



Retrofit de los Sistemas de Protección de las líneas de 220 kV SEMD – ACARAY

Jorge Andrés Silva Stransky, Julio César Montanía Escobar

PARAGUAY

RESUMEN

El trabajo describe cómo será realizado el proceso de sustitución y actualización tecnológica de los Sistemas de Protección de las Líneas de Transmisión LI 220kV MD ACY1 y LI 220kV MD ACY2 (L1 y L2 de 220kV) de 4,80 km de longitud cada una que interconectan la Subestación de la Margen Derecha de la ITAIPU a la Subestación Acaray de la ANDE.

Los nuevos sistemas de protección basados en IEDs (Intelligent Electronic Devices) y bibliotecas de funciones de software especializadas de protección, control, comunicación y registro de eventos, serán suministrados por la firma SIEMENS y atenderán los requisitos de la norma IEC61850.

Los nuevos sistemas de protección principal y alternativa que deberán operar en forma independiente uno del otro, proveyendo protección unitaria y de respaldo para la respectiva línea de transmisión.

La protección unitaria será proveída por una función de corriente diferencial (87L) segregada por fase, capaz de detectar la ocurrencia de corto circuito entre fases, envolviendo o no a la tierra, así como corto circuitos del tipo fase-tierra con elevada resistencia de falta.

La protección de respaldo contra faltas entre fases y fase-tierra deberá ser realizada por las funciones de distancia 21 y 21N, respectivamente.

Otras funciones con que contarán los sistemas de protección son: detección de oscilación de potencia (68), protección direccional de tierra (67N), esquema de recierre monopolar automático de alta velocidad, una tentativa (79), verificación de sincronismo (25), protección de sobretensión instantánea y temporizada (59/59T), lógica de eco y alimentación débil (27WI) y protección de falla de interruptor (50-62BF). Tendrán lógicas que permitirán detectar la apertura indebida o accidental de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente y la quema de fusible en los transformadores de tensión, bloqueando las funciones relacionadas.

La comunicación entre los pares de IEDs de protección instalados en los terminales de cada línea de transmisión para intercambio de las muestras de corriente de las funciones de sobrecorriente diferencial, de las señales de teleprotección y de las demás funciones de supervisión serán soportadas por un sistema de comunicación óptico redundante.

La interconexión se hará a través de los cabos pararrayos en las dos líneas de transmisión con fibra óptica monomodo (Optical Ground Wire - OPGW) en la faja de 1300 nm, con 24 fibras,



formando parte del suministro la sustitución de cabos pararrayos existentes por el OPGW. Para minimizar el tiempo de desconexión de las líneas, el contratista realizará el servicio de instalación de los cables OPGW con las líneas energizadas.

En cada terminal de las líneas de transmisión, en la SE Margen Derecha de la ITAIPU y en la SE Acaray de la ANDE, el acceso a los IEDs será soportado por una red local que atenderá los requisitos definidos en la norma IEC 61850– Communication Networks and Systems in Substations. La red local será del tipo ethernet a 100 Mbps, implementadas en fibras ópticas multimodo 62,5/125. Conectada a la red local se provee una estación de ingeniería será utilizada para las actividades de parametrización, ingeniería, generación de pantallas, mantenimiento, consultas, acceso a datos en tiempo real, así como acceso y análisis a la colecta de datos de oscilografía y eventos SOE.

PALABRAS CLAVES:

Retrofit de sistemas de protección de líneas
Aplicaciones prácticas de la norma IEC 61850
Aplicación de IEDs en sistemas de protección de líneas

1. INTRODUCCIÓN

A la fecha se han iniciado las actividades de proyecto ejecutivo en el proceso de sustitución y actualización tecnológica de los Sistemas de Protección de las Líneas de Transmisión LI 220kV MD ACY1 y LI 220kV MD ACY2 (L1 y L2 de 220kV) de 4,80 km de longitud cada una que interconectan la Subestación de la Margen Derecha de la ITAIPU a la Subestación Acaray de la ANDE.

Los nuevos sistemas de protección basados en IEDs (Intelligent Electronic Devices) y bibliotecas de funciones de software especializadas de protección, control, comunicación y registro de eventos, serán suministrados por la firma SIEMENS y atenderán los requisitos de la norma IEC61850.

1.1 Contenido de la IEC 61850

IEC 61850 (International Electrotechnical Commission - Technical Committee 57) es una norma referente a las redes de comunicación y sistemas en subestaciones. Originalmente pensada para la automatización de subestaciones, hoy se realizan trabajos para extender su uso también a usinas generadoras. Está dividida en 10 partes, cubriendo los siguientes contenidos:

System Aspects (parte 1 a 5), Configuration(parte 6), Abstract Communication Services(parte 7), Data Models(parte 7), Specific Communications Service Mappings (SCSM)(parte 8 y 9), Testing (parte 10).

1.2 Glosario de la IEC 61850

Intelligent Electronic Device (IED): dispositivo de hardware programable que puede asumir una serie de funciones de automatización y protección dentro del sistema eléctrico de potencia.

Physical Device: dispositivo físico, al cual se accede por la red e identificado por una dirección de IP.

Logical Node: nodo lógico, agrupación nominada de datos y servicios asociados que está lógicamente relacionada a alguna función del sistema de potencia. Los nodos lógicos están definidos en la parte 7-4. Hay 13 diferentes grupos lógicos definidos en la norma IEC61850 y

VIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
29, 30 y 31 de Octubre de 2008

dentro de cada uno de los grupos hay varias clases de nodos lógicos, conforme se aprecia en la siguiente tabla:

| Grupos de nodos lógicos | Designación de grupo |
|---|----------------------|
| Nodos Lógicos de Sistema | L |
| Funciones de Protección | P |
| Funciones relacionadas con la Protección | R |
| Control supervisorio | C |
| Referencias Genéricas | G |
| Interface y archivo | I |
| Control Automático | A |
| Medición | M |
| Equipos de maniobra (Switchgear) | X |
| Transformadores de medición | T |
| Transformadores de Potencia | Y |
| Equipos adicionales del sistema de Potencia | Z |
| Sensores | S |

Tabla n° 1 – Grupos de nodos lógicos

Por ejemplo en la clase X tenemos: XCBR = Interruptor; XSWI = Seccionador

Logical Device: dispositivo lógico, colección de nodos lógicos, implementados en un IED, esto es no distribuidos en la red. Puede haber varios dispositivos lógicos dentro de un dispositivo físico.

Clases de Datos: Hay 355 diferentes Clases de Datos que son utilizadas para las entradas y salidas de los Nodos Lógicos. Estas clases de datos son divididas en las siguientes 7 categorías[1]:

- Mediciones
- Medidas (para facturación)
- Datos controlables
- Información de estado
- Información de dispositivos físicos
- Ajustes
- Información de Sistema

Por ejemplo dentro de Mediciones tenemos las Clases de Datos:

A - Amperes de fase a tierra para las fases 1, 2, y 3;

Amps – Corriente en un circuito no trifásico.

Ang – Ángulo entre el voltaje de fase y la corriente...., etc.

El acceso a los datos en una red IEC61850 es análogo al acceso de datos en una red convencional utilizando Windows Explorer, es decir navegando en la red y abriendo los dispositivos que están organizados como si fueran “carpetas”. En la figura 1 se muestra un esquema de la organización de los datos, clases, nodos y dispositivos según IEC 61850.

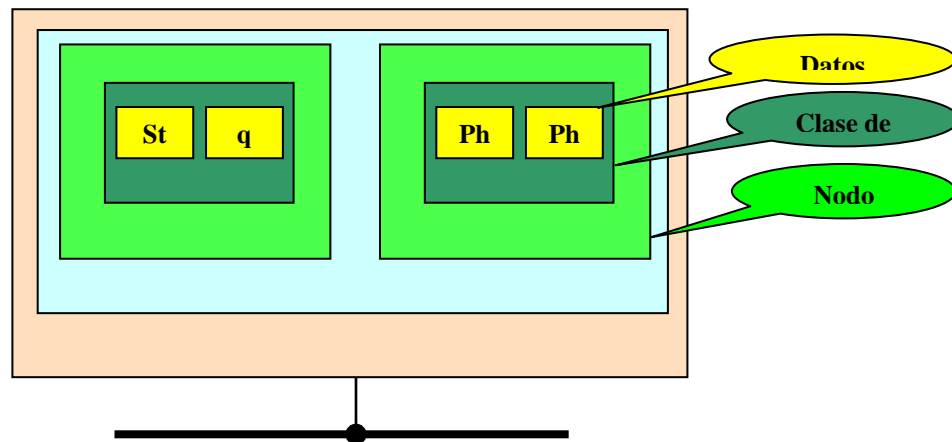


Fig. 1 – Organización de datos, dispositivos lógicos y físicos según IEC 61850

1.3 Comunicación vertical y horizontal

Con la IEC61850 es posible en forma simultánea la comunicación vertical (Cliente – Servidor) y horizontal (Peer – to – Peer) [2].

Los dispositivos en el nivel de campo recogen los datos y los pasan, haciendo el papel de servidores. El sistema de automatización en el nivel de estación, requiere los datos, los adquiere y procesa, haciendo el papel de cliente. En el sistema pueden haber simultáneamente varios clientes y varios servidores.

Muchas tareas son manejadas directamente entre servidores, que pueden comunicarse entre sí horizontalmente (comunicación peer-to-peer). Esta comunicación cruzada es llamada en la norma IEC61850 con la sigla GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event). Su objetivo es reemplazar la lógica convencional cableada necesaria para la coordinación entre relés con comunicaciones a través de bus. Después de detectar un evento, los IEDs usan una transmisión multicast para notificar a aquellos dispositivos que están registrados para recibir los datos. Los requisitos de desempeño son estrictos, no se permiten que transcurran más de 4 ms desde el tiempo que un evento ocurre hasta el momento de la transmisión del mensaje. Debido a que durante una falta hay una avalancha de mensajes y pueden surgir conflictos, los telegramas GOOSE son retransmitidos múltiples veces, la configuración utilizada de red ethernet de 100 MB tiene la capacidad de enviar 100 mensajes en el lapso de 4 milisegundos.

1.4 Lenguaje SCL

La IEC 61850 en el volumen 6 también define un lenguaje padronizado: Substation Configuration Description Language (SCL) dedicado a la descripción de las capacidades de los IEDs, sus funciones asociadas representadas como nodos lógicos y descripción del sistema de comunicación [3]. La representación de los datos de configuración en SCL permite a dispositivos de diferentes fabricantes en una subestación intercambiar los archivos SCL y tener completa interoperabilidad.

2. ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE PROTECCION DE LAS LTs de 220 kV

2.1 Subestación de la Margen Derecha

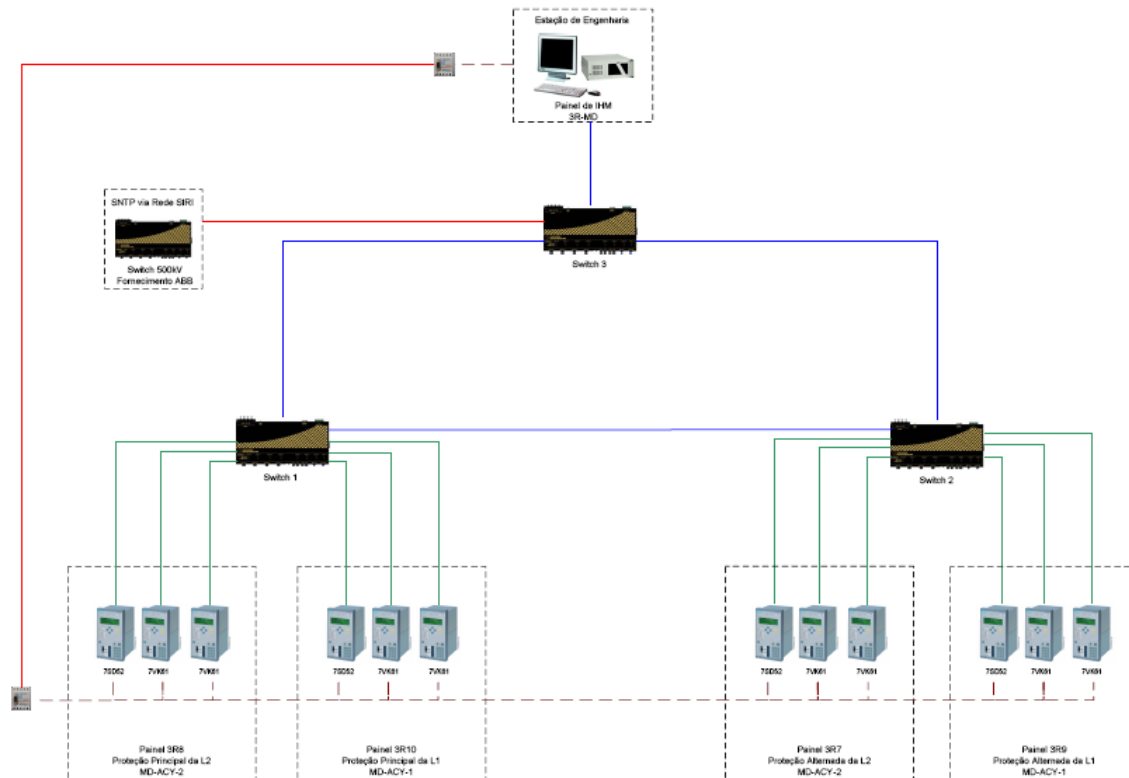


Fig. 2 – Arquitectura del Sistema en la Subestación de la Margen Derecha

En cada uno de los paneles de protección primaria y alternativa de las líneas instalados en la SEMD serán montados una unidad IED SIEMENS modelo 7SD5225 y dos unidades modelo 7VK6115.

En cada terminal de las líneas de transmisión, el acceso a los IEDs será soportado por una red local que atenderá los requisitos definidos en la norma IEC 61850 – Communication Networks and Systems in Substations. La red local será del tipo ethernet a 100 Mbps, implementadas en fibras ópticas multimodo 62,5/125.

La estación de ingeniería será utilizada para las actividades de parametrización, ingeniería, generación de pantallas, mantenimiento, consultas, acceso a datos en tiempo real, adquisición de datos referentes al estado operacional de los componentes de los IEDs (disponibilidad de memoria, eventos, alarmas, etc.), así como acceso y análisis a la colecta de datos de oscilografía y eventos SOE.

La sincronización de tiempo se hará en la Subestación Margen Derecha con la utilización de la señal de tiempo SNTP (Simple Network Time Protocol) del receptor de GPS SyncServer S250 de la Symmetricom perteneciente al Sistema Integrado de Redes Informáticas (SIRI) y que estará disponible en un puerto Ethernet del switch 3.

2.2 Subestación Acaray

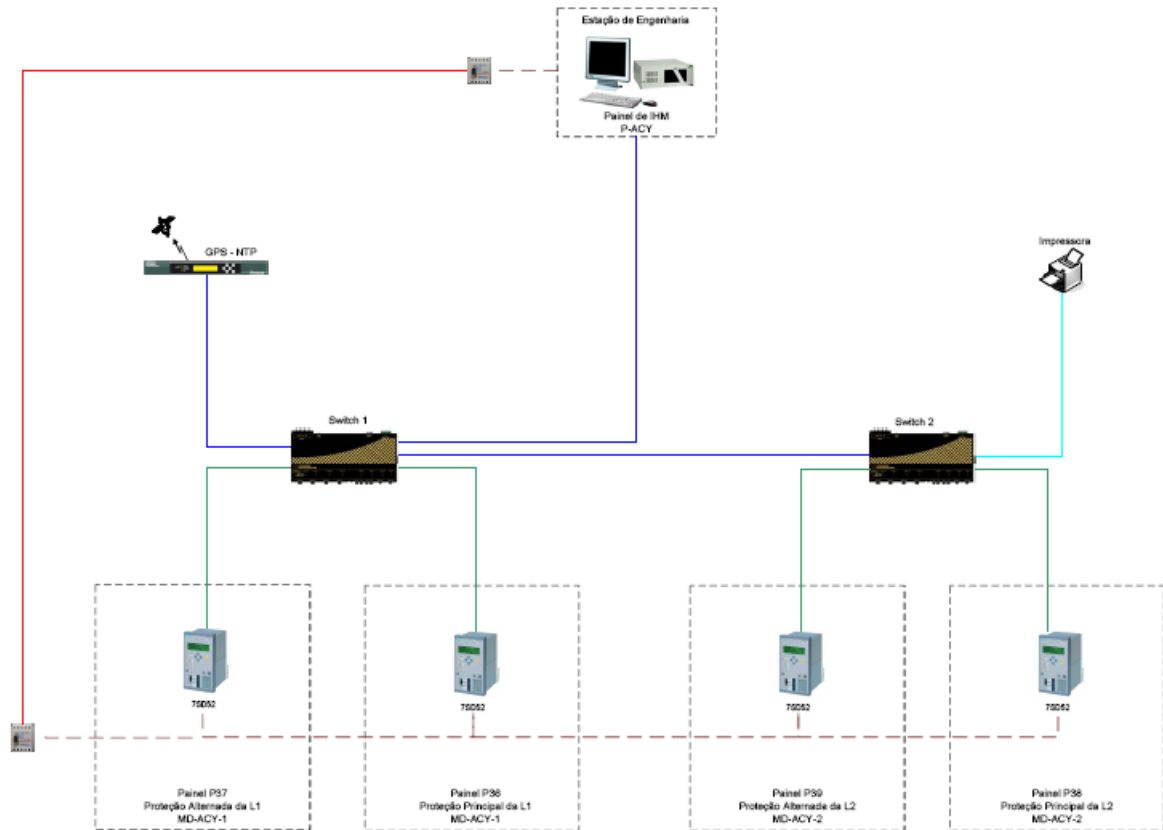


Fig. 3 – Arquitectura del sistema en la Subestación Acaray

En la SE Acaray los paneles de protección principal y alternativa tienen cada uno instalado un IED del tipo 7SD5225, debido a la diferente configuración de esta Subestación, con un solo interruptor de línea.

La sincronización de tiempo se hará en la Subestación Acaray con la utilización de un receptor GPS Reason RT420, que pondrá a disposición a través de la red ethernet la señal de tiempo utilizando protocolo NTP (Network Time Protocol)

3. Funciones del sistema de protección:

3.1 Protección diferencial de línea (87L)

La protección unitaria será proveída por una función de corriente diferencial (87L) implementada como una instancia del nodo lógico PLDF[4], segregada por fase y capaz de detectar la ocurrencia de corto circuito entre fases, envolviendo o no a la tierra, así como corto circuitos del tipo fase-tierra con elevada resistencia de falta. La mayor ventaja del principio de la protección diferencial es el disparo instantáneo en el evento de un cortocircuito en cualquier punto dentro de la zona protegida. Los transformadores de corriente limitan la zona protegida, teniendo el sistema una selectividad ideal.[5]

Cada equipo en los extremos de la línea mide la intensidad de corriente y envía información referente a la amplitud y ángulo de fase al extremo opuesto. Los valores de medida se codifican en telegramas digitales y se transmiten a través de canales de comunicación. Para esto, cada equipo es equipado con dos interfaces de datos de protección, para tener comunicación redundante. Los equipos intercambian su referencia de tiempo con cada telegrama para realizar una sincronización aproximada con precisión de $\pm 0,5$ ms en la base de tiempo. Además, para poder realizar una comparación suficientemente precisa, en la misma base de tiempo, todos los valores de intensidad llevan asociados el “sello de tiempo” al ser transmitidos desde un equipo a otro como telegramas digitales. De esta manera, los equipos en recepción pueden realizar una sincronización fina que se basa en el sello de tiempo recibido y la administración del propio tiempo, es decir: se pueden comparar las intensidades que han sido medidas exactamente al mismo tiempo (<5 μ s de tolerancia) [5]. También se mide permanentemente y se corrige eventualmente la frecuencia de los valores de medida, que es decisiva para obtener el cálculo exacto de vectores complejos y una comparación vectorial síncrona.

3.2 Protección de distancia (21-21N)

La protección de respaldo contra faltas entre fases y fase-tierra deberá ser realizada por las funciones de distancia 21 y 21N, respectivamente, implementadas como instancias del nodo lógico PDIS. Ejecuta las mediciones de impedancia sobre la base de las tensiones y corrientes de la línea en forma independiente. Posee cinco zonas de actuación que pueden ser configuradas de forma independiente para operar en el sentido directo o inverso de la línea, para faltas entre fases o fase y tierra. Posee también una zona con ajustes independientes para el esquema de teleprotección que puede ser configurada en el sentido directo o inverso de la línea.

3.3 Oscilación de potencia(68)

La actuación de las funciones basadas en la relación entre la tensión y la corriente de la línea de transmisión deberá ser bloqueada por la función 68, implementada en un nodo lógico de la clase RPSB, en el caso de oscilaciones del sistema causadas por transitorios dinámicos, que no resulten en la condición de pérdida de sincronismo de las unidades generadoras. El algoritmo está basado en la medición de la tasa de variación y monitoreo de la trayectoria vectorial de la impedancia.

3.4 Protección direccional de tierra (67N)

Proveerá garantía adicional de la detección instantánea de defectos fase-tierra con elevada resistencia de falta con discriminación de dirección, aún cuando no haya sido sensibilizada la protección de distancia. Será implementada como instancia del nodo lógico de la clase PDEF.

3.5 Esquema de recierre (79)

Será implementada a través de bloques lógicos programables. El disparo podrá ser seleccionado como “Monopolar/tripolar” o “Tripolar”. En el primer caso para falta monofásica ocurrirá disparo sólo de la fase con defecto seguido de recierre monopolar automático de alta velocidad, una tentativa. Si la falta es bipolar o tripolar el disparo será tripolar seguido de recierre tripolar. Caso no se tenga éxito en el recierre, la desconexión será tripolar. Cuando la protección principal estuviera con su recierre en progreso, la misma inhibirá el comando de cierre por reconexión de la protección alternativa. Esta inhibición será desactivada solamente si el proceso de recierre de la protección principal entra en colapso, y la función de recierre será asumida por la protección alternativa. Esta lógica será implementada a través de mensajes GOOSE.

3.6 Función de verificación de sincronismo (25)

El cierre de cualquiera de los interruptores asociados a las líneas deberá ser autorizado por la función de verificación de sincronismo. Caso ocurra apertura de los mini interruptores de los secundarios de los TP utilizados para la verificación de sincronismo, la función será bloqueada.

3.7 Protección de sobretensión instantánea y temporizada (59/59T)

Serán implementadas como instancias de un nodo lógico de la clase PTOV. Están disponibles dos etapas de operación para tensiones de secuencia positiva, negativa y cero.

3.8 Lógica de eco y de alimentación débil (27WI)

Esquema que retransmite la señal de desbloqueo recibida del terminal remoto en la eventualidad de la no actuación de las funciones de protección de distancia durante una falta interna en el trecho protegido debido a la alta impedancia de la fuente de generación. La lógica de eco también actuará cuando uno de los terminales de la línea estuviera abierto.

3.9 Lógica de protección de sobrecorriente “stub bus” (50-STUB)

Actúa en la eventualidad de ocurrencia de cortocircuito en el trecho entre llaves seccionadoras que aíslan los interruptores y las llave seccionadora que aísla la línea de transmisión cuando esta última se encuentra abierta. Será implementada como una instancia del nodo lógico PTOC combinado con bloques lógicos programables.

3.10 Protección de falla de interruptor (50-62BF)

Será implementada como instancia de un nodo lógico de la clase RBRF. Como en la SEMD la configuración es de interruptor y medio esta función estará deshabilitada en la unidad 7SD52 y serán provistas dos unidades 7VK en la protección primaria y en la alternativa con la función de falla del interruptor de la barra y del interruptor central.

3.11 Supervisión de quema de fusible de los TP (FF)

Supervisa la presencia de tensión de secuencia cero o secuencia negativa con la ausencia de corriente de secuencia cero o negativa siempre que no sea detectado tiempo muerto por un polo abierto. También supervisa la ausencia de tensión trifásica. Al actuar se bloquean las funciones relacionadas.

3.12 Función TC abierto

Supervisa la simetría entre las corrientes de entrada por comparación de amplitud. La menor corriente de fase es comparada con la mayor corriente de fase. Se puede ajustar la asimetría permitida así como el límite de la faja operacional de esta supervisión. Al actuar se bloquean las funciones relacionadas.

3.13 Oscilografía de faltas y registro secuencial de eventos

La unidad 7SD52 está equipada con una función de registro de faltas. Los valores instantáneos de corrientes y tensiones medidos son muestreados en intervalos de 1 ms y almacenados junto con la actuación de las funciones de protección y señales de teleprotección en un buffer circulante. Los datos son almacenados en un periodo de tiempo ajustable de hasta 5 s.

Los datos pueden ser recuperados de la unidad via interface serial o através de la red ethernet por medio de la estación de ingeniería donde estará instalado el software operacional DIGSI y el software de análisis gráfico SIGRA4.

4. Sistema Óptico de comunicación:

La comunicación entre los pares de IEDs de protección instalados en los terminales de cada línea de transmisión para intercambio de las muestras de corriente de las funciones de sobrecorriente diferencial, de las señales de teleprotección y de las demás funciones de supervisión serán soportadas por un sistema de comunicación óptico redundante, la información procedente de cada IED tiene dos caminos alternativos para llegar a su destino.

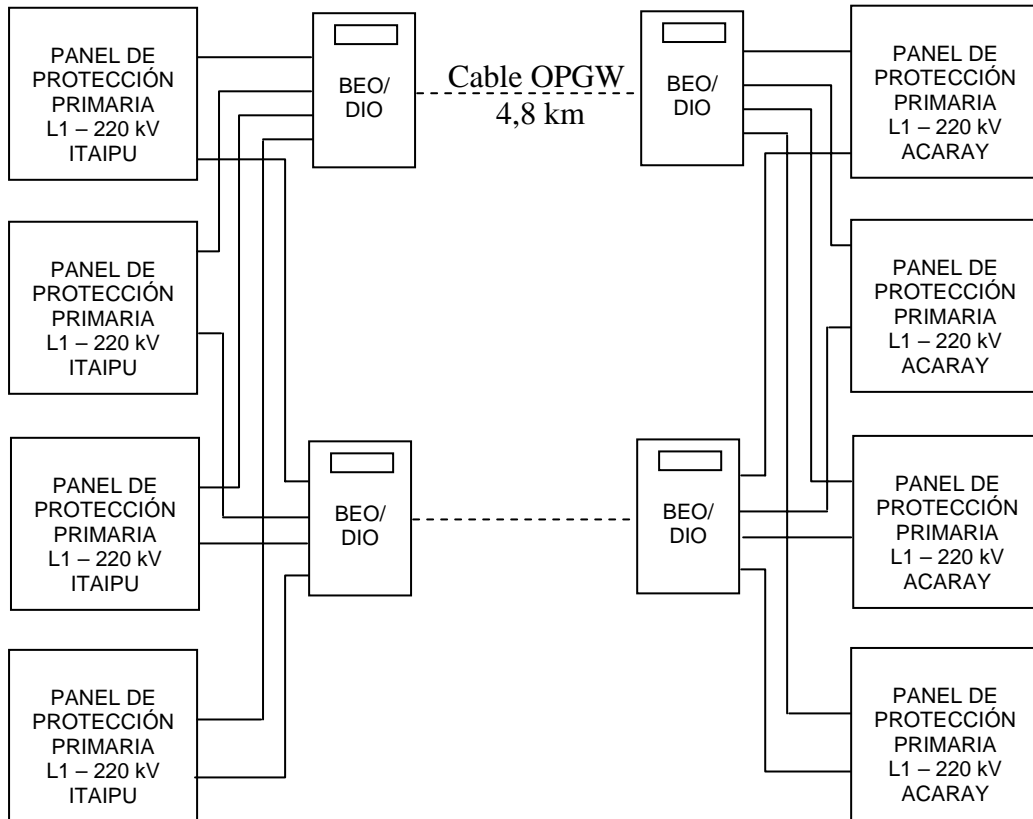


Fig. 4 – Sistema óptico de comunicación con cables OPGW

La interconexión se hará a través de los cabos pararrayos en las dos líneas de transmisión con fibra óptica monomodo (Optical Ground Wire - OPGW) en la faja de 1300 nm, con 24 fibras, formando parte del suministro la sustitución de cabos pararrayos existentes por el OPGW. Para minimizar el tiempo de desconexión de las líneas, el contratista realizará el servicio de instalación de los cables OPGW con las líneas energizadas. Los bastidores de enmiendas y distribución óptica (BEO/DIO) se montarán en la SEMD en la sala de PAX.

BIBLIOGRAFIA

- [1] IEC International Electrotechnical Commission. Draft Communication networks and systems in substations - Part 7-3: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Common data classes; IEC 61850-7-3. 2001
- [2] Ethernet & IEC 61850 - Concepts, Implementation, Commissioning Manual - E50417-F1176-C361-A2 – SIEMENS AG – Alemania - 2007



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

**VIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
29, 30 y 31 de Octubre de 2008**

- [3] Cardoso, Carlos; Magrini, Luiz; Martins, Daniel; Jardim, Jose. Experiência na aplicação do IEC 61850 na especificação de um bay de linha. VI Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos (SIMPASE). CIGRÉ. São Paulo. 2005.
- [4] Retrofit de los Sistemas de Protección de las líneas de transmisión L1 y L2 de 220 kV SEMD-Acaray. Especificación Técnica ESP08/2006. Itaipu Binacional. 2006.
- [5] SIPROTEC Protección diferencial de línea con protección de distancia 7SD52/53 Manual v.4.60 C53000-G1178-C169-2 – SIEMENS AG – Alemania – 2007