

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 01 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2010

(UPME – 01 – 2010)

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ALFÉREZ 230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS

Bogotá, D.C., noviembre de 2011

1			
2		ÍNDICE	
3	1.	CONSIDERACIONES GENERALES	4
4		1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES	4
5		1.2 DEFINICIONES.....	5
6	2.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 5	
7		2.1 DESCRIPCIÓN DE OBRAS EN LA SUBESTACIÓN	5
8		2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO	6
9		Con la línea Yumbo – San Bernardino 230 kV.	6
10		El propietario de la línea existente Yumbo – San Bernardino 230 kV Interconexión eléctrica S.A. E.S.P. (ISA). ...	6
11	3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	7
12		3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA.....	8
13		3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO.....	8
14		3.3 MATERIALES.....	8
15		3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA	9
16		3.5 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN	9
17		3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMÚN	9
18		3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA.....	10
19		3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN ALFÉREZ 230 KV	10
20	4.	ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 KV.....	10
21		4.1 GENERAL	10
22		EL CÓDIGO DE REDES CORRESPONDE A LA RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995 CON SUS ANEXOS, INCLUYENDO	
23		SUS MODIFICACIONES.....	12
24		4.2. RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 KV.....	12
25		4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS.....	12
26		4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 230 KV	12
27		4.4.1 AISLAMIENTO	13
28		4.4.2 CONDUCTORES DE FASE.....	13
29		4.4.3 CABLES DE GUARDA	14
30		4.4.4 PUESTA A TIERRA DE LAS LÍNEAS	14
31		4.4.5 TRANSPOSICIONES DE LÍNEA.....	14
32		4.4.6 ESTRUCTURAS	14
33		4.4.7 LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS.....	15
34		4.4.8 SISTEMA ANTIVIBRATORIO.....	15
35		4.4.9 CIMENTACIONES.....	15
36		4.4.10 OBRAS COMPLEMENTARIAS.....	15
37		4.5 INFORME TÉCNICO.....	15

1	5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	16
2	5.1 GENERAL	16
3	5.2 Normas para fabricación de los equipos	17
4	5.3 Condiciones Sísmicas.....	18
5	5.3.1 Procedimiento General del diseño	18
6	5.3.2 Estudios del Sistema.....	20
7	5.3.3 Distancias de seguridad.....	21
8	5.4 EQUIPOS DE POTENCIA	21
9	5.4.1 Interruptores	21
10	5.4.2 Descargadores de Sobretensión.....	21
11	5.4.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra	22
12	5.4.4 Transformadores de tensión	22
13	5.4.5 Transformadores de Corriente.....	22
14	5.5 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN	23
15	5.5.1 Sistemas de Protección	23
16	5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación.....	24
17	5.5.3 Medidores multifuncionales	26
18	5.5.4 Controladores de Bahía	26
19	5.5.5 Controlador de los servicios auxiliares.....	27
20	5.5.6 Switches	28
21	5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	28
22	5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2	28
23	5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones	30
24	5.6 OBRAS CIVILES	30
25	5.7 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO	31
26	6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	31
27	6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	31
28	6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	32
29	7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN 33	
30	8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA 33	
31	9. FIGURAS 33	
32	10. ANEXOS 33	
33		
34		

1 ANEXO 1

2

3 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

4 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el
5 presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del
6 Inversionista de la Convocatoria Pública UPME - 01- 2010.

7
8 Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo", "Formulario", "Formato",
9 "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender efectuada a anexos, apéndices, capítulos,
10 formularios, literales, numerales, subnumerales y puntos del presente documento, salvo indicación expresa en
11 sentido contrario.

12
13 Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente definidas en el presente
14 documento o en los Documentos de Selección del Inversionista, corresponden a normas legales u otras
15 disposiciones jurídicas colombianas.

16
17 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e
18 instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los
19 Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de
20 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones
21 vigentes en la fecha de ejecución de los diseños y la ejecución de las obras. **En los aspectos a los que no**
22 **hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de**
23 **ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser**
24 **relacionados, informados y documentados al Interventor.** La adopción de criterios de ingeniería y normas
25 específicas para el Proyecto deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún caso con lo
26 establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos
27 técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las
28 condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean
29 compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos
30 en la regulación.

31 **1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES**

32 De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta
33 Convocatoria, Resolución MME 18 1294 de agosto de 2008, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para
34 el Proyecto será obligatorio que se deba contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales
35 legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 8 del RETIE de la
36 fecha anotada, en general y el numeral 8.4 en particular.

37
38 **NOTA IMPORTANTE:** Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos
39 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con normas técnicas
40 nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del Ministerio de Minas y Energía, se establece
41 que, de producirse una revisión o una actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del

1 inicio de los diseños según cronograma presentado por el Transmisor y aprobado por la UPME, la última de
2 estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre cualquier versión
3 anterior de los citados documentos.

4 1.2 DEFINICIONES

5 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido en el Numeral 1.1
6 del Volumen I (Documentos de Selección del Inversionista - DSI).

7 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

8 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación y
9 mantenimiento de las obras definidas en el "Plan de Expansión de Referencia – Generación – Transmisión
10 2010 – 2024", adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 182215 de noviembre 22 de
11 2010, así:

- 12
- 13 i. Construcción de la nueva Subestación Alférez 230 kV al sur de la ciudad de Cali.
- 14
- 15 ii. Reconfiguración de la línea Yumbo - San Bernardino 230 kV en Yumbo – Alférez y Alférez - San
16 Bernardino por medio de un doble circuito con una longitud de entre 1 y 4 km aproximadamente
17 desde la nueva subestación Alférez 230 kV al punto de apertura.
- 18
- 19 iii. Instalación de dos bahías de transformación a nivel de 230 kV con sus equipos asociados.
- 20

21 Las bahías de alta de los transformadores a nivel de 230 kV, harán parte del alcance de la presente
22 Convocatoria Pública, de acuerdo con lo establecido en la definición "*Activos de Conexión del OR al STN*" de
23 la Resolución CREG 097 de 2008.

24

25 La transformación 230/115 kV de 336 MVA, correspondiente a dos transformadores de 168 MVA y sus bahías
26 en el lado de baja no hacen parte del objeto de la presente Convocatoria Pública por tratarse de activos del
27 Sistema de Transmisión Regional los cuales estarán a cargo del Operador de Red.

28

29 2.1 DESCRIPCIÓN DE OBRAS EN LA SUBESTACIÓN

30 Las obras en la Subestación Alférez, a cargo del Transmisor, consisten en el diseño y la construcción de una
31 nueva subestación a 230 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. Los equipos a instalar
32 podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated
33 Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el
34 caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

35

36 La Subestación Alférez 230 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y Medio e incluirá las
37 bahías de los dos (2) circuitos para la reconfiguración de la línea Yumbo – San Bernardino 230 kV y las
38 bahías a 230 kV de los dos transformadores 230/115 kV que instalará el Operador de Red.

39

1 En la subestación Alférez 230 kV también se deberán incluir los espacios correspondientes a las bahías para
2 los dos (2) circuitos de línea provenientes de la subestación Quimbo 230 kV; sin embargo, los equipos
3 asociados no harán parte del objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 01-2010 ya que los mismos
4 estarán a cargo del inversionista que resulte seleccionado de la Convocatoria Pública UPME 05 – 2009.

5
6 El diagrama unifilar de la subestación Alférez 230 kV se muestra en la Figura 2. Es de anotar que la ubicación
7 de las salidas según el diagrama unifilar, es tal que cada circuito proveniente de la subestación Quimbo 230
8 kV, quede en diferente diámetro y asociado a diferente barra, al igual que las salidas hacia Yumbo y hacia
9 San Bernardino, buscando una disposición de alto nivel de confiabilidad.

10
11 La presente Convocatoria UPME 01-2010, debe incluir el módulo de barraje donde se instalaran las bahías de
12 los circuitos provenientes de la subestación Quimbo 230 kV.

13
14 La nueva subestación Alférez 230 kV, estará compuesta de los siguientes módulos, según la nomenclatura de
15 las unidades constructivas definidas en la Resolución CREG 011 de 2009:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN ALFÉREZ 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	2
2	Corte central configuración interruptor y medio.	2
3	Módulo de baraje tipo 2 configuración interruptor y medio.	1
4	Diferencial de barras tipo 2	1
5	Bahía de transformación configuración interruptor y medio.	2
6	Modulo común tipo 2	1

16
17
18 Se deberán prever espacios de reserva para futuras ampliaciones tal como se señala en el numeral 3.8 del
19 presente Anexo.

20 2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO

21 El Transmisor, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los puntos de conexión,
22 para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el dueño de los activos relacionados:

23 Con la línea Yumbo – San Bernardino 230 kV.

24 El propietario de la línea existente Yumbo – San Bernardino 230 kV Interconexión eléctrica S.A. E.S.P. (ISA).

25 Al seccionar la línea Yumbo – San Bernardino de 230 kV. El transmisor deberá garantizar que los módulos de
26 la subestación Alférez 230 kV sean totalmente compatibles con los módulos relacionados en Yumbo y San
27 Bernardino, en cuanto a: Comunicaciones, Control, Protecciones, etc.

28
29 El contrato de conexión deberá incluir como mínimo los anteriores aspectos y éste deberá estar firmado antes
30 del inicio de la construcción de las obras.

31 32 A nivel del STR con la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. – EPSA:

1 El proyecto incluye dos bahías de transformación a nivel de 230 kV dedicadas a la conexión de los dos
2 transformadores a cargo del Operador de Red - EPSA, para lo cual se debería prever en el contrato de
3 conexión los siguientes aspectos:

- 4 - Arriendo o alquiler o compra del espacio para la ubicación de los equipos de patio del Operador de
5 Red.
- 6 - Arriendo o alquiler o compra del espacio en la futura casa de control para la ubicación de los tableros
7 de control y protecciones, de los módulos asociados a los equipos del Operador de Red.
- 8 - Enlace al sistema de control del CND.
- 9 - Servicios de administración y operación de los activos a cargo del Operador de Red.
- 10 - Suministro de servicios auxiliares de AC y DC.

11
12 **Con las líneas provenientes de la subestación Quimbo 230 kV.**

13
14 El propietario de las líneas provenientes de la subestación Quimbo 230 kV será el Transmisor que resulte
15 seleccionado en el proceso de la Convocatoria Pública UPME 05-2009 Proyecto Quimbo 230 kV.

16
17 La localización de la subestación Quimbo 230 kV está definida en los Documentos de Selección de la
18 Convocatoria UPME 05-2009. Así mismo, la disposición de cada una de las salidas en la subestación Quimbo
19 230 kV, se podrá consultar en el diagrama unifilar del Anexo 1 de los Documentos de Selección de la
20 Convocatoria UPME 05-2009.

21
22 El contrato de conexión entre el Transmisor, Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública
23 UPME 01-2010 y el Transmisor, Inversionista resultante de la Convocatoria UPME 05-2009, deberá incluir
24 como mínimo, lo relacionado con la ubicación de las bahías tal como se señaló anteriormente, el arriendo o
25 alquiler o venta del espacio para la ubicación de los módulos de llegada de los dos circuitos provenientes de
26 Quimbo 230 kV en patio o derechos de acceso a dichos módulos; alquiler o venta del espacio para la
27 ubicación de los tableros de control y protecciones; enlace al sistema de control del CND; servicios de
28 administración y operación de los activos de 230 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC.

29
30 Dicho contrato de conexión deberá quedar firmado dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la oficialización
31 del Ingreso Anual Esperado al Inversionista seleccionado objeto de la Convocatoria UPME 05-2009 Proyecto
32 Quimbo 230 kV, al menos en sus condiciones básicas, las cuales incluyen, entre otros, lo relacionado con la
33 ubicación en el patio de la Subestación Alférez 230 kV de las bahías de línea de los dos circuitos provenientes
34 de Quimbo 230 kV, así como asuntos de arriendo o alquiler o venta o derechos de acceso a dichos módulos,
35 y la tecnología de los equipos de la Subestación Alférez 230 kV (Convencionales, G/S o híbridos). Se deberá
36 entregar copia del contrato de conexión al Interventor, firmado por las partes, para efecto de verificación de
37 cumplimiento.

39 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

40 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las especificaciones
41 técnicas consignadas en este Anexo. El uso de normas y procedimientos aquí descritos podrá ser modificado
42 en cualquier momento, hasta la fecha de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso,

1 previa comunicación al Interventor, quien informará a la UPME que los requisitos y calidades técnicas se
2 mantengan.

3
4 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de las subestaciones
5 existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

6 3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA

7 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir con las siguientes
8 características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

9

10 Tensión nominal	230 kV
11 Frecuencia asignada	60 Hz
12 Puesta a tierra	Sólida
13 Numero de fases	3
14 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
15 Servicios Auxiliares DC	125V
16 Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.

17
18 Líneas de Transmisión - 230 kV:

19
20 *Alfárez al punto de seccionamiento con la línea Yumbo – San Bernardino:*

21

22 Tipo de línea:	Aérea con torres autosoportadas
23 Circuitos por torre:	2
24 Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
25 Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

26 3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO

27 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente Convocatoria no
28 deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo; el inversionista deberá realizar los estudios pertinentes, de tal
29 manera que se garantice que el nivel de corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil
30 de estos. La duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo. Podrá servir como
31 referencia indicativa la información de los Planes de Expansión más recientes elaborados por la UPME.

32 3.3 MATERIALES

33 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad, libres de defectos e
34 imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de
35 agua. Todos los materiales de uso en el Proyecto, listados en la tabla No. 1 del RETIE deberán contar con
36 certificado de producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para
37 fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el
38 caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de
39 la obra, primará sobre el Reglamento actualmente vigente.

1 3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA

2 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo relacionado con el
3 efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en el RETIE, Código de Redes y
4 Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes a la
5 Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores
6 consideraciones.

7 3.5 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN

8 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. La celebración de los
9 Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos técnicos, administrativos, comerciales y
10 operativos de tal forma que no existan imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y
11 materiales del Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como Hito
12 en el cronograma del Proyecto. Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se
13 podrán manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos técnicos y
14 administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la regulación vigente deberá ser
15 certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor.

16 3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMÚN

17 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro de los patios de conexiones
18 de los niveles 230 kV junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios. Igualmente estará a cargo
19 del Inversionista la vía de acceso al predio de la Subestación Alférez 230 kV o las adecuaciones necesarias.

20 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulos comunes
21 de la Subestación Alférez 230 kV, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a la Subestación y que
22 son utilizados por todas las bahías de la Subestación. La infraestructura y módulo común de la Subestación
23 estarán conformadas como mínimo por los siguientes componentes:

24 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si existe; la malla
25 de puesta a tierra de toda la Subestación a 230 kV incluyendo la zona bajo los espacios de reserva para
26 ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas de acceso a los patios de
27 conexiones; la adecuación del terreno; y el espacio para las bahías futuras junto con su adecuación. En el
28 espacio que ocupará la Subestación, las obras civiles incluyen: drenajes; alcantarillado; barreras de
29 protección y de acceso al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo
30 séptico y de agua y/o conexión a acueducto / alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y
31 cárcamos comunes. Las obras asociadas a las conexiones de los transformadores 230/115 kV no harán parte
32 del alcance de la presente Convocatoria.

33 **Equipos:** incluyen los sistemas de automatización, de gestión de medición, de protecciones y el sistema de
34 comunicaciones propio de la Subestación Alférez 203 kV, los materiales de la malla de puesta a tierra y los
35 equipos para los servicios auxiliares, los equipos de conexión a 230 kV, todo el cableado necesario y las
36 obras civiles asociadas, los equipos de medición, control, protección y comunicaciones.

1 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en las normas asociadas.

2 3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA

3 Una vez el Inversionista haya seleccionado el equipo a utilizar deberá entregar al Interventor, copia de los
4 reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores,
5 seccionadores, transformadores de corriente y potencial. etc. En caso de que los reportes de las pruebas no
6 satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del
7 Inversionista.

8
9 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser sometidos a todas las
10 pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los
11 reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

12 3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN ALFÉREZ 230 KV

13 El inversionista deberá dotar la Subestación Alférez 230 kV de los espacios físicos necesarios para facilitar la
14 construcción de futuras bahías, sean de línea o de transformación, no obstante lo anterior, los equipos para
15 las bahías futuras no son parte del Proyecto.

16
17 Entre las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:

- 18 • Dos (2) diámetros completos para cuatro bahías, sean de línea o de transformación.

19
20 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los futuros equipos en los
21 espacios de reserva, es decir, deberá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y
22 deberá realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno no se deteriore.
23 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas
24 dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación, hasta tanto sean ocupados.

25
26 El Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva establecidos en el
27 presente Anexo.

28
29 El Inversionista no estará obligado a prever espacios de reserva para futuros transformadores de conexión al
30 STN. En caso de requerirse tal previsión, será un acuerdo independiente con el Operador de Red, sin que ello
31 afecte los espacios de reserva exigidos en el presente Anexo.

32 33 34 4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 KV

35 4.1 GENERAL

36 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de 230 kV:

37
38

1

Líneas de 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Voltaje nominal trifásico		kV	230
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Número de circuitos (San Bernardino - Alférez / Alférez - Yumbo)		Unidad	2
6	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	-
7	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	-
8	Longitud estimada (San Bernardino - Alférez / Alférez - Yumbo)		km	Entre 1 y 4
10	Altura promedio sobre el nivel del mar (San Bernardino - Alférez / Alférez - Yumbo)		m	1000
11	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
12	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	-
13	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
14	Contaminación salina		No se presenta	
15	Conductor de fase (San Bernardino - Alférez / Alférez - Yumbo)	Numeral 4.4.2		
20	Cable de guarda (San Bernardino - Alférez / Alférez - Yumbo)	Numeral 4.4.3		
21	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
22	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
23	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
24	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
25	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
26	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
27	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
28	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
29	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
30	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

2

1 El Código de Redes corresponde a la Resolución CREG 025 de 1995 con sus anexos, incluyendo sus
2 modificaciones.

3 El RETIE corresponde al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión vigente.
4

5 4.2. RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 kV

6 La selección de la ruta de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Alférez 230 kV será
7 responsabilidad del inversionista seleccionado.
8

9 Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de cada una de las líneas a 230 kV, será el Inversionista el
10 responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los
11 asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con
12 las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
13 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o
14 restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, se deberán tramitar los permisos y licencias
15 a que hubiere lugar.
16

17 En la Figura 1 se puede apreciar la "Localización de la subestación Alférez 230 kV".
18

19 4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS

20 Las longitudes anunciadas en este documento son de referencia y están basadas en estimativos preliminares.
21 Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos de su propuesta económica
22 deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.
23

24 Línea	Voltaje	Longitud Aproximada
25		
26 Alférez - Yumbo*	230 kV	Entre 1 y 4 km
27 Alférez – San Bernardino*	230 kV	Entre 1 y 4 km
28		

29 * Desde la futura Subestación Alférez 230 kV al punto de seccionamiento de la línea Yumbo – San Bernardino
30 230 kV.
31

32 4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 230 kV

33 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del Proyecto son las
34 establecidas en este Anexo No. 1, los Documentos de Selección – DSI, en el Código de Redes (Resolución
35 CREG 025 de 1995 y actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 18-
36 1294 de agosto de 2008, Resolución 18 0195 de febrero de 2009 y actualizaciones posteriores previas al
37 diseño y construcción de la línea).
38

1 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor cumplan con las normas
2 técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

3 4.4.1 Aislamiento

4 El inversionista deberá verificar la coordinación de aislamiento de las líneas y subestaciones, teniendo en
5 cuenta los máximos sobre-voltajes que puedan presentarse en las líneas o extremos desconectados del
6 sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 230 kV no deben ser
7 inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal.

8
9 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño un límite máximo
10 de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla por
11 cada 100 operaciones de maniobra de la línea y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de
12 frecuencia industrial.

13 4.4.2 Conductores de fase

14 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias de la ruta y el
15 lugar donde el proyecto operará, por tanto será responsabilidad del inversionista su verificación. El Interventor
16 informará a la UPME si el diseño realizado por el inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y
17 con los valores límites establecidos máximos:

18
19 Los tramos resultantes de la reconfiguración de la línea Yumbo – San Bernardino 230 kV deberán tener

- 20
21 • Una capacidad en Amperios igual o superior a la capacidad en Amperios de la línea actual. De
22 acuerdo con la información de los parámetros técnicos declarados ante el Centro Nacional de
23 Despacho, su capacidad normal de operación es de 1.040 Amperios.
- 24
25 • El valor de resistencia DC a 20°C del conductor de fase deberá ser igual o inferior al valor de
26 resistencia DC a 20°C del conductor de fase de la línea actual. De acuerdo con la información de los
27 parámetros técnicos declarados ante el Centro Nacional de Despacho, la resistencia de la línea
28 existente es de 0.0479 Ohmios/km.
- 29
30 • El subconductor de fase instalado actualmente en el línea Yumbo – San Bernardino 230 kV es AAAC
31 GREEL Y 37/0.

32
33 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder el 50% de su
34 correspondiente tensión de rotura.

35
36 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia establecidas en la
37 normatividad aplicable.

38 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 14 del RETIE, los valores máximos permitidos
39 para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son los indicados en la Tabla 21 del
40 RETIE, donde el público o una persona en particular pueden estar expuestos durante varias horas.

1 4.4.3 Cables de guarda

2 A título informativo el cable de guarda OPGW actualmente instalado en la Línea Yumbo – San Bernardino 230
3 kV, corresponde a KABELRHEYDT ASLHD 48 FO diámetro 15.8 mm y el cable de guarda convencional es
4 ALUMOWELD AW 7 Número 9-7/0.

5
6 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Transmisor.

7
8 Se requiere que todos los tramos de línea tengan cable de guarda. El cable de guarda a instalar deberá
9 soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea,
10 garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de
11 temperatura del cable de guarda a ser instalado deberá soportar las corrientes de corto circuito monofásico de
12 la línea.

13
14 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda, no deberá exceder
15 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

16
17 El Interventor verificará para la UPME que el diseño realizado por el Transmisor cumpla con las normas
18 técnicas aplicables.

19 4.4.4 Puesta a tierra de las líneas

20 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de las
21 estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad del
22 terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de las estructuras, se
23 deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la
24 recomendación IEEE 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de
25 los voltajes de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de las
26 Subestaciones y las líneas, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y
27 específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.

28 4.4.5 Transposiciones de línea

29 El Transmisor deberá asegurar que los desbalances en las fases cumplan con la norma técnica aplicable para
30 ello. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos asociados como por ejemplo:
31 montaje o desmontaje de transposiciones, coordinación con el propietario de la línea existente y estudios. En
32 general, la implementación física de la solución hace parte del Proyecto.

33 4.4.6 Estructuras

34 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar mediante combinación de las distancias
35 mínimas correspondientes a las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de
36 maniobra y a las sobretensiones de frecuencia industrial.

37

1 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser autosoportadas y no deberán requerir para su montaje
2 el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Transmisor podrá hacer uso de estos recursos para su
3 montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de
4 recursos.

5
6 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la evaluación de los árboles de cargas
7 definitivos debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga y el diseño estructural deberá adelantarse
8 según lo establecido en la última revisión del RETIE, Artículo 25.

9 4.4.7 Localización de estructuras

10 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad sobre el terreno y
11 obstáculos, medidas en metros para las condiciones de máxima temperatura del conductor exigidas durante
12 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE, Artículo 13.

13 4.4.8 Sistema Antivibratorio

14 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti vibratoria del
15 conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser adecuados para amortiguar
16 efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, de tal manera que los
17 esfuerzos de flexión calculados a una distancia de 89 mm desde el último punto de contacto de la grapa de
18 suspensión con el conductor o cable, no excedan de 150 micro m/mm, pico a pico, medidos de acuerdo al
19 método establecido en el documento "Standardization of Conductor Vibration Measurements". Paper 31 TP 65-
20 156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.

21 4.4.9 Cimentaciones

22 Para los fines pertinentes el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo de las
23 cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 098 de 2000, numeral 2.7.,
24 o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras.

25 4.4.10 Obras complementarias

26 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del diseño y construcción
27 de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios de torre, protegiendo taludes, encauzando
28 aguas, etc., tales como muros de contención, tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación,
29 control de efectos ambientales y demás obras que se requieran.

30

31 4.5 INFORME TÉCNICO.

32 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca en
33 resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el Transmisor suministre los siguientes
34 documentos técnicos durante las respectivas etapas de construcción de las líneas de transmisión del
35 Proyecto:

- Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN

Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

5.1 GENERAL

La siguiente tabla presenta las bahías de 230 kV que son parte del proyecto:

DESCRIPCIÓN	QUIMBO 230 kV	ALFÉREZ 230 kV
Configuración	Interruptor y medio	Interruptor y medio
Subestación nueva	SI	SI
Propietario de la subestación.	Inversionista Convocatoria Pública UPME 05-2009	Inversionista Convocatoria Pública UPME 01-2010
Número de bahías de línea	5	2

Predio de la Subestación Alférez 230 kV: corresponderá al descrito a través de las siguientes coordenadas, el cual es propiedad del Operador de Red Electrificadora del Pacífico S.A. E.S.P. – EPSA

PUNTO	NORTE	ESTE	DISTANCIA
A	864370,472	1064384,638	180,00
B	864368,878	1064564,631	120,00
C	864248,883	1064563,328	180,00
D	864250,476	1064383,576	1200,00
A	864370,472	1064384,638	

Nota: Las coordenadas del lote son IGAC con origen Oeste. Se debe tener en cuenta que las coordenadas de la cuadrícula del plano suministrado son locales y corresponden a las que utiliza Planeación Municipal de Cali.

El Inversionista será responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberán tener en cuenta las exigencias de orden nacional, regional y local. En este sentido, se deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

El Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, la Subestación Alférez 230 kV deberá estar protegida contra posibles riesgos de inundación, entre otros..

El costo del terreno y sus condiciones técnicas y comerciales se encuentran expresadas por EPSA S.A. E.S.P. mediante su oficio con radicado 201100021948* de 11/11/2011 (UPME 2011-126-005629-2 de 15/11/2011). Dicha información será suministrada como parte de la documentación asociada a la presente Convocatoria Pública. No obstante, información adicional requerida por los Interesados, será responsabilidad de los mismos consultarla.

Conexiones con equipos existentes: el Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protección de las bahías de la Subestación Alférez 230 kV con las subestaciones Quimbo, Yumbo y San Bernardino.

Servicios Auxiliares en la Subestación Alférez: el Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la topología de la Subestación.

Infraestructura y Módulo Común: como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos del modulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

5.2 Normas para fabricación de los equipos

1 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las Normas *International*
2 *Electrotechnical Commission* – IEC, *International Organization for Standardization* – ISO, ANSI – American
3 National Standards Institute, *International Telecommunications Union* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des
4 Perturbations Radioélectriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a consideración
5 del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos eminentemente técnicos y de calidad.

6 7 8 5.3 Condiciones Sísmicas 9

10 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la publicación IEC
11 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo con la publicación IEEE-693
12 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá
13 entregar copias al Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son
14 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

15 16 5.3.1 Procedimiento General del diseño 17

18 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:
19

- 20 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que gobernarán el
21 desarrollo total del Proyecto.
22

23 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones para llevar a cabo
24 la programación y control del desarrollo de los trabajos; especificaciones y procedimientos para adelantar
25 el Control de Calidad en todas las fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales
26 como: resultados de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
27 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito, tiempos de despeje
28 de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas unifilares generales; especificaciones
29 técnicas detalladas de los equipos y materiales; filosofía de control, medida y protección; previsiones para
30 facilitar la evolución de la Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
31 especificaciones de pruebas en fábrica; procedimientos de transporte, almacenamiento y manejo de
32 equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los procedimientos y
33 programaciones horarias durante los cortes de servicio de las instalaciones existentes que guardan
34 relación con los trabajos del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los
35 procedimientos y especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
36 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en servicio, los
37 procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de operación y mantenimiento.
38

39 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de tal forma que se
40 vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para lograr en forma acumulativa el
41 Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.
42

43 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben estar incluidas en las
44 especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará un informe a la UPME en el que se
45 detalle y se confirma la inclusión de todas y cada una de las actividades mencionadas. No podrá

1 adelantarse ninguna actividad sin que antes haya sido incluida la correspondiente característica o
2 Especificación en las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

3
4 b) Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien hará los
5 comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las aclaraciones y justificaciones por
6 parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán reuniones conjuntas entre ambas partes para lograr
7 los acuerdos modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

8
9 c) Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista, este último
10 emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

11
12 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el documento de
13 cumplimiento obligatorio.

14
15 En esta Especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto representados en
16 especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de pruebas.

17
18 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos de Ingeniería de
19 Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle; documentos de seguimiento de los
20 Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de
21 montaje y puesta en servicio y la operación y mantenimiento.

22
23 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y entregada a la
24 Interventoría para revisión.

25
26 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan
27 a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
28 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la implantación física de
29 las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para
30 efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería
31 Básica.

32
33 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la Interventoría a efecto de
34 cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la
35 Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios
36 respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.

37
38 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del
39 Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye
40 todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en
41 las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

42
43 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien
44 formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.

45

1 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que preparen y
2 entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos documentos serán objeto de
3 revisión por la Interventoría quien formulará los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.
4

5 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en campo, la puesta
6 en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de revisión por parte de la
7 Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista y a la UPME si es del caso.
8

9 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la UPME podrá
10 trasladar consultas al Inversionista.
11

12 5.3.2 Estudios del Sistema 13

14 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría
15 los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el diseño básico y detallado de la
16 Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los
17 siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo:
18

- 19 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos,
20 contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
- 21 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 22 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos máximos de
23 despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 24 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 25 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y distancias eléctricas.
- 26 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- 27 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- 28 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 29 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 30 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 31 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 32 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de
33 Impacto Ambiental (EIA)
- 34 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.

35
36 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar como mínimo los
37 siguientes aspectos:

- 1
2 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
3 - Origen de los datos de entrada.
4 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo
5 en Publicaciones IEC o IEEE.
6 - Resultados.
7 - Bibliografía.

8
9 5.3.3 Distancias de seguridad

10
11 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos establecidos en
12 los Artículos 13 y 29 del RETIE en su última revisión y/o actualización.
13

14 5.4 EQUIPOS DE POTENCIA

15 5.4.1 Interruptores

16
17 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita analizar el
18 cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC 62271-100,
19 *"High voltage alternating current circuit breakers"* o ANSI.

20
21 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener mando monopolar, ser
22 aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.
23

24 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección
25 IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o ANSI, No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite
26 para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.
27

28 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
29 publicación IEC 62271-100 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
30 para fines pertinentes de la Interventoría.
31

32 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
33 reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o
34 ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
35

36 5.4.2 Descargadores de Sobretensión

37
38 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, *"surge arrester"*. Los descargadores
39 deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los
40 descargadores se conectarán fase a tierra.
41

1 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la
2 publicación IEC 60099-4 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
3 para los fines que requiera la Interventoría.
4

5 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
6 reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores similares de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o
7 ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
8

9 5.4.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

10 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC 62271-102, *"Alternating*
11 *current disconnectors and earthing switches"* o ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual
12 y motorizado, tripolar. Los seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes
13 inducidas por los otros circuitos.
14

15 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
16 publicación IEC 62271-102 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
17 para los fines que requiera la Interventoría.
18

19 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
20 reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores similares de acuerdo con la publicación IEC 62271-102
21 o ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
22
23

24 5.4.4 Transformadores de tensión

25 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, *"voltage transformers"*, IEC 60358, *"Coupling*
26 *capacitor and capacitor dividers"*, IEC 60044-4, *"Instrument transformers, Measurement of partial discharges"*
27 o ANSI.
28

29 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y tierra. La
30 precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. Deben
31 tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos
32 técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de
33 Medida y sus anexos.
34

35 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos
36 en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o su equivalente ANSI. Copia de los
37 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.
38

39 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
40 reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión similares de acuerdo con la publicación
41 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente ANSI. Si el Inversionista no dispone
42 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
43
44

45 5.4.5 Transformadores de Corriente

1 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “Instrument transformers”, Parte 1, “Current
2 transformers”, Parte 4, “Measurement of partial discharges”, Parte 6, “Requirements for protective current
3 transformers for transient performance”.

4
5 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el secundario.
6 Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos
7 técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de
8 Medida y sus anexos.

9
10 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina
11 establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. O ANSI, Copia de los respectivos protocolos de
12 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

13
14 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
15 reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente similares de acuerdo con la publicación
16 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las
17 respectivas pruebas a su costa.

19 5.5 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

20 5.5.1 Sistemas de Protección

21
22 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la publicación IEC
23 60255 “Electrical relays”, en la IEC 60870 “Telecontrol equipments and systems” y en el caso de los
24 registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el formato COMTRADE (*Common Format for*
25 *Transient Data Exchange*), recomendación IEEE C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el
26 software que haga la transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con
27 las respectivas normas equivalentes ANSI.

28
29 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones principales de línea con
30 principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia, éstas deben tener
31 distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y
32 recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo,
33 protección de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe
34 dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

35
36 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en la UPME. El
37 Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones según CREG 025 de
38 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

39
40 El esquema de protección de barras, en la Subestación Alférez deberá consistir de un sistema de protección
41 diferencial de barras, porcentual o moderada.

42
43 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología numérica o
44 digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben incorporar dispositivos de prueba que

1 permitan aislar completamente los equipos de los transformadores de medida de los circuitos de disparo,
2 polaridades y del arranque de la protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro
3 equipo de forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con todos los
4 módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda de fallas paramétricas de
5 los relés de protección y registradores de fallas.

6 5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación

7 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y equipos que
8 conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
9
10
11

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	<p>Corresponde a los sistemas remotos de información.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.</p> <p>Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.</p>	<p>Es la facilidad que debe tener el sistema para ser telecomandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.</p> <hr/> <p>La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.</p>
2	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <hr/> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	<p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p>
0	<p>Conformado por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de</p>

demás.

potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.

Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

Características Generales

Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.

El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al Interventor para la verificación de cumplimiento.

Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización del sistema, etc.

La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección y control. Se destacan las siguientes funciones:

➤ Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.

➤ La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:

- Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre equipos vía la red.
- Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización de la Subestación.

➤ La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes funciones:

- Gestión de las bases de datos del sistema.

- 1 • Permitir la integración de elementos futuros.
- 2 • Implementación de herramientas de seguridad y administración.
- 3 • Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación normal, el
- 4 mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni detener el sistema.
- 5 • Mantenimiento de cada equipo.
- 6 • Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones del sistema.

7
8 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de subestación y/o computadores del
9 IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación y el CND o el centro de control
10 remoto del Inversionista (sean funciones de control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es
11 responsable por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de
12 implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son responsabilidad del
13 Inversionista.

14
15 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de subestación:

- 16
- 17 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la Subestación.
- 18 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y registro de fallas
- 19 de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 20 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones,
- 21 alarmas, cambios de estado, etc.).

22
23 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el correcto envío de
24 información hacia centros de control externos, Centro Nacional de Despacho CND y recibir los comandos
25 aplicables enviados desde dichos centros. En este aspecto, el Inversionista será responsable por suministrar y
26 hacer operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.

27
28 **5.5.3 Medidores multifuncionales**

29
30 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para
31 determinación de parámetros eléctricos como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de
32 potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles
33 superiores. Deben cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en
34 su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

35
36 **5.5.4 Controladores de Bahía**

37
38 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar información con otros
39 equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los controladores de bahía deben ser
40 compatibles con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas de extra alta
41 tensión; el Inversionista deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

1 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y automatismos de la bahía,
2 por lo que en caso necesario deben tener capacidad de ampliación de las cantidades de entradas y salidas
3 instaladas en el equipo para cubrir los requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía
4 deben contar con un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como
5 mínimo:

- 6
- 7 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
 - 8 - Despliegue de alarmas.
 - 9 - Despliegue de eventos.
 - 10 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
 - 11 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
 - 12 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
 - 13 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

14
15 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
16 comunicación.

17
18 Estos equipos también serán capaces de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el estampado
19 de tiempo al momento de recibir un evento.

20 5.5.5 Controlador de los servicios auxiliares

21
22 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe permitir la
23 medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y contar con los mismos protocolos del
24 controlador de bahía.

25
26 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM y a los niveles
27 superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar sincronizados con todos los
28 dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en
29 LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 30
- 31 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
 - 32 - Despliegue de alarmas.
 - 33 - Despliegue de eventos.
 - 34 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
 - 35 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
 - 36 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

37
38

1 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
2 comunicación.

3 4 5.5.6 Switches

5
6 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para operar en
7 ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 8
9 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard - "error free" networking device*.
10 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
11 - Deberá incluir las siguientes características de red:
12 • IEEE 802.1d, *message prioritization* y *rapid spanning tree* en MAC Bridges
13 • IEEE 802.1q VLAN
14 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
15 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las normas
16 IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
17
18 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más exigente.

19
20 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para conectar todos los
21 equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de protección y medida.

22 23 5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

24
25 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

26
27 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar para que sea
28 inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser tendido en la Subestación,
29 con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas,
30 terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

31
32 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás accesorios requeridos para
33 la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos distribuidos en la Subestación.

34
35 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores de eventos con el
36 controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico en caso de interrupción de una
37 cualquiera de las vías.

38 39 5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

40 41 **Controlador de la Subestación**

1 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del sitio de instalación,
2 programable, que adquiere toda la información para supervisión y control de la Subestación proveniente de
3 los dispositivos electrónicos inteligentes, la procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta
4 tiempos, la almacena y la entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación
5 realizada en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella. La
6 información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de comunicaciones.

7
8 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés de protección, los
9 registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la red de ingeniería de la Subestación,
10 la cual debe permitir acceso local y remoto para interrogación, configuración y descarga de información de los
11 relés, de los registradores de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,
12 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de protecciones
13 y registradores de fallas para la Subestación.

14 15 **Registradores de fallas**

16
17 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la descarga del archivo
18 con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de adquisición, procesamiento y análisis, en
19 el cual se realizará la gestión de los registros de falla provenientes de equipos instalados en las bahías del
20 Proyecto, incluyendo almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
21 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

22 23 **Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación**

24
25 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de una IHM
26 conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA. Las pantallas o monitores de
27 IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la información del proceso.

28
29 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos dispositivos suministrados
30 con el sistema de medida, control y supervisión de la Subestación, la cual debe tener como mínimo las
31 siguientes funciones:

- 32
33 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
34 - Autoverificación y autodiagnóstico.
35 - Comunicación con el CND.
36 - Comunicación con la red de área local.
37 - Facilidades de mantenimiento.
38 - Facilidades para entrenamiento.
39 - Función de bloqueo.
40 - Función de supervisión.
41 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.

- 1 - Guía de operación.
- 2 - Manejo de alarmas.
- 3 - Manejo de curvas de tendencias.
- 4 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 5 - Marcación de eventos y alarmas.
- 6 - Operación de los equipos.
- 7 - Programación, parametrización y actualización.
- 8 - Reportes de operación.
- 9 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los
- 10 servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 11 - Secuencia de eventos.
- 12 - Secuencias automáticas.
- 13 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 14 - Supervisión de la red de área local.

15
16 5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones.

17
18 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995, en su última
19 revisión.

20

21 5.6 OBRAS CIVILES

22 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de la Subestación Alférez 230 kV con el
23 siguiente alcance:

24

25 Diseño y construcción de todas las obras civiles de la subestación Alférez 230 kV, las vías de acceso al predio
26 y el edificio de control.

27

28 Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación Alférez 230 kV deben cumplir
29 con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está
30 a cargo del Inversionista para lo cual deberá consultar al propietario de la futura Subestación a 115 kV
31 (EPSA).

32

33 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas
34 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

35

36 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los aspectos regulatorios, el
37 RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras civiles. Únicamente se

1 podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará
2 a la UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista
3 deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

- 4
- 5 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.
 - 6 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos, listas y
7 especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
 - 8 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión
9 denominada "tal como construido" que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas por el
10 Interventor.
- 11

12 5.7 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO

13 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones al existente se deberá diseñar, suministrar e
14 instalar todos los elementos necesarios para la instalación de puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos
15 los elementos necesarios para la construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento
16 electromagnético tales como bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.

17
18 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra de la nueva Subestación en
19 cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar, trenzado en capas concéntricas deberá
20 ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad
21 del personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables.

22

23 6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

24 25 6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

26 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de aceptación
27 para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo
28 especificado por los fabricantes, la normatividad CREG vigente y los requisitos del Centro Nacional de
29 Despacho CND.

30
31 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales, de puesta en
32 servicio y de energización) se consignarán en "Protocolos de Pruebas" diseñados por el Inversionista de tal
33 forma que la Interventoría, pueda verificar el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las
34 normas técnicas; por ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta
35 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con la filosofía de
36 operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

37
38 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista debe efectuar las siguientes pruebas como mínimo, pero sin
39 limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los requerimientos del CND, vigentes:

- 1
2 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
3 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas a la
4 Subestación.
5
6 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto funcionamiento
7 de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de protecciones.
8
9 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

10
11 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las pruebas de energización.
12 Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para los fines pertinentes por la
13 Interventoría.
14

15 6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO

16 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 17
18 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
19 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
20 - Diagrama Unifilar.
21 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto.
22 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
23 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
24 - Cronograma de pruebas.
25 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información
26 definitiva.
27 - Protocolo de energización.
28 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
29 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
30 - Carta de declaración en operación comercial.
31 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el
32 CND.

1 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

2 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG 025 de 1995 y sus
3 actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

4

5 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

6 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 02-2009, como costos de conexión, datos
7 técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital a solicitud de los interesados, mediante
8 carta firmada por el Representante Legal o el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y
9 correo electrónico, una vez se realice la publicación oficial de los DSI de la presente Convocatoria. Dicha
10 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será
11 su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

12

13 **9. FIGURAS**

14 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

15

16 Figura 1 Localización de la subestación Alférez 230 kV.

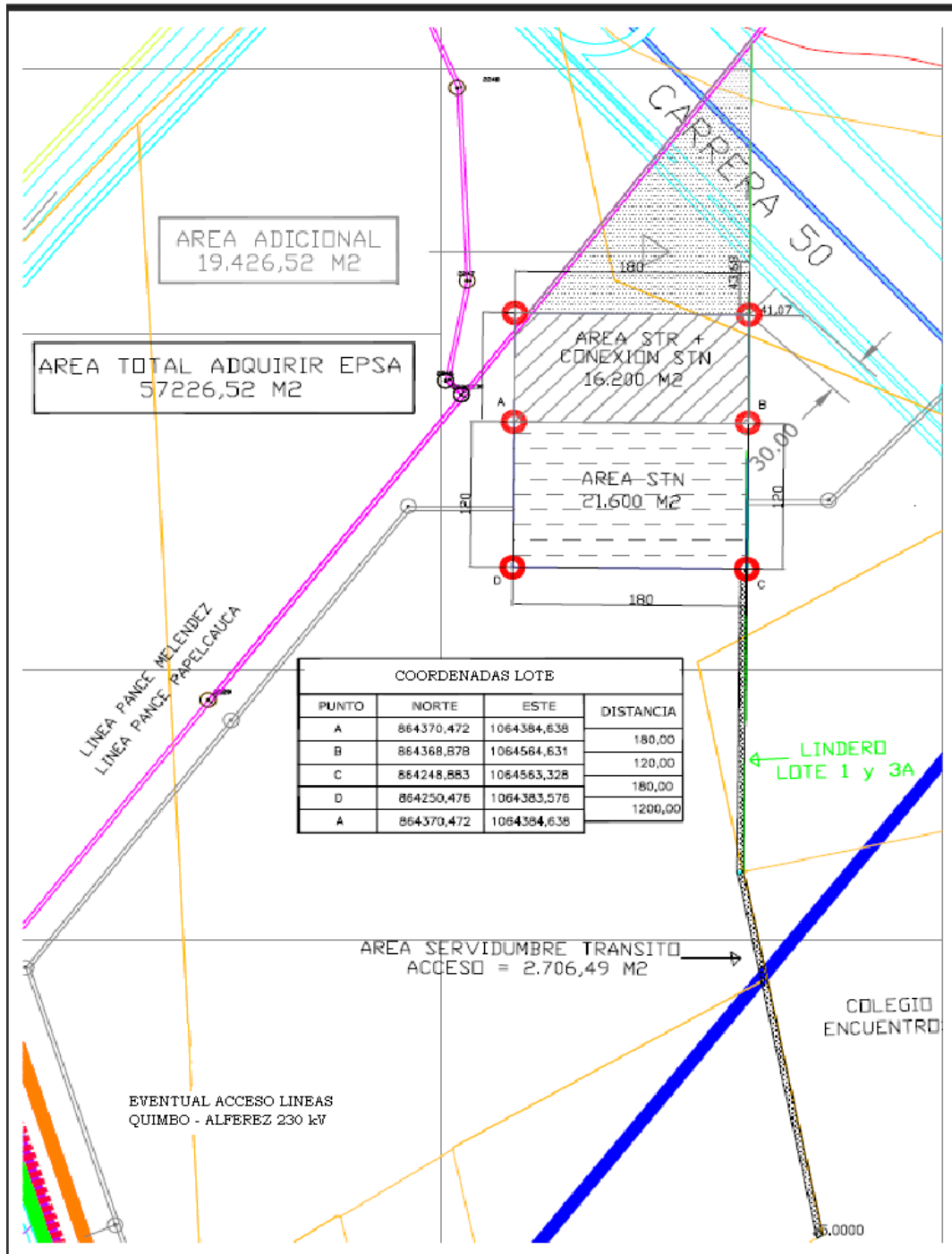
17 Figura 2 Diagrama unifilar subestación Alférez 230 kV.

18

19 **10. ANEXOS**

20 Anexo 1 A. Plano general ubicación Subestación Alférez 230 kV y entorno. El presente plano, suministrado
21 por EPSA S.A. E.S.P., será exclusivamente de referencia.

1



2
3

Figura 1 Localización de la subestación Alférez 230 kV. Fuente EPSA, editó UPME.

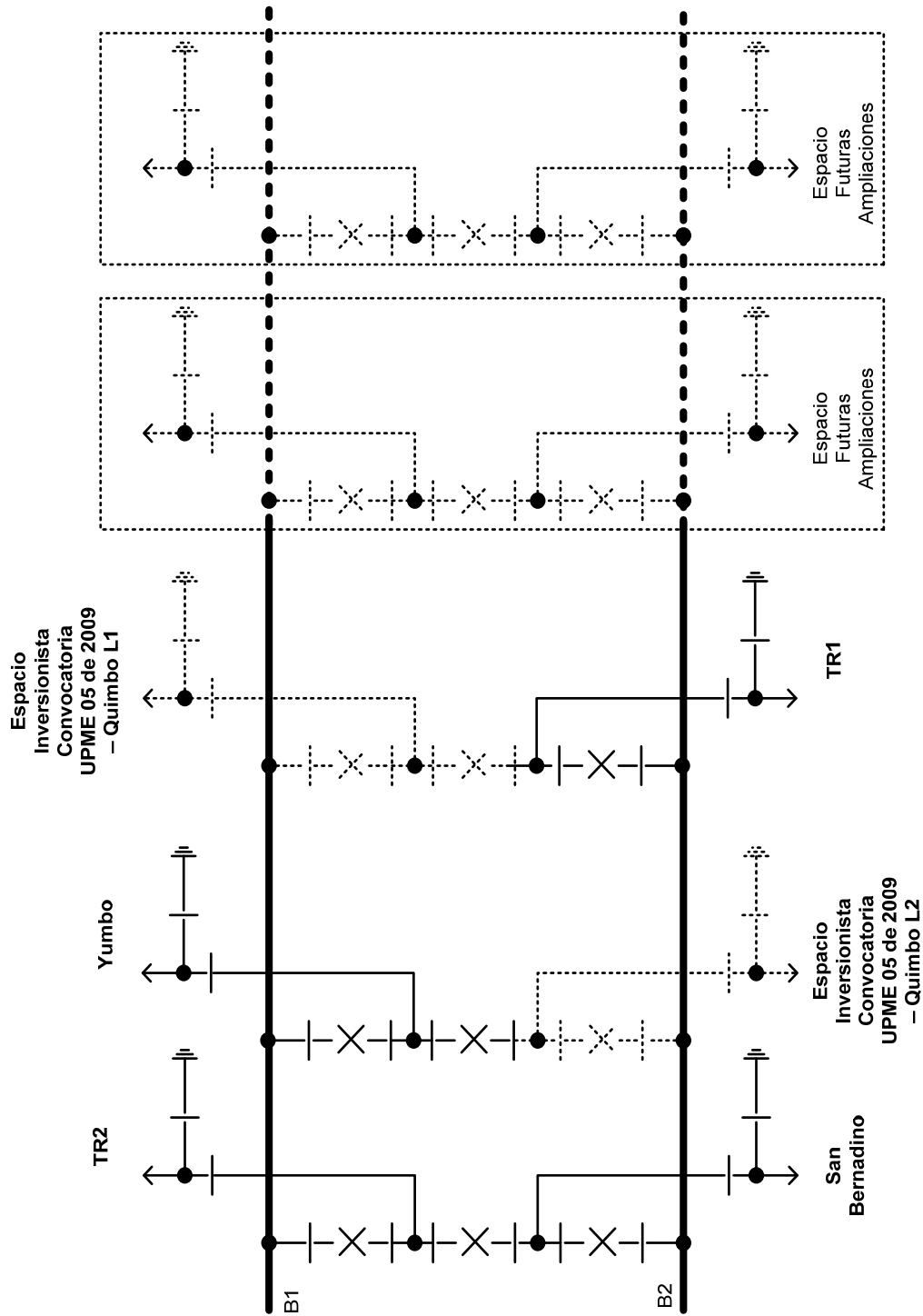


Figura 2 Diagrama unifilar subestación Alférez 230 kV

1
2
3
4