

Medellín, 07 de octubre de 2013

Doctora
ANGELA INES CADENA MONROY
 Directora General
 Unidad de Planeación Minero Energética UPME
 Carrera 50 No. 26 – 20; teléfono 222 06 01
 Bogotá D.C.

2013090191

 REPUBLICA DE COLOMBIA MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA	
	Rad No 2013-126-004205-2 Usuario: CPUNTES F. Radicado: 08/10/2013 13:29:40 Remite: (EMP) EMPRESA PUBLICAS DE MEDE Destino: DIR GENERAL Asunto: RESPUESTA A SU COMUNICACIÓN 20131500047511 DE FECHA 18 DE JULIO 2013 CONVOC Anexos: 1 CD.

Asunto: Respuesta a su comunicación 20131500047511 del 18 de julio de 2013.
 Convocatoria pública Bello-Guayabal-Ancón Sur 230 kV, información técnica y
 costos de conexión.

Respetada Doctora Ángela:

Atendiendo su solicitud, damos respuesta con la siguiente información técnica y de
 costos de conexión de las subestaciones Bello, Guayabal y Ancón Sur de propiedad de
 EPM, involucradas en la convocatoria pública Bello-Guayabal-Ancón Sur 230 kV.

1. Subestación Bello 230 kV

- Disponibilidad de espacio y ubicación de bahías en el patio de 230 kV: La subestación Bello dispone de espacio físico para una bahía de línea a Guayabal. En el documento soporte se encuentra la ubicación física de la futura bahía en la subestación.
- Los costos asociados a la conexión de la línea, circuito sencillo 230 kV, hacia la futura subestación Guayabal son de \$354.800.000 COP de septiembre 2013, y se actualizarán a la fecha de pago con el Índice de Precios al Productor (IPP). El alcance de las actividades consideradas comprende:
 - Revisión y aprobación de diseños
 - Revisión y aprobación de planos
 - Revisión de estudio de coordinación de protecciones
 - Cambio de ajustes y pruebas de relés de las bahías existentes de acuerdo a estudio de coordinación de protecciones
 - Revisión cumplimiento código de redes
 - Revisión ingeniería de protecciones de la diferencial de barras, falla interruptor y módulo común (tensiones de barra)
 - Supervisión de conexión con los sistemas de protección comunes a la subestación (diferencial de barras, falla interruptor y potenciales de barra).

estamos ahí.

- o Actualización de planos existentes
 - o Actualización de diagrama unifilar
 - o Supervisión de pruebas de puesta en servicio
- En el documento soporte, están los detalles de la subestación Bello 230 kV en relación con la arquitectura, protocolos de comunicación y equipos del sistema de control, protecciones y medida; telecomunicaciones, medios de transmisión de comunicaciones y señales.
 - El nivel de tensión de operación de la subestación Bello 230 kV está definido de acuerdo a lo dispuesto en el código de operación, resolución CREG 025 de 1995: Para la red 230 kV el voltaje mínimo requerido es el 90% y el voltaje máximo es el 110% del valor nominal.
 - Requisitos ambientales, de seguridad y salud ocupacional considerados por EPM: Son los que se encuentran soportados en las normas ISO 14.001, OSHAS 18.001, GP1.000 y la legislación ambiental vigente.
 - A continuación se describe información adicional que se anexa en el documento soporte:
 - o Diagrama unifilar subestación Bello
 - o Terrenos: El costo de arriendo mensual de terreno en el predio de la subestación Bello es de \$27.000COP/m2 mensuales, pesos de septiembre de 2013, y se actualizará a la fecha de pago con el Índice de Precios al Productor (IPP) certificado a la fecha por la entidad competente.

2. Subestación Guayabal 110 kV

- Disponibilidad de espacio y ubicación de bahías en el patio de 230 kV: Para desarrollar el proyecto de conexión al STN de la subestación Guayabal 110 kV se dispone de un terreno adyacente al patio de 110 kV, con un área total de 9,687.62 m², de los cuales se estiman aproximadamente 2,400 m² para la ubicación de los dos bancos de autotransformadores 230/115 kV de 180 MVA cada uno y una unidad de repuesto, quedando un área disponible aproximada de 7,287 m² (60.7X120 m) para la nueva subestación 230 kV. Debe tenerse en cuenta que parte de esta área podría ser afectada por proyectos viales futuros.

En el área indicada se encuentran tres (3) torres de llegada de líneas de 110 kV y algunos circuitos canalizados de 44 kV, 13.2 kV y 7.62 kV, si es requerido su traslado o modificación, estas acciones serán por cuenta del inversionista sin afectación de la propiedad para EPM, con supervisión y aprobación de EPM.

Adicionalmente, debe considerarse el POT del municipio de Medellín, el cual tiene previsto la ampliación de la Autopista Sur a la altura de la subestación Guayabal.

localizada al costado oriental del lote y que sugiere la reducción del área disponible.

- Los costos asociados al desarrollo de la futura subestación Guayabal son de \$154,500,000 COP de septiembre 2013, y se actualizarán a la fecha de pago con el Índice de Precios al Productor (IPP). El alcance de las actividades consideradas comprende:
 - Revisión y aprobación de diseños
 - Revisión y aprobación de planos
 - Revisión de estudio de coordinación de protecciones
 - Cambio de ajustes y pruebas de relés de las bahías existentes de acuerdo a estudio de coordinación de protecciones
 - Revisión cumplimiento código de redes
 - Revisión ingeniería de protecciones de la diferencial de barras, falla interruptor y módulo común (tensiones de barra)
 - Supervisión de conexión con los sistemas de protección comunes a la subestación (diferencial de barras, falla interruptor y potenciales de barra)
 - Actualización de planos existentes
 - Actualización de diagrama unifilar
 - Supervisión de pruebas de puesta en servicio
- En el documento soporte se dispone del detalle de la subestación Guayabal 110 kV en relación con la arquitectura, protocolos de comunicación y equipos del sistema de control, protecciones y medida; telecomunicaciones, medios de transmisión de comunicaciones y señales.
- El nivel de tensión de operación de la futura subestación Guayabal 230 kV deberá estar de acuerdo a lo dispuesto en el código de operación, resolución CREG 025 de 1995: Para la red 230 kV el voltaje mínimo requerido es el 90% y el voltaje máximo es el 110% del valor nominal.
- Requisitos ambientales, de seguridad y salud ocupacional considerados por EPM: Son los que se encuentran soportados en las normas ISO 14.001, OSHAS 18.001, GP1000 y la legislación ambiental vigente.
- A continuación se describe información adicional que se anexa en el documento soporte:
 - Diagrama unifilar subestación Guayabal
 - Terrenos: Se dispone de un terreno adyacente al patio de 110 kV, con un área total de 9,687.62 m², de los cuales se estiman aproximadamente 2,400 m² para la ubicación de los dos bancos de autotransformadores 230/115 kV de 180 MVA cada uno y una unidad de repuesto, quedando un área disponible aproximada de 7,287 m² (60.7X120 m) para la nueva subestación 230 kV. Debe tenerse en cuenta que parte de esta *estamos ahí.*

podría ser afectada por proyectos viales futuros. El costo por concepto de venta del terreno disponible es de COP 1.800.000/m² pesos de septiembre de 2013, y se actualizará a la fecha de pago con el Índice de Precios al Productor (IPP) certificado a la fecha por la entidad competente.

3. Subestación Ancón Sur 230 kV de EPM

- Disponibilidad de espacio y ubicación de bahías en el patio de 230 kV: La subestación Ancón Sur dispone de espacio físico para una bahía de línea a Guayabal. En el documento soporte se encuentra la ubicación física en la subestación.
- Los costos asociados a la conexión de la línea, circuito sencillo 230 kV, proveniente de la futura subestación Guayabal 220 kV son de \$379.500.000 COP, pesos de septiembre de 2013, y se actualizarán a la fecha de pago con el Índice de Precios al Productor (IPP). El alcance de las actividades consideradas comprende:
 - Revisión y aprobación de diseños
 - Revisión y aprobación de planos
 - Revisión de estudio de coordinación de protecciones
 - Cambio de ajustes y pruebas de relés de las bahías existentes de acuerdo a estudio de coordinación de protecciones
 - Revisión cumplimiento código de redes
 - Revisión ingeniería de protecciones de la diferencial de barras, falla interruptor y módulo común (tensiones de barra)
 - Supervisión de conexión con los sistemas de protección comunes a la subestación (diferencial de barras, falla interruptor y potenciales de barra)
 - Actualización de planos existentes
 - Actualización de diagrama unifilar
 - Supervisión de pruebas de puesta en servicio
- En el documento soporte, se encuentran los detalles de la subestación Ancón Sur 230 kV en relación con la arquitectura, protocolos de comunicación y equipos del sistema de control, protecciones y medida; telecomunicaciones, medios de transmisión de comunicaciones y señales.
- El nivel de tensión de operación de la subestación Ancón Sur 230 kV está definido de acuerdo a lo dispuesto en el código de operación, resolución CREG 025 de 1995: Para la red 230 kV el voltaje mínimo requerido es el 90% y el voltaje máximo es el 110% del valor nominal.
- Requisitos ambientales, de seguridad y salud ocupacional considerados por EPM: Son los que se encuentran soportados en las normas ISO 14.001, OSHAS 18.001, GP1000 y la legislación ambiental vigente.

estamos ahí.

2013090191

- A continuación se describe información adicional que se anexa en el documento soporte:
 - Diagrama unifilar subestación Ancón Sur
 - Terrenos: El costo de arriendo mensual de terreno en el predio de la subestación Ancón Sur es de \$27.000COP/m2 mensuales, pesos de septiembre de 2013, y se actualizará a la fecha de pago con el Índice de Precios al Productor (IPP) certificado a la fecha por la entidad competente.

Quedamos atentos a cualquier inquietud,

Cordialmente,


DIEGO HUMBERTO MONTOYA MESA
Jefe Área Planeación T&D Energía
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

ANEXO: CD con documento de soporte.

estamos ahí.



**INFORMACIÓN TÉCNICA SUBESTACIONES
BELLO – GUAYABAL – ANCON SUR
CONVOCATORIA UPME A 230 KV**

DOCUMENTO EPM-OR

Revisión 0

Medellín, Octubre 2013

TABLA DE CONTENIDO

1.	OBJETO	1
2.	SUBESTACIÓN BELLO	1
2.1	DISPONIBILIDAD DE ESPACIOS	2
2.2	SISTEMAS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES	4
2.2.1	Arquitectura de la subestación	4
2.2.2	Medidas	5
2.2.3	Indicaciones.....	5
2.2.4	Comandos	5
2.2.5	Alarmas	6
2.2.6	Sistemas de telecomunicaciones	6
2.3	SISTEMAS DE PROTECCIÓN	6
2.3.1	Esquema protecciones bahía de línea	6
2.3.2	Sistemas de protección comunes a la subestación	7
2.4	ACTIVIDADES Y COSTOS ASOCIADOS A LA CONEXIÓN	8
2.4.1	Sistemas de protección	9
2.4.2	Sistemas de control y telecomunicaciones.....	10
3.	SUBESTACIÓN GUAYABAL	10
3.1	DISPONIBILIDAD DE ESPACIOS	11
3.2	SISTEMAS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES	12
3.2.1	Arquitectura de la subestación	12
3.2.2	Sistemas de control y protocolos.....	12
3.2.3	Medidas	13
3.2.4	Indicaciones.....	13
3.2.5	Comandos	13
3.2.6	Alarmas	14
3.2.7	Sistemas de telecomunicaciones	14
3.3	SISTEMAS DE PROTECCIÓN	14
3.3.1	Esquema protecciones bahías de línea 110 kV	14
3.3.2	Sistemas de protección comunes en la subestación	15
3.4	ACTIVIDADES Y COSTOS ASOCIADOS A LA CONEXIÓN	15
3.4.1	Sistemas de protección	16
3.4.2	Sistemas de control y telecomunicaciones.....	16
4.	SUBESTACIÓN ANCON SUR	16
4.1	DISPONIBILIDAD DE ESPACIOS	17
4.2	SISTEMAS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES	19
4.2.1	Arquitectura de la subestación.	19
4.2.2	Sistemas de control y protocolos.....	19
4.2.3	Sistemas de telecomunicaciones	19
4.3	SISTEMAS DE PROTECCIÓN	19
4.3.1	Esquemas de protecciones bahía de línea	20
4.3.2	Sistemas de protección comunes a la subestación	20

4.4	ACTIVIDADES Y COSTOS ASOCIADOS A LA CONEXIÓN.....	21
4.4.1	Sistemas de protección	21
4.4.2	Sistemas de control y protección.....	22
5.	COMENTARIOS	22
6.	REFERENCIAS	23
7.	ANEXO 1. SEÑALES RELEVANTES.....	24

LISTA DE ANEXOS

Señales Relevantes de Control y Protección

1. OBJETO

Suministrar la información concerniente a la disponibilidad de espacios para instalación de nuevos equipos, los sistemas de control y protección existentes en las subestaciones y permitir una descripción general de las condiciones de las subestaciones que serán intervenidas durante el proyecto Bello – Guayabal - Ancón Sur a 230 kV.

El documento se ha organizado por subestación haciendo una descripción del tipo de subestación, la disponibilidad de espacios, los sistemas de telecomunicaciones y arquitectura de control, los esquemas de protección utilizados, los requerimientos para la nueva conexión en cuanto a los sistemas de control y protección comunes a la subestación y los costos asociados a las actividades de supervisión requeridas para esta nueva conexión.

2. SUBESTACIÓN BELLO

En la figura 1 se presenta el diagrama unifilar de la subestación Bello 230 kV/110 kV/44 kV/13.2 kV. En el nivel de 220 kV, el cual es el que se verá afectado por la entrada del proyecto, se cuenta con una configuración de barra sencilla con cuatro bahías de conexión dos para autotransformador, una para la línea Tasajera y la otra para la línea Salto IV.

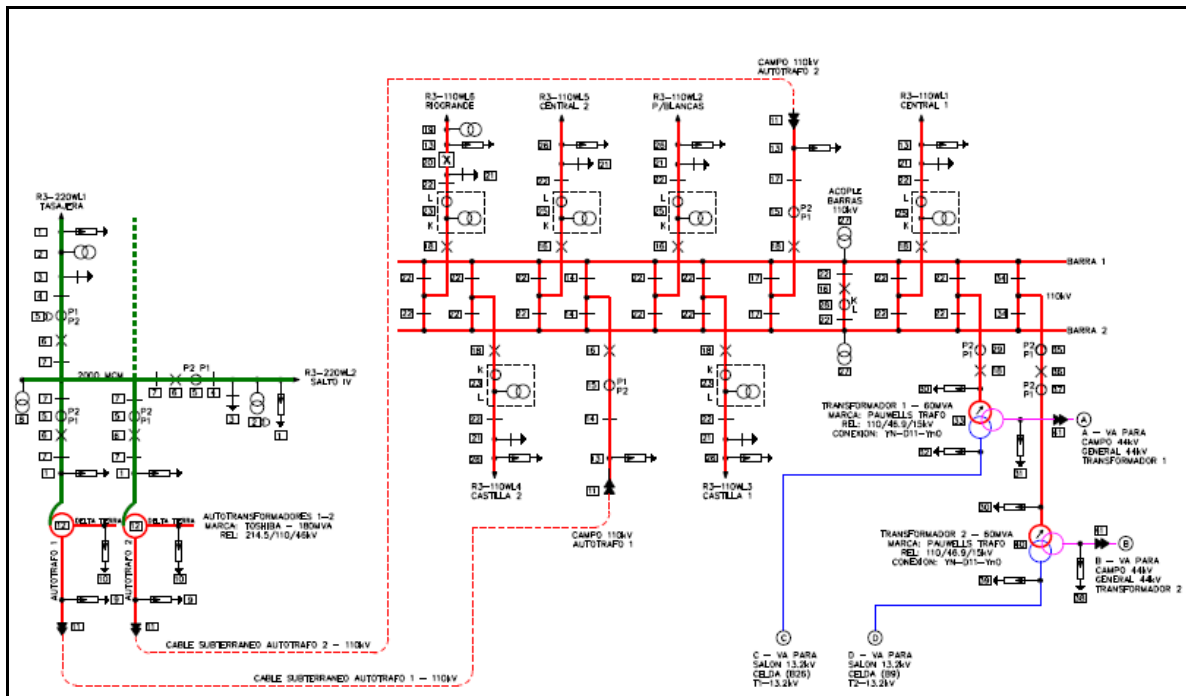


Figura 1. Diagrama unifilar subestación Bello 220 kV

La subestación Bello actualmente está siendo objeto de un proceso de modernización en el cual se ha cambiado el esquema protecciones de las bahías de línea y autotransformador y adicionalmente se cambió el sistema de control de la subestación. Los nuevos relés de protección están integrados en una red IEC 61850 mediante la cual reportan información al concentrador de la subestación y de este equipo se envía la información al centro de control de EPM.

En cuanto al protocolo IEC 61850 EPM no se utilizan mensajes GOOSE para los esquemas de protección, estos están siendo utilizados solamente para esquemas de control, por ejemplo enclavamientos de los dispositivos de maniobra.

2.1 DISPONIBILIDAD DE ESPACIOS

La subestación Bello 220 kV está equipada actualmente con dos bahías de línea provenientes de las centrales Tasajera y Salto IV, y dos bahías de transformación, en configuración barra sencilla.

El patio de 220 kV dispone de espacio físico paralelo a la bahía de línea Tasajera, en el cual podrá ubicarse la nueva bahía de línea proveniente de la subestación Guayabal.

La sala de tableros y la sala de telecomunicaciones disponen del espacio para la instalación del tablero de control y protección y del tablero que incluye los equipos de teleprotección, asociados a la futura línea a Guayabal.

Respecto a los servicios auxiliares de corriente alterna y de corriente continua, se cuenta con capacidad y reservas tanto en corriente alterna como en continua. Deberá analizarse si dichas reservas tienen la capacidad suficiente o si es necesario cambiar los MCBs (Mini Circuit Breakers) para cumplir con los requerimientos.

El siguiente esquema muestra la localización para la bahía de ampliación en 230 kV.

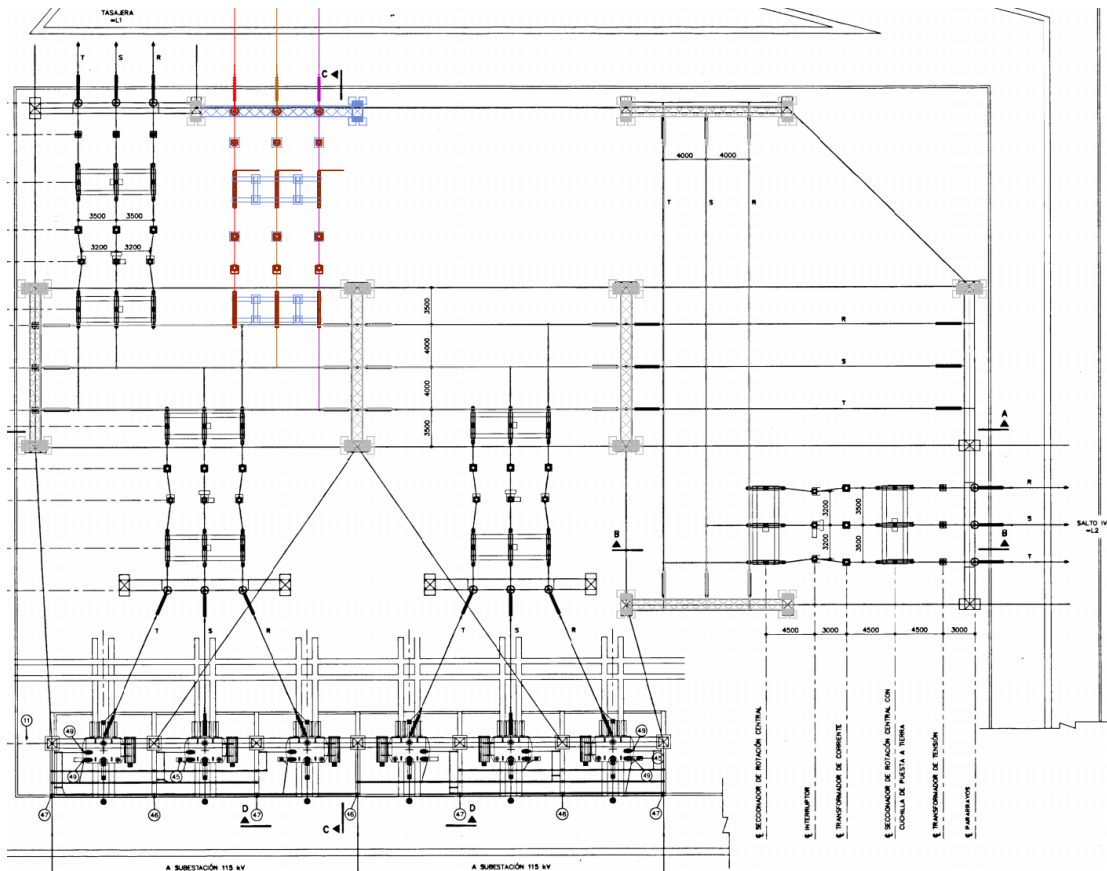


Figura 2. Subestación Bello

El costo de arriendo mensual de terreno en el predio de la subestación Bello es de \$27.000/m² de septiembre de 2013, y se actualizará a la fecha de pago con el Índice de Precios al Productor (IPP) certificado a la fecha por la entidad competente.

2.2 SISTEMAS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

2.2.1 Arquitectura de la subestación

En la figura 3 se presenta el diagrama de la red de área local (LAN) de la subestación Bello.

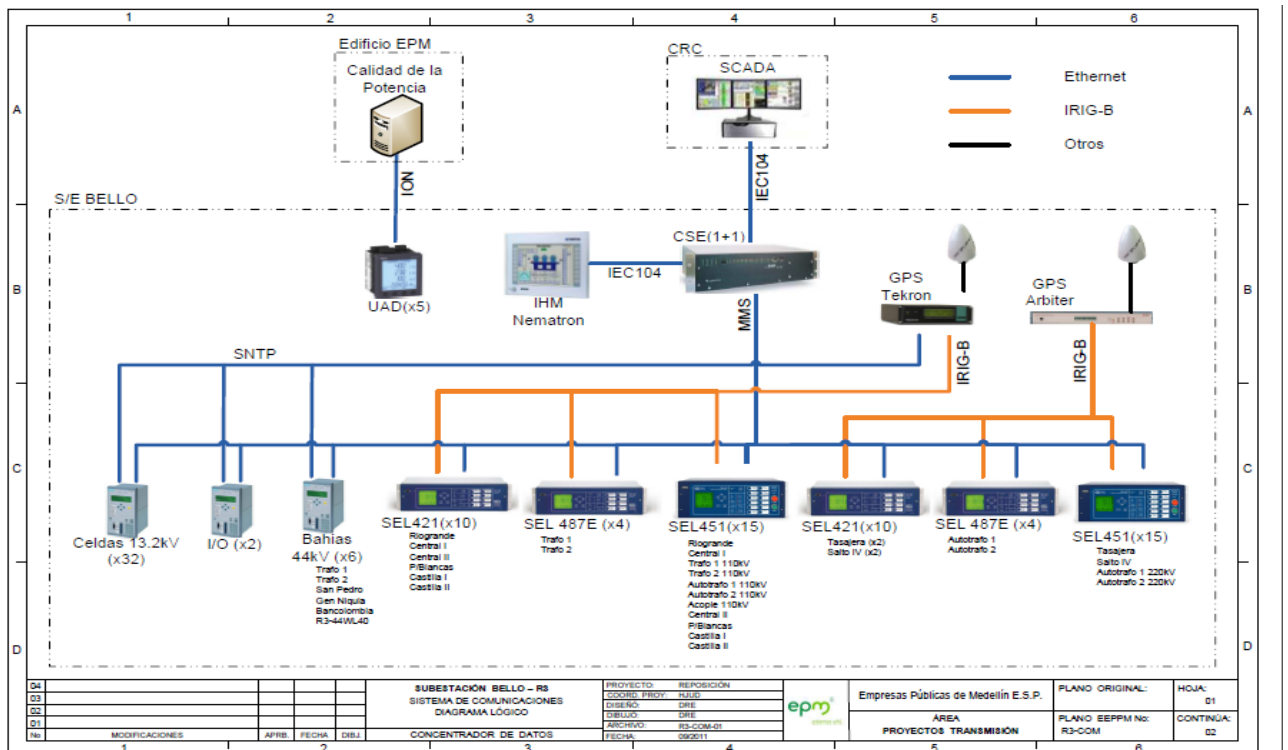


Figura 3. Diagrama de la Red LAN de la subestación Bello

2.2 Sistemas de control y protocolos

Los equipos de control y protección en subestación Bello tienen con un sistema SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones) compuesto por dos concentradores de datos SMP 16 (Principal y respaldo) basado en los protocolos de la norma IEC 61850 y DNP 3.0 (Serial /LAN) para comunicación con los relés y el protocolo IEC 104 para la comunicación con el centro de control, también se tiene un sistema de supervisión y control local o IHM (Interfaz Hombre maquina) marca Nematron con el software Visual Substation, que se comunica con el concentrador de datos para mostrar una visualización completa de la subestación en tiempo real.

Cada bahía de 220kV en Bello (Tasajera y Salto IV) están conformadas por:

- ✓ Dos relés SEL 421 con función de protección (Distancia, sobre corriente, etc.). PP1 y PP2. PP=Protección Principal.
- ✓ Un relé SEL 451 como controlador de bahía y algunas funciones básicas de protección. PR1= Protección de respaldo.

Estos relés se comunican por IEC 61850.

El sistema de sincronización de tiempo se hace de la siguiente manera:

Los relés de 220kV se sincronizan por IRI-B a través de un receptor GPS marca Arbiter.

El concentrador y otros relés se sincronizan por SNTP (Simple Network Time Protocol) a través de un receptor GPS (Global Positioning System) marca Tekron.

2.2.2 Medidas

Voltajes de línea y fase: UR, US, UT

Corrientes IR, IS, IT

Potencia Activa y Reactiva P y Q. Trifásicas y Monofásicas.

Corrientes de falla

Contadores de energía (Dependiendo de sí el relé las transmite como contador)

2.2.3 Indicaciones

Posición doble del interruptor

Posición doble de los seccionadores que componen la bahía (Seccionador barra, línea y tierra u otro)

Indicación de la función de recierres

Indicación de subestación en local

2.2.4 Comandos

Comando doble de apertura y cierre interruptor

Comando doble de apertura y cierre seccionadores asociados a la bahía

Comando de recierre

Comando Reset (& de ser necesario)

2.2.5 Alarmas

Todas las señales que se cablean directamente al relé y que sean transmitidas por IEC 61850.

Todas las señales de función de protecciones asociadas a cada relé. (Protección diferencial, sobre corriente, distancia, etc.).

Todas las señales de servicio auxiliares que vengan del relé o del modulo I/O instalado.

2.2.6 Sistemas de telecomunicaciones

La subestación Bello actualmente cuenta con una red LAN (Local Area Network) asociada a un sistema de transporte de redes de telecomunicaciones SDH (Synchronous Digital Hierarchy) marca ERICSSON, que posee puertos Ethernet con facilidades de enlaces punto a punto (Lan To Lan) y punto multipunto y ambos casos con separación por VLAN (Virtual Local Area Network); adicionalmente tiene la posibilidad de transportar sistemas E1 (2 Mbps) de 120 ohmios, por medio del cual se integra a un sistema PDH (Plesiochronous Digital Hierarchy) marca KEYMILE, para los servicios de baja capacidad como telefonía, canales RS 232 e interfaces G703 etc.

Por medio de esta red de telecomunicaciones se presta actualmente los servicios administrativos y operativos de la subestación, los servicios administrativos comprenden red de datos corporativos y telefonía administrativa, los servicios operativos corresponden al SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), teleprotecciones, voz operativa, gestión remota de IED's (Intelligent Electronic Devices) entre otros.

2.3 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

A continuación se indican los esquemas de protección de las bahías de línea y los sistemas de protección comunes a la subestación, tales como diferencial de barras, falla interruptor y el sistema de registro de fallas.

2.3.1 Esquema protecciones bahía de línea

Para las bahías de línea el esquema de protección que se tiene es el siguiente:

- **Protección de principal 1.** Protección de línea con funciones de distancia en esquema POTT, 67N en esquema de comparación direccional,

sobrecorriente de fases y neutro direccionales de respaldo, sobretensión en etapa 1 y 2, recierre, discrepancia de polos y verificación de sincronismo.

- **Protección de principal 2.** Protección de línea con funciones de distancia en esquema POTT, 67N en esquema de comparación direccional, sobrecorriente de fases y neutro direccionales de respaldo, sobretensión en etapa 1 y 2, recierre, discrepancia de polos y verificación de sincronismo.
- **Controlador de bahía.** Controlador de bahía con función de falla interruptor, sincronismo y funciones de control de la bahía tales como mando sobre los equipos, enclavamientos y alarmas, entre otros.

En cuanto a la función de falla interruptor el disparo de barra de cada bahía (etapa 2) va a un relé de disparo de barra que se encuentra ubicado en la protección diferencial de barras de 220 kV y el cual se encarga de replicar los disparos a los interruptores de las demás bahías de la subestación.

- **Unidad de disparo con bloqueo.** Para los disparos definitivos de la bahía (diferencial de barras, falla interruptor, zonas temporizadas, sobrecorriente de respaldo, sobretensión y discrepancia de polos) se cuenta con un relé de disparo con bloqueo, el cual tiene reposición local desde el tablero de control y protección, desde el HMI, ubicado en la sala de control y reposición remota desde el centro de control.

2.3.2 Sistemas de protección comunes a la subestación

2.3.2.1 Diferencial de barras

La protección diferencial de barras de la subestación en el nivel de 220 kV es una protección de tipo electrónico, por lo cual desde el punto de vista del usuario, no tienen ningún tipo de gestión para verificar el estado de la protección, oscilografías de eventos, entre otros. Esta protección sólo cuenta con un panel frontal en el cual mediante leds y banderas de indicación se indica el disparo de la fase fallada, o si la protección se encuentra bloqueada, apagada o en modo de prueba.

La referencia de la protección diferencial de barras es GEC ALSTHOM DIFB.

Para el nuevo campo de conexión la protección diferencial cuenta con entradas de corriente disponibles, las cuales se conectan por intermedio de transformadores de ajuste al relé diferencial. Se debe entonces realizar una verificación en sitio de los transformadores de ajuste de las demás bahías con el fin de ajustar los transformadores de ajuste del nuevo circuito de acuerdo al tap de ajuste de los transformadores de ajuste de las bahías existentes y los transformadores de corriente de la nueva bahía.

Al igual que con las entradas de corriente, la protección diferencial de barras cuenta con salidas disponibles para el disparo hacia el nuevo campo de conexión. Se recomienda que el disparo en el nuevo campo de conexión sea a través de

una unidad de disparo con bloqueo, para facilitar el disparo y a su vez el bloqueo al cierre del interruptor.

2.3.2.2 Protección de falla interruptor

La función de falla interruptor se encuentra incluida en los controladores de cada una de las bahías de la subestación. Es decir, el inversionista debe suministrar un relé de falla interruptor por aparte o incluirlo como función en el controlador de bahía.

En cuanto a la función de falla interruptor el disparo de barra de cada bahía (etapa 2) va a un relé de disparo de barra que se encuentra ubicado en la protección diferencial de barras y el cual se encarga de replicar los disparos a los interruptores de las demás bahías de la subestación.

Para la nueva conexión se cuenta con reservas de bornera disponibles para la conexión del contacto libre de potencial con el disparo por 50BF en etapa 2 proveniente de la nueva bahía de conexión, así como con contactos de disparo para la conexión del disparo a la nueva bahía por operación de la función 50BF en etapa 2 de otros campos.

2.3.2.3 Sistema de registro de fallas

Actualmente, la subestación en el nivel de 220 kV cuenta con un sistema de registro de fallas el cual recibe las señales de cada una de las 4 bahías existentes. Este sistema no cuenta con espacio disponible para la nueva bahía de conexión, razón por la cual el oferente deberá tener en cuenta el suministro de un sistema de registro de falla para el monitoreo de su propia bahía.

2.4 ACTIVIDADES Y COSTOS ASOCIADOS A LA CONEXIÓN

En este numeral se detallan las actividades y sus costos asociados para realizar la conexión del proyecto a las subestaciones involucradas en el proyecto.

Descripcion	SE Bello
Revisión y aprobación diseños	12.8
Verificación del montaje respecto a planos y diseños	9.7
Actualización del SOE y registrador de fallas	8.3
Actualización de mimicos locales y centro de control	20.5
Revisión de planos	29.0
Coordinación de consignaciones	9.7

Ajustes de relés y pruebas	25.5
Revisión cumplimiento código de redes	4.8
Revisión estudio de coordinación de protecciones	29.0
Revisión ingeniería de protecciones , sistema de control y módulo común.	29.0
Supervisión de conexión con barrajes existentes y sistema de protección	35.2
Supervisión en campo durante la construcción y montaje	86.7
Actualización de Planos	29.0
Pruebas del sistema	17.6
Pruebas de puesta en servicio	7.9
Total	354.8

2.4.1 Sistemas de protección

En la tabla siguiente se relacionan las actividades y costos asociados que debería realizar el equipo Controles y Protecciones para la conexión del nuevo campo de línea en la subestación Bello 220 kV.

Las actividades generales asociadas con la conexión de la nueva bahía son las siguientes:

- Revisión y aprobación de diseños
- Revisión y aprobación de planos
- Revisión de estudio de coordinación de protecciones
- Cambio de ajustes y pruebas de relés de las bahías existentes de acuerdo a estudio de coordinación de protecciones
- Revisión cumplimiento código de redes
- Revisión ingeniería de protecciones de la diferencial de barras, falla interruptor y módulo común (tensiones de barra)
- Supervisión de conexión con los sistemas de protección comunes a la subestación (diferencial de barras, falla interruptor y potenciales de barra)
- Actualización de planos existentes
- Actualización de diagrama unifilar
- Pruebas de puesta en servicio

2.4.2 Sistemas de control y telecomunicaciones

Las actividades de telecomunicaciones asociadas con la conexión de la nueva bahía son las siguientes:

- Revisión y aprobación de diseños
- Revisión y aprobación de planos
- Cambio de configuración y pruebas de los servicios de telecomunicaciones
- Actualización de planos existentes
- Pruebas de puesta en servicio

3. SUBESTACIÓN GUAYABAL

En la figura 2 se presenta el diagrama unifilar de la subestación Guayabal 110 kV/44 kV/13.2 kV.

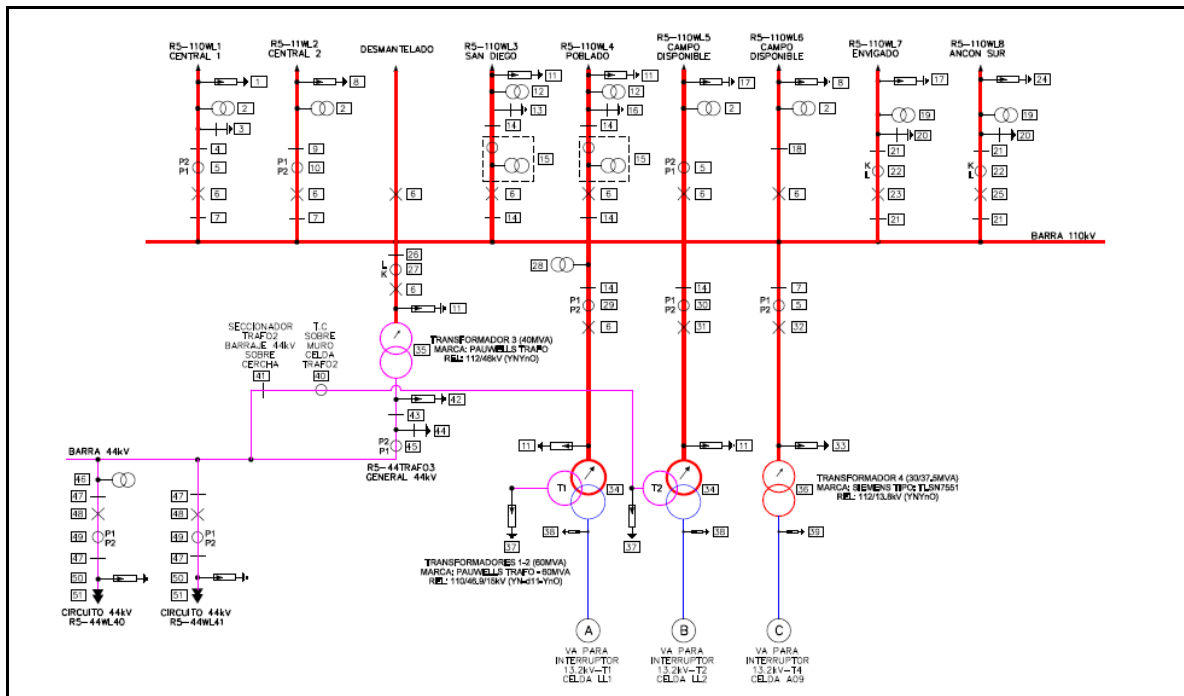


Figura 3. Diagrama unifilar subestación Guayabal 110 kV

Aunque la subestación no posee nivel de tensión de 220 kV se hace una breve descripción de los sistemas de protección en el nivel de 110 kV.

3.1 DISPONIBILIDAD DE ESPACIOS

Para desarrollar el proyecto de conexión al STN de la subestación Guayabal 110 kV se dispone de un terreno adyacente al patio de 110 kV, con un área total de 9,687.62 m², de los cuales se estiman aproximadamente 2,400 m² para la ubicación de los dos bancos de autotransformadores 230/115 kV de 180 MVA cada uno y una unidad de repuesto, quedando un área disponible aproximada de 7,287 m² (60.7X120 m) para la nueva subestación 230 kV.

Debe tenerse en cuenta que en el área indicada se encuentran tres (3) torres de llegada de líneas de 110 kV y algunos circuitos canalizados de 44 kV, 13,2 kV y 7,62 kV. También debe ubicarse en este espacio los autotransformadores del OR 2x180MVA.

Adicionalmente, debe considerarse el POT del municipio de Medellín, el cual tiene previsto la ampliación de la Autopista Sur a la altura de la subestación Guayabal, localizada al costado oriental del lote y que sugiere la reducción del área disponible.

El siguiente esquema muestra la localización para la ampliación en 230 kV.



Figura 4. Subestación Guayabal

El costo por concepto de venta del terreno disponible es de COP 1.800.000/m² pesos de septiembre de 2013, y se actualizará a la fecha de pago con el Índice de Precios al Productor (IPP) certificado a la fecha por la entidad competente.

3.2 SISTEMAS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

3.2.1 Arquitectura de la subestación

En la figura 5 se presenta el diagrama de la red de área local (LAN) de la subestación Guayabal.

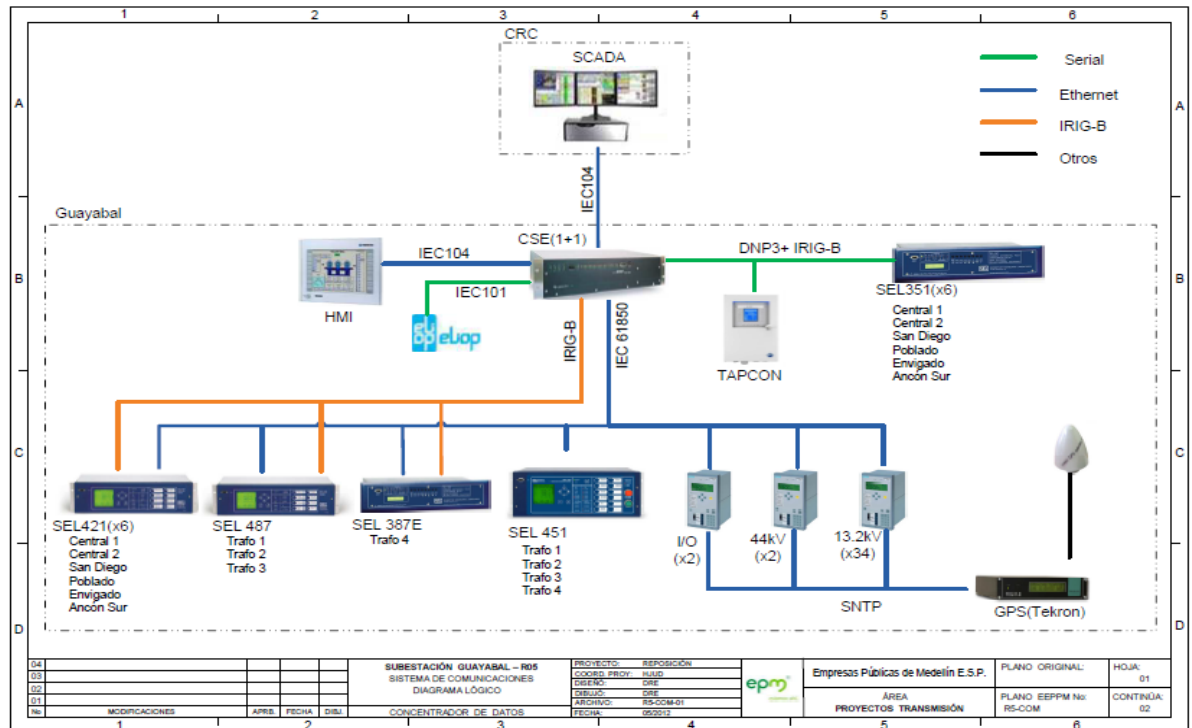


Figura 5. Diagrama de la Red LAN de la subestación Guayabal

3.2.2 Sistemas de control y protocolos

Los equipos de control y protección en subestación Guayabal tienen con un sistema SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones) compuesto por dos concentradores de datos SMP 16 (Principal y respaldo) basado en los protocolos de la norma IEC 61850 y DNP 3.0 (Serial /LAN) para comunicación con los relés y el protocolo IEC 104 para la comunicación con el centro de control, también se tiene un sistema de supervisión y control local o IHM (Interfaz Hombre maquina) marca Nematron con el software Visual Substation, que se comunica con el concentrador de datos para mostrar una visualización completa de la subestación en tiempo real.

Cada bahía de Guayabal 110kV están conformadas por:

- ✓ Un relé SEL 351 A con función de protección de sobre corriente y se comunica por protocolo DNP 3.0.
- ✓ Un relé SEL 421 con función de protección distancia y se comunica por IEC61850.

Estos relés se comunican por IEC 61850.

El sistema de sincronización de tiempo se hace de la siguiente manera:

Los relés de 220kV se sincronizan por IRI-B a través de un receptor GPS marca Arbiter.

El concentrador y otros relés se sincronizan por SNTP (Simple Network Time Protocol) a través de un receptor GPS (Global Positioning System) marca Tekron.

3.2.3 Medidas

Voltajes de línea y fase: UR, US, UT

Corrientes IR, IS, IT

Potencia Activa y Reactiva P y Q. Trifásicas y Monofásicas.

Corrientes de falla

Contadores de energía (Dependiendo de sí el relé las transmite como contador)

3.2.4 Indicaciones

Posición doble del interruptor

Posición doble de los seccionadores que componen la bahía (Seccionador barra, línea y tierra u otro)

Indicación de la función de recierres

Indicación de subestación en local

3.2.5 Comandos

Comando doble de apertura y cierre interruptor

Comando doble de apertura y cierre seccionadores asociados a la bahía

Comando de recierre

Comando Reset (& de ser necesario)

3.2.6 Alarmas

Todas las señales que se cablean directamente al relé y que sean transmitidas por IEC 61850.

Todas las señales de función de protecciones asociadas a cada relé. (Protección diferencial, sobre corriente, distancia, etc.).

Todas las señales de servicio auxiliares que vengan del relé o del modulo I/O instalado.

3.2.7 Sistemas de telecomunicaciones

La subestación Bello actualmente cuenta con una red LAN (Local Area Network) asociada a un sistema de transporte de redes de telecomunicaciones SDH (Synchronous Digital Hierarchy) marca ERICSSON, que posee puertos Ethernet con facilidades de enlaces punto a punto (Lan To Lan) y punto multipunto y ambos casos con separación por VLAN (Virtual Local Area Network); adicionalmente tiene la posibilidad de transportar sistemas E1 (2 Mbps) de 120 ohmios, por medio del cual se integra a un sistema PDH (Plesiochronous Digital Hierarchy) marca KEYMILE, para los servicios de baja capacidad como telefonía, canales RS 232 e interfaces G703 etc.

Por medio de esta red de telecomunicaciones se presta actualmente los servicios administrativos y operativos de la subestación, los servicios administrativos comprenden red de datos corporativos y telefonía administrativa, los servicios operativos corresponden al SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), teleprotecciones, voz operativa, gestión remota de IED's (Intelligent Electronic Devices) entre otros.

3.3 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

A continuación se describen los esquemas de protección de las bahías de línea y los sistemas comunes de protección, tales como diferencial de barras y falla interruptor.

3.3.1 Esquema protecciones bahías de línea 110 kV

Para las bahías de línea el esquema de protección que se tiene es el siguiente:

- **Protección de principal 1.** Protección de línea con funciones de distancia en esquema POTT.

- **Protección de respaldo.** Protección de línea con funciones de 67N en esquema de comparación direccional, sobrecorriente de fases y neutro direccionales de respaldo, recierre, verificación de sincronismo y falla interruptor.

En cuanto a la función de falla interruptor el disparo de barra de cada bahía (etapa 2) va a un relé de disparo de barra que se encuentra ubicado en la protección diferencial de barras y el cual se encarga de replicar los disparos a los interruptores de las demás bahías de la subestación.

3.3.2 Sistemas de protección comunes en la subestación

3.3.2.1 Diferencial de barras

La protección diferencial de barras de la subestación en el nivel de 110 kV es una protección ASEA referencia RADSS.

3.3.2.2 Protección de falla interruptor

La función de falla interruptor se encuentra incluida en la protección de respaldo de cada una de las bahías de la subestación. El disparo de barra de cada bahía (etapa 2) va a un relé de disparo de barra que se encuentra ubicado en la protección diferencial de barras y el cual se encarga de replicar los disparos a los interruptores de las demás bahías de la subestación.

3.4 ACTIVIDADES Y COSTOS ASOCIADOS A LA CONEXIÓN

En este numeral se detallan las actividades y sus costos asociados para realizar la conexión del proyecto a las subestaciones involucradas en el proyecto.

<i>Descripcion</i>	<i>SE Bello</i>	<i>SE Guayabal</i>
Revisión y aprobación diseños	12.8	5.6
Verificación del montaje respecto a planos y diseños	9.7	4.2
Actualización del SOE y registrador de fallas	8.3	3.6
Actualización de mimicos locales y centro de control	20.5	8.9
Revisión de planos	29.0	12.6
Coordinación de consignaciones	9.7	4.2
Ajustes de relés y pruebas	25.5	11.1
Revisión cumplimiento código de redes	4.8	2.1

Revisión estudio de coordinación de protecciones	29.0	12.6
Revisión ingeniería de protecciones , sistema de control y módulo común.	29.0	12.6
Supervisión de conexión con barrajes existentes y sistema de protección	35.2	15.3
Supervisión en campo durante la construcción y montaje	86.7	37.7
Actualización de Planos	29.0	12.6
Pruebas del sistema	17.6	7.7
Pruebas de puesta en servicio	7.9	3.5
Total	354.8	154.5

3.4.1 Sistemas de protección

En la tabla siguiente se relacionan las actividades y costos asociados que debería realizar el equipo Controles y Protecciones para la conexión del nuevo campo de línea en la subestación Bello 220 kV.

3.4.2 Sistemas de control y telecomunicaciones

En la tabla 2 se relacionan las actividades y costos asociados que debería realizar el equipo de telecomunicaciones para los servicios que se requieren para la nueva conexión de 230 kV.

Las actividades de telecomunicaciones asociadas con la conexión de la nueva bahía son las siguientes:

- Revisión y aprobación de diseños
- Revisión y aprobación de planos
- Cambio de configuración y pruebas de los servicios de telecomunicaciones
- Actualización de planos existentes
- Pruebas de puesta en servicio

4. SUBESTACIÓN ANCON SUR

En la figura 3 se presenta el diagrama unifilar de la subestación Ancón Sur 220 kV/110 kV/44 kV/13.2 kV. En el nivel de 220 kV, el cual es el que se verá afectado por la entrada del proyecto, se cuenta con una configuración de barra

sencilla con seis bahías de conexión dos para autotransformador, dos para el doble circuito con la subestación Ancón Sur de propiedad de ISA, una para la línea Miraflores y la otra para la línea Occidente.

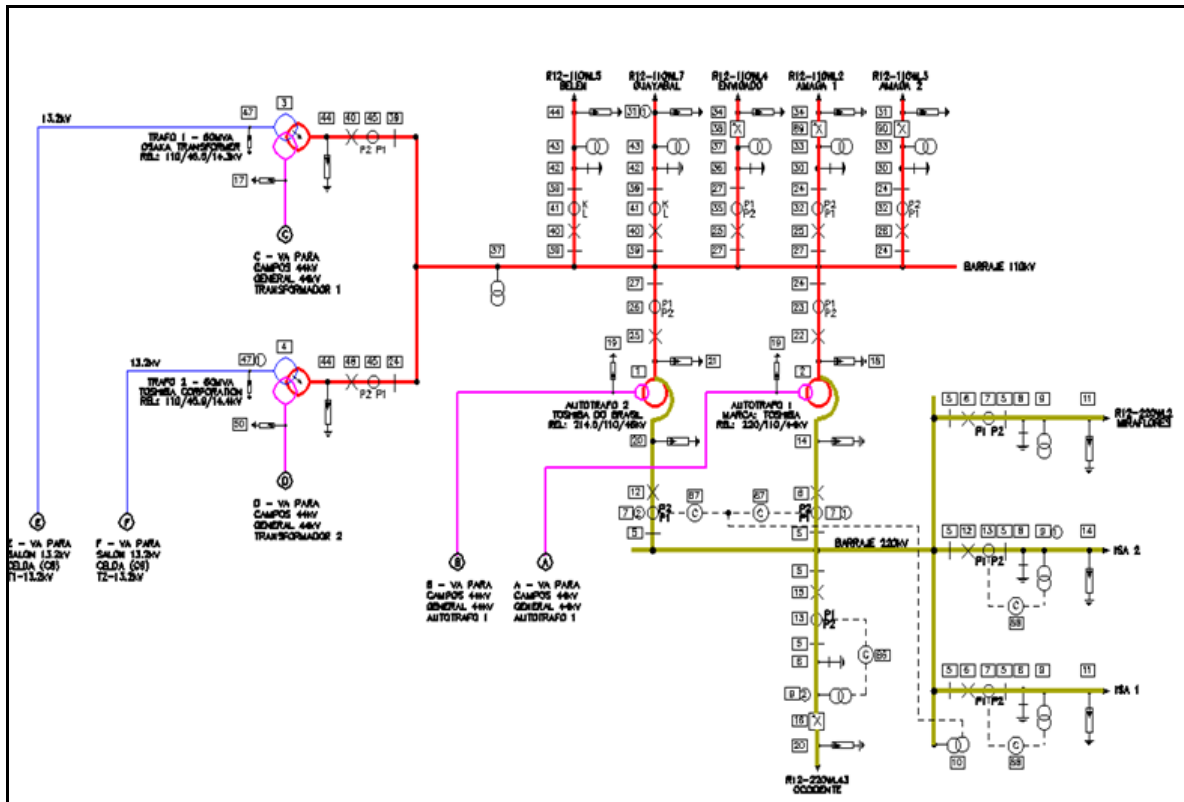


Figura 5. Diagrama unifilar subestación Ancón Sur 220 kV

El sistema de control de la subestación Ancón Sur es convencional, la información para el sistema de alarmas local se lleva a anunciadores de alarma tipo SACO, los cuales no cuentan con reserva de señales para el nuevo campo de conexión. La información hacia el centro de control se lleva cableada a una RTU la cual se encarga de enviar la información al centro de control de EPM.

4.1 DISPONIBILIDAD DE ESPACIOS

La subestación Ancón Sur 220 kV está equipada actualmente con cuatro bahías de línea (Miraflores, Ancón Sur ISA 1, Ancón Sur ISA 2 y Occidente) y dos bahías de transformación, en configuración barra sencilla.

El patio de 220 kV dispone de un espacio físico paralelo a la bahía de línea Miraflores en el cual podría ubicarse la nueva bahía de línea proveniente de la subestación Guayabal.

En la sala de tableros no se dispone de mucho espacio para la instalación de los gabinetes asociados a la nueva bahía de línea, por lo que será necesario realizar obras de adecuación en el edificio (cárcamo, ductos, etc.)

Respecto a los servicios auxiliares existe disponibilidad de reservas en corriente alterna. No se tiene disponibilidad en corriente continua y se requerirán modificaciones en dicho sistema.

Dado que no se dispone de un plano referencial de los espacios disponibles en la subestación Ancón Sur, se extrae de Google Earth®, una imagen de la subestación, donde se muestra el espacio disponible para la ampliación, así mismo se indica la ubicación de las fotografías mostradas más adelante.



Figura 6. Subestación Ancón Sur

El costo de arriendo mensual de terreno en el predio de la subestación Ancón Sur es de \$27.000/m² de septiembre de 2013, y se actualizará a la fecha de pago con el Índice de Precios al Productor (IPP) certificado a la fecha por la entidad competente.

4.2 SISTEMAS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

4.2.1 Arquitectura de la subestación.

Existe una arquitectura básica la cual está conformada por RTU (Remote Terminal Unit) marca Eliop.

4.2.2 Sistemas de control y protocolos

La RTU se comunica al centro de control por protocolo IEC 101, en esta RTU se cablean todas las señales asociadas a las bahías que conforman la subestación.

4.2.3 Sistemas de telecomunicaciones

La subestación Ancón Sur actualmente cuenta con una red SDH (Synchronous Digital Hierarchy) marca ERICSSON, que posee puertos Ethernet con facilidades de enlaces punto a punto (Lan To Lan) y punto multipunto y ambos casos con separación por VLAN (Virtual Local Area Network); adicionalmente tiene la posibilidad de transportar sistemas E1 (2 Mbps) de 120 ohmios, por medio del cual se integra a un sistema PDH (Plesiochronous Digital Hierarchy) marca KEYMILE, para los servicios de baja capacidad como telefonía, canales RS 232 e interfaces G703 etc.

Por medio de esta red de telecomunicaciones se presta actualmente los servicios administrativos y operativos de la subestación, los servicios administrativos comprenden red de datos corporativos y telefonía administrativa, los servicios operativos corresponden al SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), teleprotecciones, voz operativa.

Comentario para la subestación Ancón Sur:

- Se pueden presentar restricciones de adición de nuevas señales para futuras bahías.
- Este equipo ya cumplió su vida útil y está en proceso de modernización.

4.3 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

A continuación se indican los esquemas de protección de las bahías de línea y los sistemas de protección comunes a la subestación, tales como diferencial de barras, falla interruptor y el sistema de registro de fallas.

4.3.1 Esquemas de protecciones bahía de línea

Para las bahías de línea el esquema de protección que se tiene es el siguiente:

- **Protección de principal 1.** Protección de línea con funciones de distancia en esquema POTT, sobretensión en etapa y discrepancia de polos.
- **Protección de principal 2.** Protección de línea con funciones de 67N en esquema de comparación direccional, sobretensión en etapa y discrepancia de polos.
- **Protección de respaldo.** Protección de línea con funciones de sobrecorriente de fases y neutro direccionales de respaldo, recierre y verificación de sincronismo.
- **Protección de falla interruptor.** La protección de falla interruptor se encuentra ubicada en un tablero de protección a parte (+T11).

4.3.2 Sistemas de protección comunes a la subestación

4.3.2.1 Diferencial de barras

La protección diferencial de barras de la subestación en el nivel de 220 kV es una protección ASEA referencia RADSS, la cual cuenta con dos tableros de protección. En el tablero +T13 se encuentran ubicados los transformadores de ajuste y en el tablero +T14 se encuentra la protección diferencial de barras.

Actualmente, la protección no cuenta con espacio disponible para una nueva bahía. Teniendo en cuenta lo anterior se debe adquirir una nueva tarjeta de diodos y transformadores de ajuste. Los transformadores de ajuste que actualmente tiene la protección son de referencia SLCE 16.

De igual manera se hace necesario intervenir la protección para conectar un relé auxiliar de disparo que permita llevar la señal de disparo al interruptor de la nueva bahía de conexión.

4.3.2.2 Protección de falla interruptor

La protección de falla interruptor se encuentra ubicada en un tablero de protección a parte, +T11, en el cual se encuentran ubicados los relés de todas las bahías del sistema de 220 kV. Los relés de falla interruptor son del tipo electrónico de marca ENERTEC SCHLUMBERGER, referencia PADS 3000.

El disparo de barra se hace a por medio de un “cocido” entre los relés de disparo de la protección de falla interruptor de cada bahía. Por lo tanto, cuando una protección de falla interruptor se activa, esta energiza todo los relés de disparo de cada una de las bahías.

4.3.2.3 Sistema de registro de fallas

Actualmente, la subestación en el nivel de 220 kV cuenta con un sistema de registro de fallas conformado por dos registradores de falla Rochester el cual recibe las señales de cada una de las 4 bahías existentes. Este sistema no cuenta con espacio disponible para la nueva bahía de conexión, razón por la cual el oferente deberá tener en cuenta el suministro de un sistema de registro de falla para el monitoreo de su propia bahía.

4.4 ACTIVIDADES Y COSTOS ASOCIADOS A LA CONEXIÓN

En este numeral se detallan las actividades y sus costos asociados para realizar la conexión del proyecto a las subestaciones involucradas en el proyecto.

<i>Descripcion</i>	<i>SE Bello</i>	<i>SE Guayabal</i>
Revisión y aprobación diseños	12.8	5.6
Verificacion del montaje respecto a planos y diseños	9.7	4.2
Actualizacion del SOE y registrador de fallas	8.3	3.6
Actualización de mimicos locales y centro de control	20.5	8.9
Revison de planos	29.0	12.6
Coordinacion de consignaciones	9.7	4.2
Ajustes de reles y pruebas	25.5	11.1
Revison cumplimiento codigo de redes	4.8	2.1
Revison estudio de coordinacion de protecciones	29.0	12.6
Revison ingenieria de protecciones , sistema de control y módulo común.	29.0	12.6
Supervision de conexión con barrajes existentes y sistema de proteccion	35.2	15.3
Supervision en campo durante la construccion y montaje	86.7	37.7
Actualizacion de Planos	29.0	12.6
Pruebas del sistema	17.6	7.7
Pruebas de puesta en servicio	7.9	3.5
Total	354.8	154.5

4.4.1 Sistemas de protección

En la tabla siguiente se relacionan las actividades y costos asociados que debería realizar el equipo Controles y Protecciones para la conexión del nuevo campo de línea en la subestación Bello 220 kV.

4.4.2 Sistemas de control y protección

En la tabla 3 se relacionan las actividades y costos asociados que debería realizar el equipo de telecomunicaciones para los servicios que se requieren para la nueva conexión de 230 kV.

Las actividades de telecomunicaciones asociadas con la conexión de la nueva bahía son las siguientes:

- Revisión y aprobación de diseños
- Revisión y aprobación de planos
- Cambio de configuración y pruebas de los servicios de telecomunicaciones
- Actualización de planos existentes
- Pruebas de puesta en servicio

5. COMENTARIOS

Se debe tener en cuenta los siguientes aspectos adicionales:

- Se debe garantizar que todos los dispositivos asociados al sistema de telecomunicaciones requeridos para este proyecto y que tengan que ser integrados al existente deben de ser compatibles cien por ciento en protocolos físicos y de red.
- Se debe ejecutar toda la instalación acorde a la regulación vigente en el momento de entrada en servicio del sistema de telecomunicaciones.
- En el lote de guayabal se deberán tener en cuenta los proyectos viales del municipio de Medellín, ya que estos afectarán la disponibilidad de espacio de la nueva subestación Guayabal 220/110kV.

6. REFERENCIAS

- [1]** DIAGRAMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN SUBESTACIÓN BELLO
- [2]** DIAGRAMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN SUBESTACIÓN GUAYABAL
- [3]** DIAGRAMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN SUBESTACIÓN ANCON SUR

7. Anexo 1. Señales relevantes

Medidas

Voltajes de línea y fase: UR, US, UT

Corrientes IR, IS, IT

Potencia Activa y Reactiva P y Q. Trifásicas y Monofásicas.

Corrientes de falla

Contadores de energía (Dependiendo de sí el relé las tramite como contador)

Indicaciones

Posición doble del interruptor

Posición doble de los seccionadores que componen la bahía (Seccionador barra, línea y tierra u otro)

Indicación de la función de recierres

Indicación de subestación en local

Comandos

Comando doble de apertura y cierre interruptor

Comando doble de apertura y cierre seccionadores asociados a la bahía

Comando de recierre

Comando Reset (& de ser necesario).

Alarmas

Todas las señales que se cableen directamente al relé y que sean transmitidas por IEC 61850.

Todas las señales de función de protecciones asociadas a cada relé. (Protección diferencial, sobre corriente, distancia, etc.).

Todas las señales de servicio auxiliares que vengan del relé o del modulo I/O instalado.

Un resumen de señales de 220kV puede ser.

PP1=Protección Principal_1.

P1_02 Disparo_Fase_R	PP1 - 421
P1_03 Disparo_Fase_S	PP1 - 421
P1_04 Disparo_Fase_T	PP1 - 421
P1_05 Dispa_DistanciaZona1	PP1 - 421
P1_06 DiDistZona2Acelerada	PP1 - 421
P1_07 Dispa_DistanciaZona2	PP1 - 421
P1_08 Dispa_DistanciaZona4	PP1 - 421
P1_09 Dispa_DistanciaZona3	PP1 - 421
P1_10 Dispa_67N_Comp_Direc	PP1 - 421
P1_11 Disparo_67_Neutro	PP1 - 421
P1_12 Disparo_67_Fases	PP1 - 421
P1_31 Disp_SobreTension_1	PP1 - 421
P1_32 Disp_SobreTension_2	PP1 - 421
P1_35 Cierre_en_Falla	PP1 - 421
P1_36 Envio_Aceleracion	PP1 - 421
P1_37 Recibo_Aceleración	PP1 - 421
P1_38 Envío_Permisivo	PP1 - 421
P1_39 Recibo_Permisivo	PP1 - 421
P1_40 Envío_Dispa_Directo	PP1 - 421
P1_41 Recibo_Dispa_Directo	PP1 - 421
P1_42 Oscilacion_de_potencia	PP1 - 421
P1_43 Recierre_Operado	PP1 - 421
INT_19 RecierriLocalDeshabil	PP1 - 421
INT_20 Recierre_Habilitado	PP1 - 421
P1_47 Falla_canal_teleprot	PP1 - 421
INT_11 Flla_Cto_Dispar_Bob2	PP1 - 421
INT_14 Int_Lento_Para_Abrir	PP1 - 421
BAH_02 FaTen_Pon_NucP1	PP1 - 421
P1_52 Falla_GOOSE	PP1 - 421
P1_53 Falla_Sync_Time	PP1 - 421
P1_49 Falla_canal_1	PP1 - 421
P1_50 Falla_canal_2	PP1 - 421
P1_51 No_Disponible_relé	PP1 - 421

PP2=Protección Principal_2.

P2_01 Disparo_21/67N	PP2 - 421
P2_02 Disparo_Fase_R	PP2 - 421
P2_03 Disparo_Fase_S	PP2 - 421
P2_04 Disparo_Fase_T	PP2 - 421
P2_05 Dispa_DistanciaZona1	PP2 - 421
P2_06 DiDistZona2Acelerada	PP2 - 421
P2_07 Dispa_DistanciaZona2	PP2 - 421
P2_08 Dispa_DistanciaZona4	PP2 - 421
P2_09 Dispa_DistanciaZona3	PP2 - 421
P2_10 Dispa_67N_Comp_Direc	PP2 - 421
P2_11 Disparo_67_Neutro	PP2 - 421
P2_12 Disparo_67_Fases	PP2 - 421
P2_31 Disp_SobreTension_1	PP2 - 421
P2_32 Disp_SobreTension_2	PP2 - 421
P2_35 Cierre_en_Falla	PP2 - 421
P2_36 Envio_Aceleracion	PP2 - 421
P2_37 Recibo_Aceleración	PP2 - 421
P2_38 Envío_Permisivo	PP2 - 421
P2_39 Recibo_Permisivo	PP2 - 421
P2_40 Envío_Dispa_Directo	PP2 - 421
P2_41 Recibo_Dispa_Directo	PP2 - 421
P2_42 Oscilacion_de_potencia	PP2 - 421
P2_43 Recierre_Operado	PP2 - 421
INT_19 RecierriLocalDeshabil	PP2 - 421
INT_20 Recierre_Habilitado	PP2 - 421
P2_47 Falla_canal_teleprot	PP2 - 421
INT_10 Fila_Cto_Dispar_Bob1	PP2 - 421
INT_14 Int_Lento_Para_Abrir	PP2 - 421
BAH_03 FaTen_Pot_NucP2	PP2 - 421
P2_52 Falla_GOOSE	PP2 - 421
P2_53 Falla_Sync_Time	PP2 - 421
P2_49 Falla_canal_1	PP2 - 421
P2_50 Falla_canal_2	PP2 - 421
P2_51 No_Disponible_relé	PP2 - 421

PR1=Protección Respaldo_1.

BAH_09_IED_en_local	PR1 - 451
BAH_01_Falla_Ten_125VCC	PR1 - 451
INT_09_Discrep_Polos	PR1 - 451
INT_05_BajPresi_Aire_nivel2	PR1 - 451
INT_02_Baja_Presion_SF6	PR1 - 451
INT_03_Blq_Baja_Pres_SF6	PR1 - 451

INT_18_Disparo_Bloqueo	PR1 - 451
INT_21_No_CondSincron	PR1 - 451
INT_16_50BF_Etapa_1	PR1 - 451
INT_17_50BF_Etapa_2	PR1 - 451
INT_13_Interruptor_en_local	PR1 - 451
BAH_08_Equipo_Pat_Local	PR1 - 451
BAH_10_Anom_equipo_patio	PR1 - 451
BAH_04_FaTen_Pot_NMed1	PR1 - 451
INT_08_FalDC_AliMot/Contr	PR1 - 451
BAH_06_FaDC_AIMot/CtrSec	PR1 - 451
BAH_07_Falta_Tension_AC	PR1 - 451
PR_05_FALLA_GOOSE	PR1 - 451
PR_06_Falla_Sync_time	PR1 - 451
PR_02_Falla_canal_1	PR1 - 451
PR_03_Falla_canal_2	PR1 - 451
PR_04_NoDispo_Rele_Protecc	PR1 - 451