

CRITERIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE
SEÑALES PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DESDE LA CENTRAL
ELÉCTRICA DE PAIPA AL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

JORGE ENRIQUE CARREÑO RESTREPO
EDILBERTO GÉLVEZ LOZANO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2005

CRITERIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE
SEÑALES PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DESDE LA CENTRAL
ELÉCTRICA DE PAIPA AL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

JORGE ENRIQUE CARREÑO RESTREPO
EDILBERTO GÉLVEZ LOZANO

Monografía

Director

Msc. Julio Augusto Gélvez Figueredo

Codirector

Ing. Carlos Eduardo Torres Cruz

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2005

*A Dios
Por darme el regalo de la vida.*

*A mis Padres Ramón y Rosalba
Por ser guías en la construcción de
mi personalidad y carácter*

*A mis hermanos
Por su ayuda incondicional.*

*A Caterine
Por su confianza y comprensión.*

Edilberto.

Con gratitud

Primero a Dios

Que me guió durante toda mi carrera,

A mis padres Jorge y Beatriz

Quienes con su esfuerzo y dedicación siempre me ayudaron

A mis abuelos Gonzalo y Eugenia

Que han sido mi soporte y me han legado sus valores,

A mi querida hermana Beatriz

Que siempre ha estado dispuesta a colaborarme,

A mi familia y amigos

*Tesoro invaluable, que de una u otra forma
me han ayudado a culminar esta etapa en mi camino*

Jorge

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

El ingeniero Julio A. Gélvez Figueredo por la colaboración y orientación brindada para la realización de este proyecto.

Los ingenieros Gonzalo Araque y Carlos Torres, por darnos la oportunidad de realizar esta práctica, para demostrar los conocimientos adquiridos durante estos años.

El señor Saúl Tinjacá y al personal de la central Termoeléctrica de Paipa, sin los cuales no hubiera sido posible la realización de este proyecto.

El señor Pompilio Hernández, quien además de proporcionarnos las herramientas necesarias dentro de la empresa, nos brindó su apoyo fuera de ella.

La Universidad Industrial de Santander, en especial a la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones y sus docentes, por hacer posible el cumplimiento de esta meta.

A todos nuestros amigos y personas que de alguna u otra forma facilitaron la realización de este proyecto.

CONTENIDO

	pag.
<u>INTRODUCCIÓN</u>	18
<u>1. LA RTU Y LOS SISTEMAS SCADA</u>	19
<u>1.1 EL SISTEMA SCADA</u>	19
<u>1.1.1 Definición</u>	19
<u>1.1.2 Desarrollo de los sistemas SCADA</u>	19
<u>1.1.3 Elementos y operación de los sistemas SCADA</u>	20
<u>1.2 LA UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU)</u>	22
<u>1.2.1 Definición</u>	22
<u>1.2.2 Clases de RTU's</u>	22
<u>1.2.3 Componentes hardware y software de la RTU</u>	23

<u>1.2.4 Operación de la RTU</u>	26
<u>1.2.5 RTU's vs. PLC's</u>	26
<u>2. NORMAS CREG</u>	27
<u>2.1 RESOLUCIÓN 80 DE 1999</u>	27
<u>2.2 RESOLUCIÓN 25 DE 1995</u>	29
<u>2.2.1 Anexo CC.6 "Requisitos Técnicos del Sistema de Supervisión y Control"</u>	30
<u>3. NORMA IEC 60870-5-101 PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN</u>	34
<u>3.1 GENERALIDADES DEL PROTOCOLO IEC 60870-5-101</u>	34
<u>3.1.1 Definición tipos de protocolo</u>	34
<u>3.1.2 Modos de transmisión</u>	35
<u>3.1.3 Estándares asociados</u>	36
<u>3.2 CAPAS DEL PROTOCOLO IEC 60870-5-101</u>	37
<u>3.2.1 Capa física</u>	37
<u>3.2.2 Capa de enlace</u>	38
<u>3.2.3 Capa de Aplicación</u>	47

<u>4. EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL Y LA SUBESTACIÓN</u>	53
<u>4.1 EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)</u>	53
<u>4.2 LA SUBESTACIÓN</u>	54
<u>4.2.1 El disyuntor (interruptor)</u>	54
<u>4.2.2 El seccionador</u>	55
<u>4.2.3 El transformador y el autotransformador</u>	55
<u>4.2.4 Transformadores de potencial (PT)</u>	56
<u>4.2.5 Transformadores de corriente (CT)</u>	57
<u>4.2.6 Descripción de la subestación</u>	57
<u>5. REQUISITOS TÉCNICOS DE LA RTU</u>	67
<u>5.1 LOCALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS</u>	67
<u>5.2 FUENTES DE ALIMENTACIÓN</u>	67
<u>5.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES</u>	68
<u>5.4 MÓDULOS DE COMUNICACIONES</u>	71
<u>5.5 SINCRONIZACIÓN GPS</u>	73

<u>5.6 MÓDULOS DE ENTRADAS DIGITALES</u>	74
<u>5.7 MÓDULOS DE SALIDAS DIGITALES</u>	75
<u>5.8 MEDICIONES</u>	76
<u>5.8.1 Módulos de entradas analógicas</u>	77
<u>5.8.2 Medidores multifuncionales</u>	78
<u>5.8.3 IED's existentes</u>	79
<u>5.9 GABINETES Y ACCESORIOS</u>	80
<u>5.10 DOCUMENTACIÓN</u>	80
<u>5.11 ENTRENAMIENTO</u>	81
<u>5.12 REPUESTOS</u>	82
<u>6. CONCLUSIONES</u>	83
<u>6.1 EXPERIENCIA DE LA PRÁCTICA EMPRESARIAL</u>	85
<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	88
<u>ANEXOS</u>	91

LISTA DE TABLAS

	pag.
Tabla 1. Nivel jerárquico del SIN	27
Tabla 2. Código F para transmisión desde la estación maestra hacia la remota	44
Tabla 3. Código F para transmisión desde la estación remota hacia la maestra	46
Tabla 4. Grupos de las líneas de 115 kV	55
Tabla 5. Parámetros eléctricos y precisión requerida para los IED's	78
Tabla 6 Tensión nominal de los PT	79
Tabla 7. Corriente nominal de los CT	79
Tabla 8. Repuestos	82
Tabla 9. Ecuaciones de chequeo del código Hamming	93
Tabla 10. Circuitos de enlace por categorías	96

LISTA DE FIGURAS

	pag.
Figura 1. Esquema general de un sistema SCADA	21
Figura 2. Diagrama de la RTU Indactic 33/41	25
Figura 3. Formato de caracter de mensaje	38
Figura 4. Ejemplo del procedimiento SEND/CONFIRM	39
Figura 5. Ejemplo del procedimiento SEND/NO REPLY	40
Figura 6. Ejemplo del procedimiento REQUEST/RESPOND	40
Figura 7. Formato de mensaje corto	41
Figura 8. Formato de mensaje largo	42
Figura 9. Formato de caracter de control sencillo	42
Figura 10. Formato de transmisión desde la estación maestra hacia la remota	43
Figura 11. Formato de transmisión desde la estación remota hacia la maestra	45
Figura 12. Parámetros del ASDU	48

Figura 13. Diagrama unifilar del anillo de 220 kV.	58
Figura 14. Esquema A para los grupos de las líneas de 115 kV	61
Figura 15. Esquema B para los grupos de las líneas de 115 kV	63
Figura 16. Esquema C para los grupos de las líneas de 115 kV	63
Figura 17. Década de diodos	66
Figura 18. Estructura general de la interfaz DTE/DCE	95
Figura 19. Circuito de enlace equivalente	98
Figura 20. Perfil de interoperabilidad	106

LISTA DE ANEXOS

	pag.
<u>ANEXO A. EL CÓDIGO HAMMING</u>	92
<u>ANEXO B. RECOMENDACIONES ITU-T (UNIÓN INTERNACIONAL DE TELECOMUNICACIONES)</u>	94
<u>ANEXO C. PERFIL DEL PROTOCOLO IEC 60870-5-101</u>	104

TÍTULO: CRITERIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE SEÑALES PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DESDE LA CENTRAL ELÉCTRICA DE PAIPA AL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO*

JORGE ENRIQUE CARREÑO RESTREPO, EDILBERTO GÉLVEZ LOZANO**

PALABRAS CLAVES: Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA), Unidad Terminal Remota (RTU). Centro Nacional de Despacho (CND), Dispositivo Electrónico Inteligente (IED)

Mediante este documento se establecen las características técnicas y el dimensionamiento del equipo de transmisión de señales desde la central termoeléctrica de Paipa al Centro Nacional de Despacho.

En el desarrollo del trabajo se presenta inicialmente una introducción a los sistemas SCADA, y a las Unidades Terminales Remotas, presentando el esquema básico del sistema y del equipo mencionado anteriormente, y como interactúan estos dos elementos entre sí. Posteriormente se realiza un estudio de la reglamentación vigente que permita establecer los criterios necesarios para la selección del equipo, a partir de algunos requisitos de importancia tales como compatibilidad con el protocolo de comunicaciones, la cantidad de señales que se deben transmitir al centro de control, y a la especificación de dichas señales. Esta reglamentación se basa en los estándares internacionales y en las resoluciones expedidas a nivel nacional. También se hace una introducción del sistema interconectado nacional, y se realiza una descripción de la subestación especificando cuales son las señales que serán monitoreadas de los diferentes elementos que la conforman.

Finalmente se presentan cada uno de los aspectos que se tendrán en cuenta para la selección del equipo, los cuales servirán para que los contratistas seleccionen la opción que consideren mas apropiada de acuerdo a lo que desea la empresa.

* Trabajo de Grado.

** Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas Director: Msc. Julio Augusto Gélvez Figueredo.

TITLE: CRITERIA FOR THE IMPLEMENTATION OF THE TRANSMISSION SYSTEM OF SIGNALS FOR SUPERVISION AND CONTROL FROM THE ELECTRICAL POWER STATION AT PAIPA TO THE *CENTRO NACIONAL DE DESPACHO**

JORGE ENRIQUE CARREÑO RESTREPO, EDILBERTO GÉLVEZ LOZANO**

KEYWORDS: Supervisory Control and Data Adquisition (SCADA), Remote Terminal Unit (RTU). Centro Nacional de Despacho (CND), Intelligent Electronic Device (IED)

By means of this document the technical characteristics and the sizing of the communications equipment are settled down for signals from the thermoelectrial power station of Paipa to the *Centro Nacional de Despacho*.

In this document, an introduction to SCADA systems and Remote Terminal Units is described initially, presenting the basic scheme of the system and the equipment, and how these two elements interact with each other. Later, a study of the current regulation is made to establish the necessary criteria for the selection of the equipment, based on some important requirements such as compatibility with the communications protocol, the amount of signals to be transmitted to the control center, and the specifications of these signals. These regulations are based on international standards from various organizations such as The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), The International Electrotechnical Commission (IEC) and The International Telecommunication Union (ITU), and the resolutions issued in Colombia. Introductions are made for both the *Sistema Interconectado Nacional* and the substation, specifying which signals, of the different elements of the substation, will be supervised.

Finally the aspects that will be considered for the selection of the equipment are presented. These aspects will provide insight and specifications for the contractors to select the option that they consider appropriate, according to the requirements of the company.

* Degree project

** Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas Director: Msc. Julio Augusto Gélvez Figueredo.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, cualquier industria o empresa, dentro de la ejecución de sus procesos, requiere de un monitoreo y supervisión permanente, con el fin de garantizar gran exactitud y confiabilidad en el control de las variables del proceso, y que la actividad cumpla con las mínimas exigencias requeridas para su desarrollo.

Es por esto que el sistema de supervisión y control que se implementa, debe contar con tecnología adecuada y actualizada, buscando proporcionar las herramientas que garanticen seguridad en la adquisición de los datos, y de esta manera permitan la realización del proceso de una forma precisa y efectiva.

Además de supervisar y controlar en el lugar en el que se realiza el proceso, muchas veces es necesario que estas variables también sean monitoreadas desde un centro de control ubicado en un lugar distante, es por esto que se requiere que los datos que van a ser transmitidos, tengan un alto grado de confiabilidad. En el caso de una empresa generadora y distribuidora de energía es importante que los datos concernientes a generación y distribución posean una gran precisión, evitando de esta manera, información errónea que produzca pérdidas considerables. Para lograr esto es necesario un sistema de comunicación que garantice que la información generada en la planta de proceso, sea una copia fiel de los datos reales de proceso y contenga el mínimo porcentaje de error.

Todo esto se realiza con el fin de que la industria sea cada vez más productiva y se optimicen los procesos, reduciendo así las fallas y pérdidas producidas.

1. LA RTU Y LOS SISTEMAS SCADA

1.1 EL SISTEMA SCADA

1.1.1 Definición. SCADA es un acrónimo de *Supervisory Control And Data Acquisition* (Control Supervisorio y Adquisición de Datos). Estos sistemas utilizan el computador para automatizar el control y el monitoreo de los procesos industriales. Estos sistemas pueden recolectar información de una gran cantidad de fuentes distantes, crear una base de datos en un computador y presentar la información al operario de una forma amigable, permitiéndole a éste a tomar decisiones en forma rápida y apropiada.

1.1.2 Desarrollo de los sistemas SCADA. Los primeros sistemas SCADA eran sistemas de telemetría que presentaban reportes periódicos de medidas o estados de instrumentos ubicados en sitios remotos; estos sistemas ofrecían capacidades muy simples de monitoreo y control sin proveer funciones de aplicación alguna. Los datos monitoreados eran enviados a un panel compuesto por contadores y lámparas indicadoras. Con el desarrollo de la tecnología, el computador asumió la recolección de estos datos permitiendo aplicaciones de supervisión más complejas.

Para crear una infraestructura con el fin de enlazar los distintos equipos a ser supervisados y/o controlados, que están ubicados en lugares geográficos distantes, algunas empresas construyen redes de comunicaciones usando tecnologías tales como:

- Enlaces de radio
- Enlaces satelitales
- Líneas privadas de datos como por ejemplo fibra óptica
- Líneas telefónica fija o celular

En el caso de las empresas de distribución de energía eléctrica estas redes por lo general interconectan las diferentes subestaciones con un centro de operación del sistema, en el caso de Colombia, a nivel regional se encuentran los Centros regionales de Despacho (CRD), y a nivel nacional el Centro Nacional de Despacho (CND).

Los sistemas SCADA actualmente están siendo desarrollados para aplicaciones específicas, proporcionando las capacidades requeridas, lo cual conlleva a que sus proveedores tengan cierta preferencia por algunas industrias. Igualmente los sistemas implementados han llegado a ser parte integral de la estructura del gerenciamiento de la información corporativa, proporciona información del proceso a los usuarios que se encuentran fuera del centro de control, los cuales deben tomar decisiones económicas basados en dicha información.

1.1.3 Elementos y operación del sistema SCADA. El SCADA es un sistema de supervisión que consta de una unidad maestra, una o varias estaciones remotas y un conjunto de software utilizado para la supervisión del control realizado a los procesos asociados a la aplicación.

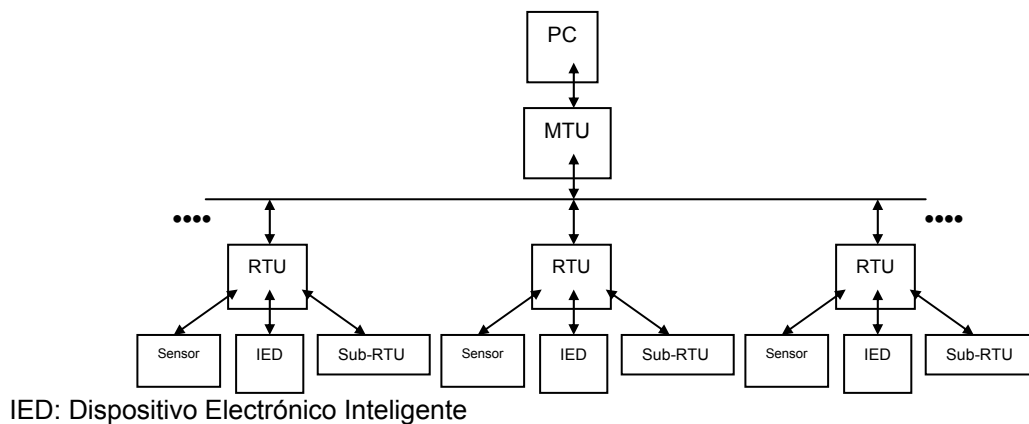
Es común observar sistemas similares a los SCADA en fábricas y plantas, estos son conocidos como DCS (*Distributed Control Systems*); sus funciones son similares a las de los sistemas SCADA pero las unidades de recolección de datos y de control se encuentran reunidas en un área limitada, y estos se pueden comunicar por medio de una red LAN (Red de Área Local). El sistema SCADA por

lo general cubre áreas más grandes y depende de sistemas de comunicación más complejos.

El control puede ser automático o realizado por el operador. La adquisición de datos es realizada inicialmente por una RTU (Unidad Terminal Remota), aunque también puede usarse un PLC (Controlador Lógico Programable), a través de sus módulos de entrada, y posteriormente una MTU (Unidad Terminal Maestra) explorará las RTU's a una frecuencia de adquisición menor a la utilizada por las unidades remotas.

Por último mediante el uso del computador se le presenta al operador los datos obtenidos, por medio de una interfaz gráfica, la cual también le permite efectuar cambios en la configuración del sistema y del proceso. Sin embargo estos cambios no son recomendables debido a la baja velocidad de respuesta de los sistemas SCADA. En la figura 1 se presenta un esquema de un sistema SCADA.

Figura 1. Esquema general de un sistema SCADA



Fuente: Autores

Algunos ejemplos de empresas que hacen uso de los sistemas SCADA son las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y las

empresas de explotación petrolera, acueductos e industrias con procesos de fabricación en cadena como la industria automotriz, entre otras.

1.2 LA UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU)

1.2.1 Definición. La RTU es un dispositivo de adquisición de datos usado dentro de un sistema SCADA. Es un equipo que la brinda 'inteligencia' al control de los diferentes dispositivos que se encuentran en el campo y permite a la MTU comunicarse con ellos. Es una unidad *Stand-Alone* (independiente) que permite el control y el monitoreo de los equipos de campo.

La RTU posee dispositivos o módulos internos de entrada/salida. Cuenta también con una gran capacidad de comunicación por cualquiera de las vías mencionadas para el sistema SCADA.

1.2.2 Clases de RTU's. Las RTU's pueden ser de 2 tipos:

- *Single Board* (tarjeta única)
- Modulares

Las RTU's de tarjeta única son compactas y tienen un número de entradas / salidas fijo, que muy rara vez permiten ampliaciones.

Las RTU's modulares poseen varios módulos, uno para procesamiento, otro para comunicaciones, otro para entradas digitales, etc. además su capacidad puede ser ampliada agregando el módulo con las características deseadas.

Es posible adquirir RTU's de diferentes tamaños dependiendo de las aplicaciones, aquellas de mayor dimensión permiten la manipulación de cientos de entradas, además del control de sub-RTU's e IED's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes).

1.2.3 Componentes hardware y software de la RTU

- **Hardware de la RTU.** Los principales componentes hardware de una RTU son los siguientes:
 - CPU
 - Memoria
 - Reloj en tiempo real
 - Dispositivos de entradas analógicas y digitales
 - Dispositivos de salidas analógicas y digitales
 - Dispositivos de comunicación
 - *Watch-Dog Timmer*

La CPU está basada en un microprocesador, contiene memoria ROM (Memoria de solo Lectura), en la cual se almacenan los programas, y RAM (Memorias de acceso aleatorio), en la que se almacenan datos temporales. Esta última generalmente posee una batería de respaldo para garantizar la permanencia de los datos allí almacenados.

La programación de la RTU puede realizarse en lenguajes tipo Ladder o en lenguajes de alto nivel como C o Basic dependiendo del modelo de la RTU.

Entre las principales funciones de la RTU está el SOE (Registro cronológico de eventos) para lo cual se hace necesario el uso del reloj en tiempo real que le permita a la RTU realizar el registro de tiempo en los eventos que se presenten. Este reloj por lo general puede ser configurado por la MTU usando el módulo de

comunicaciones o bien por medio de sincronización por GPS (sistema de posicionamiento global). Las RTU de última generación permiten la sincronización por estos 2 medios.

Los dispositivos de entrada / salida pueden ser analógicos o digitales.

Las entradas digitales en su mayoría reciben señales de voltaje DC, sin embargo en algunos modelos permite la adquisición de señales de voltaje AC. Estas entradas están optoacopladas, aislando los otros módulos del equipo, proporcionándoles protección en caso de un sobrevoltaje.

El sistema de comunicaciones por lo general está conformado por dos o más puertos usados para programación o para comunicación con otros dispositivos, además es común encontrar puertos dedicados con protocolos de comunicación utilizados por los IED's.

Los puertos de comunicaciones usualmente utilizados son el RS232 o el RS485 aunque también se hallan integrados módems de fibra óptica para comunicación serial.

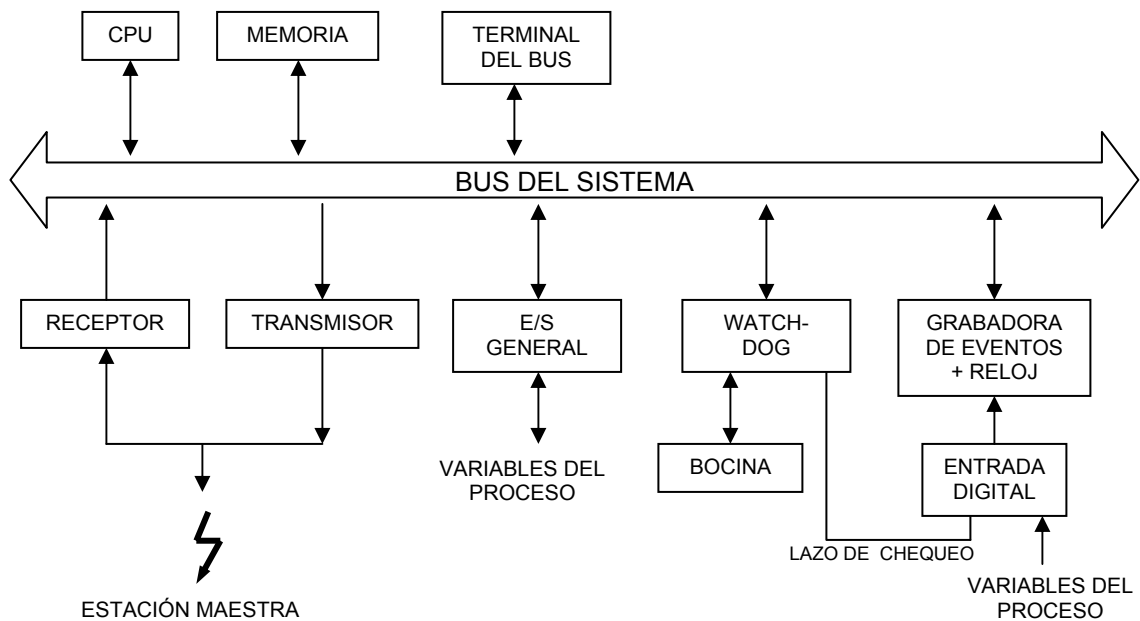
En algunas RTU's es posible encontrar el *Watch-Dog Timmer* asociado a un módulo individual, este es un elemento que supervisa los procesos y proporciona un tiempo de ejecución determinado, de tal manera que si el programa cae en un ciclo repetitivo, ocupando más del tiempo establecido, detiene la ejecución del programa y produce una señal de alarma hasta que el operario proporcione una solución y reactive la ejecución el procedimiento.

Además de los módulos mencionados anteriormente, las RTU poseen sistemas de protección contra fluctuaciones eléctricas para garantizar el buen funcionamiento y la duración de sus módulos, también es posible que se encuentren en ellas

fuentes de alimentación segura que les permita funcionar aún en ausencia de energía, aunque por lo general el usuario cuenta con sistemas UPS (*Uninterruptible Power Supply*) y bancos de baterías para este fin.

La figura 2 muestra el diagrama de una RTU

Figura 2. Diagrama de la RTU INDACTIC 33/41



Fuente BBC. Manuales de la RTU Indactic 33/41

- **Software de la RTU.** El software de la RTU cuenta básicamente con:
 - Los controladores para la comunicación con la MTU y para la comunicación con las sub-RTU's y los dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) o medidores multifuncionales
 - El software usado para la programación de la RTU
 - Software de diagnóstico
 - Un sistema operativo en tiempo real
 - Una aplicación SCADA.

1.2.4 Operación de la RTU. La RTU realiza la adquisición de los datos a una alta frecuencia, lo más usual es que los datos sean enviados hacia la MTU, cuando esta lo solicite; sin embargo algunas RTU's realizan la transmisión de los datos de forma programada, dependiendo de la forma de transmisión configurada.

El modo en el que opera la RTU es el siguiente, la RTU realiza una revisión periódica de sus entradas, esto lo hace a una frecuencia relativamente alta, y almacena la información obtenida; la transmisión de estos datos hacia la estación maestra se realiza generalmente por petición de la MTU, esto se puede hacer de dos formas, por interrogación directa de la estación maestra o por programación, cuando se presenta un cambio en alguna entrada determinada.

1.2.5 RTU's vs. PLC's. A veces es común encontrar PLC's operando como una RTU. Originalmente los PLC's fueron desarrollados para reemplazar la lógica de relés, y al surgir la necesidad de intercambiar y transmitir la información, les fueron adaptados módulos de comunicación. La principal desventaja de las RTU's frente a los PLC's era la programación que estos últimos permitían; sin embargo con el desarrollo de las RTU's esta brecha se redujo considerablemente, y la gran fortaleza de las RTU's, (su gran capacidad de comunicación), se ha mantenido, al punto que cada RTU puede soportar una gran variedad de protocolos estandarizados tanto para comunicación entre MTU's y RTU's como para la comunicación con las RTU subordinadas e IED's.

Dentro de los protocolos de comunicación soportados por las RTU's se encuentran los protocolos IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-103, Indactive 33, Modbus, DNP 3.0 entre otros.

2. NORMAS CREG

2.1 RESOLUCIÓN 80 DE 1999

Esta resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), reglamenta las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En el artículo número 2, se establece la estructura jerárquica que rige a los generadores, transportadores y el centro nacional de despacho del sistema interconectado nacional.

Tabla 1. Nivel jerárquico del SIN

NIVEL	DESCRIPCIÓN
1	Centro Nacional de Despacho
2	Empresas Prestadoras del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional y/o Servicio de Conexión al Sistema de Transmisión Nacional.
3A	Generadores
3B	Operadores de Red

Fuente Resolución CREG 80 de 1999

Según esta jerarquía, la central termoeléctrica de Paipa califica para el nivel 3A que corresponde a los generadores y se refiere respecto a ellos diciendo que “en el caso de la generación con despacho centralizado, los generadores son responsables de la coordinación supervisión y control de la operación de sus

plantas y/o unidades de generación” y que estas operaciones deben estar sujetas a las instrucciones impartidas por el centro nacional de despacho. El CND realiza funciones de control, planeación, coordinación y supervisión operativa. Entre las funciones de planeación reglamentadas se incluyen los planeamientos y programas de generación de seguridad para garantizar la operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional, así como la programación de despacho de las diferentes unidades generadoras.

Las funciones de coordinación incluyen en gran medida la coordinación de los activos de uso (activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores de 220 kV), de los generadores y de otros servicios complementarios para garantizar la operación segura, confiable y económica del SIN.

Las funciones de control que realiza el CND están enfocadas al control de los activos de uso y a las unidades de generación para garantizar su operación confiable.

La función de supervisión operativa del CND, consiste en la supervisión directa de las variables de operación de los Activos de Uso y las unidades generadoras que este requiera. Este intercambio de información debe ajustarse a lo dispuesto en el código de redes y la norma CREG 25 de 1995 y las demás resoluciones que las modifiquen o sustituyan.

Los equipos que deben ser utilizados para los efectos de supervisión operativa, (las RTU's por ejemplo), deben ser instalados por la empresa generadora y de no hacerlo el CND los adquiere y los costos son cobrados directamente. La instalación y mantenimiento de estos equipos se debe hacer por cuenta de la empresa respectiva.

La comunicación de la empresa con el centro nacional de despacho para efectos de supervisión y control, debe hacerse de acuerdo con lo estipulado en el protocolo de comunicación, garantizando compatibilidad con los protocolos del CND. El protocolo que actualmente se está aplicando por el CND es el IEC 60870-5-101, que es el recomendado por el IEEE.

Con respecto a las telecomunicaciones, el CND es el encargado de contratar el canal para el servicio de telecomunicaciones hasta el equipo terminal (RTU) de los demás agentes del sistema que se conecten directamente con el CND. Igualmente todos los agentes del sistema que se conecten directamente con el CND, son responsables por la instalación, mantenimiento y operación de los equipos terminales de comunicación, como los módems, ubicados en sus instalaciones, de acuerdo con las características técnicas y requerimientos especificados en el Código de Redes

2.2 RESOLUCIÓN 25 DE 1995

La norma CREG-025 de 1995 en su aparte correspondiente al Código de Conexión (CC), establece los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo usuario debe cumplir para su conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Además especifica los servicios de comunicaciones con que debe contar un generador para proveer la información a los CRD (Centros Regionales de Despacho) o al CND para garantizar un correcto control operativo. Los equipos y la infraestructura necesaria para llevar dicha información a los centros de despacho deben ser provistos por el generador.

Los servicios que deben ofrecer estos equipos son los siguientes:

- Servicio de telefonía operativa.
- Teleprotección.
- Servicio de comunicación de emergencia.

En referencia a los equipos de supervisión y control, el código de conexión indica: “El generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información de supervisión y control, que se requiera, al CND (Centro Nacional de Despacho) o CRD (Centro Regional De Despacho) respectivo, de acuerdo con lo establecido en el anexo CC.6 del Código de Conexión.”

También deben ser tenidos en cuenta dentro de los requisitos para la puesta en servicio de la conexión que la RTU del usuario haya cumplido exitosamente las pruebas punto a punto, locales y remotas.

2.2.1 Anexo CC.6 “Requisitos Técnicos del Sistema de Supervisión y Control”. En el anexo número 6 del Código de Conexión se encuentran consignados los requisitos técnicos para los equipos de supervisión y control necesarios para el estudio y reemplazo de la RTU; se menciona en detalle cuáles son las variables que deben ser enviadas al CND y cómo debe hacerse este envío, así como los mecanismos para el intercambio de información de supervisión y control entre el CND, los CRD y demás agentes del SIN

Así mismo establece la responsabilidad del usuario de suministrar e instalar los equipos de telecomunicaciones, incluyendo módems, necesarios para transmitir la información proveniente de la unidad terminal remota hasta el punto de acceso a

la red de telecomunicaciones del transportador, CND o CRD. El transportador, CND o CRD definirá el tipo de interfaz entre la terminal remota y el módem (lado datos) y el punto de acceso a su red de telecomunicaciones (tonos o datos). La velocidad de transmisión de datos mínima será de 200 Bd.

El CND requiere la información para ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de las redes, subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y de las unidades generadoras despachadas centralmente. De la misma forma, el CND está encargado de la planeación y coordinación de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para lo cual requiere el intercambio de información oportuna y confiable con los CRD.

La información mencionada anteriormente define la cobertura necesaria para los sistemas SCADA del CND y de los CRD mediante supervisión directa a través de Unidades Terminales Remotas (RTU's) instaladas en las centrales y subestaciones del SIN, y mediante el intercambio de datos usando los enlaces entre centros de despacho.

El CND recibe, por el enlace de intercambio de datos entre centros de despacho, la información de las subestaciones del STN y de las centrales de generación que son supervisadas directamente por los CRD y que son necesarias para coordinación de la operación del SIN.

El protocolo de comunicación usado para el intercambio de información entre el CND y los CRD puede ser modificado en el futuro, previo acuerdo entre el CND y los CRD, por otro protocolo que cumpla con estándares internacionales utilizados en la conexión entre centros de despacho.

En los numerales siguientes se describe la información que se requiere para la coordinación de subestaciones y centrales.

- **Medidas.** Las medidas que se supervisan, tanto en el CND como en los CRD son: potencia activa y reactiva de líneas, transformadores y unidades generadoras; potencia reactiva de reactores, potencia reactiva de condensadores y tensión de barras.

En los casos en que sea necesario, estas señales pasan por transductores y se llevan a módulos de entradas analógicas en las RTU's

- **Entradas digitales.** En las entradas digitales que se requieren se encuentran las indicaciones utilizadas para señalar la posición de los disyuntores y seccionadores, las alarmas, los estados Local-Remoto para control automático de generadores, estado de conexión a control conjunto de generadores y la indicación de posición de derivaciones de transformadores con movimiento bajo carga con su indicación de operación remota.

- **Telecomandos.** Previo acuerdo entre el propietario de la RTU, el CND y el CRD se permitirá el envío de funciones de telecontrol a los disyuntores, o a los cambiadores de tomas de los transformadores.

- **Registro cronológico de eventos (SOE).** De acuerdo con las características del SCADA del CND o de los sistemas utilizados por los CRD, se registrará la

información recibida por la RTU sobre la secuencia de eventos, es decir, todo cambio en el estado de interruptores, seccionadores y alarmas producidas con estos cambios (actuación de protecciones, etc.).

La información del registro de los eventos se envía desde los CRD al CND para facilitar el análisis de fallas que debe realizarse después de cualquier operación anormal. Por cada evento que se registre se debe enviar la fecha y hora con resolución de 1 ms, la identificación de la subestación, la identificación del elemento que cambió de estado y el estado final del dispositivo.

- **Capacidad y ampliaciones.** Una parte muy importante que se debe analizar es la necesidad de ampliar las prestaciones de la RTU, es por eso que la RTU deberá tener capacidad de expansión para las señales que surjan con el crecimiento o ampliación de la subestación o central.
- **Disponibilidad** La RTU debe tener una disponibilidad superior al 98% anual y una calidad del canal de $1 \cdot 10^{-5}$ bits en error; es decir, se espera encontrar máximo un bit de error por cada 10^5 bits transmitidos. En caso de no cumplir con esta disponibilidad, el CND podrá instalar en el sitio una RTU de su propiedad que sí cumpla con este requisito; los costos correspondientes serán asumidos por la empresa respectiva.

3. NORMA IEC 60870-5-101 PROTOCOLO DE COMUNICACIONES

El protocolo IEC 60870-5-101 es el protocolo recomendado por el IEEE y exigido por la CREG para la comunicación entre estación maestra, RTU's (Remote Terminal Units) e IED's (Intelligent Electronic Devices).

El protocolo cumple con los requerimientos de Integridad de datos clase I2, que especifica una distancia Hamming $d=4$, lo que implica que errores de cuatro bits, pueden ser detectados.

El formato de la trama, puede ser variable, entre 0 y 255 caracteres (bytes de información de usuario), o puede ser fijo.

3.1 GENERALIDADES DEL PROTOCOLO IEC 60870-5-101

3.1.1 Definición y tipos de protocolo. El protocolo de comunicaciones utilizado para la transmisión de datos desde una estación remota hacia una estación maestra o viceversa es el IEC (*International Electrotechnical Commission*) 60870-5-101, el cual puede ser aplicado de dos formas: cuando la estación es utilizada como esclava o cuando es utilizada como maestra; dependiendo de cual de estas dos situaciones se presente, el protocolo es utilizado de diferentes maneras.

- **Esclavo.** El protocolo esclavo lo utilizan los dispositivos subordinados, es decir controlados o supervisados por un dispositivo en un nivel superior

La RTU de Termopaipa actúa como esclava para las RTU del Centro Nacional de Despacho (CND) y Centro Regional de Despacho (CRD), los cuales actúan como estaciones maestras y por lo tanto pueden indagar por cualquier información y modificar cualquier configuración.

- **Maestro.** El protocolo maestro lo utilizan los dispositivos de niveles superiores, los cuales están en capacidad de indagar por cualquier dispositivo subordinado, solicitar información y según sea el caso, modificar su configuración para un mejor funcionamiento.

Para el caso de Termopaipa, la RTU actuará como una estación maestra para los subdispositivos con los que se comunica (IED's).

3.1.2 Modos de transmisión. Posee dos modos de transmisión: balanceado y desbalanceado.

- **Transmisión balanceada.** En el modo de transmisión balanceado, la estación maestra y la estación remota actúan simultáneamente como estaciones primaria y secundaria. Ambas estaciones usan servicios de envío / confirmación (SEND/CONFIRM) para intercambio de mensajes; la estación maestra puede usar también el servicio de envío / no respuesta (SEND/NO REPLY). Durante el establecimiento del enlace, ambas estaciones utilizan el servicio de solicitud / respuesta (REQUEST / RESPOND).

- **Transmisión desbalanceada.** En el modo de transmisión no balanceado la estación maestra es la primaria y la estación remota es la secundaria. La estación

maestra usa servicios de envío / confirmación o envío / no-respuesta para la transmisión de mensajes a la RTU. La estación maestra usa servicios de solicitud / respuesta para interrogar acerca del procedimiento y la duración establecidos en el mensaje. Es decir, en este modo de transmisión, únicamente la estación primaria está en capacidad de iniciar la transferencia del mensaje. La estación secundaria sólo puede transmitir después de que la estación primaria lo solicite. Los servicios mencionados anteriormente, serán descritos en la sección 3.2.2.

3.1.3 Estándares asociados. Para entender un poco más acerca del protocolo de comunicaciones IEC 60870-5-101 es necesario obtener información acerca de los estándares asociados IEC 60870-5-1, IEC 60870-5-2, IEC 60870-5-3, IEC 60870-5-4 e IEC 60870-5-5, en los cuales está basado.

El estándar IEC 60870-5-1(*Transmission Frame Formats*) establece los formatos de trama para la transmisión. Permite un formato de trama estandarizado, que debe proveer la integridad de datos requerida, conjuntamente con la máxima eficiencia disponible, en función del tipo de servicio a implementar.

En el estándar IEC 60870-5-2 (*Data Link Transmission Services*) se mencionan los procedimientos de enlace de la transmisión. En el caso que los enlaces de comunicación entre una estación maestra y diferentes estaciones remotas se hagan a través del mismo medio físico, se hace necesaria la operación de los enlaces en modo desbalanceado para evitar que se transmita al mismo tiempo desde diferentes estaciones remotas. Estos dos estándares están asociados a la capa de enlace. La secuencia en la cual deben ser enviados los datos desde las diferentes estaciones remotas, es determinada por un proceso realizado en la capa de aplicación.

En el estándar IEC 60870-5-3 (*General Structure of Application Data*) se hace una descripción general acerca de la estructura de la información de la aplicación.

El estándar IEC 60870-5-4 (*Definition and Coding of Information Elements*) define y especifica las formas o tipos de codificación que deben ser utilizados en aplicaciones de telecontrol.

En el estándar IEC 60870-5-5 (*Basic Application Functions*) se definen las funciones de aplicación básicas que realizan los procedimientos estándar para sistemas de telecontrol.

Los estándares IEC 60870-5-3, junto con el IEC 60870-5-4 e IEC 60870-5-5 conforman la capa de aplicación.

3.2. CAPAS DEL PROTOCOLO IEC 60870-5-101

El estándar IEC 60870-5-101 es derivado del protocolo de definición estándar IEC 60870-5 y especifica un perfil funcional para las tareas básicas de telecontrol. El protocolo IEC 60870-5 a su vez está basado en el modelo de referencia llamado EPA (*Enhanced Performance Architecture*). Esta arquitectura está compuesta por solo tres capas, las cuales serán descritas a continuación.

3.2.1 Capa física. La capa física es la encargada de proveer una transmisión binaria simétrica y volátil entre los DCE (*Data Circuit Terminating Equipment*) y los DTE (*Data Terminal Equipment*), de las estaciones primaria (estación maestra-CND) y secundaria (estación remota-Termopaipa). Esta capa utiliza los estándares V.24 y V.28 de las recomendaciones ITU-T, para garantizar su normal funcionamiento. Estas recomendaciones serán revisadas en el anexo B

- **Ratas de transferencia.** La transferencia de datos puede hacerse a diferentes velocidades. Las ratas de transferencia se han parametrizado a 200, 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600 y 19200 bauds.

- **Formato de transferencia de un caracter de mensaje.** La transferencia de los datos de usuario a través de la línea es serial. Cada caracter de mensaje (octeto), será entramado por un bit de inicio, un bit de paridad, así como un bit de detención, como se muestra abajo:

Figura 3. Formato de caracter de mensaje

Bit de inicio	Bits de datos	Bit de paridad	Bit de finalización
1	8	1	1

Fuente Autores

Cuando se opera sin el bit de paridad, la distancia Hamming es reducida de $d=4$ (11 bits de caracteres) a $d=2$ (10 bits de caracteres).

3.2.2 Capa de enlace. Esta capa está conformada por una serie de procedimientos de enlace de transmisión. La capa de enlace tiene la posibilidad de aceptar, mejorar y controlar las funciones de servicio de transmisión, requeridas en las capas más altas; también está en capacidad de controlar procedimientos de transmisión de trama sencilla y puede informar el éxito o el error en la transmisión hacia capas más altas, junto con el estado de la línea de transmisión y la estación.

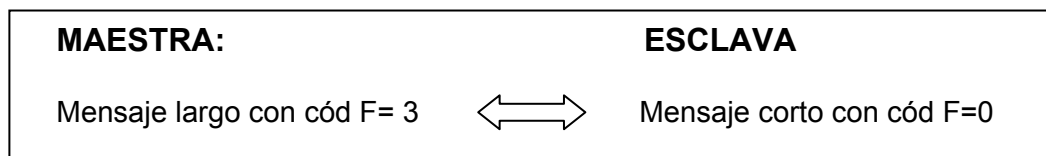
También dispone de la posibilidad de transportar unidades de datos de servicio de aplicación (ASDU). Las ASDU's serán detalladas en el numeral 3.2.3

- **Procedimientos de transmisión.** Existe dentro de este protocolo la posibilidad de funcionar por medio de tres procedimientos de transmisión diferentes. Estos procedimientos de transmisión son utilizados en sistemas de control de procesos que tienen una estación maestra, la cual controla el tráfico de datos de las estaciones remotas relacionadas, en forma secuencial. La estación maestra es la encargada de iniciar todos los procesos de transmisión de datos, mientras que a las estaciones secundarias (remotas), solo se les permite transferir información, cuando son solicitadas

El protocolo de comunicaciones IEC 60870-5-101 define los siguientes procedimientos de transmisión:

- Procedimiento de envío / confirmación (*SEND/CONFIRM*). Para intercambio de mensajes. Un mensaje de “envío” es transmitido hacia la estación esclava; si es correctamente recibido, la estación esclava responde con un mensaje de confirmación positivo; si no es recibido, no hay respuesta. Este tipo de procedimiento es utilizado principalmente para comandos de control y de valores de ajuste (*setpoint*). Un ejemplo de este procedimiento se muestra en la figura 4 para el caso en el cual se transmiten datos de usuario.

Figura 4. Ejemplo del procedimiento *SEND/CONFIRM*

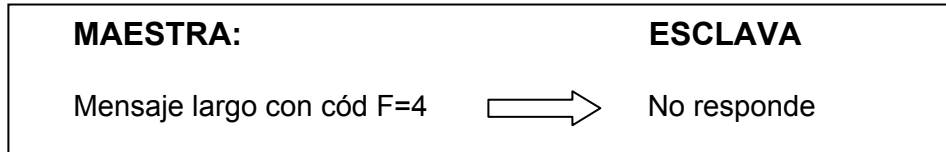


Fuente Grupo Schneider System Description Telecontrol Engineering with IEC 870-5-101.

- Procedimiento de envío / no-respuesta (*SEND/NO-REPLY*). La característica principal de este procedimiento es que aunque un mensaje

sea enviado a la estación esclava, esta no responde. Es aplicada principalmente para mensajes globales y valores de ajuste, cíclicamente controlados. En la figura 5 se muestra un ejemplo de aplicación en el cual se están transfiriendo datos de usuario.

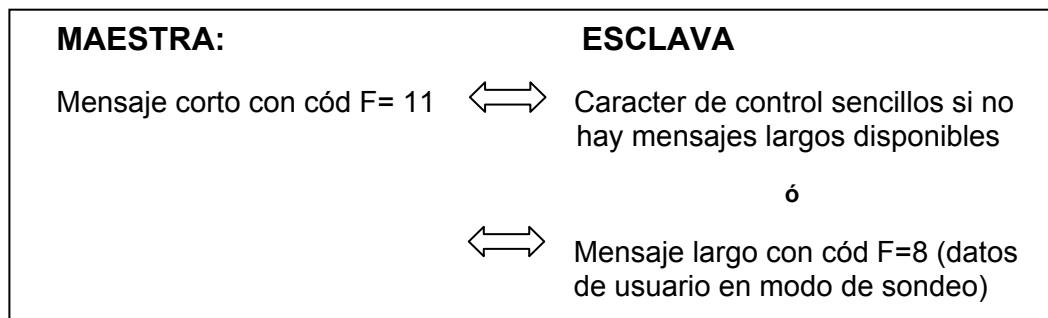
Figura 5. Ejemplo del procedimiento SEND/NO REPLY



Fuente Grupo Schneider System Description Telecontrol Engineering with IEC 870-5-101

- Procedimiento de solicitud / respuesta (*REQUEST / RESPOND*). Un mensaje de solicitud es transmitido a la estación esclava. Los datos solicitados son transferidos a la estación maestra por medio de un mensaje largo; sin embargo, si los datos requeridos no están disponibles allí, la respuesta será un caracter de control sencillo. Este procedimiento es utilizado para sondear (poll) los datos de usuario. Un ejemplo de este procedimiento se encuentra en la gráfica 6, para transmisión de datos de usuario.

Figura 6. Ejemplo del procedimiento REQUEST/RESPOND

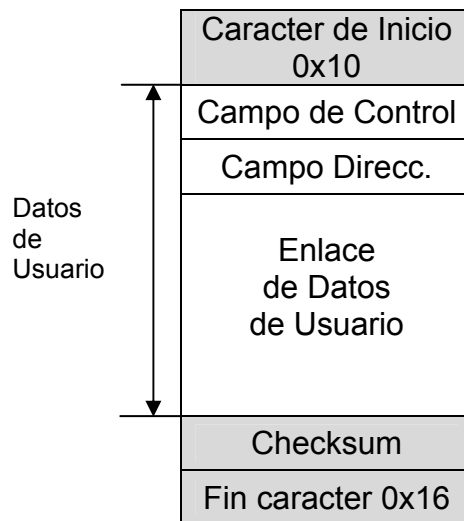


Fuente Grupo Schneider System Description Telecontrol Engineering with IEC 870-5-101

- **Formato de trama para la transmisión.** El protocolo estándar IEC 60870-5-101 utiliza para la transmisión de los datos el formato de trama FT1.2 aplicado para los modos de longitud fija (mensajes cortos) y longitud variable (mensajes largos). Además este formato de trama soporta caracteres de control sencillos.

El formato de trama con longitud fija (mensaje corto) es utilizado por ejemplo cuando se responde a una tarea de normalización precedida (procedimiento de envío/ confirmación). Este formato es mostrado en la figura 7.

Figura 7. Formato de mensaje corto.

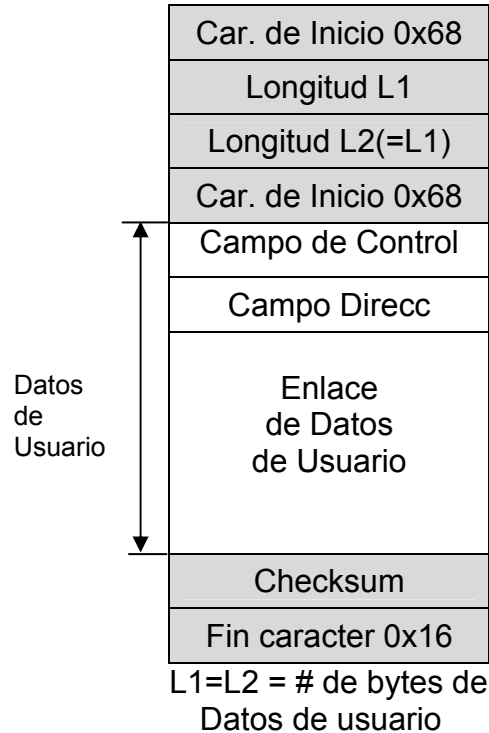


Fuente Grupo Schneider Guía de usuario System Description Telecontrol Engineering with IEC 870-5-101

El formato de trama de longitud variable (mensaje largo), permite transferir los datos actuales de manejo de usuario que los mensajes cortos no permiten. La gran diferencia respecto a los mensajes cortos y caracteres sencillos es que los mensajes largos tienen una longitud variable dependiendo de los datos de manejo que serán transferidos.

El byte de inicio así como el byte de longitud del mensaje, son repetidos en la cabecera (header) del mensaje como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Formato de mensaje largo

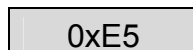


Fuente Grupo Schneider System Description Telecontrol Engineering with IEC 870-5-101

Los caracteres de control sencillos (figura 9) tienen longitud fija. Estos mensajes deben ser transmitidos como “mensaje respuesta” si no han ocurrido eventos desde la petición previa. Entre estos tenemos:

- Caracteres de control sencillos: 05h.
- Mensaje corto con código F=0 (reconocimiento positivo).

Figura 9. Formato de caracter de control sencillo



Fuente Grupo Schneider System Description Telecontrol Engineering with IEC 870-5-101

El campo de control está representado por el primer byte de los datos de usuario y en su código contiene información que permite conocer la dirección del mensaje, así como también de la clase de servicio suministrado y además controla la detección de pérdidas o duplicación de los mensajes transmitidos.

En la figura 10 se describe la forma en que la estación maestra envía o solicita la información necesaria para controlar los diferentes procesos, por medio de este campo de control.

Figura 10. Formato de transmisión de la estación maestra a la remota

BIT No.	8 (msb)	7	6	5	4	3	2	1 (lsb)
CAMPO CONTROL	RES	PMR =1	FCB =0 ó 1	FCV =0 ó 1	CODF BIT3	CODF BIT2	CODF BIT1	CODF BIT0

Fuente ABB. IEC 60870-5-101 (Unbalanced) Remote Communication Protocol for REC 523

- RES: No es utilizado.
- PMR: Mensaje primario; es igual a 1 cuando se está enviando un mensaje desde el primario (estación maestra) hacia el secundario (estación remota).
- FCB: Bit de conteo de trama; se alterna entre 0 y 1 dependiendo del procedimiento de transmisión; es decir si la transmisión es envío / confirmación o solicitud / respuesta. Este bit usualmente es utilizado para la detección de pérdidas o duplicaciones en el procedimiento de transferencia de información. La estación maestra, alterna este bit para cada nueva transmisión a la misma estación secundaria (remota). La estación maestra también hace una copia del último bit FCB, enviado a la estación esclava, en el caso de que ocurra un error en el procedimiento actual de transmisión, la

transmisión es repetida con el mismo FCB. En el caso que se produzca un comando de reset, el bit FCB se pondrá siempre en 0. Cuando la estación secundaria recibe esta clase de comando, se prepara para recibir la siguiente trama desde el primario, con un bit FCV válido, con el fin de caracterizar el comando de reset previamente recibido.

- FCV: Bit valido de conteo de trama; Si el bit FCV es 0, significa que el bit FCB es invalido; si es 1, indica que el bit FCB es valido. Para el servicio de envío / no-respuesta y mensajes transmitidos, FCV es siempre 0.
- CÓDIGO F: Código de función de la trama, es definido en la tabla 2.

Tabla 2. Código F para transmisión desde la estación maestra hacia la remota

FUNCIÓN	TIPO DE TRAMA	FUNCIÓN DE SERVICIO
0	Envío /confirmación esperado	Reset de enlace remoto
1	Envío /confirmación esperado	Reset de proceso usuario
2	Envío /confirmación esperado	Reservado. Para procedimiento. de transmisión balanceada
3	Envío /confirmación esperado	Datos de usuario
4	Envío /no respuesta esperado	Datos de usuario
5		Reservado
6-7		Reservado uso especial
8	Solicitud demanda de acceso	Rta. esperada especificada por la demanda de acceso
9	Solicitud / respuesta esperado	Solicitud estado de enlace
10	Solicitud / respuesta esperado	Solicitud datos de usuario clase 1
11	Solicitud / respuesta esperado	Solicitud datos de usuario clase 2
12-13		Reservado
14-15		Reservado para uso especial

Fuente ABB. IEC 60870-5-101 (Unbalanced) Remote Communication Protocol for REC 523

En la figura 11 se describe la forma en que la estación remota envía los datos requeridos por la estación maestra.

Figura 11. Formato de transmisión de la estación remota a la maestra

BIT No.	8 (msb)	7	6	5	4	3	2	1 (lsb)
CAMPO CONTROL	RES	PMR =0	ACD =0 ó 1	DFC =0 ó 1	CODF BIT3	CODF BIT2	CODF BIT1	CODF BIT0

Fuente ABB. IEC 60870-5-101 (Unbalanced) Remote Communication Protocol for REC 523

- RES: No utilizado.
- PRM: Es siempre 0 para un mensaje enviado desde la estación secundaria hacia la estación primaria.
- ACD: Demanda de acceso; existen dos clases de datos: clase 1 y clase 2. Valores de ACD=0, indica que no hay demanda de acceso para transmisión de datos clase 1. Si por el contrario, ACD=1, quiere decir que hay demanda de acceso para transmisión de datos clase 1. La demanda de acceso para realizar la transferencia de datos clase 1, es indicada por la estación remota. Los datos clase 1 son usualmente utilizados para eventos y para datos de alta prioridad, y los datos clase 2 son utilizados para transmisiones cíclicas y datos de baja prioridad.
- DFC: Control del flujo de datos; la estación secundaria utiliza este bit para indicar a la estación maestra, que la transmisión del siguiente mensaje puede causar un desbordamiento del buffer. Valores de DFC= 0 indican que los próximos mensajes son aceptables; por otra parte DFC= 1, indica que el siguiente mensajes puede causar desbordamiento.

- CÓDIGO F: Código de función de la trama, es definido por medio de la tabla 3.

Tabla 3. Código F para transmisión desde la estación remota hacia la maestra

FUNCIÓN	TIPO DE TRAMA	FUNCIÓN DE SERVICIO
0	confirmación	ACK: conocimiento positivo
1	confirmación	NACK: mensaje no aceptado, enlace ocupado
2-5		Reservado
6-7		Reservado para uso especial
8	Respuesta	Datos de usuario
9	Respuesta	NACK: datos solicitados no disponibles
10		Reservado
11	Respuesta	Estado de enlace o demanda de acceso
12		Reservado
13		Reservado para uso especial
14		Servicio enlace no funciona
15		Servicio enlace no implementado

Fuente ABB. IEC 60870-5-101 (Unbalanced) Remote Communication Protocol for REC 523

El campo de direccionamiento, especifica la dirección de enlace. Su longitud puede ser de uno o dos Bytes, según lo definen los parámetros del sistema. Cuando un mensaje es transferido desde la estación primaria hacia la estación secundaria, el campo de direccionamiento determina la dirección de destino. Sin embargo, cuando el mensaje es transferido desde la estación secundaria, hacia la estación primaria, el campo de direccionamiento determina la dirección fuente.

La dirección de *broadcast* es la dirección utilizada por la estación primaria para enviar un mensaje a todas las estaciones secundarias que supervisa; esta es

siempre 255 (para un campo de direccionamiento de un Byte) o 65535 (para un campo de direccionamiento de dos Bytes). En la capa de enlace de datos, la dirección de *broadcast* es utilizada únicamente en las tramas de envío/ no-respuesta.

3.2.3 Capa de aplicación. La capa de aplicación contiene un número de “funciones de aplicación”, dentro de las cuales se incluye la transmisión de ASDU’s (Application Service Data Units), entre la fuente y el destino. Esta característica está implícita en el contenido en los campos identificadores de unidades de datos ASDU y en el tipo de servicio de enlace usado.

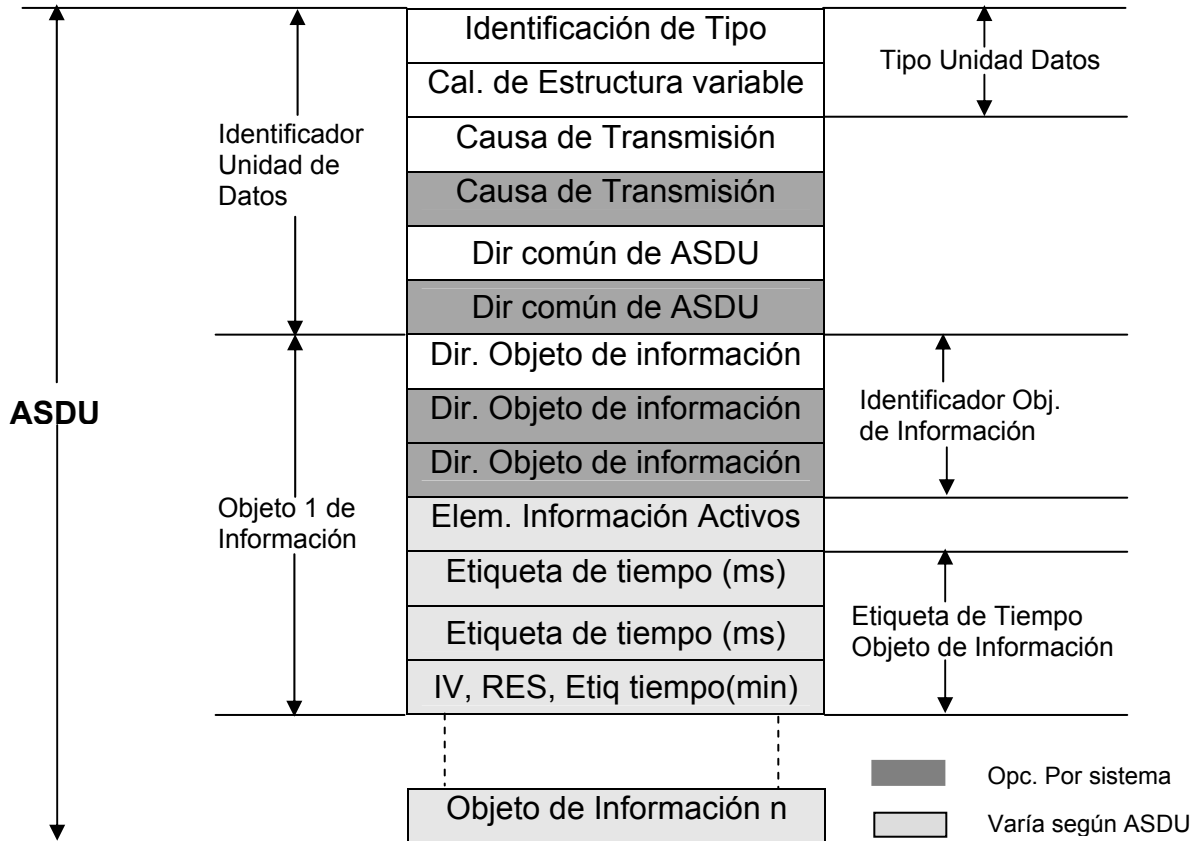
La unidad de datos del protocolo de enlace (LPDU), contiene un solo ASDU, el cual está compuesto de identificadores de unidades de datos y uno o más objetos de información.

- **ASDU (Unidades de Datos de Servicio de Aplicación)** En la figura 12 se muestran los diferentes parámetros que conforman un ASDU.

Identificaciones de tipo:

- Define la estructura, el tipo y el formato de los objetos de información.
- Un ASDU sin una correcta identificación de tipo es inválida.
- Los objetos de información pueden ser proporcionados con o sin etiquetas de tiempo.
- Rango de valores: 1-127 (valores estándar) y 128-255 (no definido, llamado rango privado).
- Para interoperabilidad completa, usar valores entre 1-127.

Figura 12. Parámetros que conforman un ASDU



Fuente ABB. IEC 60870-5-101 (Unbalanced) Remote Communication Protocol for REC 523

Calificador de estructura variable:

- El bit SQ (bit 8, MSB), especifica el método de direccionamiento para objetos /elementos de información.
- El valor de los siguientes 7 bits define el número de objetos / elementos en el ASDU (en el rango de 1-127).

Causa de transmisión:

- Dirige el ASDU hacia una tarea de aplicación específica (programa), para el procesamiento.
- El bit T (bit 8) especifica si hay o no hay transmisión de prueba.
- El bit P/N (bit 7) indica si la confirmación es positiva o negativa.

- El generador de direcciones en el siguiente byte es opcional.

Direccionamiento común de ASDU:

- Define la dirección de la estación.
- Tamaño: 1 o 2 bytes.
- Valores:
 - 0(cero) = No utilizado.
 - 1-254(65534) = Dirección de la estación.
 - 255(65535) = Dirección global (solo para transmisión).
- Una transmisión ASDU debe ser respondida con una dirección común específica (dirección de la estación).

Dirección de objeto de Información:

- Es utilizado como un objeto de dirección destino en la dirección de control y como un objeto de dirección fuente en la dirección de monitoreo.
- Tamaño: 1, 2 o 3 bytes.

Elementos de información

- El estándar define una serie de elementos de información utilizados
 - Los formatos definidos por el usuario también son posibles.
-
- **Elementos de información de aplicación.** Los elementos de información son cantidades representadas por tipos de datos predefinidos y códigos. Las cantidades variables pueden ser de los tipos: booleano, entero, número real, bit string, Byte string y tipos compuestos. Pueden ser distinguidos tres grupos de elementos de información: sencillo, secuencia y combinación.

El elemento de información sencillo puede ser por ejemplo, un comando, un evento, un estado, o un valor analógico.

El elemento de información de secuencia agrupa o comprime una cantidad bien definida de elementos de igual información y solo el primer elemento puede tener la definición de dirección de ASDU.

El elemento de información de combinación, contiene una cantidad bien definida de elementos de diferente información y en este caso también solo el primer elemento puede tener la definición de dirección de ASDU.

- **Funciones de aplicación básicas**

- Adquisición de datos por indagación (*polling*); la adquisición de datos por indagación es utilizada en los sistemas SCADA y también se usa cuando los procedimientos de transmisión de datos desbalanceados son utilizados para actualizar la estación primaria con el estado actual de las variables de proceso en la estación secundaria. La estación primaria indaga a la estación secundaria secuencialmente y la estación secundaria transmite datos solo cuando la han indagado.

La estación primaria indaga a la estación secundaria por datos de usuario clase dos, hasta que el bit ACD, es activado como mensaje de respuesta desde la estación secundaria. Cuando el bit ACD está activo, la estación primaria debe indagar por datos de usuario clase 1 hasta que el bit ACD es reseteado o cuando es excedido el máximo número de contadores de indagación para clase 1, especificados por un parámetro del sistema.

Después de esto, la estación primaria vuelve a indagar por datos de usuario clase 2 y de esta forma continúa la secuencia mientras la indagación este activa.

- Adquisición de eventos; los eventos ocurren espontáneamente en el nivel de aplicación de la estación secundaria, luego son almacenados, debido a que estos eventos pueden aparecer antes de que la estación primaria los solicite a la estación secundaria. En los sistemas de comunicación desbalanceada, la estación secundaria debe esperar siempre por una solicitud de transmisión desde la estación primaria.
- Interrogación general; las funciones de interrogación hacia la estación remota son utilizadas para actualizar la información, después del procedimiento de inicialización interna de la estación, o cuando la estación primaria detecta una pérdida de información. Es decir, al utilizar esta función, la estación primaria solicita a la estación secundaria que transmita los valores actuales de todas las variables de proceso que supervisa.
- Sincronización de tiempo; el reloj de la estación secundaria debe ser sincronizado con el reloj de la estación primaria, esto con el fin de proveer una correcta secuencia cronológica de eventos etiquetados con tiempo.

Los relojes son sincronizados inicialmente por la estación primaria, después de la inicialización del sistema, y son resincronizados periódicamente por medio de la transmisión de un comando de sincronización de reloj (ACT).

- Transmisión de comandos; un comando es utilizado en telecontrol para producir un cambio en el estado de los equipos operacionales, y también es utilizado para controlar determinados procesos. Los comandos pueden ser introducidos por un operador o por un procedimiento de supervisión

automático. Existen dos procedimientos para transmisión de comandos: comando directo y comando selección y ejecución.

Los comandos directos son utilizados para operaciones de control inmediato en la estación secundaria; por seguridad se hace un chequeo de la validez del comando y, de ser válido, se ejecuta la operación.

Los comandos de selección y ejecución (también llamados comandos de dos pasos), son utilizados para preparar una operación de control específica en la estación remota controlada, para chequear que la operación de control adecuada, ha sido preparada y de esta forma poder ejecutar el comando.

- Transmisión de totales integrados; un total integrado es un valor que ha sido integrado a través de un determinado periodo de tiempo. Existen dos parámetros diferentes por medio de los cuales se adquiere información de contadores: adquisición de totales integrados y adquisición de información incremental.
- Almacenamiento de parámetros del protocolo y enlace; cuando los valores de los parámetros de protocolo y enlace son cambiados, los nuevos valores son actualizados o entran a funcionar solo después de que son almacenados.
- Adquisición de retardo de transmisión; el valor de la corrección de tiempo es determinado por la suma del retardo de transmisión y del retardo interno del equipo. Este valor puede ser adquirido independientemente por parametrización o por medio de un procedimiento dinámico iniciado por la estación maestra.

4. EL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN NACIONAL Y LA SUBESTACIÓN

4.1 EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

Está compuesto por las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes interregionales y regionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios que se encuentran conectadas entre sí. Se encuentra dividido en centros de generación, sistema de transmisión nacional, sistemas de transmisión regional y sistemas de distribución local, además del CND y los CRD's, es decir hacen parte del sistema Interconectado Nacional todas las líneas que transportan energía, independiente del nivel de tensión que ellas manejen.

El Sistema de Transmisión Nacional (STN), es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica que está compuesto por las líneas, las subestaciones y sus equipos asociados que operan con tensiones iguales o superiores a 220 kV. Existen también los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL) los cuales están conformados por las líneas, subestaciones y sus equipos asociados que operan a niveles de tensión inferiores a 220 kV. Los STR difieren de los SDL en que los últimos son redes dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

A través del sistema interconectado nacional se envía también información por medio de los equipos de comunicaciones PLP (Portadora por Línea de Potencia). Este es un medio de transporte de información de baja capacidad que utiliza las líneas eléctricas de alta tensión. Además posee un sistema de control lógico basado en microprocesadores que permite controlar un conjunto de señales eléctricas, en cualquier sentido, para realizar la supervisión y el control de

cualquier dispositivo que se encuentre acoplado a él.

La central termoeléctrica de Paipa es una planta generadora centralizada. Cuenta con una subestación que forma parte del Sistema de Transmisión Nacional (con el anillo de 220 kV) y del Sistema de transmisión regional (con las líneas de distribución de 115 kV). Estos dos sistemas se encuentran interconectados por medio de 2 autotransformadores.

4.2 LA SUBESTACIÓN

Una subestación es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema de potencia, cuyo fin es transformar o distribuir la energía eléctrica.

Se pueden denominar según la función que desempeñan en subestaciones variadoras de tensión, subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito, o subestaciones mixtas las cuales realizan las dos funciones anteriormente mencionadas.

Antes de comenzar con la descripción de la subestación de la Central Termoeléctrica de Paipa, se definirán algunos elementos propios a dicha subestación para una mayor comprensión.

4.2.1 El disyuntor (interruptor). Es un elemento de protección y maniobra electromecánico destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, y también bajo condiciones de cortocircuito. El interruptor es junto con el transformador el dispositivo más importante de una subestación y determina el grado de confiabilidad que posee un sistema eléctrico de potencia. El manejo del disyuntor se realiza mediante los

circuitos de disparo (Trip) y de cierre (Close). Estos interruptores pueden ser controlados de manera local en la subestación o en forma remota desde el tablero de control.

Un disyuntor abre un circuito cuando las protecciones detectan que la intensidad de corriente excede el límite máximo, o desciende por debajo de un valor mínimo determinado, también cuando se invierte el sentido del flujo de potencia o cuando la tensión baja del límite inferior.

4.2.2 El seccionador. El seccionador es un aparato mecánico de conexión que sirve para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para realizar maniobras de operación o efectuar mantenimiento a los elementos de la subestación. Los seccionadores pueden abrir circuitos bajo tensión nominal, pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellos. Antes de abrir un juego de seccionadores es necesario abrir el disyuntor correspondiente. El seccionador es también capaz de conducir corrientes en las condiciones normales del circuito y de soportar por un tiempo determinado corrientes en condiciones anormales, por ejemplo la corriente de corto circuito.

4.2.3 El transformador y el autotransformador. Un transformador es un elemento electromagnético, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas de un valor a otro.

Cuando un transformador recibe energía eléctrica de AC a un alto voltaje, y entrega un voltaje más bajo, es denominado transformador reductor, y cuando el transformador recibe energía eléctrica AC a un bajo voltaje y la entrega a un voltaje más alto es denominado transformador elevador. Al usar transformadores es posible entregar potencia eléctrica a un voltaje relativamente alto; transmitir

esta potencia a un voltaje igual o superior al entregado, para que finalmente sea reducido a un nivel deseable para distribución y uso del consumidor final.

El autotransformador es un caso especial del transformador en la cual las bobinas del primario y el secundario se encuentran unidas. Tiene dos desventajas frente al transformador: una es que tiene una impedancia mucho menor que un transformador, la otra, es que los dos circuitos (primario y secundario) están eléctricamente y magnéticamente conectados, lo cual puede producir que el devanado común del primario y el secundario se abra produciendo un alto voltaje en el secundario. Los autotransformadores para propósitos de potencia son utilizados cuando los valores del primario y el secundario no están tan alejados por ejemplo 69kV y 115kV o 115 kV y 220 kV.

Tanto los transformadores como los autotransformadores poseen un cambiador de derivaciones, que es un mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Puede ser de operación automática o manual.

4.2.4 Transformadores de potencial (PT). Es un transformador devanado especialmente en el cual se encuentra un primario de alta tensión y un secundario de baja tensión. Son transformadores en los que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Sus funciones son transformar la tensión y aislar los elementos de medición y protección de los circuitos de alta tensión. El primario se conecta en paralelo con el circuito que se quiere controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición. El transformador de potencial posee un determinado grado de precisión y cada aplicación requiere una precisión diferente, por lo tanto es posible adquirir transformadores con diferentes niveles de precisión.

4.2.5 Transformadores de corriente (CT). Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de condiciones normales de operación, es proporcional a la corriente en el primario pero ligeramente desfasada. Su función es transformar la corriente y brindar protección a los instrumentos de protección y medición de los circuitos de alta tensión. El primario del transformador se conecta en serie con el circuito que se va a controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y protección que necesitan ser energizados. Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el aparato tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión y los demás se pueden utilizar para protección. Es conveniente que las protecciones diferenciales y de distancia se conecten a transformadores independientes. Los valores nominales de estos transformadores se definen como relaciones de corriente primaria a secundaria. Para los circuitos secundarios de los transformadores de corriente, los valores nominales son 5 y 1 A.

4.2.6 Descripción de la subestación. A continuación se presentará la descripción de la subestación, la cual fue realizada a partir del diagrama unifilar de la subestación.

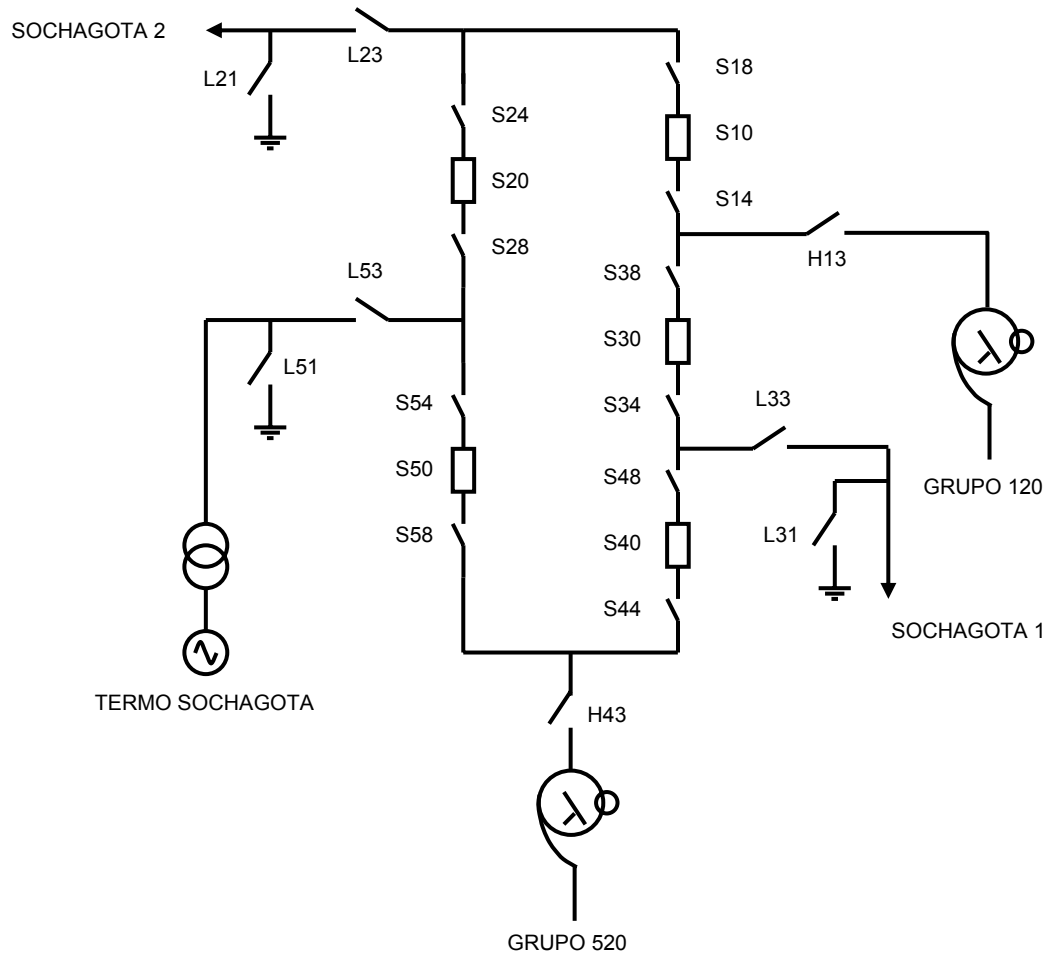
- **Anillo de 220 kV.** En el nivel de 220 kV el esquema de red utilizado es una red en anillo. La red está compuesta por cinco interruptores llamados S10, S20, S30, S40 y S50. Cada interruptor es aislado para mantenimiento por dos seccionadores.

- El interruptor S10 está asociado a los seccionadores S14 y S18.
- El interruptor S20 está asociado a los seccionadores S24 y S28.
- El interruptor S30 está asociado a los seccionadores S34 y S38.

- El interruptor S40 está asociado a los seccionadores S44 y S48.
- El interruptor S50 está asociado a los seccionadores S54 y S58.

Esta configuración puede verse en la figura 13.

Figura 13. Diagrama unifilar del anillo de 220 kV



Fuente Diagrama unifilar subestación Termopaipa

De cada uno de estos disyuntores se extraerá su posición (abierto o cerrado), el cual debe ser enviado como una señal de indicación doble; es decir, debe tener una entrada para indicar su posición abierta, y otra para su posición cerrada, también serán incluidas las alarmas asociadas a las protecciones eléctricas y

mecánicas de cada interruptor que serán enviadas como señales de discrepancia (on/off). De igual manera la posición de los seccionadores asociados a cada disyuntor debe ser enviada al CND por medio de la RTU, estas señales son de indicación doble.

La tensión de la barra de 220 kV (anillo) también debe ser incluida, como señal análoga para ser enviada al CND. Este valor se obtendrá a partir de los transformadores de potencial que se encuentran en las líneas asociadas a esta barra que se describirán a continuación.

En el anillo de 220 kV se cuenta con cinco salidas, una para la línea de Termo-Sochagota, dos mas para dos auto transformadores de 90 MVA y 180 MVA respectivamente y otras dos para las líneas de Sochagota I y II.

En cada una de estas líneas se debe hacer la medición de la potencia activa y reactiva; esto se realizará enviando las señales provenientes de los transformadores de medida asociados a cada línea a un transductor o a un IED el cual se encargará de interpretar dicha información y enviarla a la RTU.

Para cada una de las salidas de línea se cuenta con un seccionador y un seccionador de puesta a tierra, y para las salidas de los autotransformadores se cuenta con un seccionador.

- Los seccionadores de los autotransformadores son llamados H43 y H13.
- El Seccionador de la línea a Sochagota I es llamado L33 y el seccionador de puesta a tierra es llamada L31.
- El Seccionador de la línea a Sochagota II es llamado L23 y el seccionador de puesta a tierra es llamada L21.
- El Seccionador de la línea a Termo-Sochagota es llamado L53 y el seccionador de puesta a tierra es llamada L51. La red de Termo-Sochagota

está compuesta por el disyuntor 40ADA10GS100, los seccionadores de línea 40ADA10GS400 Y 40BAC00GS400, además de los seccionadores de puesta a tierra 40ADA10GS601, 40ADA10GS602, 40ADA10GS603 y 40BAC00GS602.

La posición de los seccionadores H43, H13, L33, L31, L23, L21, L53 y L51 debe ser enviada al CND como señales de indicación doble.

Además del estado de los seccionadores de la línea de Termo-Sochagota (L53 y L51), se debe enviar la información correspondiente a los elementos de maniobra asociados a dicha central de generación. Estos estados deben ser enviados como señales de discrepancia o señales dobles dependiendo de como están dispuestas en el PLC Fox que está ubicado en el tablero eléctrico, el cual contiene dicha información.

En el PLC Fox se encuentra también la información correspondiente a las corriente y el potencial que se está generando en Termo-Sochagota, esta información también debe ser incluida en la RTU como señal análoga bien sea mediante el uso de transductores o el uso de IED's.

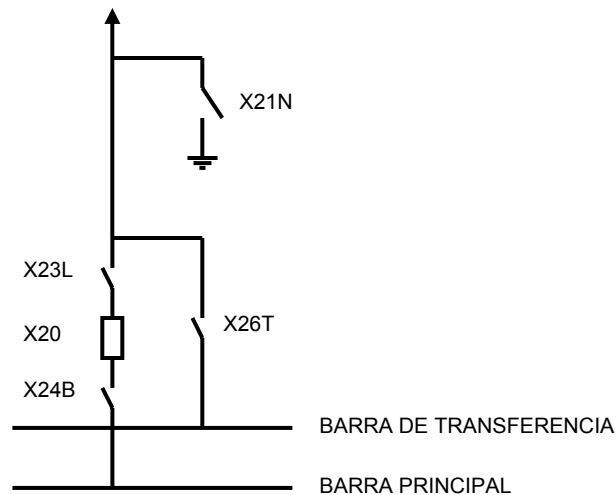
- **Barra De 115 kV.** En el nivel de 115 kV, la configuración es de doble barra, (barra principal y barra de transferencia). Se cuenta con ocho grupos de línea (uno de estos en construcción), un grupo acoplador de Barras, un grupo del auto transformador de 90 MVA, un grupo del auto transformador de 180 MVA y tres grupos de las unidades generadoras.

En las barras es necesario tomar la medida del voltaje, al igual que en el anillo de 220 kV esta información puede ser tomado de los transformadores de potencial asociados a las líneas de 115 kV. La señal proveniente de los transformadores de

potencial, es enviada a un transductor o IED para su interpretación y envío a la RTU.

A continuación se describen cada uno de los esquemas de los grupos de las líneas de 115 kV. La figura 14 muestra el primer esquema.

Figura 14. Esquema A para los grupos de las líneas de 115 kV



Fuente Diagrama unifilar subestación Termopaipa

El esquema A está compuesto por un disyuntor X20, un seccionador de la barra principal X24B, un seccionador de línea X23L, un seccionador de transferencia X26T y un seccionador de puesta a tierra X21N. El término X indica el número de grupo (ver tabla 4).

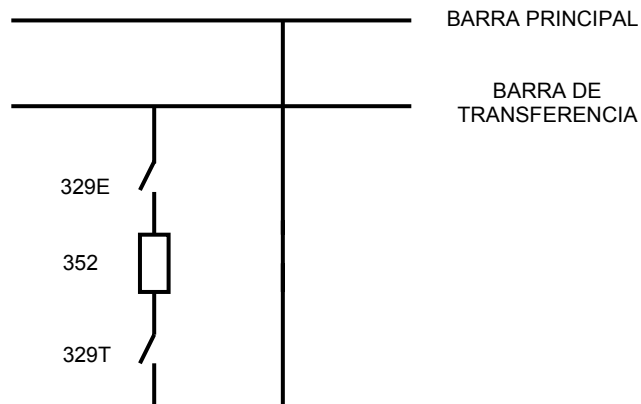
Serán incluidos dentro de la RTU la posición de los seccionadores de barra X24B, de línea X23L, de transferencia X26T y el seccionador (cuchilla) de puesta a tierra X21N, así como la posición del disyuntor X20, como señales de indicación doble. Además se incluirán las alarmas pertenecientes al disyuntor como señales de discrepancia. Estas señales se obtendrán del tablero eléctrico de la central. Aparte de las señales mencionadas anteriormente se debe proveer información del

estado Local-Remoto del disyuntor. Esta información debe ser enviada como señal de indicación doble, pero debe ser tomada desde la subestación ya que no se encuentra en el tablero eléctrico.

Las señales analógicas que se tomarán de estas líneas son la potencia activa y la potencia reactiva de las mismas.

En la figura 15 se muestra el segundo esquema.

Figura 15. Esquema B para los grupos de la línea de 115 kV



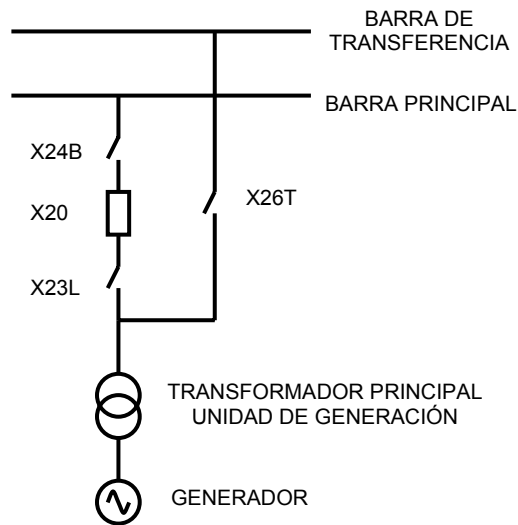
Fuente Diagrama unifilar subestación Termopaipa

El grupo del acoplador de barras está compuesto por el disyuntor 352, el seccionador de la barra principal 329B y el seccionador de la barra de transferencia 329T.

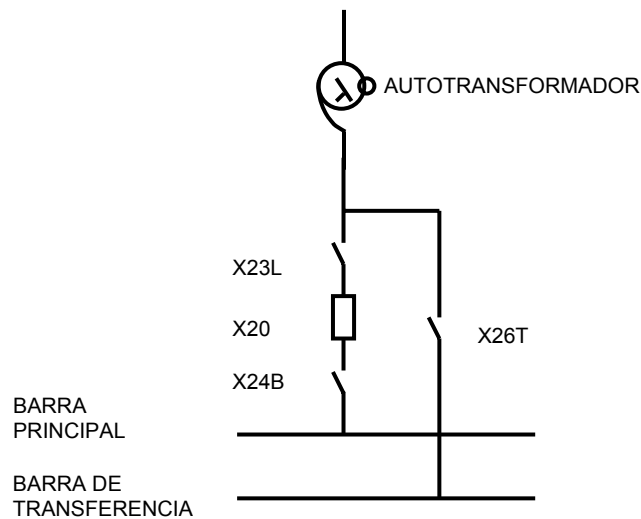
Las señales procedentes de las posiciones del disyuntor y de los seccionadores serán enviadas como señal de indicación doble, y las alarmas asociadas a las protecciones eléctricas y mecánicas del disyuntor, serán enviadas como señales de discrepancia.

En la figura 16 se muestra el tercer esquema.

Figura 16. Esquema C para los grupos de las líneas de 115 kV



(a) Esquema para unidad generadora



(b) Esquema para autotransformadores

Fuente Diagrama unifilar subestación Termopaipa

El esquema C muestra la configuración de los grupos de los autotransformadores (figura 16 b) y de las unidades generadoras (figura 16 a). Estos grupos están conformados por el disyuntor X20, el seccionador de la barra principal X24B, el seccionador de línea X23L y el seccionador de la barra de transferencia X26T. El término X indica el número de grupo (ver tabla 4).

En los grupos que usan los esquemas mostrados en la figura 16, además de las señales digitales del grupo (que se tomarán de igual manera que en los esquemas anteriores), se requiere la señal análoga correspondiente a la potencia activa y reactiva de la línea. En los grupos asociados a los autotransformadores (figura 16 b) que unen las líneas de 220 kV con las líneas de 115 kV, se debe incluir el estado local-remoto del cambiador de tomas del autotransformador, así como la posición del cambiador. Esta información será enviada como un dato BCD de al menos 6 bits, para permitir la codificación de las 21 posiciones del cambiador del autotransformador.

Para determinar la posición del cambiador de derivaciones del autotransformador se utiliza un circuito lógico con el fin de realizar la codificación BCD. Debido a los niveles de tensión con los cuales se trabaja en la subestación no es posible utilizar compuertas lógicas así que se utiliza un circuito basado en diodos para producir la codificación. El circuito utilizado se muestra en la figura 17, fue suministrado por Interconexión Eléctrica S.A. y diseñado por Pablo Aguirre para la central termoeléctrica de Paipa.

La tabla 4 presenta un compendio de los diferentes grupos que integran la red de 115 kV. Esta tabla presenta también las señales digitales que serán tomadas de cada grupo, especificando cuáles de estas señales deben ser enviadas como señales de indicación doble y cuáles como señales de discrepancia. La tabla no especifica las alarmas asociadas a cada grupo, pero sí especifica el elemento al cual están relacionadas. Estas alarmas son indicadores para las protecciones eléctricas y mecánicas del elemento al que está asociada.

El grupo de la línea de San Antonio-Higueras posee además de la configuración mostrada en la tabla un seccionador denominado 1123A el cual también debe ser incluido para el listado de señales dobles.

Tabla 4. Grupos de las líneas de 115 kV

Nombre	Grupo N° (X)	Esquema Usado	Señales de indicación doble							Señales de discrep. ⁴ (Alarmas)
			Disy. ¹	Secc. de línea	Secc. de barra	Secc. ² de transf. ³	Secc. de puesta a tierra	Estado local / remoto	Estado auto ⁶ / manual	
Autotransf. ⁵ 180 MVA	1	C	120	123L	124B	126T	--	120	Autotransf.	120 y autotransf.
Barbosa	2	A	220	223L	224B	226T	221N	220	--	220
Belencito	3	A	320	323L	324B	326T	321N	320	--	320
Generador U II	4	C	420	423L	424B	426T	--	420	--	420
Autotransf. 2 90 MVA	5	C	520	523L	524B	526T	--	520	Autotransf.	520 y autotransf
Generador U III	6	C	620	623L	624B	626T	--	620	--	620
Tunja	7	A	720	723L	724B	726T	721N	720	--	720
Sideboyacá	8	A	820	823L	824B	826T	821N	820	--	820
Generador U I	9	C	920	923L	924B	926T	--	920	--	920
Sogamoso	10	C	1020	1023L	1024B	1026T	--	1020	--	1020
Higueras	11	A	1120	1123L	1124B	1126T	1121N	1120	--	1120
Directo San Antonio	12	A	1220	1223L	1224B	1226T	1221N	1220	--	1220
Transferencia	--	B	352	--	329B	329T	--	352	--	352

¹ Disyuntor.

² Seccionador.

³ Transferencia.

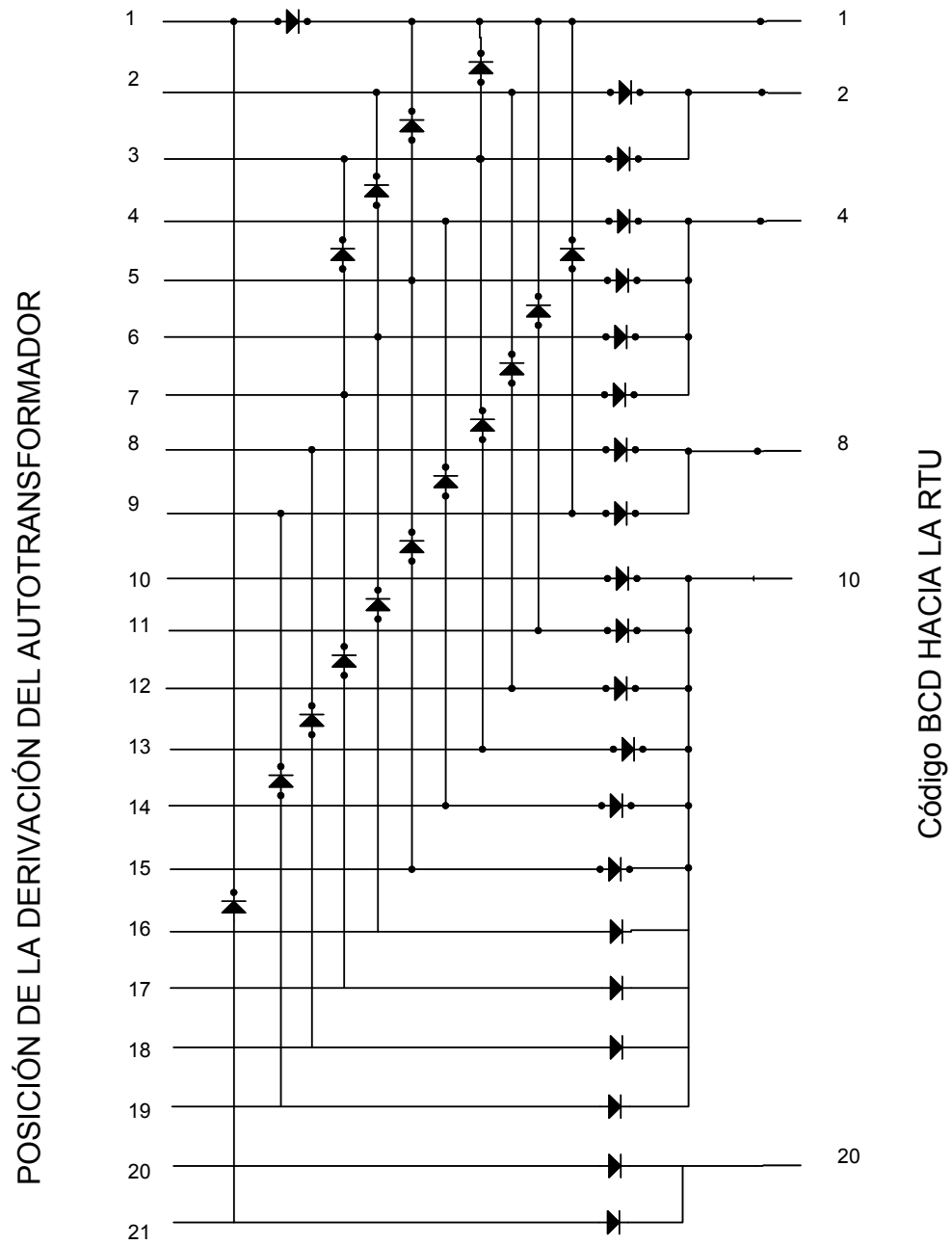
⁴ Discrepancia.

⁵ Autotransformador.

⁶ Automático.

Fuente Autores

Figura 17. *Década de Diodos*



Nivel de tensión utilizado: 125 VDC

Fuente ISA

5 REQUISITOS TÉCNICOS DE LA RTU

Un aspecto importante de este trabajo consiste en la elaboración de las especificaciones técnicas para realizar las invitaciones a licitación y adquirir la RTU que se desea instalar en la Central Termoeléctrica.

A continuación se establecerán los requisitos que debe cumplir la RTU, a partir de las normas CREG y la reglamentación vigente.

5.1 LOCALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS

El lugar para la ejecución de esta obra es la central termoeléctrica de Paipa (Termopaipa), que se encuentra ubicada en el kilómetro 3 vía Paipa – Tunja, propiedad de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. (hasta la fecha de culminación de la práctica).

La RTU será instalada en el tablero eléctrico de la central. La temperatura promedio de este sitio es 14 °C, la altura sobre el nivel del mar es de 2525 m y presenta una humedad relativa del 74 %. El equipo ofrecido debe garantizar que puede trabajar bajo estas condiciones ambientales.

5.2 FUENTES DE ALIMENTACIÓN

- La norma IEEE std 37.1-1994 establece los siguientes rangos de voltaje para las fuentes de alimentación de las RTU's:

- 120/240 VAC \pm 10% en una fase a 60/50 Hz \pm 1%.21 a 29 VDC (24 VDC nominal).
- 42 a 58 VDC (48 VDC nominal).
- 105 a 145 VDC (125 VDC nominal).
- 210 a 290 VDC (250 VDC nominal).

En la subestación hay disponible un banco de baterías que suministra una tensión nominal de 125 VDC. La RTU debe ser capaz de soportar, sin ningún daño o error, variaciones del nivel de voltaje dentro de los límites especificados (105 VDC - 145 VDC), también debe soportar la inversión de la polaridad sin que halla daño en el equipo.

Las interfases de potencia eléctrica deben ser diseñadas para resistir las pruebas de SWC (Capacidad de Resistencia a Sobretensión), sin daño o fallas en la operación de la RTU. Estas pruebas están establecidas en el estándar IEEE std 37.90.1-1989, en el cual se definen las señales de prueba oscilatoria y de prueba de transitorio rápido.

El ruido eléctrico generado internamente por la RTU, que aparece en los terminales utilizados para energizar las entradas a contacto seco, debe ser menor del 1.5% del valor pico a pico de la fuente de alimentación externa, como lo especifica la norma IEEE std 37.1-1994.

5.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES

El equipo ofrecido debe ser una RTU de diseño modular, con módulos independientes para el procesador, comunicaciones, entradas y salidas tanto digitales como analógicas. También debe permitir el cambio de los diferentes módulos sin necesidad de reprogramación o recableado.

La RTU ofrecida debe estar dentro de las marcas y referencias homologadas y certificadas por el CND antes de la fecha de presentación de la propuesta. Debido a que el CND está buscando realizar el proceso de renovación tecnológica de las unidades terminales remotas, esta homologación y certificación es otorgada luego de cumplir con una serie de pruebas que consisten en la interconexión de la RTU al sistema SINAUT SPECTRUM del CND, buscando realizar todas las pruebas establecidas en el perfil de interoperabilidad del protocolo IEC 60870-5-101. La empresa que participe debe presentar dentro de la propuesta, el perfil del protocolo de comunicación con el CND, con los ítems que el equipo soporta; esto con el fin de seleccionar la opción que se adapte a las necesidades de la empresa. El formato del perfil del protocolo se muestra en el anexo C del presente documento.

La RTU debe soportar varios lenguajes de programación, que le permitan al programador realizar rutinas de automatización sencillas. Para esto se requiere que el equipo permita la programación de estas rutinas por medio de los lenguajes estipulados por la norma IEC 1131-3. Los lenguajes de programación establecidos en esta norma son: ladder (LD), diagrama de bloques funcionales (FBD), bloques secuenciales (SFC), lista de instrucciones (IL), y estructurado (ST). Además el software no debe pertenecer a una marca específica.

El equipo deberá tener la función de secuencia de eventos SOE. Además, los cambios de estado de las señales seleccionadas a ser parte del SOE (interruptores, seccionadores y alarmas de protección) deberán transmitirse a los centros de control con una etiqueta de tiempo, la cual debe contar con una resolución de 1 milisegundo o mejor, como lo establece la resolución CREG 25-1995 en el anexo 6 del código de conexión. La sincronización del reloj del SOE se puede hacer satelitalmente mediante GPS o por medio de una señal de sincronización enviada por la estación maestra a través del protocolo de comunicación.

La RTU debe tener la capacidad de realizar las siguientes funciones:

- Teleseñalización.
- Telecontrol.
- Telemetría.
- Telecontaje.

La RTU debe enviar al centro de control las señalizaciones de la disponibilidad de los distintos módulos que configuran la misma.

Cuando la estación maestra se reinicia ante una falla del suministro de potencia o una falla del sistema, la RTU forzará el envío a las estaciones maestras CND y CRC de todos los datos de posición de equipos, medidas y alarmas, que tenía justo antes de alguna de estas eventualidades. Se requiere que cuando la comunicación entre la estación maestra y la estación remota se restablezca, la estación remota solo responda a la estación maestra en el momento en que la información esté completamente cargada, con el fin de que la interrogación general enviada por la estación maestra sea recibida adecuadamente por la estación remota.

El buffer para eventos debe ser usado para que la RTU en caso de pérdida de comunicaciones almacene los eventos con su etiqueta de tiempo y al restablecerse el enlace estos sean enviados a la estación maestra con el registro del tiempo con que fueron adquiridos y así garantizar que no se pierdan eventos. Se debe aclarar en la propuesta la capacidad y forma de trabajar del buffer para eventos. Con respecto a dicha capacidad se espera que el buffer tenga capacidad de almacenar por lo menos 2000 eventos.

Toda señal captada o producida por la RTU, debe tener un texto alfanumérico asociado, en base de datos, de modo que ante un cambio de estado de una señal

o la ejecución de un mando, quede debidamente registrado y opcionalmente, listado por impresora, con un ítem que indique el tiempo del suceso con su correspondiente estado final de la señal y el texto que la identifica. Este registro histórico podrá consultarse localmente y a distancia, para buscar información selectiva.

De ser necesario se debe disponer de un contacto de entrada digital (ON/OFF) con el fin de monitorear la posición del selector local / remoto de la RTU. Esta información deberá reportarse al centro de control.

Los datos que serán transmitidos a los centros de control deben poder permitir la configuración de su envío ya sea por medio de transmisiones espontáneas cuando se presente algún cambio en los estados de las variables supervisadas, o por transmisión cuando la estación maestra lo solicite; además, permitir al centro de control, filtrar las señales que no desee recibir para evitar su transmisión.

La RTU debe soportar el envío de datos por excepción, es decir el envío de las entradas que han cambiado de estado desde la última vez que fue interrogada por la estación maestra. Al utilizar esta opción de configuración, se puede reducir el tiempo requerido para hacer un ciclo completo de interrogación general (solicitud de la información desde la estación maestra y recepción en la estación maestra de la información enviada por las RTU's).

5.4 MÓDULOS DE COMUNICACIONES

La RTU deberá equiparse con un módulo independiente con mínimo dos puertos de comunicación bajo protocolo IEC 60870-5-101, el cual es recomendado por el IEEE y reglamentado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Estos puertos serán utilizados para establecer el enlace entre la subestación y los centros de despacho (CND y CRD).

En la propuesta se debe especificar el cumplimiento de las características del protocolo, su estructura, formatos de datos, capacidad de detección de errores, configuración y demás parámetros de comunicación con el CND.

Es necesario que el módulo de comunicaciones presente una seguridad de transmisión utilizando código Hamming con una distancia $d=4$.

Los datos adquiridos por la RTU serán solicitados periódicamente por el CND para construir una base de datos, utilizando mensajes de secuencias de intercambio maestro / remoto el cual podrá ser iniciado por la estación maestra ubicada en los centros de control o serán enviados por defecto, según el modo de operación seleccionado.

Los puertos de enlace de la RTU bajo el protocolo IEC 60870-5-101 podrán ser configurados con las siguientes opciones:

- Simples
- Redundantes
- Esclavos hacia los centros de control.
- Maestros hacia dispositivos electrónicos inteligentes.

El módulo de comunicación IEC 60870-5-101 debe permitir:

- La operación y control de la subestación remotamente mediante conexión permanente desde centros de control.
- Configurar sus puertos como esclavos o como maestros.
- Configurar sus puertos para trabajo en redundancia.

- El intercambio de información y señalizaciones así como la recepción de comandos.
- La escogencia o filtrado de la información que será solicitada por cada uno de los centros de control a la RTU.
- Capacidad de ADS (auto dial service) marcación automática de esclavo a maestro ó maestro esclavo usando la red telefónica pública conmutada.
- La base de datos de los objetos de información (ASDU) debe residir en la CPU del módulo controlador de la RTU.
- Sincronización del módulo vía protocolo o GPS.

5.5 SINCRONIZACIÓN GPS

La RTU debe tener un reloj interno para etiqueta de tiempo y coordinación de recolección de datos. Este reloj debe estar sincronizado por GPS. La etiqueta de tiempo de los eventos SOE debe tener una resolución mayor o igual a +/-1 milisegundo y debe permitir formato de tiempo relativo y formato de tiempo absoluto.

Para la marcación en tiempo real de los eventos, la RTU debe tomar la señal del reloj sincronizada por satélite. Si se pierde la sincronización proveniente del reloj, la RTU debe estar en capacidad de ser sincronizada por la estación maestra a través del protocolo de comunicación con el CND. La señal de falla del GPS debe ser enviada al CND y desplegada localmente.

El reloj sincronizado por satélite GPS debe ser una unidad de radio receptora compacta que incluya una antena con soporte para montaje a la intemperie, procesador y fuente, provisto con salidas adecuadas para sincronizar la RTU.

5.6 MÓDULOS DE ENTRADAS DIGITALES

Como se mencionó en el ítem 2.2.1 del presente documento, por medio de la RTU será enviada al CND la información del estado y/o posición de los diferentes elementos de la subestación. La información requerida es la siguiente:

- Posición de los seccionadores y disyuntores que conforman la subestación, el estado (local o remoto) de los disyuntores y el estado (automático o manual) de los autotransformadores que están asociados a las líneas de 220 y 115 kV. Esta información será tomada como señal de indicación doble, por lo cual se hace necesario tener 2 entradas digitales para cada una de ellas.
- Las alarmas asociadas a las protecciones de los disyuntores. Para esta información se usarán señales de indicación sencilla (discrepancia), razón por la cual solo es necesaria una entrada digital por cada una de ellas.
- La posición de las derivaciones de los autotransformadores que enlazan las líneas de 220 y 115 kV. Esta posición será enviada por medio de una codificación binaria BCD, por lo cual se requieren mínimo 6 entradas, una para cada bit de dicha codificación. La RTU debe disponer además de la posibilidad de que la indicación de la posición de las derivaciones, se trate como una entrada analógica.

Los módulos de entrada digital deben disponer del software adecuado para diferenciar y procesar la información mencionada anteriormente.

Los módulos de entradas digitales deben soportar un rango de tensión entre 64 y 154 VDC para las señales provenientes de los equipos de la subestación. Sin embargo, en el tablero se suministra un voltaje de 125 VDC de tal manera, si las

entradas requieren otro voltaje, la fuente necesaria para esto debe ser suministrada por el contratista. Las entradas digitales de la RTU deben ser optoacopladas, con el fin de aislar los voltajes que se presentan en las entradas de los demás componentes tanto del módulo como de la RTU.

Cada módulo debe tener una indicación luminosa del estado actual en que se encuentran las entradas y el estado del módulo, es decir si se encuentra en falla u operando correctamente.

El módulo debe estar en capacidad de detectar cambios en la señal de entrada dentro de un tiempo programable que oscila entre 2 y 128 ms. La etiqueta de tiempo de la entrada digital, corresponderá al inicio del cambio de la señal.

En total se requieren 126 entradas digitales para las alarmas asociadas a los disyuntores, 12 para la posición de las derivaciones de los autotransformadores y 202 entradas para las 101 señales de indicación doble consideradas inicialmente, para un total de 340 entradas digitales. Se requiere una reserva instalada del 25% del total anterior es decir, 85 entradas digitales más. Además se desea que la RTU permita ampliaciones futuras como mínimo del 50% de la capacidad instalada. Estos porcentajes de reserva no corresponden a un valor establecido en alguna reglamentación sino a un valor estimado.

5.7 MÓDULOS DE SALIDAS DIGITALES

La RTU debe tener la capacidad de generar órdenes de mando sobre los elementos eléctricos de las subestaciones, tales como interruptores, seccionadores, reguladores de los transformadores y otros, soportando las siguientes salidas de comando:

- Comandos de elementos de dos estados.
- Comandos de subir / bajar.
- Comandos de setpoint.

Cada módulo debe tener una indicación luminosa del estado actual en que se encuentran las salidas, y si el módulo se encuentra en falla o no.

Se requiere que los módulos de salidas digitales manejen una tensión de salida de 125 VDC para integrar a los circuitos de control. Se pueden aceptar módulos de salidas digitales con otros voltajes siempre que se adicionen relés de interposición aptos para 125 VDC.

5.8 MEDICIONES

Las mediciones son utilizadas para describir una cantidad física que varía de manera continua. Según lo reglamentado en las resoluciones de la CREG es necesario enviar la siguiente información analógica de la subestación:

- Potencia activa y reactiva de líneas de transmisión y autotransformadores.
- Voltaje en las barras de la subestación.

Para dar cumplimiento a este requisito es necesario utilizar transductores o IED's que permitan codificar el valor tomado de los transformadores de medida, y posteriormente enviar dicha información a la RTU para ser transmitida al centro de control.

En total se requiere medir la potencia activa y la potencia reactiva a las 7 líneas de transmisión, la potencia en los lados de alta y baja tensión del autotransformador, la potencia en las 3 líneas de salida del anillo, y la potencia en los transformadores

principales de las unidades de generación. Además se requiere, en el nivel de 115 kV, medir la tensión en la barra principal y en la barra de transferencia; también se requiere la tensión en el anillo de 220 kV

La adquisición de esta información analógica puede hacerse por medio de transductores conectados a entradas analógicas o por medio de IED's enlazados a la RTU por un protocolo de comunicación estándar.

El contratista deberá presentar dos opciones para la implementación de las mediciones analógicas: una mediante transductores que vayan a un módulo de entradas analógicas y la otra por medio de medidores multifuncionales que se enlacen con un módulo de comunicaciones.

5.8.1 Módulos de entradas analógicas. La RTU debe estar en capacidad de soportar módulos de entradas analógicas que incluyan conversores análogo / digital, los cuales deben tener una resolución digital de al menos 12 bits, como lo define el estándar IEEE std 37.1-1994.

Las salidas de los transductores que se utilicen para realizar las medidas deben ser compatibles con los módulos de entradas analógicas.

Los módulos de entradas analógicas deben poderse configurar en valores normalizados de:

- Lazos de corriente 4-20 mA, +/-20 mA.
- Entradas de voltaje +/- 10V, +/- 5V, 1...5 V.

La RTU debe permitir la transmisión de la información de las mediciones en formato normalizado o en formato escalado. En el formato normalizado se tienen

valores entre -1 y 1 si la representación es bipolar y valores entre 0 y 1 si es unipolar. En el formato escalado, los valores obtenidos dependen del número de bits de resolución, además cuando la representación es bipolar, también se debe tener en cuenta el formato usado para representar números negativos.

5.8.2 Medidores multifuncionales. La RTU debe comunicarse con medidores multifuncionales o IED's bajo protocolo de comunicación abiertos y estandarizados, tales como Modbus RTU, DNP 3.0, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, entre otros, con puerto integrado RS485. Se deben incluir los respectivos conversores RS485 a RS232 en caso de que el equipo no lo presente. Los medidores multifuncionales deben tener la precisión requerida y la capacidad de transmitir los parámetros eléctricos mostrados en la tabla 5.

Tabla 5. Parámetros eléctricos y Precisión requerida de los IED's

Parámetros eléctricos	Precisión
Valores eficaces de corriente y tensión	+/- 0.50 %
Factor de potencia	+/- 0.50 %
Frecuencia	+/- 0.50 Hz
Potencia activa y potencia reactiva	+/- 0.50 %
Valores de energía activa y reactiva	+/- 0.50 %
Demás variables disponibles en los medidores	+/- 0.50 %

Fuente. Autores

Los medidores multifuncionales deben ser alimentados a 125 VDC, y deben ser conectados a los circuitos de los transformadores de corriente y potencial de la subestación.

Cada medidor multifuncional debe tener un puerto que permita instalar un display para la visualización local de las medidas. Se debe incluir en la RTU mínimo un

display provisto de puerto de comunicación de interfaz con el medidor multifuncional.

Los medidores multifuncionales deberán ser aptos para conectarse a transformadores de potencial de la siguiente manera:

Tabla 6. Tensión nominal de los PT's

Tensión nominal	Cantidad de PT's
$115/\sqrt{3}$ V	4
$110/\sqrt{3}$ V	5
$150/\sqrt{3}$ V	1
$100/\sqrt{3}$ V	5

Fuente Autores

Los medidores multifuncionales deberán ser aptos para conectarse a transformadores de corriente de la siguiente manera:

Tabla 7. Corriente nominal de los CT's

Corriente nominal	Cantidad de CT's
5 A	13
1 A	2

Fuente Autores

5.8.3 IED's existentes. En la actualidad Termopaipa posee las protecciones de línea ABB 511 y la protección diferencial 561 para las líneas correspondientes a Sochagota I y Sochagota II. Estas protecciones se comunican mediante el

dispositivo RAD SPD-703-1 mediante el puerto RS530 DTE. Además, se cuenta con las protecciones del autotransformador SIPROTEC 75J61, 75J64 Y 7UT61.

La RTU ofrecida debe tener la opción de poder acceder a esta información mediante comunicación serial con los dispositivos electrónicos inteligentes. Debe soportar los protocolos que manejan estos equipos, con el fin de garantizar compatibilidad entre el módulo de comunicación y los IED's existentes.

5.9 GABINETES Y ACCESORIOS.

Será parte del suministro de la RTU, el gabinete donde se instalarán los diferentes módulos que conforman la RTU (unidad central de procesamiento, fuentes de alimentación, módulos de comunicaciones, módulos de entrada/salida, etc.).

El gabinete debe ser cableado completamente y los cables para conexiones a otros gabinetes se deben llevar a borneras. Todo el cableado debe ser debidamente marcado, tendido en forma ordenada, sin empalmes y con arreglo uniforme de los circuitos.

5.10 DOCUMENTACIÓN

Una vez realizadas las pruebas y puesta en servicio, el contratista deberá entregar los planos en formato DWG para ser procesados por AUTOCAD 14 o superior. Los planos al igual que toda la documentación y manuales debe suministrarse en tres copias en discos compactos (CD), y tres copias en papel con la identificación del archivo de origen.

El contratista debe presentar para aprobación la "Lista de documentos", la cual debe incluir al menos la siguiente documentación:

- Cronograma de actividades
- Planos eléctricos
- Diagramas unifilares
- Diagramas de circuito
- Modificaciones de diagramas de circuito existentes
- Tablas de cableado interno y externo
- Planos para archivo
- Manuales de operación y mantenimiento
- Manuales funcionales
- Plan de pruebas
- Informe de pruebas

5.11 ENTRENAMIENTO

El personal encargado de realizar las pruebas en sitio y puesta en servicio de la RTU deberá realizar un curso de instrucción y entrenamiento dirigido a los operarios e ingenieros, encargados de la operación del equipo, enfocada al mantenimiento y la operación de la RTU y los equipos asociados. También debe hacerse una introducción y adiestramiento en los diferentes software de parametrización y configuración, tanto de la RTU como de los diferentes IED's utilizados en la ejecución de este proyecto.

En la propuesta, el contratista debe incluir una lista de los elementos necesarios para la realización de este curso, especificando además la duración y el número de personas al cual será dirigido.

5.12 REPUESTOS

El Contratista deberá presentar precios unitarios de los repuestos solicitados en la tabla 8.

Tabla 8. Repuestos

Cantidad	Descripción
1	Módulo procesador (CPU).
1	Módulo de comunicaciones IEC 870-5-101.
1	Módulo de comunicaciones para IED's
1	Módulo de entradas analógicas (opcional).
1	Transductor utilizado (opcional).
1	Módulo de entradas digitales.
1	Módulo GPS.
1	IED's utilizados (Opcional).

Fuente Autores

En la propuesta se debe presentar una lista de repuestos indicando la descripción, referencias o número de catálogo y marcas. También se debe indicar los repuestos mínimos que permitan conservar el porcentaje de disponibilidad requerido (98% anual). De igual forma debe cotizar repuestos recomendados que el Contratista considere necesarios para el mantenimiento del sistema.

La empresa se reserva el derecho de compra de dichos repuestos en el momento de la compra del equipo.

6 CONCLUSIONES

Los sistemas SCADA constituyen una herramienta importante para el control supervisorio de las variables de los procesos, centralizando la supervisión y facilitando de esta manera la planeación y el control de los mismos.

La RTU es un equipo muy versátil que puede operar como esclavo, enviando información a un centro de control, que se encuentra en un nivel superior de jerarquía, o trabajar como estación maestra, interrogando y extrayendo información de otras RTU's o dispositivos electrónicos inteligentes (IED's)

Tener una adecuada visualización del estado de los elementos de un proceso es importante para evitar accidentes, que pueden acarrear pérdidas tanto económicas como humanas.

En los equipos de supervisión, el correcto funcionamiento de los componentes hardware, es tan importante como la exactitud de los datos que serán compartidos para realizar una supervisión adecuada de los procesos.

Las normas y reglamentaciones son herramientas importantes que garantizan una estandarización de los elementos y los sistemas, logrando así una mayor interacción y compatibilidad entre ellos. En el caso de Colombia las normas que

rigen los equipos de supervisión y control están consignadas dentro de las resoluciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Es importante contar, para la transmisión digital, con un código de detección y corrección de fallas que garantice que los datos compartidos estén libres de errores no detectados, que al afectar la información, produzcan una equivocación en la planeación o control por parte del operador.

Un aspecto limitante en el estudio de la reglamentación vigente, radica en la dificultad para acceder a algunas normas debido a su costo. En muchos casos, solo se cuenta con un resumen de los documentos, los cuales omiten información que puede resultar relevante

A partir de lo estipulado en la reglamentación vigente y el diagrama unifilar de la subestación, se determinaron las entradas digitales y las entradas analógicas que serán supervisadas por medio de la RTU.

Es importante a la hora de definir las especificaciones técnicas de un equipo de supervisión y control, considerar algunas características tales como capacidad de expansión, reserva instalada o tamaño del buffer para almacenamiento de eventos, las cuales no están definidas en ninguna reglamentación. A partir de una revisión de las necesidades de la empresa y previendo cambios en la reglamentación en cuanto a las señales de supervisión y expansiones futuras se determinaron dichas características.

6.1 EXPERIENCIA DE LA PRÁCTICA EMPRESARIAL

Durante la primera parte de este proyecto se realizó la etapa de documentación. Esta etapa fue realizada en la ciudad de Bucaramanga, previo al arribo a la empresa.

Inicialmente se realizó una revisión preliminar del documento “EVALUACIÓN DE LAS UNIDADES TERMINALES REMOTAS, Documento ISA UENCND 2000-065”, documento realizado en Medellín de Marzo 9 del año 2000 y se estudiaron algunas definiciones acerca de los sistemas de monitoreo y control; además se revisaron los conceptos básicos acerca de las unidades terminales remotas.

Durante la primera semana, después de llegar a la empresa, se realizó el reconocimiento de la planta, se conoció la organización jerárquica de la empresa y los diferentes departamentos que la conforman, dentro de los cuales se encuentran la dirección de generación, el departamento eléctrico, mecánico, servicios técnicos, entre otros. Se realizó además la correspondiente presentación del personal de las diferentes dependencias, así como también, una descripción de las partes que constituyen la subestación y las unidades generadoras, junto con la correspondiente explicación de los procesos asociados. Finalmente se asistió a una charla de seguridad industrial, muy importante para evitar cualquier tipo de accidente que se pudiera presentar dentro de la empresa.

La empresa asignó un lugar de trabajo para el desarrollo del proyecto, ubicado en el taller de instrumentos. El jefe encargado de este taller desempeñó un papel importante dentro de la ejecución del proyecto, ya que facilitó la información disponible en la empresa para llevar a cabo el proyecto. De la misma manera el jefe del taller de mantenimiento eléctrico, prestó su colaboración en aspectos tales como la explicación de planos, identificación de señales en el tablero eléctrico, etc.

Posteriormente se inició la etapa de documentación acerca de la unidad terminal remota encargada del monitoreo y supervisión de señales en la central termoeléctrica.

La unidad terminal remota encargada de realizar este proceso es la RTU INDACTIC 33/41, la cual se encuentra actualmente en la empresa. Físicamente la RTU consta de tres cabinas individuales en las cuales se encuentran los transductores, los módulos y las fuentes de alimentación necesarias para el funcionamiento del equipo.

Se realizó un estudio de los diferentes módulos que constituyen la RTU con el fin de conocer completamente su funcionamiento y además esta información fue muy importante como base para iniciar el proceso de estudio del nuevo sistema de supervisión.

A continuación se realizó un contacto con el CND, puesto que en la subestación no se encontraron planos ni tablas que relacionaran las señales que se están enviando en la actualidad. La demora de esta información, detuvo un poco el desarrollo normal del proyecto.

Posterior a la identificación de estas señales se procedió a la revisión de la normatividad asociada a los sistemas de supervisión y control. Las normas CREG 80 de 1999 y CREG 25 de 1995 (código de conexión), son las encargadas de detallar todos los aspectos relacionados el sistema de monitoreo y control, así como la forma en que se debe hacer la transmisión de datos. Estas normas fueron de gran utilidad puesto que se necesitaba saber cuáles de las señales, exigidas por la CREG, faltaban por implementar desde la subestación o desde el tablero eléctrico.

Según la reglamentación emitida por la CREG en lo concerniente a señales de supervisión y control, se procedió al reconocimiento de las señales de indicación doble (posición de seccionadores, disyuntores y estado local remoto de los disyuntores), además las señales de discrepancia o de indicación sencilla (alarmas) así como las señales analógicas (mediciones).

Un aspecto muy importante para la ejecución del proyecto fue la revisión del protocolo de comunicaciones IEC 60870-5-101, que es el protocolo exigido por la CREG y recomendado por el IEEE para el intercambio de datos entre la unidad terminal remota y la unidad terminal maestra.

Finalmente basados en las variables mencionadas anteriormente y considerando la reglamentación vigente y aspectos importantes tales como número de entradas análogas, número de entradas digitales, capacidad de expansión, compatibilidad con protocolos de los IED's existentes, velocidad de transmisión, sincronización del reloj, registro cronológico de eventos, software de configuración y supervisión, se procedió a redactar el documento con el cual se establecen las especificaciones técnicas que debe cumplir la RTU.

BIBLIOGRAFÍA

ABB, IEC 60870-5-101 (Unbalanced) Remote Communication Protocol for REC 523. Versión D/1102. 2004.

COLOMBIA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución No. 080, Por la cual se reglamentan las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del Sistema Interconectado nacional (SIN), 1999.

_____, Resolución No. 025, Código de Redes: código de operación, 1995.

_____, _____. Código de Conexión. 1995.

_____, Resolución No. 054,; Por la cual se aclara el alcance del intercambio de información con fines de supervisión y control entre el centro nacional de despacho (CND), los centros regionales de despacho (CRD) y demás agentes. 1996.

COLOMBIA, GERENCIA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO. Documento ISA-UENCND-00-256. Requerimientos y Procedimientos para la Integración de Proyectos de Generación y Transmisión al Sistema Interconectado Nacional. Medellín, 2003.

_____, _____ Documento ISA-UENCND 2000-065. Evaluación De Las Unidades Terminales Remotas. Medellín 2000.

CREUS, Antonio. Instrumentación Industrial. México: Alfaomega, 1990.

GEBERT, Kenneth L. y EDWARDS, Kenneth R. Transformers, Principles and Application. 2 Edición. Chicago: American Technical Society, 1974.

PELLIZZONI, Rodolfo y VIGNONI, Roberto. Seminario Internacional sobre Automatización de Redes de Distribución de Energía Eléctrica y Centros de Control: Automatización de Subestaciones: Redes Locales y Comunicaciones. Sao Paulo, 2002.

Planos subestación Termopaipa.

RAÚLL MARTÍN, José. Diseño de subestaciones Eléctricas. México: Mc GRAW HILL, 1992.

RONCANCIO RODRÍGUEZ, Rafael. Curso de Instrumentación Electrónica. Universidad Industrial de Santander, 2000.

SCHNEIDER AUTOMATION GMBH, System Description Telecontrol Engineering with IEC 870-5-101 (=S=101) User's Guide.

1998 SPITTA, Albert Friedrich y SIEMENS AKTIENGESELLCHAFT. Instalaciones Eléctricas, Madrid: Dossat, 1984.

STELLER, Leonardo, QUESADA Michael y RETANA Jaime. Sistemas de Control Supervisor y de Adquisición de Datos (SCADA). Costa Rica, Universidad de Costa Rica, 2001.

SUÁREZ, José A. Diagrama Unifilar Subestación Termopaipa. Paipa, 2001.

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, IEEE Standard Definition, Specification, and Analysis of Systems Used for Supervisory Control, Data Acquisition, and Automatic Control. Estados Unidos, std 37.1-1994.

_____, Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Protective Relays and Relay Systems, std 37.90.1-1989.

UNIÓN INTERNACIONAL DE TELECOMUNICACIONES. Recomendación UIT-T V.24 Lista de definiciones para los circuitos de enlace entre el equipo terminal de datos y el equipo de terminación del circuito de datos. 2001.

_____, Recomendación UIT-T V.28 Características eléctricas de los circuitos de enlace asimétricos para transmisión por doble corriente 1993.

ANEXOS

ANEXO A. EL CÓDIGO HAMMING

Richard Hamming desarrolló en 1945 un código que permite corregir un error sencillo y detectar errores dobles. El código Hamming es una buena elección para errores de ocurrencia aleatoria. Este código utiliza bits extras redundantes para controlar los errores, y mejora la verificación con ecuaciones de chequeo especiales. Una ecuación de chequeo de paridad de una secuencia de bits solo adiciona los bits de la secuencia, e informa si la suma es par o impar. El código Hamming usa paridad par, es decir, que cualquier grupo de bits enviado que contenga un número par o impar de unos, se le añade un bit de paridad de tal manera que el número total de unos en el grupo sea par. Un simple chequeo de paridad detectará si ha existido un error en una posición de bit, siempre que la paridad par haya cambiado a paridad impar

El código Hamming usa chequeos de paridad sobre una porción de las posiciones en un bloque. Supongamos que existen bits en posiciones consecutivas desde 1 hasta $n-1$, las posiciones cuyo número de posición sea potencia de 2 son usadas como bits de chequeo, los valores correspondientes a estas posiciones deben ser determinados a partir de los bits de datos, produciendo la paridad par en cada uno de los grupos de chequeo

Los bits de chequeo están en las posiciones 1, 2, 4, 8... hasta la potencia más alta de 2 que sea menor o igual a la posición de bit más alta. Las posiciones restantes son reservadas para los bits de datos. Cada bit de chequeo tiene su correspondiente ecuación de chequeo que cubre una porción de los bits, esta porción también incluye el bit de chequeo mismo

La tabla 5 muestra los chequeos de paridad para las primeras 17 posiciones del código Hamming

Tabla 9. Ecuaciones de chequeo del código Hamming

Posición	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Chequeo:1	x		X		x		x		x		x		x		x		x
Chequeo:2		x	X			x	x			x	x			x	x		
Chequeo:4				x	x	x	x					x	x	x	x		
Chequeo:8								x	x	x	x	x	x	x	x		
Chequeo:16																x	x

Fuente Leyes de la criptografía: el código Hamming para corrección de errores

El número de bits de paridad o de chequeo de error requeridos está dado por la regla de Hamming, y es función del número de bits de información transmitidos. Esta regla se expresa por medio de la siguiente ecuación:

$$d + p + 1 \leq 2^p$$

donde d es el número de bits de datos y p es el número de bits de paridad.

La distancia Hamming es el número de bits que diferencia dos cadenas binarias. Puede ser interpretada como el número de bits que necesitan ser cambiados para convertir una cadena en otra. Algunas veces el número de caracteres es usado en lugar del número de bits.

ANEXO B. RECOMENDACIONES ITU-T (UNIÓN INTERNACIONAL DE TELECOMUNICACIONES)

Las recomendaciones ITU-T de la serie V corresponden a la comunicación de datos por la red telefónica y está agrupado dentro del ítem de interfaces y módems. A continuación se realiza una revisión de las recomendaciones V 24 y V28 que propone la ITU para la capa física del protocolo de comunicaciones.

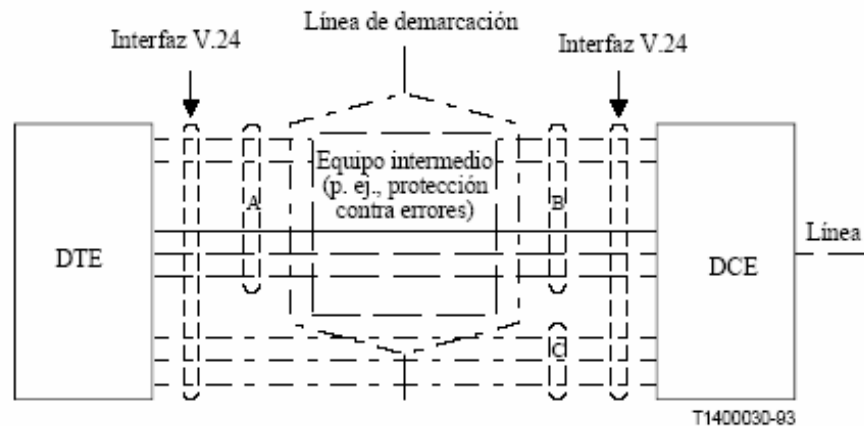
B.1 RECOMENDACIÓN ITU T V 24:”LISTA DE DEFINICIONES PARA LOS CIRCUITOS DE ENLACE ENTRE EL EQUIPO TERMINAL DE DATOS Y EL EQUIPO DE TERMINACIÓN DEL CIRCUITO DE DATOS”

La recomendación V-24 es utilizada principalmente para establecer la forma en que se van a realizar la transferencia de datos binarios, señales de control y de temporización. Es aplicada a todos los circuitos de interconexión, los cuales son llamados circuitos de enlace; es decir se aplica en la interfaz entre el DCE y el DTE. Si existe algún equipo intermedio separado interconectado entre estos dos, también es necesaria la utilización y aplicación de este estándar. En la figura 18 se puede apreciar de una forma más detallada esta interfaz.

Básicamente esta recomendación procede a dar definiciones de diferentes tipos de circuitos de enlace, los cuales pueden ser aplicados en diferentes campos de las comunicaciones como:

- Comunicación de datos síncrona y asíncrona
- Transmisión de datos realizada por medio de líneas arrendadas, por medio de dos hilos o de cuatro hilos, transmisión punto a punto o multipunto.

Figura 18. Estructura general de la interfaz DTE/DCE



NOTA – Sin equipo intermedio, las selecciones A y B son idénticas. La selección C puede ser específicamente para llamada automática.

Fuente Recomendaciones ITU-T

- También puede aplicarse a la transmisión de datos por red conmutada, con dos hilos o cuatro hilos.
- Otra parte de las comunicaciones donde se pueden utilizar estas recomendaciones es en las conexiones a una red pública de datos (RPD)

Un DCE puede estar conformado por convertidores de señales, generadores de temporización, regeneradores de impulsos y dispositivos de control; a su vez estos pueden estar acompañados de equipos diseñados para proporcionar funciones como proteger contra errores y también equipos de respuestas automáticas.

A su vez en los DTE también pueden ser implementadas algunas de estas funciones y también en los equipos intermedios separados (por ejemplo protecciones contra errores).

B.1.1 Ubicación de la interfaz DTE/DCE. La interfaz entre el DTE y el DCE está situada en un conector, que es el punto de enlace entre estas dos clases de equipos.

El conector de la interfaz no tiene que estar unido físicamente al DCE, sino que puede estar instalado en una posición fija cerca del DTE. En el caso que exista algún equipo intermedio separado, instalado entre el DTE y el DCE, es necesaria la utilización de interfases DTE/DCE a ambos lados de este equipo.

B.1.2 Descripción de los circuitos de enlace. En la tabla 6 se presentará una lista de los diferentes tipos de circuitos utilizados en una interfaz DTE/DCE.

Tabla 10. Circuitos de enlace por categorías

Número del circuito de enlace	Denominación del circuito de enlace	Tierra	Datos		Control		Temporización	
			Del DCE	Hacia el DCE	Del DCE	Hacia el DCE	Del DCE	Hacia el DCE
1	2	3	4	5	6	7	8	9
102	Tierra de señalización o retorno común	X						
102a	Retorno común del DTE	X						
102b	Retorno común del DCE	X						
102c	Retorno común	X						
103	Transmisión de datos			X				
104	Recepción de datos		X					
105	Petición de transmitir					X		
106	Preparado para transmitir				X			
107	Aparato de datos preparado				X			
108/1	Conexión del aparato de datos a la línea					X		
108/2	Terminal de datos preparado					X		
109	Detector de señales de línea recibidas por el canal de datos				X			
111	Selector de velocidad de señalización de datos (DTE)					X		
112	Selector de velocidad de señalización de datos (DCE)				X			
113	Temporización de elementos de señal en el transmisor (DTE)							X
114	Temporización de elementos de señal en el transmisor (DCE)						X	
115	Temporización de elementos de señal en el receptor (DCE)						X	

116/1	Conmutación de seguridad en modo directo				X		
116/2	Conmutación de seguridad en modo autorizado				X		
117	Indicadora de posición de espera			X			
118	Transmisión de datos por el canal de retorno		X				
119	Recepción de datos por el canal de retorno	X					
120	Transmisión de señales de línea por el canal de retorno				X		
121	Canal de retorno preparado			X			
122	Detector de señales de línea recibidas por el canal de retorno			X			
125	Indicador de llamada			X			
126	Selección de la frecuencia de transmisión				X		
128	Temporización de elementos de señal en el receptor (DTE)						X
131	Temporización de caracteres recibidos (DCE)					X	
133	Preparado para recibir				X		
134	Datos recibidos presentes			X			
135	Energía recibida presente			X			
137	Temporización de caracteres transmitidos (DTE)						X
138	Temporización de caracteres transmitidos (DCE)					X	
140	Conexión en bucle/prueba de mantenimiento				X		
141	Conexión en bucle local				X		
142	Indicador de prueba			X			

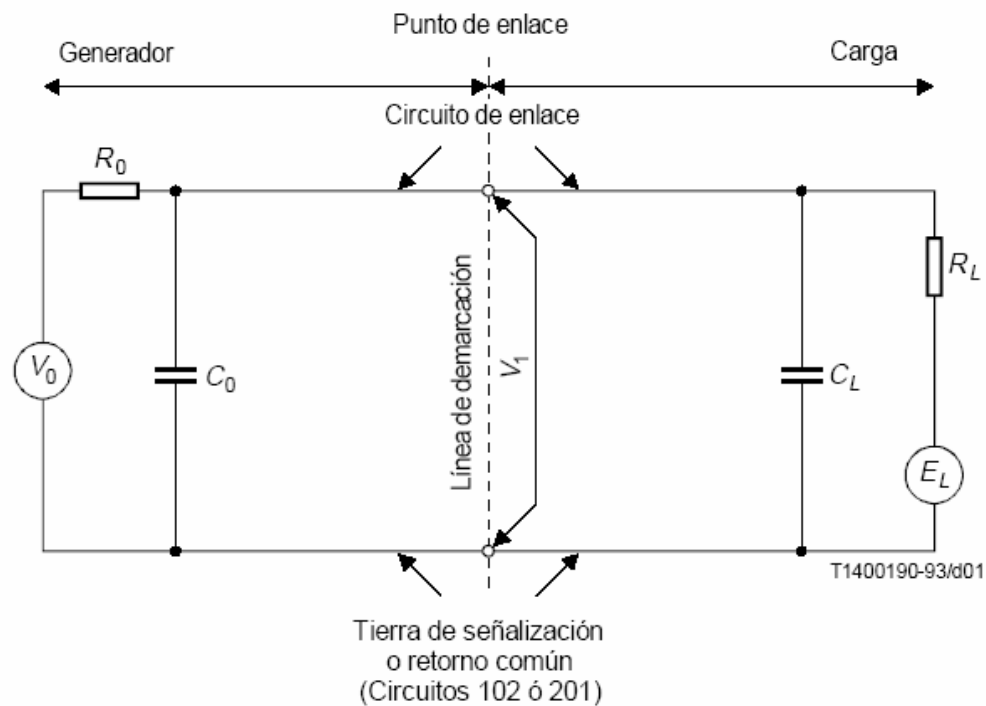
Fuente Recomendaciones ITU-T

B.2 RECOMENDACIÓN ITU-T V.28: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS CIRCUITOS DE ENLACE ASIMÉTRICOS PARA TRANSMISIÓN POR DOBLE CORRIENTE

Todas las características eléctricas definidas en esta recomendación, se aplican a todos los circuitos de enlace para velocidades binarias inferiores a 20 kbit/s.

B.2.1 Circuito de enlace equivalente. La Figura 19 representa el circuito de enlace equivalente con las características eléctricas que se especifican en este punto. En este circuito equivalente no influye para nada que el generador se encuentre en el equipo de terminación del circuito de datos (DCE) y la carga en el equipo terminal de datos (DTE), o inversamente.

Figura 19 Circuito de enlace equivalente



V_0 es la tensión del generador en circuito abierto;

R_0 es la resistencia efectiva total en corriente continua, asociada al generador, medida en el punto de enlace.

C_0 es la capacitancia efectiva total asociada al generador, medida en el punto de enlace.

V_1 es la tensión en el punto de enlace con relación a la tierra de señalización o retorno común.

C_L es la capacitancia efectiva total asociada a la carga, medida en el punto de enlace

R_L es la resistencia efectiva total en corriente continua, asociada a la carga, medida en el punto de enlace.

E_L es la tensión de carga en circuito abierto (tensión de polarización).

Fuente Recomendaciones ITU-T

La impedancia asociada al generador (carga) comprende toda impedancia del cable del lado del generador (carga) desde el punto de enlace.

Para aplicaciones de transmisión de datos, se acepta generalmente que el cableado de la interfaz lo proporcione el DTE. Esto introduce la línea de demarcación entre el DTE (más el cable) y el DCE. Esta línea se denomina asimismo punto de enlace y su realización física adopta la forma de un conector. Esas aplicaciones requieren asimismo circuitos de enlace en ambos sentidos.

B.2.2 Carga. La impedancia del lado de la carga de un circuito de enlace debe tener una resistencia en corriente continua (R_L) de valor comprendido entre 3000 y 7000 Ohms. Para una tensión aplicada (E_m) de 3 a 15 voltios, la corriente (I) medida en la entrada debe estar comprendida dentro de los límites siguientes:

$$I_{\min} = \left| \frac{E_m - E_{L\max}}{R_{L\max}} \right|$$

$$I_{\max} = \left| \frac{E_m + E_{L\max}}{R_{L\min}} \right|$$

La tensión de carga en circuito abierto (E_L) no debe exceder de 2 voltios. La capacitancia efectiva en paralelo asociada a la carga (C_L), medida en el punto de enlace, no debe ser superior a 2500 picofarads.

Para evitar que se introduzcan crestas de tensión en los circuitos de enlace, la componente reactiva de la impedancia de carga no debe ser inductiva.

B.2.3 Generador. El generador de un circuito de enlace ha de poder resistir las condiciones de circuito abierto y de cortocircuito entre él y cualquier otro circuito de enlace, sin que el equipo asociado o él mismo sufra daños importantes.

La tensión del generador en circuito abierto (V_0) en cualquier circuito de enlace no debe exceder de 15 voltios. No se especifica la impedancia (R_0 y C_0) del lado del generador de un circuito de enlace; no obstante, la combinación de V_0 y R_0 se elegirá de forma que, de producirse un cortocircuito entre dos circuitos de enlace cualesquiera, la corriente resultante no exceda de medio amperio en ningún caso. Además, cuando la tensión de carga en circuito abierto (E_L) sea cero, la tensión (V_1) en el punto de enlace debe ser igual como mínimo a 5 voltios y como máximo a 15 voltios (con polaridad positiva o negativa) para cualquier resistencia de carga (R_L) de valor comprendido entre 3000 y 7000 Ohms.

B.2.4 Niveles significativos (V_1). En los circuitos de enlace para transmisión de datos, se considerará que el estado binario de la señal es 1 (uno) cuando la tensión (V_1) en el circuito, medida en el punto de enlace, sea más negativa que -3 voltios.

Se considerará que la condición binaria de la señal es 0(cero) cuando la tensión (V_1) sea más positiva que $+3$ voltios.

En el caso de los circuitos de enlace, de control y de temporización, se considerará que su estado es cerrado cuando la tensión (V_1) sea en ellos más positiva que $+3$ voltios, y abierto cuando la tensión (V_1) sea más negativa que -3 voltios.

La región comprendida entre $+3$ voltios y -3 voltios se denomina región de transición.

B.2.5 Características de las señales. En el punto de enlace deberán observarse las siguientes limitaciones para las características de las señales que atraviesan ese punto, con exclusión de las interferencias exteriores, cuando el circuito de enlace esté cargado con cualquier circuito de recepción conforme con las características especificadas en el ítem de carga.

Estas limitaciones se aplican, a menos de especificarse lo contrario, a todas las señales de los circuitos de enlace (datos, control y temporización).

- 1) Todas las señales de enlace que entren en la región de transición la atravesarán en la dirección del estado opuesto de la señal, y no volverán a entrar en ella hasta el siguiente cambio de estado de la señal, a excepción del punto 6.
- 2) No se producirá inversión en la dirección del cambio de tensión mientras la señal este en la región de transición, a excepción de lo indicado en el punto 6.
- 3) En los circuitos de enlace de control, el tiempo para que la señal pase por la región de transición durante un cambio de estado de la señal no excederá de un milisegundo.
- 4) En los circuitos de enlace de datos y de temporización, el tiempo para que la señal pase por la región de transición durante un cambio de estado de la señal no excederá de un milisegundo o del 3% de la duración nominal de un elemento de señal en el circuito de enlace, si este porcentaje es menor que un milisegundo.

- 5) Para reducir la diafonía entre los circuitos de enlace, se limitará la tasa de variación máxima instantánea de tensión. Este límite provisional será de 30 voltios por microsegundo.
- 6) Cuando se utilicen dispositivos electromecánicos en los circuitos de enlace, los apartados 1) y 2) anteriores no se aplican a los circuitos de enlace de datos.

B.2.6 Detección de la ausencia de alimentación del generador o de una avería del circuito. En la mayoría de las aplicaciones se hace necesario contar con mecanismos capaces de determinar la ocurrencia de un daño en los circuitos de enlace, esto con el fin de detectar los daños de la forma más rápida posible y así poder corregir el error con mayor efectividad y exactitud. Entre algunos de los daños más frecuentes de los sistemas se destacan:

- Ausencia de alimentación del generador.
- Receptor no conectado a un generador.
- Cable de interconexión en circuito abierto.
- Cable de interconexión en cortocircuito.

La impedancia del lado del generador de estos circuitos, en caso de interrupción de la alimentación, no deberá ser inferior a 300 ohmios, medida con una tensión (de polaridad positiva o negativa) aplicada no mayor de 2 voltios con relación a la tierra de señalización o retorno común.

La interpretación de una condición de avería por un receptor (o carga) depende de la aplicación. Cada aplicación podrá utilizar una combinación de la clasificación siguiente:

Tipo 0: Ninguna interpretación. El receptor, o la carga, no están en condiciones de detectar una avería.

Tipo 1: Los circuitos de datos consideran que existe el estado 1 binario. Los circuitos de control y de temporización consideran que existe el estado abierto.

La asociación de la detección de la avería de circuito a determinados circuitos de enlace de conformidad con los tipos arriba mencionados es una cuestión que debe tratarse en la especificación de las características funcionales y de procedimiento de la interfaz.

ANEXO C. PERFIL DEL PROTOCOLO IEC 60870-5-101

En este anexo se presenta el formato del perfil de interoperabilidad del protocolo IEC 60870-5-101, adoptado por el CND y recomendado por el IEEE, para comunicar las estaciones remotas que se van a enlazar al Centro Nacional de Despacho para la supervisión y control de equipos que se conectan al Sistema de Transmisión Nacional STN. Todas las propuestas de equipos de supervisión y control que se presenten a concurso para el reemplazo de la estación remota de Termopaipa, deben incluir este formato debidamente diligenciado, indicando con una marca las características de interoperabilidad que cumple el equipo ofrecido. En la figura 20 se muestra el formato del perfil de interoperabilidad del protocolo.

Figura 20. Perfil de interoperabilidad

Network configuration

(network-specific parameter)

- | | |
|---|--|
| <input type="checkbox"/> Point-to-point
<input type="checkbox"/> Multiple point-to-point | <input type="checkbox"/> Multipoint-party line
<input type="checkbox"/> Multipoint-star |
|---|--|

Physical layer

(network-specific parameter)

Transmission speed (control direction)

- | | | |
|---|---|--|
| Unbalanced interchange circuit V.24/V.28 Standard
<input type="checkbox"/> 100 bit/s
<input type="checkbox"/> 200 bit/s
<input type="checkbox"/> 300 bit/s
<input type="checkbox"/> 600 bit/s
<input type="checkbox"/> 1200 bit/s | Unbalanced interchange circuit V.24/V.28 Recommended if >1 200 bit/s
<input type="checkbox"/> 2400 bit/s
<input type="checkbox"/> 4800 bit/s
<input type="checkbox"/> 9600 bit/s | Balanced interchange circuit X.24/X.27
<input type="checkbox"/> 2400 bit/s
<input type="checkbox"/> 4800 bit/s
<input type="checkbox"/> 9600 bit/s
<input type="checkbox"/> 19200 bit/s
<input type="checkbox"/> 38400 bit/s
<input type="checkbox"/> 56000 bit/s
<input type="checkbox"/> 64000 bit/s |
|---|---|--|

Transmission speed (monitor direction)

- | | | |
|--|--|--|
| Unbalanced interchange circuit V.24/V.28
<input type="checkbox"/> 100 bit/s
<input type="checkbox"/> 200 bit/s
<input type="checkbox"/> 300 bit/s
<input type="checkbox"/> 600 bit/s
<input type="checkbox"/> 1200 bit/s | Unbalanced interchange circuit V.24/V.28
<input type="checkbox"/> 2400 bit/s
<input type="checkbox"/> 4800 bit/s
<input type="checkbox"/> 9600 bit/s | Balanced interchange circuit X.24/X.27
<input type="checkbox"/> 2400 bit/s
<input type="checkbox"/> 4800 bit/s
<input type="checkbox"/> 9600 bit/s
<input type="checkbox"/> 19200 bit/s
<input type="checkbox"/> 38400 bit/s
<input type="checkbox"/> 56000 bit/s
<input type="checkbox"/> 64000 bit/s |
|--|--|--|

Link layer

(network-specific parameter)

Frame format FT 1.2, single character 1 and the fixed time out interval are used exclusively in this companion standard.

Link transmission procedure

- Balanced transmission
- Unbalanced transmission

Frame length

Maximum length L (number of octets)

Address field of link

- Not present (balanced transmission only)
- One octet
- Two octets
- Structured
- Unstructured

Application Layer

Transmission mode for application data

Mode 1 (Least significant octet first), as defined in clause 4.10 of IEC 870-5-4, is used exclusively in this companion standard.

Common address of ASDU

(system-specific parameter)

- One octet
- Two octets

Information object address

(system-specific parameter)

- One octet
- Two octets
- Three octets
- structured
- unstructured

Cause of transmission

(system-specific parameter)

- One octet
- Two octets (with originator address)

Selection of standard ASDUs

Process information in monitor direction

(station-specific parameter)

<input type="checkbox"/> <1> := Single-point information	M_SP_NA_1
<input type="checkbox"/> <2> := Single-point information with time tag	M_SP_TA_1
<input type="checkbox"/> <3> := Double-point information	M_DP_NA_1
<input type="checkbox"/> <4> := Double-point information with time tag	M_DP_TA_1
<input type="checkbox"/> <5> := Step position information	M_ST_NA_1
<input type="checkbox"/> <6> := Step position information with time tag	M_ST_TA_1
<input type="checkbox"/> <7> := Bitstring of 32 bit	M_BO_NA_1
<input type="checkbox"/> <8> := Bitstring of 32 bit with time tag	M_BO_TA_1
<input type="checkbox"/> <9> := Measured value, normalized value	M_ME_NA_1
<input type="checkbox"/> <10> := Measured value, normalized value with time tag	M_ME_TA_1
<input type="checkbox"/> <11> := Measured value, scaled value	M_ME_NB_1
<input type="checkbox"/> <12> := Measured value, scaled value with time tag	M_ME_TB_1
<input type="checkbox"/> <13> := Measured value, short floating point value	M_ME_NC_1
<input type="checkbox"/> <14> := Measured value, short floating point value with time tag	M_ME_TC_1
<input type="checkbox"/> <15> := Integrated totals	M_IT_NA_1
<input type="checkbox"/> <16> := Integrated totals with time tag	M_IT_TA_1
<input type="checkbox"/> <17> := Event of protection equipment with time tag	M_EP_TA_1
<input type="checkbox"/> <18> := Packed start events of protection equipment with time tag	M_EP_TB_1
<input type="checkbox"/> <19> := Packed output circuit information of protection equipment with time tag	M_EP_TC_1
<input type="checkbox"/> <20> := Packed single-point information with status change detection	M_PS_NA_1
<input type="checkbox"/> <21> := Measured value, normalized value without quality descriptor	M_ME_ND_1
<input type="checkbox"/> <30> := Single-point information with time tag CP56Time2a	M_SP_TB_1
<input type="checkbox"/> <31> := Double-point information with time tag CP56Time2A	M_DP_TB_1
<input type="checkbox"/> <32> := Step position information with time tag CP56Time2A	M_ST_TB_1
<input type="checkbox"/> <33> := Bitstring of 32 bit with time tag CP56Time2A	M_BO_TB_1
<input type="checkbox"/> <34> := Measured value, normalized value with time tag CP56Time2A	M_ME_TD_1
<input type="checkbox"/> <35> := Measured value, scaled value with time tag CP56Time2A	M_ME_TE_1
<input type="checkbox"/> <36> := Measured value, short floating point value with time tag CP56Time2A	M_ME_TF_1
<input type="checkbox"/> <37> := Integrated totals with time tag CP56Time2A	M_IT_TB_1
<input type="checkbox"/> <38> := Event of protection equipment with time tag CP56Time2A	M_EP_TD_1
<input type="checkbox"/> <39> := Packed start events of protection equipment with time tag CP56Time2A	M_EP_TE_1
<input type="checkbox"/> <40> := Packed output circuit information of protection equipment with time tag CP56Time2a	M_EP_TF_1

Process information in control direction

(station-specific parameter)

<input type="checkbox"/> <45> := Single command	C_SC_NA_1
<input type="checkbox"/> <46> := Double command	C_DC_NA_1
<input type="checkbox"/> <47> := Regulating step command	C_RC_NA_1
<input type="checkbox"/> <48> := Set point command, normalized value	C_SE_NA_1
<input type="checkbox"/> <49> := Set point command, scaled value	C_SE_NB_1
<input type="checkbox"/> <50> := Set point command, short floating point value	C_SE_NC_1
<input type="checkbox"/> <51> := Bitstring of 32 bit	C_BO_NA_1

System information in monitor direction

(station-specific parameter)

<input type="checkbox"/> <70> := End of initialization	M_EI_NA_1
--	-----------

System information in control direction

(station-specific parameter)

<input type="checkbox"/> <100> := Interrogation command	C_IC_NA_1
<input type="checkbox"/> <101> := Counter interrogation command	C_CI_NA_1
<input type="checkbox"/> <102> := Read command	C_RD_NA_1
<input type="checkbox"/> <103> := Clock synchronization command	C_CS_NA_1
<input type="checkbox"/> <104> := Test command	C_TS_NA_1
<input type="checkbox"/> <105> := Reset process command	C_RP_NA_1
<input type="checkbox"/> <106> := Delay acquisition command	C_CD_NA_1

Parameter in control direction

(station-specific parameter)

<input type="checkbox"/> <110> := Parameter of measured value, normalized value	P_ME_NA_1
<input type="checkbox"/> <111> := Parameter of measured value, scaled value	P_ME_NB_1
<input type="checkbox"/> <112> := Parameter of measured value, short floating point value	P_ME_NC_1
<input type="checkbox"/> <113> := Parameter activation	P_AC_NA_1

File transfer

(station-specific parameter)

<input type="checkbox"/> <120> := File ready	F_FR_NA_1
<input type="checkbox"/> <121> := Section ready	F_SR_NA_1
<input type="checkbox"/> <122> := Call directory, select file, call file, call section	F_SC_NA_1
<input type="checkbox"/> <123> := Last section, last segment	F_LS_NA_1
<input type="checkbox"/> <124> := Ack file, ack section	F_AF_NA_1
<input type="checkbox"/> <125> := Segment	F_SG_NA_1
<input type="checkbox"/> <126> := Directory	F_DR_TA_1

Basic application functions

Station initialization

(station-specific parameter)

- Remote initialization

General Interrogation

(system- or station-specific parameter)

- global
- group 1
- group 2
- group 3
- group 4
- group 5
- group 6
- group 7
- group 8
- group 9
- group 10
- group 11
- group 12
- group 13
- group 14
- group 15
- group 16

Addresses per group have to be defined

Clock synchronization

(station-specific parameter)

- Clock synchronization

Command transmission

(object-specific parameter)

- Direct command transmission
- Direct set point command transmission command
- No additional definition
- Short pulse duration (duration determined by a system parameter in the outstation)
- Long pulse duration (duration determined by a system parameter in the outstation)
- Persistent output
- Select and execute command
- Select and execute set point
- C_SE_ACTTERM used

Transmission of integrated totals
(station- or object-specific parameter)

- | | |
|---|--|
| <input type="checkbox"/> Counter request | <input type="checkbox"/> General request counter |
| <input type="checkbox"/> Counter freeze without reset | <input type="checkbox"/> Request counter group 1 |
| <input type="checkbox"/> Counter freeze with reset | <input type="checkbox"/> Request counter group 2 |
| <input type="checkbox"/> Counter reset | <input type="checkbox"/> Request counter group 3 |
| | <input type="checkbox"/> Request counter group 4 |

Addresses per group have to be defined

Parameter loading
(object-specific parameter)

- Threshold value
- Smoothing factor
- Low limit for transmission of measured value
- High limit for transmission of measured value

Parameter activation
(object-specific parameter)

- Act/deact of persistent cyclic or periodic transmission of the addressed object

File transfer
(station-specific parameter)

- File transfer in monitor direction
- File transfer in control direction

Fuente Grupo Schneider System Description Telecontrol Engineering with IEC 870–5–101.