

El Postor deberá desarrollar una ingeniería de tal forma que se distinga y estén agrupadas las diferentes tensiones (continua y alterna), este agrupamiento se realizará

en el tablero a suministrar o sobre los tableros existentes donde el Postor realizara la instalación, montaje y conexionado de los equipos y dispositivos.

Cada equipo deberá estar protegido con fusibles acordes a su característica de consumo de energía eléctrica y con interruptores electromagnéticos debidamente señalizados.

6.9.10 Especificaciones Técnicas Generales

1) Gabinetes de Control.- Los gabinetes que el Postor deberá suministrar serán de dos tipos:

- Gabinetes empotrados a Pared, las mínimas dimensiones de los gabinetes serán 1000mmx800mmx300mm.
- Gabinetes auto soportados, las mínimas dimensiones de los gabinetes serán de 2000 mm x 600mm x 600. (para el caso de la CH V el gabinete tendrá las siguientes dimensiones: 1500mmx800mmx300mm con puerta frontal doble tipo ropero)

Los gabinetes empotrados a pared, deberán estar completamente blindados para accionamiento por la parte frontal, con cerradura, empaquetaduras para garantizar un alto grado de protección IP-54 y cáncamos para izaje atornillable de alta resistencia.

Los del tipo auto soportado, para instalación interior y estarán constituidos por paneles laterales y posterior completamente blindados para accionamiento por la parte frontal, con cerradura, empaquetaduras para garantizar un alto grado de protección IP-54 y cáncamos para izaje atornillable de alta resistencia.

La superficie de los gabinetes deberán ser sometido a un tratamiento de limpieza mediante decapado químico por inmersión, acabado con pintura electrostática en polvo color RAL 7032.

Serán construidos con estructura angular a base de perfiles preformados de fierro de 40mm x 40mm x 3mm y planchas de fierro de 2mm de espesor.

2) Sistema Puesta a Tierra.- Compañía Generadora del Sur en todas sus instalaciones cuenta con sistema de protección basada en sistemas de puesta a tierra, el Postor deberá realizar la adecuación del sistema de protección para los equipos suministrados e instalados.

El conductor de puesta a tierra será de temple blando, cableado concéntrico. El pozo a tierra deberá tener una resistencia menor o igual a 5 Ohms, valor típico para automatización y control.

3) Cables.- El calibre de los cables será el siguiente:

- Para los circuitos de mando, señalización, protección y alarma la sección mínima será 2.5 mm² (14 AWG).
- La sección mínima de los conductores de circuitos secundarios de los transformadores de tensión será de 2.5 mm² (14 AWG).
- Los conductores de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente tendrán una sección mínima de 4 mm² (12 AWG).

Los cables serán del tipo multifilar aplicados s control, para el caso de los cables que serán tendidos en bandejas subterráneas deberán ser del tipo vulcanizados.

6.9.11 Cronogramas

Se deberá considerar en el cronograma general del proyecto un ítem para la adecuación de señales, instalación y montaje de equipos, estructuras, accesorios y materiales, considerando los trabajos de levantamiento de información en campo, desarrollo de la ingeniería de detalle y implementación de la adecuación, separadas por estaciones a intervenir.

Compañía Generadora del Sur no aceptara cualquier modificación en el cronograma ó su incumplimiento a la misma por el Postor, solo se procederá a reconsiderar la opción de ampliación o modificación si esta sustentada con hechos probatorios y que den lugar al sustento sin que esto sea para la Compañía Generadora del Sur motivo suficiente para la modificación del cronograma.

6.9.12 Relación de Señales

El total de señales son mostradas en las Tablas 4.10 y 4.11, las señales presentes es el total de señales que se deberán monitorear, supervisar y ser enviadas al COES.

El Postor deberá realizar el metrado correspondiente para la adecuación de las señales mencionadas, para ello se programará una visita a campo oportunamente.

6.10 Garantía y Pruebas de Aceptación

Con el fin de poder garantizar un adecuado diseño del sistema que cumpla contractualmente con lo requerido, el Postor debe poner en práctica un programa de Garantía de Calidad, previamente aprobado por Compañía Generadora del Sur, y además se deberán ejecutar las siguientes pruebas:

- Aceptación en Fabrica Preliminar (PreFAT).
- Aceptación en Fabrica (FAT).
- Puesta en Marcha.
- Desempeño en Campo (FPT).
- Disponibilidad del Sistema (SAT).

6.10.1 Garantía de Calidad.

El Postor se compromete a seguir un programa de Garantía de Calidad (QA) para la preparación de todos los documentos contractuales, incluyendo documentos de hardware, software y firmware. El programa deberá permitir la detección oportuna de deficiencias reales o potenciales, la toma oportuna de acciones correctivas y eficaces y un método de seguimiento de las deficiencias encontradas.

Los procedimientos de Garantías de Calidad, las normas de la documentación y los procedimientos para el desarrollo de software incluidos en la propuesta del Postor, se incorporaran al Postor como parte esencial.

6.10.2 Requisitos Generales de las Pruebas

Antes de realizar el transporte al sitio de instalación, Compañía Generadora del Sur debe emitir un comunicado que indique que dicho equipo ha pasado exitosamente su prueba de aceptación en fábrica.

Con el fin de facilitar las pruebas completas de las comunicaciones con los UCR's, el postor deberá suministrar el software de simulación necesario de los mismos para las Pruebas de Aceptación en Fábrica. El Postor entregará todo el software que simule la estación maestra para pruebas de una UCR y el software que simule la UCR para las pruebas de la estación maestra.

En las UCR's, las pruebas deberán incluir:

- Pruebas de funcionalidad del equipo.
- Verificación de entradas y salidas (mediante simulación).
- Pruebas de lógica (enclavamientos, secuencias automáticas, etc.).
- Pruebas de comunicación con el sistema del Centro de Control Principal.

Compañía Generadora del Sur podrá inspeccionar el avance de las pruebas PreFAT en cualquier momento a partir de su inicio por parte del Postor, Compañía Generadora del Sur tendrá todo el derecho a continuar las observaciones de las pruebas PreFAT, y de hacer los comentarios pertinentes, pero los patrones y administración de dichas pruebas estarán sujetos al criterio del Postor.

La finalidad de las pruebas PreFAT y FAT es la de calificar el Sistema en el sentido de que ha cumplido a cabalidad con toda las exigencias funcionales de desempeño y de interfaz. Las Pruebas deberán verificar el desempeño y la integridad funcional de los subsistemas a nivel individual, incluso de las interfaces activas entre los subsistemas y se demostrará la operación de los subsistemas como un sistema integrado. Igualmente se demostrará que se han implantado adecuadamente todas las funciones. Igualmente se demostrará la modificación de registros, despliegues, base de datos y funciones apropiadas, así como también la eficiencia y respuesta del Sistema, a

través de las pruebas aplicadas a las respuestas de interfaz del usuario, utilización de procesador, capacidad extra, utilización de entradas y salidas, manejo y procesamiento de alarmas. Se hará una simulación completa de las aplicaciones con el número definitivo de puntos, UCR's y servidor ICCP.

1) Pruebas Preliminares de Aceptación en Fábrica (PREFAT).- Con el fin de garantizar que las pruebas FAT para el sistema sean realizadas de una manera rápida y exitosa, las mismas empezaran solo después de que se hayan obtenido resultados satisfactorios en las PreFAT. Estas últimas pruebas constituirán un repaso completo de las pruebas FAT, de acuerdo con los procedimientos y planes de pruebas estructurada por el Postor y que serán aprobados por Compañía Generadora del Sur. Esto se realiza con el propósito de que el Postor pueda detectar y corregir la mayor parte de problemas de diseño, integración de la base de datos, despliegues y desempeño del Sistema, antes de que el personal de Compañía Generadora del Sur acuda a fábrica del Postor para efectos de ejecutar las pruebas FAT. Las pruebas PreFAT estarán supervisadas por la persona escogida para desempeñarse posteriormente como responsable directo de las FAT a nombre del Postor y cada una de las pruebas deberá estar formalmente firmada por dicho funcionario. Los resultados firmados se enviarán a Compañía Generadora del Sur, para que se realicen las labores de inspección pertinentes, y con antelación al viaje del personal de Compañía Generadora del Sur, para ejecución de las pruebas FAT.

El Postor se compromete a notificar a Compañía Generadora del Sur por lo menos quince días antes del inicio de las pruebas PreFAT, con el fin de que Compañía Generadora del Sur ejerza su derecho de presenciar todas las pruebas.

La ejecución de las pruebas PreFAT se realizaran con la participación de los representantes de Compañía Generadora del Sur como parte de la capacitación On The Job.

El tiempo de duración de las pruebas PreFAT no será menor de 10 días, con el fin de garantizar la buena ejecución de estas.

2) Pruebas de Aceptación en Fábrica (FAT).- El Postor deberá notificar a Compañía Generadora del Sur con una anticipación de por lo menos quince (15) días sobre la iniciación de las pruebas FAT programadas. Simultáneamente el Postor deberá enviar los procedimientos firmados PreFAT a Compañía Generadora del Sur, con el fin de certificar que el sistema ya se encuentra listo para someterse a las pruebas FAT.

El tiempo de duración de las pruebas FAT no será menor de 10 días, con el fin de garantizar la buena ejecución de estas.

La participación de Compañía Generadora del Sur en las pruebas será completa, para esto se contará con la cantidad de participantes que Compañía Generadora del Sur crea conveniente (se prevé 2 participantes), con este fin el Postor tendrá que suministrar todas las facilidades de transporte y alojamiento durante todo el periodo de tiempo que lleva la ejecución de las pruebas.

Toda la información relevante para probar el sistema, incluyendo los documentos de diseño y mantenimiento, manuales de usuario, procedimientos de prueba y plan de prueba estarán disponibles durante las pruebas FAT.

Se realizará igualmente una generación completa del software del Sistema, con el fin de garantizar que exista plena compatibilidad con las fuentes actualizadas y formalmente controladas del Sistema. La configuración de la prueba no deberá incluir correcciones temporales del software. Los registros correspondientes a la generación del sistema, producidos por la computadora, deberán suministrarse a Compañía Generadora del Sur para fines de revisión y se incluirán en los registros oficiales del FAT. Compañía Generadora del Sur deberá recibir notificación oportuna sobre la generación del Sistema y ejercer su derecho de presencia.

La aparición de discrepancias mayores durante la ejecución de las pruebas FAT puede constituir causa de suspensión de la totalidad de las pruebas FAT, a criterio del Jefe de Proyecto de Compañía Generadora del Sur o de uno de sus representantes designados, hasta que se resuelva la corrección del problema detectado. Entre estas discrepancias mayores están el failover frecuente de procesadores, retrasos excesivos en las respuestas del sistema, errores significativos o no recuperables de la base de datos en donde se acceden a valores erróneos o se almacenan estos, u operaciones incorrectas de las funciones principales del sistema y las ECC's. Tan pronto se corrijan las discrepancias mayores, se podrá iniciar nuevamente las pruebas. En caso de aparecer discrepancias menores, a criterio de Compañía Generadora del Sur, estas podrán corregirse y someterse nuevamente a prueba sin necesidad de suspender la totalidad de las pruebas. Compañía Generadora del Sur ejercerá el derecho de solicitar que otros módulos de hardware o de software que pudieran tener algún impacto por las correcciones, sean también sometidos a nuevas pruebas. El propósito de Compañía Generadora del Sur es lograr que se resuelvan todas las discrepancias en forma satisfactoria, antes de despachar el sistema.

a) Pruebas del Equipo

- **Inspección Visual.**- Estas pruebas permitirán comprobar que el Sistema está conformado por todo los equipos solicitados y que su configuración es la apropiada. También se realizará la respectiva inspección visual de los equipos

para verificar si la ejecución de los trabajos y etiquetado de los equipos ha sido apropiado, incluyendo cables y conectores.

- **Verificación de la Capacidad de Actualización y Expansión.-** Estas pruebas comprenden la inspección y verificación de las disponibilidades de actualización y expansión del Sistema y se suministran según los requisitos del Postor.
- **Pruebas de Diagnóstico del Hardware.-** Las pruebas de diagnóstico del hardware consistirá en la prueba individual de cada equipo del Sistema de Control del CCP, estas pruebas incluirán la ejecución de programas estándar de diagnóstico del hardware en caso de que dichos programas de diagnóstico no estén disponibles, se deberá correr programas especiales de diagnóstico señalados por el Postor.

b) Pruebas Funcionales del Sistema de Control del CCP Compañía Generadora del Sur.

Estas deberán probar de manera rigurosa todas las funciones y dispositivos, tanto a nivel individual como colectivo y permitirán la verificación de la operación funcional correcta de todos los elementos de hardware y software. Estas pruebas deberán incluir como mínimo los siguientes aspectos, en la medida que estos resulten aplicables al sistema que se esta sometiendo a prueba:

- Verificación de toda la funcionalidad operativa requerida del sistema, como aplicaciones, adquisición de datos y comandos de UCR's, y de lógica implementada en las UCR's.
- Comprobación de que todo el software del sistema ha sido configurado correctamente, en cuanto a su capacidad y tamaño.
- Verificación de la correcta adquisición, procesamiento y almacenamiento de datos provenientes de una entrada local y verificación del protocolo e intercambio de datos con todos los subsistemas externos que hacen interfaz con el Sistema. El Postor se compromete a suministrar los equipos y simulaciones apropiadas de los sistemas del "otro extremo".
- Verificación de todas las funciones de interfaz de usuario.
- Verificación de la correcta operación de los servidores integrados a la red LAN existente y redes de computadoras en su conjunto, mediante estudios de tráfico, de seguridad, de carga, procedimiento de diagnóstico y pruebas de reconfiguración.
- Verificación de las integraciones a las comunicaciones existentes, incluyendo diagnóstico, mantenimiento de enlace de datos y mantenimiento.

- Verificación de toda la capacidad de mantenimiento de hardware.
- Verificación de la respuesta apropiada del sistema a las siguientes situaciones anormales:
 - Perdida / restauración de consolas de operador.
 - Perdida / restauración de uno de los servidores SCADA e Históricos
 - Perdida / restauración de servidores de comunicación ICCP.
 - Perdida / restauración de los dispositivos de almacenamiento magnéticos.
 - Perdida / restauración de los subsistemas externos de Compañía Generadora del Sur.
 - Perdida / restauración de los dispositivos de almacenamiento óptico.
 - Perdida / restauración de la fuente de alimentación de entrada.
 - Perdida / restauración de los procesadores de la red de comunicaciones.
 - Secuencias excesivamente grandes de alarmas.
 - Perdida / restauración de los equipos de Sincronización.
 - Perdida / restauración de redes LAN.
 - Errores en la integración de comunicaciones (simulados por el Postor).
 - Perdida de alimentación de un UCR.
- Verificación de la redundancia y los esquemas de recuperación de falla del Sistema para los siguientes casos, como mínimo:
 - Intercambio de información entre procesadores.
 - Todos los modos posibles de recuperación de fallas.
 - Reinicio del Sistema (incluso durante la actualización de la base de datos y archivos de despliegue de servidores y estaciones de trabajo).
 - Demostración de la seguridad del Sistema a partir de un acceso no autorizado.
- Verificación, durante los cambios de fecha y hora, de operación adecuada del sistema y de que este pueda manejar el comienzo de un nuevo día, mes y año, así como también los años bisiestos.
 - Verificación de cumplimiento a satisfacción de los estándares de sistemas abiertos y de los lineamientos de diseño exigidos por el acuerdo de trabajo (Workstatement). La certificación puede sustituirse por la prueba, en los casos en los cuales sea aplicable y aceptable por Compañía Generadora del Sur.

Para finalizar las pruebas funcionales del sistema, se requerirá la ejecución exitosa de todas las pruebas funcionales descritas anteriormente y la solución a

satisfacción de Compañía Generadora del Sur, de todos los defectos descubiertos durante las pruebas.

El plan de pruebas que será diseñado por el Postor deberá contemplar un tiempo durante todo el proceso de pruebas funcionales para que Compañía Generadora del Sur realice prueba no estructuradas. El tiempo para estas pruebas no estructuradas se reservara a un promedio de por lo menos dos horas de prueba no estructuradas por 8 horas de pruebas estructuradas. Las oportunidades de prueba no estructuradas estarán a disposición de Compañía Generadora del Sur cuando esta las solicite. Este tiempo será utilizado por Compañía Generadora del Sur para realizar pruebas adicionales, cuya necesidad puede ser reconocida durante las pruebas formales, lo mismo que para investigar problemas potenciales detectados durante las pruebas. A demanda de Compañía Generadora del Sur, el Postor debe asegurar su presencia en estas pruebas.

c) Pruebas de Desempeño del Sistema

Estas pruebas tienen por objeto verificar el cumplimiento de los requisitos de desempeño del sistema. Se utiliza la simulación para crear las condiciones operativas iniciales, la que deberá incluir ejecuciones adicionales del procesador, operaciones de entrada y salida de dispositivos de almacenamiento masivo y la utilización (asignaciones) de memoria principal y la memoria masiva que se le deban imponer al sistema mediante el uso de software o hardware de simulación. La memoria de reserva y recursos especificados se deberán retirar o bien no estarán disponibles antes de la ejecución de las pruebas de desempeño del sistema.

Entre las pruebas de desempeño del Sistema se encuentran la verificación de:

- a. Tiempo de respuesta de actualización de los datos.
- b. Tiempo de procesamiento de alarmas.
- c. Tiempo de respuesta a solicitudes externas.
- d. Utilización de memoria.
- e. Utilización de espacio y tiempo del subsistema de memoria masiva.
- f. Rendimiento de la Red LAN.
- g. Capacidad de procesamiento de las UCR's.

Dentro del marco de referencia de las pruebas FAT, Compañía Generadora del Sur tiene previsto realizar “pruebas de esfuerzo” mediante las cuales el sistema quedará en condiciones de sobrecarga con el fin de determinar en que momento se degrada el desempeño y poder identificar cuales son las partes del

sistema que tiene mayores probabilidades de sufrir inicialmente el impacto. El Postor deberá asistir a Compañía Generadora del Sur en el planeamiento y ejecución de las “Pruebas de Esfuerzo”.

3) Puesta en Marcha del Sistema

a) Instalación del Sistema

El sistema se entregará después de que se haya cumplido exitosamente las Pruebas de Aceptación en Fábrica y que su finalización lleve la aprobación del Jefe del Proyecto de Compañía Generadora del Sur. Para esto, en sitio, ya deberán de haberse iniciado los trabajos de acondicionamiento para la instalación de los equipos.

b) Puesta en Marcha del Sistema

El Postor se responsabilizará por la puesta en marcha del sistema después de su instalación. El Postor deberá además:

- Energizar el sistema y correr los diagnósticos para verificar la operación apropiada de todo el hardware.
- Cargar el software del sistema y arrancarlo (“boot”), lo mismo para las UCR’s.
- Revisar la operación en el sitio del sistema, asegurándose que éste se encuentre listo para la prueba de desempeño en campo.
- Sintonizar o inicializar los programas de aplicación, según sea necesario.

4) Pruebas de Desempeño en Campo (FPT).- El Postor realizará las pruebas de desempeño en campo después de la instalación y configuración del sistema, y después de que el software se haya aplicado a cada uno de los subsistemas y que el arranque del sistema se haya realizado en forma exitosa. El sistema estará sujeto a un subconjunto de pruebas funcionales del sistema y a un subconjunto de pruebas de desempeño de las realizadas durante la FAT, según lo proponga el Postor y lo aprueba Compañía Generadora del Sur.

Las pruebas adicionales a la FAT se harán de acuerdo con un plan de pruebas preparado debidamente por el Postor y aprobado por Compañía Generadora del Sur, con el fin de revisar las funciones únicamente simuladas en las pruebas FAT, tales como comunicaciones con las UCR’s y otros sistemas que hacen interfaz con el CCP.

Las pruebas no estructuradas tendrán por objeto verificar cual es la operación general del sistema bajo condiciones de campo.

El Postor se compromete a corregir los defectos del sistema o errores de diseño que se descubran durante las pruebas de desempeño en campo, de acuerdo con las disposiciones contenidas en el Postor.

5) Pruebas de Disponibilidad del Sistema

- a) **Requisitos de Prueba.**- Se realizará una prueba de disponibilidad del sistema de 15 días, después de la instalación, puesta en marcha y finalización de la prueba de desempeño en campo, en el momento en que lo acuerden el Postor y Compañía Generadora del Sur. La prueba se realizara bajo condiciones reales de funcionamiento. Esta prueba será considerada como definitiva para el sistema y el Postor hará que sus representantes calificados estén disponibles durante la aplicación de la prueba de disponibilidad del sistema. El objetivo de esta prueba es verificar la confiabilidad del suministro.
- b) **Condiciones durante la Prueba.**- Durante la prueba de disponibilidad del sistema del Centro de Control Principal, Compañía Generadora del Sur mantendrá las salas de computadoras y de control dentro de los límites de temperatura y humedad especificados por el Postor, durante todos los periodos aplicables para la prueba mencionada.

Durante este periodo se presentarán los siguientes eventos:

- El Postor se hará responsable de todo el mantenimiento correctivo del sistema y Compañía Generadora del Sur por su parte podrá corregir las fallas bajo la dirección técnica del Postor.
 - Compañía Generadora del Sur se responsabilizará por los reinicios del sistema y por la notificación al Postor de los requisitos de servicio y mantenimiento preventivo.
- c) **Cálculos de Disponibilidad.**- Durante la prueba de disponibilidad, los tiempos de parada y operativos se registraran y acumularan. El sistema deberá alcanzar la disponibilidad especificada, la que se calculara utilizando la siguiente Formula (6.1):

$$\text{Disponibilidad (\%)} = \frac{(\text{Tiempo Total Transcurrido} - \text{Tiempo Total de Parada})}{\text{Tiempo Total Transcurrido}} \times 100$$

(6.1)

El sistema se considera indisponible y el tiempo de parada se registrará de acuerdo con la ocurrencia de cualquiera de los siguientes eventos:

- Si el representante del Postor o de Compañía Generadora del Sur considera que una función critica ya no es actualizable. La expresión “no actualizable” se interpretará como continuamente inoperante, intermitentemente no funcional o de respuesta lenta a los eventos o solicitudes del operador, a un nivel tal que se considere necesario tomar acciones correctivas.

- Una función crítica se interrumpe por retirada de los equipos del sistema para ejecución de trabajos de mantenimiento correctivo o preventivo. El mantenimiento “correctivo” se define como aquellos eventos no programados para realizar las reparaciones requeridas a los equipos que se han degradado en cuanto a su desempeño o que se encuentran en condiciones de falla.
- Si uno de las UCR’s esta fuera de servicio.
- Si una o mas consolas de operación, están total o parcialmente inoperantes.

Después de un “failover” del sistema, el computador defectuoso no deberá colocarse en el modo “standby” (respaldo), sino hasta que se hayan tomado los pasos apropiados para tratar de establecer la causa de dicha falla. Se añadirá al tiempo real de parada una sanción de cinco minutos a la acumulación total del tiempo de parada por cada failover automático efectuado por el sistema.

La acumulación de tiempo de parada en el sistema se suspenderá cuando ocurra cualquiera de los siguientes eventos:

- Que todas las funciones críticas se conviertan en utilizables y que se restauren hasta lograr una condición de servicio totalmente operativo.
 - Que tanto los representantes del Postor como los de Compañía Generadora del Sur estén de acuerdo en que el sistema es utilizable a un nivel en el cual este debe estar en servicio.
 - Que Compañía Generadora del Sur decida colocar el equipo en un servicio temporal o interino en línea (interin on-line) durante los procedimientos de reparación. Bajo tales condiciones, el tiempo en el cual este nuevamente en servicio y el tiempo necesario para el mantenimiento repetido, causado por el periodo de servicio temporal o interino, no será considerado como tiempo de parada de las funciones.
 - Si el sistema esta disponible debido a fallas de los equipos o las comunicaciones suministradas por Compañía Generadora del Sur. La prueba de disponibilidad se suspenderá hasta cuando los equipos en falla suministrados por Compañía Generadora del Sur queden disponibles. Los tiempos operacionales y de parada no se acumularán ni se incluirán en el cálculo de la disponibilidad.
- d) **Utilización de Repuestos.**- El Postor podrá utilizar el stock de repuestos recomendados por el Postor y/o especificado por Compañía Generadora del Sur, durante el periodo de Prueba de Disponibilidad para fines de mantenimiento o reparaciones. El Postor se compromete a reponer el stock o las partes de reposición utilizadas durante dicha prueba, dentro de un término de 20 días

contados a partir de su utilización, sin costo alguno para Compañía Generadora del Sur.

El tiempo durante el cual el sistema no este disponible debido a una falta de repuestos será considerado como un tiempo de parada.

El Postor es el responsable de la implementación del proyecto, razón por el cual debe considerar todo el material de repuestos necesario para la etapa de implementación y garantía.

e) Duración y Criterios para Aprobar las Pruebas

La Prueba de Disponibilidad del Sistema se correrá durante 15 días. En caso de que la disponibilidad garantizada no se demuestre al final de los 15 días, el Postor podrá continuar con la prueba reiniciando el tiempo de los 15 días continuos con la demostración de la disponibilidad garantizada.

La prueba total de los 15 días deberá volverse a correr siempre que se introduzcan algún cambio en el hardware o en el software del sistema para corregir problemas relacionados con el software, el hardware o firmware del Postor. Sin embargo los cambios en las bases de datos se permiten sin invalidar la prueba que se esta llevando a cabo. Se considera que el sistema no ha superado la prueba de disponibilidad del sistema si se requiere mas de tres (3) redefiniciones de tiempo de reinicio de las pruebas, para demostrar la disponibilidad garantizada, o si la prueba no se finaliza dentro de un periodo de noventa (30) días contados a partir de la fecha de inicio original.

Si el Postor no cumple la prueba de disponibilidad del sistema, este se deberá comprometer a realizar todas las correcciones de hardware y software que fueren necesarias para lograr que el Sistema este de acuerdo con los requisitos de disponibilidad establecidos en las especificaciones. A este esfuerzo, el Postor le deberá otorgar una alta prioridad debiendo enviar un reporte de avance semanal al Jefe de Proyecto de Compañía Generadora del Sur. El reporte deberá identificar cuales son las personas que están trabajando en los problemas y los avances logrados. La prueba de Disponibilidad del Sistema será repetida hasta cuando el Sistema pase la prueba. Todos los costos para cubrir las correcciones y demás corridas serán sufragados por el Postor.

El plazo total para superar las pruebas, no debe exceder el plazo indicado en el Postor, salvo ampliaciones y/o postergaciones justificadas, aceptadas y aprobadas por Compañía Generadora del Sur.

6.11 Capacitación

Esta sección describe los requerimientos de la capacitación que proporcionará el Postor para el personal de Compañía Generadora del Sur en la operación, mantenimiento y servicios de soporte del sistema.

6.11.1 Requerimientos Generales

El principal objetivo de la capacitación será proveer al personal de Compañía Generadora del Sur en el entendimiento de las capacidades del sistema y con una instrucción comprensiva en la operación y mantenimiento del hardware y software del sistema. La capacitación deberá ser dirigida por el Postor y/o fabricantes del suministro.

Los servicios de soporte requeridos proveerán a Compañía Generadora del Sur de una adecuada transición al nuevo sistema además de soporte técnico en el mantenimiento y mejora del sistema durante su vida útil.

6.11.2 Capacitación en Equipos y Programas

La capacitación en los equipos y programas del sistema comprenderá los siguientes puntos:

- Equipos de comunicación y control.
- Red LAN, Servidor ICCP
- UCR
- ICCP y OPC

El Postor preparará a los participantes que serán en número de dos (2) con una visión general de entrenamiento en las funciones de los servidores principal y respaldo, estaciones de trabajo y equipos periféricos. La Capacitación los familiarizará con el hardware del computador y su operación, las diferentes interfaces de comunicación con el computador y sus capacidades.

La capacitación en redes y comunicaciones proveerá a los participantes conocimiento de los equipos y protocolos empleados en las comunicaciones entre procesadores y otros equipos. La capacitación proporcionará las bases teóricas y experiencia práctica, tanto en los equipos actuales como en las posibilidades de expansión y conexión futura a otros computadores y sistemas.

1) Programas del Sistema.- El Postor proporcionará capacitación en los programas del sistema para capacitar al personal de Compañía Generadora del Sur en el desarrollo y mantenimiento del software. Este proveerá a los participantes con capacitación en el software del sistema, herramientas y técnicas usadas por el Postor. La capacitación proporcionará la experiencia práctica en el uso del software suministrado con el sistema.

Este curso tendrá una duración de ocho días, se realizará en fábrica de los programas y equipos y comprenderá los siguientes tópicos:

- a) Software de adquisición de datos y control.
- b) Software de programación de las Unidades Control Remoto del sistema.

Esta capacitación proveerá una visión general, instruyendo a los participantes acerca de técnicas fundamentales de programación y describirá conceptos específicos de programación del sistema. Además, cubrirá pero no se limitará a los siguientes tópicos:

- c) Características de la programación de los controladores entregados.
- d) Conocimiento de todos los lenguajes de programación disponibles en el sistema, mediante experiencias prácticas conducidas por el Postor.
- e) Instalación, configuración (hardware ó software) y desarrollo de aplicaciones que implica el presente proyecto.

6.11.3 Capacitación en Operación del Sistema

El Postor entrenará al personal calificado y que será seleccionado por Compañía Generadora del Sur para la capacitación sobre las capacidades funcionales del sistema y en la operación eficiente de las estaciones de operador. Esta Capacitación familiarizará a los entrenados de Compañía Generadora del Sur con los conceptos y características generales. Esto incluirá Capacitación práctico empleando todos los equipos de estación y proveerá un conocimiento de los requerimientos de todas las funciones de la interface hombre-máquina. El Capacitación del personal de operación se efectuara en las instalaciones de Compañía Generadora del Sur y tendrá un período de duración de cinco (5) días como mínimo.

6.11.4 Descripción de los Cursos de Capacitación

El Postor deberá describir los contenidos, duración de cada uno de los cursos y sus pre-requisitos. Este perfil deberá contener un resumen de cada curso, explicando como el curso se integra dentro del programa general descrito en esta especificación.

Este perfil deberá contener suficiente detalle para permitir a Compañía Generadora del Sur verificar y que se cubre adecuadamente sus requerimientos, además que el perfil será aprobado por Compañía Generadora del Sur según su conveniencia.

También se incluirá en este perfil la relación de todo el equipo de soporte y ayuda a emplearse, indicando el porcentaje de tiempo total dedicado a la capacitación práctica.

6.12. Requerimientos de Manejo del Proyecto

6.12.1 Gerencia de Implantación del Sistema

La gerencia de implantación, será asumida por el jefe asignado por el Postor al proyecto. Deberá tener la autoridad para tomar decisiones y definir compromisos que obligan al Postor, Compañía Generadora del Sur designará un jefe del proyecto (responsable de Compañía Generadora del Sur) para coordinar todas las actividades de Compañía Generadora del Sur en el proyecto. Todas las comunicaciones entre Compañía Generadora del Sur y el Postor deberán ser coordinadas a través de la gerencia y el jefe del proyecto.

La gerencia del proyecto del Postor deberá dar la lista de personal de ingeniería, análisis de sistema y software que están a cargo del proyecto. Los participantes principales deberán tener experiencia previa en cargos similares por lo menos en otro proyecto de similar alcance al presente. La asignación y reasignación de los principales participantes del Postor en el proyecto deberán estar sujetos a la aprobación de Compañía Generadora del Sur.

En cada periodo de reporte, el Postor deberá proporcionar una programación actualizada del proyecto, un informe completo del avance y atender una reunión de avance. El periodo de reporte deberá ser mensual. Todas las referencias al periodo de reporte en esta sección deberán referirse a un mes.

6.12.2 Cronograma de Implementación del Sistema

El cronograma del proyecto deberá consistir de un cronograma de implementación, un cronograma de documentación y un cronograma de entrenamiento. El cronograma del proyecto deberá ser establecido para cumplir con los siguientes requerimientos:

El cronograma de implementación, entrenamiento, documentación y el documento de descripción del sistema deberá ser provisto dentro del primer mes posterior a la adjudicación del desarrollo del contrato.

Se deberá indicar claramente la(s) ruta(s) críticas del proyecto, en el cronograma.

Todas las labores metrados, ingeniería de detalle, servicios, suministros, entregas, pruebas entre otros que el Postor cree necesario deberán estar totalmente establecidas en el cronograma.

6.12.3 Cronograma de Implantación

El cronograma de implementación deberá incluir los alcances del proyecto definidos anteriormente, los eventos de pago definidos en las bases administrativas, las actividades del Postor y las actividades de Compañía Generadora del Sur. El cronograma del proyecto deberá ser una representación precisa del avance y de las actividades

planeadas. Las actividades deberán ser programadas solamente en los habituales días de trabajo de Compañía Generadora del Sur, es decir, de lunes a sábado (sábado medio día) excluyendo los días feriados.

El Postor deberá producir y mantener el cronograma de implementación usando software de gerencia de proyectos, disponibles comercialmente, con capacidad similar al Microsoft Project. Este software deberá ser el mismo que el utilizado por el Postor para programar y manejar el proyecto.

El avance real efectuado y la fecha de entrega programada para el sistema deberán ser monitoreados de cerca por la gerencia del proyecto del Postor y el jefe de proyecto de Compañía Generadora del Sur.

La siguiente información deberá ser reportada a Compañía Generadora del Sur de una manera clara y concisa usando la capacidad tabular y gráfica del software de gerencia de proyectos seleccionado por el Postor:

- a) Una versión panorámica de las actividades de Compañía Generadora del Sur y del Postor, cualquier avance o retraso en estas actividades, desde el último periodo reportado.
- b) Identificación de las tareas en la ruta crítica.
- c) La cantidad de tiempo de contingencia (flotante) que queda en el cronograma.
- d) Información de cada tarea incluyendo:
 - Fechas estimadas de comienzo y conclusión y sus cambios desde el último período reportado.
 - Numero total estimado de días calendarios y días-hombre.
 - Porcentaje de la tarea completada, calculado como días-hombre gastados, divididos entre la suma de los días-hombre gastados más los días-hombre estimados realmente para finalizar la tarea, (o alguna medida similar del avance real).
 - Una indicación de sí la fecha de comienzo fue ingresada manualmente o calculada.
- e) Recursos totales del proyecto incluyendo los días-hombre usados, días-hombre estimados para finalizar y días hombre asignados.
- f) Las tareas a empezar en los siguientes próximos periodos de reporte.
- g) Las tareas a ser completadas en los dos próximos periodos de reporte.
- h) Las tareas finalizadas en los dos últimos periodos de reporte.
- i) Todas las actividades deberán estar totalmente detalladas con la información detallada similar al de las tareas.

El contenido y formato del cronograma del proyecto deberá estar sujeto a la aprobación de Compañía Generadora del Sur. El Postor deberá actualizar y presentar el cronograma del proyecto a Compañía Generadora del Sur por lo menos una semana antes de cada reunión de avance.

6.12.4 Responsabilidades de Compañía Generadora del Sur

Compañía Generadora del Sur será responsable de proveer el ambiente para la implementación del sistema del CCP y poner a disposición del Postor toda la información necesaria para el proyecto. Específicamente Compañía Generadora del Sur será responsable por los siguientes aspectos:

- 1) Disponer las instalaciones físicas para la implementación del sistema de control del CCP de Compañía Generadora del Sur.
- 2) Proveer los sistemas de comunicación de la siguiente manera:
 - Puntos en equipos ó red del enlace de fibra óptica de las Centrales Hidroeléctricas V, IV, VI, III, II, I y en la Central Térmica I.
 - Puntos en el enlace de Microondas Central Térmica II al CCP de Compañía Generadora del Sur.
- 3) Suministrar toda la información necesaria para que el Postor pueda implementar todas las funciones del sistema de CCP, la supervisión y control de todas las subestaciones y centrales.
- 4) Revisar y aprobar la documentación a ser entregada por el Postor para el proyecto.
- 5) Suministrar los datos de creación y población de las bases de datos iniciales según sea requerido para el proyecto, incluyendo el sistema de desarrollo.
- 6) Suministrar la documentación, información de interfaces y diagramas esquemáticos del equipo provisto por Compañía Generadora del Sur para ser directamente adecuadas y/o conectadas al equipo suministrado por el Postor, si esto fuera necesario.
- 7) Coordinar los trabajos del Postor en las instalaciones de Compañía Generadora del Sur y en otras plantas incluidas en el proyecto no correspondiente a Compañía Generadora del Sur, si esto fuera necesario.
- 8) Determinar que el trabajo este avanzando correctamente, según lo acordado en el cronograma de implementación del proyecto.
- 9) Participar en la prueba de aceptación en fábrica y evaluación de sus resultados.
- 10) Preparar los reportes de no conformidad y realizar las pruebas nuevamente para confirmar la solución dada por el Postor.
- 11) Participar en las pruebas de aceptación en sitio.

6.12.5 Responsabilidad del Postor

El Postor deberá asumir completa responsabilidad por el diseño, embalaje, implementación, pruebas en fábrica, instalación, puesta en servicio exitosa, supervisión de pruebas en campo, desempeño operativo y garantía del sistema de CCP y las subestaciones de acuerdo con estas especificaciones. El Postor será responsable por el cumplimiento con los términos específicos. Así como la intención de las especificaciones técnicas para el buen desempeño de todas las funciones del sistema. Específicamente las responsabilidades del Postor deberán incluir, pero no estar limitadas, a los siguientes aspectos y/o servicios relacionados con el sistema del CCP, centrales y subestaciones:

- 1) Proveer todo los equipos, software y materiales relacionados con el Suministro.
- 2) Proveer toda la ingeniería de detalle, diseño de software, desarrollo, integración e implementación del sistema del CCP, centrales y subestaciones.
- 3) Cooperar con terceros (fabricantes originales de los equipos y proveedores de software usado por el Postor) en la solución de problemas, que pueden estar relacionados con el software o equipo de terceros y que no estén funcionando según lo especificado, el Postor es responsable por todo los productos de terceros sean usados como parte del sistema del CCP, centrales y subestaciones.
- 4) Realizar los trabajos de adecuación en las centrales, subestaciones y CCP, el cual incluye instalación de nuevos tableros, cableado, etc.
- 5) Elaboración de planos como construido.
- 6) Instalación y puesta en servicio del UCR's, relacionados al presente proyecto.
- 7) Proveer la integración del equipo interfaz de usuario suministrado por el mismo.
- 8) Integrar la base de datos, despliegues y reportes definidos del sistema del CCP y la modernización de las centrales y subestaciones, utilizando el sistema de desarrollo.
- 9) Proveer instrucciones e información que sean necesarias para que Compañía Generadora del Sur pueda crear y mantener la base de datos.
- 10) Suministrar todos los demás despliegues (unifilares, tabulares, gráficos, etc.) requeridos para usar y mantener el sistema del CCP, centrales y subestaciones los formatos deberán estar sujetos a la revisión y aprobación de Compañía Generadora del Sur.
- 11) Suministrar una guía de estilo de despliegues que deberá ser adaptada por el Postor a los requisitos de Compañía Generadora del Sur y enviada al sistema de desarrollo.
- 12) Proveer las interfaces con los equipos de comunicaciones provistos por Compañía Generadora del Sur, según sea necesario para la implementación de las funciones de adquisición e intercambio de datos y control remoto.

- 13) Integrar periódicamente los cambios de los despliegues y reportes suministrados por Compañía Generadora del Sur para la prueba de aceptación en fábrica y a la prueba de aceptación en sitio del sistema.
- 14) Realizar la capacitación del personal de Compañía Generadora del Sur para operar mantener y actualizar el sistema.
- 15) Definir y suministrar los repuestos y herramientas necesarios para mantener la disponibilidad del sistema.
- 16) Suministrar la documentación del sistema del CCP de Compañía Generadora del Sur y de la automatización, incluyendo toda la documentación definida en las especificaciones técnicas y otro material apropiado para definir completamente el sistema suministrado y permita a Compañía Generadora del Sur operar, mantener y actualizar los equipos y el software.
- 17) Ejecutar el Pre-FAT (Prueba Preliminar de Aceptación en Fábrica).
- 18) Proveer instalaciones adecuadas para el FAT (Prueba de Aceptación en Fabrica), suministrando los recursos para conducir y ejecutar las pruebas.
- 19) Suministrar un ambiente adecuado que permita la ejecución reproducible de la prueba de desempeño durante la prueba de aceptación en fábrica.
- 20) Proveer la información apropiada para la preparación de los sitios y los requerimientos de instalación y ambiente operativo de los equipos del sistema.
- 21) Transporte y envío de los equipos, materiales suministrados por el Postor hasta los diferentes lugares donde se desarrollen las labores del presente proyecto.
- 22) Ejecutar la instalación de los equipos que contempla el presente proyecto, incluyendo la inspección de los sitios de instalación antes del envío para aprobación de la confiabilidad de las condiciones físicas, ambientales, eléctricas y de puesta a tierra asociada con las instalaciones propuestas.
- 23) Suministrar todos los cables de interconexión y alambrado, incluyendo cables de datos y de suministro de energía eléctrica y tomas, entre todos los equipos suministrados del sistema y entre estos y los equipos provistos por Compañía Generadora del Sur.
- 24) Suministrar cables de suministro eléctrico desde sus equipos (la instalación del suministro de energía estará limitado a la conexión de las tomas sobre los cables hasta los gabinetes de suministro eléctrico).
- 25) Ejecutar la puesta en servicio del sistema, después de la instalación del sistema, esto quiere decir la energización del sistema, cargado de las versiones correctas de todo el software y bases de datos, activación de los enlaces con el UCR's, Red de procesadores del CCP, la verificación de la operación correcta del sistema, dejándolo

listo y operativo para que se pueda ejecutar las pruebas de aceptación en sitio, bajo supervisión de Compañía Generadora del Sur.

- 26) Sintonizar todo el software, de ser necesario, luego de la expansión o cambios normales de la base de datos hasta la terminación del periodo de garantía.
- 27) Ejecutar la prueba de aceptación en sitio y corrección de todos los defectos descubiertos durante estas pruebas.
- 28) Suministrar la garantía y corrección de los defectos que sean necesarios para proveer un sistema que cumpla plenamente con el contrato.
- 29) Suministrar el soporte de mantenimiento del hardware y software después de la aceptación del sistema, sí esta opción es requerida por Compañía Generadora del Sur.
- 30) Mantener el sistema de desarrollo, hasta que el personal de Compañía Generadora del Sur haya terminado su capacitación y este listo para asumir esta responsabilidad.
- 31) Definir y coordinar una metodología de manejo de la base de datos y del software, que permita asegurar la sincronización de la base de datos del sistema entre las instalaciones del Postor y el sitio de Compañía Generadora del Sur, hasta la aceptación final del sistema.
- 32) Asegurar y demostrar periódicamente que el trabajo avanza de acuerdo con el cronograma aprobado.
- 33) Suministrar espacio de oficinas y servicios de computación, comunicaciones, copias, etc. para todo el personal de Compañía Generadora del Sur que se encuentre de visita o residiendo temporalmente a las instalaciones del Postor (on the job, pruebas en fabrica).

6.12.6 Reportes de Avance

El Postor deberá preparar un reporte de avance en cada periodo a ser informado. El reporte deberá estar disponible para Compañía Generadora del Sur por lo menos una semana antes de cada reunión de avance. El reporte de avance deberá incluir:

- 1) Un cronograma actualizado del proyecto resaltando cualquier desviación con respecto al cronograma anterior.
- 2) Se deberá suministrar una explicación para cada desviación e incluirá los efectos anticipados de las desviaciones, y cuando la desviación resulta en un atraso de la fecha de entrega, se deberá suministrar también un plan para el retorno al cronograma contratado. Todos los retrasos deberán ser introducidos al cronograma tan pronto como sean conocidos por la gerencia del proyecto.
- 3) Un resumen de las actividades realizadas por el Postor y Compañía Generadora del Sur durante el periodo de reporte previo.

- 4) Un cronograma actualizado de la documentación, resaltando los documentos a ser transmitidos para revisión durante los dos próximos periodos de reporte.
- 5) Un cronograma actualizado de la capacitación.
- 6) Una lista actualizada de los asuntos pendientes del Postor y de Compañía Generadora del Sur.
- 7) Un resumen de las actividades pendientes y próximas a ejecutarse del Postor y la situación actual y las fechas de solución requeridas por Compañía Generadora del Sur para los dos siguientes periodos de reportes junto con las fechas de cumplimiento requeridas.
- 8) El estado de las cuestiones no resueltas del contrato y los cambios pedidos.
- 9) Una descripción de las áreas problemáticas el proyecto actuales y anticipadas y los pasos a ser tomados para resolver cada problema.

6.12.7 Reuniones

Deberán ser programadas reuniones de avance atendidas por el Postor cada mes para revisar el avance del proyecto. Las reuniones de avance deberán ser usadas para revisar el reporte de avance, la correspondencia escrita intercambiada desde la última reunión y asuntos pendientes.

El Postor también deberá asistir a las reuniones técnicas que sean requeridas para discutir los aspectos técnicos del proyecto y para revisar los comentarios en la aprobación de documentos.

Cuando sea apropiado, estas reuniones técnicas deberán ser conducidas como extensiones de las reuniones de avance.

6.12.8 Comunicaciones

A cada documento, carta, reporte de avance, orden de cambio y cualquier otro material escrito o legible por computadora, intercambiado entre el Postor y Compañía Generadora del Sur, deberá ser asignado un número de transmisión único. Las discusiones y llamadas telefónicas en donde se intercambian informaciones importantes deberán ser documentada mediante una comunicación escrita. El Postor deberá mantener un índice de la correspondencia y asignar números consecutivos de transmisión para todos los documentos que emita. Compañía Generadora del Sur deberá mantener un esquema de numeración de correspondencia similar, identificando los documentos y correspondencia que la inicie.

6.12.9 Garantía de Calidad

Las actividades de definición, diseño, desarrollo, integración, pruebas, instalación en campo, y documentación del proyecto de Compañía Generadora del Sur; deberán ser conducidas en concordancia con el plan de garantía e calidad del hardware y software del

Postor presentado en la oferta. En lugar de un plan de garantía de calidad software desarrollado por el Postor, será aceptable para el proyecto la norma IEEE std. 730-1981.

Compañía Generadora del Sur se reserva el derecho de auditar cualquier parte de los procedimientos de garantía de calidad para asegurar que el plan está siendo seguido por todo el hardware y software nuevo o adecuado. El Postor deberá cooperar durante la auditoria precisando las respectivas garantías de calidad necesarias al jefe de proyecto de Compañía Generadora del Sur.

Un mecanismo de control de cambios del contrato será propuesto por el Postor para ser aprobado por Compañía Generadora del Sur. Este mecanismo será capaz de registrar todos los pedidos y autorizaciones de cambios de requerimientos especificados o de diseños aprobados.

1) Organización y Procedimientos del Proyecto

- a) **Jefe de Implantación de Sistema de Compañía Generadora del Sur.-** Toda la correspondencia con Compañía Generadora del Sur, revisión y aprobación de documentos, programación de las reuniones del proyecto, participación de Compañía Generadora del Sur en programas de capacitación, pruebas y demás actividades serán coordinadas a través del jefe de implantación de Compañía Generadora del Sur. Inmediatamente luego de la firma del contrato, Compañía Generadora del Sur hará de conocimiento del Postor el nombre designado como jefe del proyecto y la relación de profesionales involucrados en el proyecto.
- b) **Ingeniero Consultor de Compañía Generadora del Sur.-** Compañía Generadora del Sur si lo requiere podrá contratar un ingeniero consultor que preste servicios de asesoría al proyecto, si Compañía Generadora del Sur lo designa y le da las instrucciones pertinentes, el ingeniero consultor podrá tener acceso a toda la documentación e información del proyecto y además se le deberá permitir su participación en las reuniones, pruebas y demás actividades relacionadas con el mismo.
- c) **Jefe De Implantación de Sistema del Postor.-** El Postor se compromete a nombrar a un jefe de implantación que ejercerá la Gerencia del Proyecto, de parte del Postor y actuará como único contacto para efectos de coordinación de todos los trabajos y comunicaciones del proyecto que se establezcan entre el Postor y Compañía Generadora del Sur. Este jefe de implantación no podrá ser cambiado ni sustituido por otro funcionario, a menos que existieran condiciones fuera de control para con el Postor, por razones de promoción o por solicitud de cambio por parte de Compañía Generadora del Sur.

Si el Postor decide cambiar su jefe de implantación, Compañía Generadora del Sur hará efectiva una multa a fijarse en el contrato. Si el nuevo Jefe de Implantación que se proponga no cumple con los requisitos de aprobación establecidos por Compañía Generadora del Sur, se cancelará o terminará el contrato, por esta razón, se considerará como terminación del contrato con justa causa, más no se considerará como una cancelación del contrato por conveniencia de Compañía Generadora del Sur.

- d) **Cronograma del Proyecto.**- Se presentará un cronograma detallado del proyecto para que sea aprobado por Compañía Generadora del Sur dentro de un término de 20 días a partir de la firma del Contrato, este cronograma deberá estar de acuerdo con el plazo de entrega ofertado por el Postor, se actualizará cada vez que se suministre un informe de avance mensual de las obras.

El cronograma referencial del proyecto con sus actividades se encuentra adjunto en el anexo C, esto implica que el Postor deberá sujetar sus actividades en menor igual tiempo figurado en dicho cronograma.

- e) **Informes de Avance del Proyecto.**- El Postor preparará un informe de avance del proyecto en forma mensual y lo enviará para revisión y aprobación por la Compañía Generadora del Sur, hasta la aceptación final del Sistema. El incumplimiento en el envío del informe de avance en las fechas previstas, hasta en tres oportunidades, se considerará como razón justificada para la cancelación del contrato.
- f) **Reuniones y Minutas del Proyecto.**- Las reuniones del proyecto se llevarán a cabo con el propósito de revisar el avance del mismo, garantizar la interpretación correcta de los servicios contratados, revisar nuevos diseños y mantener una coordinación general entre Compañía Generadora del Sur y el personal asignado por el Postor para este proyecto. El tiempo transcurrido entre una y otra reunión variará de uno a dos meses y las reuniones se realizarán ya sea en las oficinas de Compañía Generadora del Sur o del Postor, de manera que la mitad de dichas reuniones se realice en cada una de las respectivas sedes. El jefe de proyecto del Postor se compromete a preparar una agenda para cada una de estas reuniones, en forma oportuna, con miras a ser revisada por Compañía Generadora del Sur, antes de la celebración de dichas reuniones.

El Postor deberá mantener minutas de cada reunión y suministrar copias de las mismas, para obtener su aprobación, en el último día de celebración de la respectiva reunión. Las discrepancias sobre las minutas de una reunión se resolverán dentro de un periodo máximo de quince (15) días a partir de la

presentación, periodo en el cual las actas y minutas deberán ser aprobadas. Las minutas finales, debidamente aprobadas se convertirán en documentos oficiales de la reunión en cuestión y obligaran a las partes.

g) **Procedimientos para Cambios en el Proyecto.**- El Postor se compromete a establecer un procedimiento de control para cambios en el proyecto y la finalidad del procedimiento será ejercer control sobre los siguientes eventos:

- Desviaciones del Contrato incluyendo específicamente los cambios en el cronograma del proyecto.
- Desviaciones de los diseños del Postor después de su aprobación por Compañía Generadora del Sur.

Los procedimientos para cambios en el proyecto se someterán a revisión y aprobación por parte de Compañía Generadora del Sur y deberán estar de acuerdo con los términos y condiciones del Contrato.

Compañía Generadora del Sur se compromete a tramitar las solicitudes de cambio en un término de cuatro (4) semanas contadas a partir de la presentación de dicha solicitud y acelerar la decisión sobre solicitudes de cambio que sean pequeñas en cuanto a su alcance y que no tengan implicaciones en los costos y en el cronograma del proyecto. Cualquier solicitud de cambio se considerará como no aceptada hasta que el Postor no reciba una aprobación escrita por parte del jefe de proyecto de Compañía Generadora del Sur. La aceptación y/o rechazo de una solicitud de cambio se considera una prerrogativa que se ejercerá según el criterio único de Compañía Generadora del Sur. La aceptación de una solicitud de cambio por parte de Compañía Generadora del Sur no exonerará al Postor de las responsabilidades con respecto a la correcta operación, adecuación y adaptación del Sistema a ser suministrado.

Los cambios aprobados se registran por medio de las revisiones que se hagan a todos los documentos pertinentes, incluyendo documentación sobre diseño, contrato y cronograma del proyecto.

h) **Ambientes Asignados Al Postor.**- Compañía Generadora del Sur pondrá a disposición del Postor un espacio para el acondicionamiento de un ambiente en las instalaciones del CCP ubicado en la C.T I.

Estos ambientes dentro del proyecto del sistema constituirán la oficina de ingeniería y sala de archivos. El Postor deberá acondicionar estos ambientes con todo los materiales necesarios, esto incluye paredes, ventanas, puertas, cielo razo, piso, instalación eléctrica, red de datos, telefonía, muebles, etc.

Antes de su implementación el Postor presentará a Compañía Generadora del Sur el proyecto de implementación de estos ambientes detallando todo el suministro a instalar, para su aprobación. Este costo será incluido en la propuesta del Postor.

Compañía Generadora del Sur proporcionará un anexo telefónico de su central telefónica del CCP de Compañía Generadora del Sur, el cual tendrá acceso restringido a los anexos propios de la central mencionada. El servicio telefónico nacional e internacional, será atendido por una línea particular, a cargo del Postor.

Compañía Generadora del Sur además le brindará al Postor en estas oficinas acceso a correo electrónico mediante su conexión dedicada.

Hasta la fecha de entrega final del proyecto estos ambientes serán usados por el Postor, luego del cual pasarán a manos de Compañía Generadora del Sur.

6.13. Documentación y Garantía

6.13.1 Alcances

El principal alcance del presente, es definir los requerimientos mínimos de cumplimiento para la elaboración, entrega y suministro de los documentos y garantía.

El Postor deberá cumplir satisfactoriamente estos items durante y después de la realización del presente proyecto, con este fin Compañía Generadora del Sur hace mención de los mínimos requerimientos.

6.13.2 Requisitos de Documentación

En esta sección se especifican los requisitos de documentación que el Postor deberá entregar a Compañía Generadora del Sur en el curso del presente contrato, dividida en 4 categorías:

- Documentación de Diseño: Documentación que se relaciona con el diseño del hardware y software del sistema.
- Documentación de Implantación: Documentación que se relaciona con la prueba e instalación del sistema.
- Documentación de Usuario: Documentación que se relaciona con el uso cotidiano del sistema.
- Documentación del Proyecto: Documentación que se relaciona con la operación y mantenimiento del sistema.

La documentación de diseño constituirá el proyecto definitivo del presente contrato. Deberá ser aprobada por Compañía Generadora del Sur en base a las especificaciones técnicas y la propuesta del Postor, solo los documentos aprobados

serán considerados como buenos para ejecución, con estos documentos se verificará que el diseño del sistema cumple con los requisitos definidos durante la negociación del contrato y orientar al personal de soporte sobre la revisión de su funcionalidad. Es responsabilidad del Postor asegurar que toda la documentación de diseño sea correcta y que la misma documente el sistema, tal como será construido.

La documentación de implantación se usará principalmente durante la prueba e instalación del Sistema. Toda esta documentación deberá estar de acuerdo con los alcances del sistema.

La documentación de usuario consiste en manuales con los procedimientos que deben seguirse durante la vida útil del Sistema, siempre y cuando la funcionalidad del sistema permanezca sin cambios. Es responsabilidad del Postor asegurar que toda la documentación de usuario sea comprensible por parte del personal que no posea una capacitación especial en disciplinas de hardware y software.

La documentación del Proyecto será importante mientras el sistema este en construcción. El Postor asegurará que esta sea producida y enviada oportunamente a los responsables de Compañía Generadora del Sur.

1) Requisitos de Entrega de la Documentación

A continuación se enumeran los documentos a ser entregados y clasificados, como documentos de: diseño, implantación, usuario y proyecto. El número de copias para las versiones finales que se entregara son 3 en idioma castellano En la preparación del cronograma, los postores deben reconocer que muchos documentos pueden necesitar revisiones y consideraciones adicionales antes de su aceptación final.

a) Documentación de Diseño

- Documento de descripción general del sistema de control del CCP.
- Documentos del sistema de software del sistema del CCP.
- Listado de los módulos del software del Postor en formato legible.
- Documentación y planos de la automatización en las subestaciones y centrales empleadas antes, durante y en la finalización de los trabajos.

b) Documentación de Implantación

- Plan de documentación (parte textual actualizada según cambios).
- Plan y programa de entrenamiento.
- Manual de instalación del sistema.
- Plan de pruebas del sistema.
- Procedimientos para las pruebas de aceptación en fábrica.
- Procedimientos para las pruebas de desempeño en sitio.

- Procedimientos para las pruebas de disponibilidad de sistema.

c) Documentación del Usuario

- Manuales de mantenimiento de equipos (hardware).
- Guías de usuario orientadas a la aplicación
- Manuales sobre mantenimiento de software.
- Software del sistema en cinta magnética o medios ópticos.

d) Documentación del Proyecto

- Cronograma detallado del proyecto.
- Informe mensual del avance del proyecto (acompañado del cronograma detallado del proyecto).
- Minutas de reuniones del proyecto.
- Documentos de modificaciones del contrato (sí se requiere).
- Directorio maestro de documentos, con los informes mensuales de avance de proyecto.
- Liquidación del contrato.

Toda la documentación de diseño sometida por parte del Postor deberá estar acompañada de una carta de remisión, que deberá usar un esquema de numeración secuencial de remisión, donde sea aplicable, con el número de documento, el número de plano, el número de la revisión y la fecha de la versión o revisión.

La entrega de las versiones finales deberá realizarse conjuntamente con una copia en medio magnética del mismo.

2) Requisitos de Preparación de Documentación

La documentación a ser entregada, elaborada por el Postor o por terceros, a los cuales Compañía Generadora del Sur haya dado su consentimiento, pueden incluir documentación estándar, las modificaciones de esta última, así como la documentación específicamente desarrollada por el Postor para Compañía Generadora del Sur o documentación personalizada.

- a) **Planos y Diagramas.-** Todo los planos del sistema se desarrollaran en tamaño A3, salvo en casos especiales se utilizaran formatos mas grandes: A2 y A1.

Todo los planos podrán ser apropiados para representación gráfica y preparados en la ultima versión de Autocad. Se prefiere que los planos específicos del proyecto sigan las reglas consistentes sobre la ubicación y contenido de los bloques de títulos, descripciones y designación de las revisiones y la marcación de las áreas afectadas del plano para identificar las revisiones. Las letras y figuras en los planos deberán estar libres de enmendaduras y ser lo

suficientemente oscuros para ser reproducidos por medios electrostáticos en forma legible. Los trazos deberán ser densos, claros y libres de manchas. El fondo de las áreas claras deberá estar libre de manchas o de cualquier material que pueda aparecer cuando se hagan reproducciones.

- b) **Documentos de Texto.**- Los documentos de texto deberán ser elaborados en un procesador de texto comercial y deberán estar escritos en idioma castellano y el tamaño de las hojas será el A4.

La encuadernación deberá tener bolsillos transparentes sobre sus lomos, estas deberán tener tarjetas de identificación del documento. Las versiones finales de los documentos y manuales deberán copiarse por ambos lados, las copias de revisión pueden copiarse por un solo lado, se prefiere espaciado de línea y media (1.5) en los documentos de revisión y en los documentos finales.

No se aceptan textos escritos a mano, incluyendo todas las revisiones, ecuaciones matemáticas, notas y correcciones. Los materiales ilustrativos y los planos deberán incluirse e imprimirse en formato A4. Deberá reducirse al máximo el uso de hojas plegadas.

Cada manual deberá mostrar un número de revisión así como la fecha y sujetarse a una tabla de revisión. Para permitir la ubicación rápida de las revisiones, deberán hacerse anotaciones adicionales en las páginas revisadas del manual. Estos indicadores de revisión deberán suprimirse en la versión final.

c) **Revisión de la Documentación**

- i. **Generalidades.**- El Postor deberá someter a revisión todos los documentos por la Compañía Generadora del Sur y se deberá permitir diez (10) días hábiles para esta tarea. Para propósitos de revisión de la documentación, se definen dos clases de documentación:

- **Documentación Estándar.**- Que incluye documentación original del fabricante (OEM) y la documentación asociada con la organización y método de trabajo del Postor así como del hardware que se ha producido y entregado con anterioridad a la adjudicación del contrato.
- **Documentación Personalizada.**- Que consiste en toda otra documentación, en particular, la documentación asociada con las funcionalidades y el hardware específicamente diseñado para Compañía Generadora del Sur.

Compañía Generadora del Sur tendrá los derechos de aprobación y revisión sobre la documentación estándar y personalizada con el propósito de establecer que la documentación este completa, sea legible,

sea correcta gramaticalmente, sea aplicable al sistema y esté preparada, según los requisitos acordados con Compañía Generadora del Sur. Para la documentación personalizada, Compañía Generadora del Sur también deberá tener los derechos de aprobación en lo que concierne al contenido y alcance de los documentos, como se indica a continuación: Compañía Generadora del Sur deberá tener el derecho para solicitar que la funcionalidad requerida contractualmente sea indicada explícitamente en los Documentos de Diseño y que las demostraciones explícitas y las pruebas de esta funcionalidad aparezcan en los documentos de implantación.

Cuando un documento no sea aprobado por Compañía Generadora del Sur, el Postor deberá complementarlo o revisarlo, corregirlo y ponerlo nuevamente a consideración de Compañía Generadora del Sur, en los siguientes 10 días hábiles. En este caso, Compañía Generadora del Sur tendrá 10 días hábiles para revisarlo.

El Postor deberá resaltar todo los cambios efectuados, con relación a la versión anterior, de una manera acordada con Compañía Generadora del Sur.

- d) **Obligaciones del Postor.**- La aprobación de cualquiera de los documentos del Postor por parte de Compañía Generadora del Sur no lo relevará de la responsabilidad de cumplir todo los requisitos del contrato, incluyendo que la documentación de diseño sea correcta. El Postor no podrá hacer ningún reclamo por costos adicionales o por extensión del tiempo, a causa de los atrasos debidos a las revisiones de documentos que sean necesarias para asegurar el cumplimiento del contrato.

Si el Postor descubre en forma posterior un error, omisión o inconsistencia en la Documentación de Diseño, deberá presentar la documentación revisada para aprobación de Compañía Generadora del Sur dentro de los 10 días hábiles siguientes a la fecha del hallazgo. Si Compañía Generadora del Sur detecta la falla en la documentación, sin que haya sido subsanada por el Postor, se considerará incumplimiento del contrato.

- i. **Aprobación de Documentos.**- Después que Compañía Generadora del Sur reciba y revise los documentos, el Postor será informado si los documentos fueron aprobados o si requieren revisiones. Si se requieren revisiones Compañía Generadora del Sur devolverá al Postor un juego de la documentación revisada que indique las revisiones requeridas. El Postor

deberá hacer las revisiones requeridas oportunamente y poner el documento a consideración en los 10 días hábiles siguientes a la fecha de notificación.

- ii. **Aprobación de Planos.-** Compañía Generadora del Sur regresará una copia marcada con “aprobado”, “aprobado con cambios modificados” o “no aprobado”. Si un plano es “aprobado con cambios modificados” o “No aprobado”, el Postor deberá revisar oportunamente el plano y someter a aprobación otro conjunto de copias en los 10 días hábiles siguientes a la fecha de la notificación.

Una aprobación adelantada de planos y documentos, podrá efectuarse mediante correo electrónico, en este caso se especificará el número de plano y el estado del documento.

6.13.3 Programa de Mantenimiento y Garantía

1) Servicio de Mantenimiento “On Call”

El Postor prestará asistencia en mantenimiento de emergencia “on call” para el sistema, con el fin de asesorar al personal de Compañía Generadora del Sur, en las siguientes condiciones:

- a) El servicio se hará en base a llamadas.
- b) El tiempo de respuesta no deberá ser superior a las 24 horas contadas a partir del momento en que se reciba la solicitud de servicio.
- c) La asesoría respecto a los problemas de mantenimiento en todo el hardware y software del sistema es parte esencial del contrato.
- d) El Postor asignará personal calificado para cada una de las llamadas de emergencia de acuerdo con la experiencia requerida para resolver el problema.
- e) Los costos de mantenimiento que se coticen incluirá desplazamiento, transporte, local, gastos de alojamiento y mano de obra.
- f) Deberá disponerse de asistencia de emergencia por diagnóstico remoto, para lo cual el Postor implementará el hardware y software requerido para esta función.

2) Responsabilidades de la Garantía

El postor deberá incluir en su propuesta una garantía del suministro del sistema completo por un periodo de dos (02) años después de la aceptación provisoria (cuando son finalizadas exitosamente las pruebas disponibilidad). Después de completado el periodo de garantía será emitida la aceptación definitiva del Sistema

Los servicios de mantenimiento que se suministran de acuerdo a la presente sección no exoneran al Postor de las responsabilidades de garantía.

3) Servicios de actualización e información del Postor y el Fabricante original del Equipo.

Compañía Generadora del Sur esta interesada en mantener el software del sistema actualizado, en la medida en que el Postor y el fabricante original del equipo realicen mejoras y actualizaciones de sus productos. Con el fin de lograr este propósito, el Postor le ofrecerá a Compañía Generadora del Sur los servicios de actualización del Sistema y demás servicios de información disponibles.

Estos servicios se suministrarán a costa del Postor durante el tiempo de la vigencia de la garantía. Los contratos realizados con el fabricante original del equipo le permitirán a Compañía Generadora del Sur iniciar, después del término del periodo de garantía con el Postor, su propia suscripción a dichos servicios. De igual manera Compañía Generadora del Sur tendrá opción de hacer suscripción de los servicios de actualización e información ofrecidos por el Postor. Como mínimo, el Postor deberá actualizar el software (sistema operacional, SCADA, aplicaciones, etc.), del CCP con una nueva versión (release) durante el periodo de garantía de dos (2) años.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos, trabajo desarrollado y experiencia en implementación de proyectos de control, supervisión y automatización totalmente integrados se concluye en los siguientes puntos:

- 1) El presente estudio y similares (con antecedentes similares) esta diseñada bajo una visualización de crear una plataforma nueva y sólida para el sistema de control de la institución, con la finalidad asegurar la no obsolescencia del nuevo sistema en el periodo estimado según calculo de retorno de inversión y en cumplimiento a los estándares nacionales é internacionales para sistemas de SCADA aplicados a Sistemas Eléctricos de Potencia.
- 2) Es importante la captura del enfoque requerido por la institución (Compañía Generadora del Sur), este requerimiento junto a un banco de normas de cumplimiento generan y encarrilan un procedimiento y metodología al estudio de factibilidad y finalmente a la implantación del proyecto. Se recomienda durante el desarrollo de trabajos similares situarse en los tres panoramas de flujo del proyecto: Institución – Asesor – Postor.
- 3) Los análisis para sistemas de control (hardware y software) aplicados a Sistemas Eléctricos de Potencia deben ser minuciosos y concordantes a lo existente, con esto dependerá del análisis un diagnostico efectivo y capaz de crear una recomendación que volqué cualquier intención de mantener sistemas de control existentes obsoletas técnicamente y en tiempo. Generalmente la calidad de una recomendación se basa en la experiencia multidiplicinaria de trabajos en campo, ingeniería, dirección y gestión de proyectos aplicados a plantas de industrias, energía, agua, gas y minería.
- 4) Cuando un proyecto se prevé no alcanzable técnica y económica, considerar soluciones por etapas las cuales deben ser ajustadas a los requerimientos actuales mínimos de cumplimiento a normas internas y externas que se dictan con el tiempo.
- 5) El estudio de factibilidad es necesario analizar e investigar rigurosamente la parte técnica y financiera de la institución, considerando todos los medios de

información internos o externos a la planta de proceso en cuestión y la propia institución.

- 6) Se recomienda realizar un acopio de información en sitio, es decir conocer visualmente los equipos, instalaciones y software entre otros. Para esto se deberá realizar las visitas correspondientes al lugar, con la finalidad de disponer información verídica que se volcara en un dimensionamiento y conclusiones y traslucir estos en soluciones efectivas que en el tiempo permita la optimización y performance de lo implementado bajo cualquier evento interno o externo a termino propietario, es decir la opción de sistema abierto en todos sus aspectos.
- 7) Es recomendable hacer llegar el mensaje de conclusiones y su interpretación a la institución haciendo total énfasis en la conclusión de factibilidad, además de presentarles las variables que permitirán el éxito deseado al darse la implantación del proyecto. En este caso la Compañía Generadora del Sur se encuentra en un escenario de riesgo
- 8) Se recomienda desarrollar las especificaciones técnicas con términos basados a tecnologías abiertas y productos aplicados al proceso (Sistemas Eléctricos de Potencia) considerando los productos que están en el mercado peruano y con ventajas en servicios y calidad de producto certificado en cumplimiento a las normas de aplicabilidad.
- 9) La institución Compañía Generadora del Sur generalmente posee su procedimiento para la adquisición y selección de los postulantes, por tanto no es conveniente alterar sus términos de contratación, si es necesario hacerles llegar recomendaciones que podrían agregarse o quitar a libre disposición y bajo responsabilidad de la institución, esto para proceso de selección y contratación.
- 10) El total de la inversión es un tope promedio para la implantación del proyecto, tener presente que para efectos de la adquisición y selección de los postulantes se considera un margen del $\pm 10\%$. Además, el -10% es un riesgo que la institución deberá analizar según las perspectiva del Postor, por la experiencia puedo afirmar que este porcentaje traerá malos manejos del proyecto y concluirá a soluciones totalmente inadecuadas a lo requerido é ideado.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Kusic George L., "Power Systems Análisis", Editorial Prentice Hall, 1992.
- [2] Handschin E., "Real-Time Control of Electric Power Systems", Editorial Elsevier Publishing Company, 1985.
- [3] Gibson Jerry D., "The Communications – Handbook", Editorial CRC PRESS, 1995
- [4] Isaak James, Lewis Kevin, Thompson Kate and Straub Richard, "Open Systems – Handbook", IEEE, 2000.
- [5] Arizona Scottsdale, "Power Industry Computer Application Conference", IEEE Power Engineering Society, 1993.
- [6] Laplante Phillip A., "Real-Time Systems Design and Analysis an Engineer's – Handbook", IEEE PRESS / IEEE COMPUTER SOCIETY PRESS, 1888.
- [7] Schach Stephen R., "Classical and Object – Oriented Software Engineering", 2000.
- [8] Elmasri / Navathe, "Fundamentals of database Systems", Editorial The Benjamin/Cummings Publishing Company Inc., 2000.
- [9] Shaughnessy T., Velte T., "Manual de Cisco", Editorial Osborne McGraw – Hill, 1999.
- [10] Zoppetti G., "Centrales Hidroeléctricas", Editorial Gustavo Gili S.A., 2001.
- [11] IEEE Power Engineering Society, "Fundamentals of Supervisory Systems", Editorial IEEE Service Center, 1994.