

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 DE 2017

(UPME 03 – 2017)

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE UNA BAHÍA DE TRANSFORMACIÓN DE 220 kV EN LA
SUBESTACIÓN VALLEDUPAR UBICADA EN EL DEPARTAMENTO DE CESAR

Bogotá D. C., junio de 2017

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1 Descripción de obras en la Subestación Valledupar 220 kV	7
9	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto en la Subestación Valledupar 220 kV.	7
10	2.2.1 Con el transformador 220/34,5 kV	8
11	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	9
12	3.1. Parámetros del Sistema.....	9
13	3.2 Nivel de Corto Circuito	9
14	3.3 Materiales	10
15	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	10
16	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	10
17	3.6 Pruebas en Fábrica.....	11
18	4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN.....	11
19	4.1 General.....	11
20	4.1.1 Predio de las Subestación Valledupar 220 kV	12
21	4.1.2 Espacios de Reserva.....	13
22	4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes.....	13
23	4.1.4 Servicios Auxiliares.....	13
24	4.1.5 Infraestructura y Módulo Común.....	13
25	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos.....	15
26	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	15
27	4.4 Procedimiento General del Diseño.....	15
28	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	17
29	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	17
30	4.4.3 Estudios del Sistema	18
31	4.4.4 Distancias de Seguridad.....	19
32	4.5 Equipos de Potencia	19
33	4.5.1 Interruptores	19
34	4.5.2 Descargadores de Sobretensión.....	20
35	4.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	21
36	4.5.4 Transformadores de Tensión.....	22
37	4.5.5 Transformadores de Corriente.....	23
38	4.5.6 Equipo GIS o Híbrido.....	23
39	4.5.7 Sistema de Puesta A Tierra	24
40	4.5.8 Apantallamiento de la Subestación.....	24
41	4.6 Equipos de Control y Protección	25

1	4.6.1	Sistemas de Protección	25
2	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	26
3	4.6.2.1	Características Generales.....	28
4	4.6.3	Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales.....	30
5	4.6.4	Controladores de Bahía.....	31
6	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	32
7	4.6.6	Switches.....	32
8	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	33
9	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	33
10	4.6.8.1	Controlador de la Subestación	33
11	4.6.8.2	Registradores de Fallas	34
12	4.6.8.3	Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación	34
13	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	35
14	4.7	Obras Civiles	35
15	4.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	36
16	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	36
17	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio	36
18	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	37
19	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	37
20	7.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	38
21	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	38
22	FIGURAS.....		38
23			

1
2
3
4 **ANEXO 1**

5
6
7
8 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

9 Las expresiones que figuren en mayúsculas, que no se encuentren expresamente definidas
10 en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de
11 Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME 03 – 2017.

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

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

19 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los
20 equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el
21 presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de
22 Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial
23 CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de
24 ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este
25 Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las
26 modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia
27 los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de
28 ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán
29 ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y
30 normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo
31 establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en
32 los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME.
33 Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de
34 conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación
35 según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

36
37 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

38 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última
39 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME
40 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto
41

1 será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional
2 o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece
3 en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.
4

5 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos
6 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE , con el Código de Redes, con
7 normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del
8 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una
9 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños
10 según cronograma presentado por el Transmisor y aprobado por la UPME, la última de
11 estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre
12 cualquier versión anterior de los citados documentos.
13

14 1.2 Definiciones

15
16 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido
17 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.
18

19 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

20
21 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en
22 servicio, operación y mantenimiento de una bahía de transformación 220 kV en la
23 subestación Valledupar 220 kV,, definido en el “Plan de Expansión de Referencia
24 Generación – Transmisión 2015-2029”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de
25 Minas y Energía 40095 del primero de febrero de 2016, el cual comprende:

- 26 i. Construcción de una (1) bahía de transformación a 220 kV en configuración anillo,
27 en la Subestación Valledupar 220 kV.
- 28 ii. Extensión del barraje (de ser necesario) a 220 kV, y todos los elementos y
29 adecuaciones tanto físicas como eléctricas necesarias para las conexiones entre el
30 existente barraje a 220 kV y la bahía de transformación a 220 kV (ítem i), y entre la
31 bahía de transformación a 220 kV (ítem i) y el transformador 220/110 kV de 60 MVA
32 objeto de la convocatoria UPME STR 04-2017.

33 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
34 Convocatoria Pública UPME 03-2017:
35

- 36 1. El Diagrama unifilar de la Subestación Valledupar 220 kV hace parte del Anexo 1.
37 El Inversionista seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de
38 confiabilidad, podrá modificar la disposición del diagrama unifilar previa revisión y

- 1 concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de
2 modificación presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al
3 propietario de la Subestación, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
4
- 5 2. Corresponde a los involucrados en la subestación objeto de la presente
6 convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
7 equipos (el inversionista seleccionado de la presente convocatoria, TRANSELCA,
8 ISA y EPSA). En cualquier caso se deberá garantizar un alto nivel de confiabilidad.
9
- 10 3. El transformador 220/34,5 kV - 60 MVA, que se conectará a la subestación
11 Valledupar 220 kV, y su respectiva bahía en el lado de baja tensión (34,5 kV), no
12 hacen parte del objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03 – 2017, por
13 tratarse de activos del STR. La frontera entre el Transmisor y el STR en la
14 Subestación Valledupar 220 kV será en los bornes de alta del transformador.
- 15 4. Para realizar la conexión de la bahía de transformación a 220 kV se deberá utilizar
16 uno de los espacios de reserva previstos en la convocatoria pública UPME 08-2014.
17 El punto de conexión en el transformador, será en los bornes de alta.
- 18 5. La convocatoria UPME STR 06-2015 previó espacio de reserva para la conexión del
19 transformador 220/34.5 kV. El Inversionista seleccionado en la presente
20 convocatoria deberá hacerse cargo de la conexión entre la bahía de 220 kV y el
21 transformador 220/34,5 kV.
22
- 23 6. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
24 Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
25
- 26 7. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
27 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
28 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
29 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
30 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
31 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
32
- 33 8. El inversionista seleccionado deberá optimizar los espacios de reserva de la
34 convocatoria UPME 08-2014, garantizando que el espacio (no utilizado por el
35 presente Proyecto) en la subestación del STN no se verá afectado o limitado para
36 su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en
37 el marco de la presente Convocatoria Pública del STN. El Interventor deberá
38 certificar el cumplimiento de la exigencia antes indicada.
39

- 1 9. La UPME pondrá a disposición de los Interesados la información técnica, costos de
2 conexión y demás información remitida por los propietarios de la infraestructura
3 existente. Información específica que no se publique en la página WEB, puede ser
4 solicitada en oficinas de la UPME en los términos señalados en el numeral 8 del
5 presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista podrá consultar a los
6 propietarios de la infraestructura de manera directa. La información suministrada por
7 la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista
8 para lo de su interés, en concordancia con los numerales 5.5., Independencia del
9 Proponente, y 5.6., Responsabilidad, de los DSI de la presente Convocatoria.

10 **2.1 Descripción de obras en la Subestación Valledupar 220 kV**

11 El inversionista seleccionado deberá usar uno de los espacios de reserva que fueron
12 previstos en la Convocatoria Pública UPME 08-2014, en el cual INTERCOLOMBIA S.A.
13 E.S.P. es el inversionista que ejecutó el proyecto. Además, deberá hacerse cargo del
14 diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el
15 numeral 2.

16 La bahía de transformación deberá mantener la configuración de la existente Subestación
17 Valledupar 220 kV, la cual es Anillo. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o
18 GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations”
19 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según
20 sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos
21 establecidos en los DSI.

22 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
23 Conexión, considerando las previsiones de reserva exigidas en la Convocatoria UPME 08-
24 2014.

25 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Valledupar 220 kV deberán ser
26 completamente nuevos y de última tecnología. Se deberá garantizar la compatibilidad de
27 los módulos nuevos y existentes independientemente de los fabricantes. El diagrama
28 unifilar de la Subestación Valledupar 220 kV se muestra en la Figura 1.

29 Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la bahía de
30 conexión del transformador, tanto el Transmisor Nacional como el Transmisor Regional
31 podrán consultar el oficio CREG S-2009-000213 del 30 de enero de 2009. Será
32 responsabilidad de los involucrados, consultar o validar su vigencia y/o modificaciones.

33 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto en la Subestación Valledupar 220 kV.**

1 El Inversionista seleccionado, además de adquirir los espacios para la construcción de
2 obras complementarias objeto de la presente convocatoria, independiente de la modalidad
3 (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión
4 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en
5 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de
6 conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

7 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
8 existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar
9 estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los
10 activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor.

11
12 El responsable del punto de conexión es INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., quien a su vez es
13 el responsable de los activos de la Convocatoria Pública UPME 08-2014, mediante la cual
14 se dispuso de espacios de reserva, uno de ellos para las obras objeto de la Convocatoria
15 Pública UPME 03-2017.

16
17 La Subestación Valledupar 220 kV es propiedad de TRANSELCA S.A. E.S.P. y de acuerdo
18 con lo solicitado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. a la UPME, se prevé la conexión de un
19 transformador para el STR, en la Subestación Valledupar 220 kV.

20
21 La bahía 220 kV objeto de la presente convocatoria, permitirá la conexión del tercer
22 transformador 220/34,5 kV objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 04-2017.

23 24 **2.2.1 Con el transformador 220/34,5 kV**

25
26 Los Inversionistas resultantes de la presente Convocatoria Pública UPME 03-2017 y de la
27 Convocatoria Pública UPME STR 04-2017, deberán llegar a acuerdos con TRANSELCA
28 S.A. E.S.P., responsable de la Subestación Valledupar 220 kV.

29
30 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública con el transformador
31 220/34,5 kV, será en los bornes de salida de la bahía de transformación 220 kV a cargo de
32 la presente Convocatoria Pública UPME 03 – 2017.

33
34 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
35 y los propietarios de la Subestación Valledupar 220 kV deberá incluir, entre otros aspectos
36 y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno
37 para la ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros
38 de control y protecciones de los módulos, enlace al sistema de control del CND, suministro
39 de servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá
40 estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
41 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor

1 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas
 2 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y
 3 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información
 4 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,
 5 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
 6 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
 7 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

8
 9 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

10
 11 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
 12 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
 13 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
 14 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
 15 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
 16 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
 17 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

18
 19 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
 20 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

21
 22 **3.1. Parámetros del Sistema**

23
 24 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor deberán ser
 25 nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características técnicas del STN,
 26 las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

27
 28 **Generales:**

29 Tensión nominal	220 kV
30 Frecuencia asignada	60 Hz
31 Puesta a tierra	Sólida
32 Numero de fases	3

33
 34 **Subestación 220 kV:**

35 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
36 Servicios Auxiliares DC	125V
37 Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.

38
 39 **3.2 Nivel de Corto Circuito**
 40

1 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que
2 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de
3 la subestación será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la capacidad de
4 corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán objeto de la
5 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA. La duración asignada al corto circuito
6 no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas. Copia
7 del estudio deberá ser entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

8 9 **3.3 Materiales**

10
11 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor
12 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de
13 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras
14 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para
15 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto
16 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Transmisor deberá presentar para fines
17 pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores
18 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del
19 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el
20 Reglamento actualmente vigente.

21 22 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

23
24 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
25 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
26 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista seleccionado deberá
27 presentar al Interventor para los fines pertinentes las Memorias de Cálculo y/o reportes de
28 pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

29
30 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de:
31 a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo
32 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
33 tiempo.

34
35 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
36 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
37 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
38 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

39 40 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

1 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. Se
2 debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los
3 artículos 52 y 53.

4
5 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
6 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
7 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales de la
8 Convocatoria. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar
9 como Hito en el cronograma de la Convocatoria, lo cual será objeto de verificación por parte
10 del Interventor.

11
12 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
13 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
14 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
15 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos
16 deberán entregarse al Interventor.

17 18 **3.6 Pruebas en Fábrica**

19
20 Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al
21 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en
22 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y
23 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las normas
24 aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del
25 Inversionista.

26
27 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,
28 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo
29 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
30 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

31 32 33 **4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

34
35 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

36 37 **4.1 General**

38
39 La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como
40 costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la UPME conforme
41 el Numeral 8 del presente Anexo 1.

1
 2 La siguiente tabla presenta las características de la Subestación que hacen parte del
 3 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:
 4
 5

ítem	Descripción	Valledupar 220 kV
1	Subestación nueva	No
2	Configuración	Anillo
3	Tipo de subestación existente	Convencional
4	Responsable de la Subestación	TRANSELCA S.A. E.S.P. e INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

6
 7 **4.1.1 Predio de las Subestación Valledupar 220 kV**
 8

9 La existente subestación Valledupar 220 kV, propiedad de TRANSELCA S.A. E.S.P. e
 10 INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., se encuentra localizada en jurisdicción del municipio de
 11 Valledupar - Cesar, en las siguientes coordenadas aproximadas (información que deberá
 12 verificar el Interesado):
 13

14 Latitud: 10°27'33.81"N
 15 Longitud: 73°16'23.98"O
 16

17 Se debe tener en cuenta los espacios de reserva exigidos en la Convocatoria Pública UPME
 18 08-2014, como punto de conexión para el alcance de la presente convocatoria.
 19

20 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
 21 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
 22 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
 23 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
 24 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
 25 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
 26 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
 27

28 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos
 29 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar
 30 los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
 31 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a
 32 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.
 33

1
2 **4.1.2 Espacios de Reserva**
3

4 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
5 existentes en las subestación para futuras ampliaciones. No obstante, se debe garantizar
6 que los espacios de reserva en la subestación no se verán afectados o limitados para su
7 utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco
8 de la presente Convocatoria Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las
9 obras a construir en la presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción
10 de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del
11 inicio de la convocatoria.

12
13 **4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**
14

15 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
16 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
17 protección de la nueva bahía 220 kV, con la infraestructura existente que pueda verse
18 afectada por el desarrollo del Proyecto.

19
20 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
21 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
22 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
23 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

24
25 **4.1.4 Servicios Auxiliares**
26

27 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el
28 Proyecto objeto de la presente Convocatoria. Las tensiones a utilizar en los servicios
29 auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1.

30
31 **4.1.5 Infraestructura y Módulo Común**
32

33 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
34 constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

35
36 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a
37 220 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías
38 internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el
39 predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el
40 ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según se

1 requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean
2 necesarias.

3
4 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
5 módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las
6 obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La
7 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes
8 componentes:

- 9
10 • **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de
11 acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la
12 subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los
13 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y
14 en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,
15 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,
16 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado
17 interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral
18 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la
19 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
20
21 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2
22 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
23 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los
24 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares
25 AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles
26 asociadas.
27

28 Para la bahía de transformación en la Subestación Valledupar 220 kV, se deberá utilizar
29 una de las reservas de bahías de reserva que se solicitaron en la Convocatoria Pública
30 UPME 08-2014. Será responsabilidad del Inversionista investigar las facilidades y de los
31 requerimientos que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de
32 la malla de puesta a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de
33 equipos y mantener los arreglos y configuraciones existentes, en principio deberá
34 suministrar todos los equipos y elementos requeridos para la operación óptima y segura de
35 la ampliación a realizar.
36

37 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
38 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
39 análisis.
40

1 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
2 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
3 la modifique o sustituya).

4.2 Normas para Fabricación de los Equipos

7 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
8 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
9 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
10 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
11 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
12 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
13 eminentemente técnicos y de calidad.

4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos

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

4.4 Procedimiento General del Diseño

26 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 28 a) Inicialmente, el Transmisor preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que
29 gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

31 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
32 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
33 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las
34 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
35 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
36 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
37 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas
38 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
39 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
40 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
41 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte, almacenamiento

1 y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los
2 procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las
3 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los
4 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y
5 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
6 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en
7 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de
8 operación y mantenimiento.

9
10 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
11 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
12 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

13
14 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
15 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
16 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
17 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
18 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
19 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

- 20
21 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
22 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
23 aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán
24 reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos
25 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
- 26
27 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,
28 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
- 29
30 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
31 documento de cumplimiento obligatorio.

32
33 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
34 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
35 pruebas.

36
37 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
38 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
39 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
40 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
41 mantenimiento.

1
2 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y
3 entregada a la Interventoría para revisión.

4 5 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

6
7 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
8 dimensionamiento del mismo, definiendo los criterios básicos de diseño; determinan las
9 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,
10 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican
11 las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar la
12 Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de
13 Ingeniería Básica.

14
15 Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella
16 no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las
17 Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
18 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
19 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
20 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
21 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
22 del caso.

23 24 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

25
26 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir
27 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas
28 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se
29 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de
30 Ingeniería Básica.

31
32 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle (y toda la información necesaria, aunque
33 ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en
34 las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
35 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
36 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
37 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
38 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
39 del caso.

40

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

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

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

13 14 **4.4.3 Estudios del Sistema**

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

- 21 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
22 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
23 y de resistividad.
- 24 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 25 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
26 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 27 - Estudios de ajuste y coordinación de protecciones.
- 28 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
29 distancias eléctricas.
- 30 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
31 y a corto circuito.
- 32 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
33 aislados.
- 34 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.

- 1
2 - Memoria de medida y análisis de la resistividad del terreno y cálculo de malla de puesta
3 a tierra.
4
5 - Análisis de riesgo y memorias del diseño de apantallamiento contra descargas
6 atmosféricas
7
8 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
9
10 - Informe de interfaces con equipos existentes.
11
12 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
13 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
14
15 - Ajustes y coordinación de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y
16 registradores de fallas.

17
18 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
19 como mínimo los siguientes aspectos:

- 20
21 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
22
23 - Origen de los datos de entrada.
24
25 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
26 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
27
28 - Resultados.
29 - Bibliografía.

30 31 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

32
33 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
34 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

35 36 **4.5 Equipos de Potencia**

37 38 **4.5.1 Interruptores**

39

1 Los interruptores de potencia a 220 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición
2 de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
3 suministrar:

- 4
- 5 • IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- 6 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
7 standards".
- 8 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages
9 of 52 kV an above"

10

11 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener
12 mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

13

14 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado
15 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo
16 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido
17 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser
18 totalmente independientes.

19

20 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
21 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
22 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
23 Interventoría.

24

25 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
26 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a los
27 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en
28 ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
29 pruebas a su costa.

30

31 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
32 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.

33

34 4.5.2 Descargadores de Sobretensión

35

36 Los descargadores de sobretensión a 220 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
37 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
38 suministrar

- IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c. systems"
- IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and controlgear".

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

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

Pruebas en Sitio: se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

4.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 500 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su equivalente en ANSI.
- IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V".
- IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".

Pruebas de rutina: los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la Interventoría.

Pruebas tipo: en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en

1 ANSI, si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
2 pruebas a su costa.

3
4 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
5 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

7 4.5.4 Transformadores de Tensión

8
9 Los Transformadores de Tensión deben cumplir las prescripciones de la última edición de
10 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
11 suministrar:

- 12
- 13 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial
14 discharges", o su equivalente en ANSI.
- 15 • IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 16 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
17 capacitor dividers".
- 18 • Publicación IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".
- 19 • Publicación IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for
20 transformers and switchgear"
- 21

22 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
23 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar
24 cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente
25 en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
26 CREG 025 de 1995, en su última revisión.

27
28 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
29 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o
30 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
31 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

32
33 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
34 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o
35 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección
36 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone
37 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

38
39 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
40 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

4.5.5 Transformadores de Corriente

Los Transformadores de Corriente deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su equivalente en ANSI.
- IEC 60044-1: "Current Transformers".
- IEC-61869-1/2: "Current Transformers".

Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

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

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

Pruebas en Sitio: se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Corriente.

4.5.6 Equipo GIS o Híbrido

En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplir la siguiente normatividad:

Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como lo indicado en estas especificaciones.

- 1 • Instrument transformer – IEC6189
- 2 • Insulation Coordination – IEC60071
- 3 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- 4 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 5 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 6 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 7 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 8 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 9 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 10 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 11 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 12 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

13
14 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
15 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

16
17 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
18 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

19 20 **4.5.7 Sistema de Puesta A Tierra**

21
22 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
23 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
24 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

25
26 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra, mínimo en
27 dos puntos, con la longitud más corta de bajante y lo más conveniente en ubicación.
28 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente el área a intervenir en la presente
29 convocatoria en la subestación. De igual manera, se deberá garantizar la continuidad y
30 equipotencialización en canalizaciones, ducterías, cárcamos, etc; que se deban realizar con
31 la malla de puesta a tierra existente.

32
33 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor hará los ensayos de
34 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y las tensiones
35 de paso y contacto, según requerimiento del RETIE. La Interventoría podrá solicitar
36 acompañar la ejecución de estas medidas.

37 38 **4.5.8 Apantallamiento de la Subestación**

1 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
2 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
3 aterrizados con cables bajantes de cobre.

4
5 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
6 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
7 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62205-2.

8 9 **4.6 Equipos de Control y Protección**

10
11 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
12 control y protección:

13 14 **4.6.1 Sistemas de Protección**

15
16 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
17 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*
18 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el
19 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE
20 C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la
21 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las
22 respectivas normas equivalentes ANSI.

23
24 El esquema de protección para transformador deberá consistir, en un relé de protección
25 con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador con
26 devanado terciario cargable y con cambiador de tomas; adicionalmente, se deberá
27 implementar una segunda protección diferencial con algoritmo de operación diferente a la
28 primera en lo que aplique y en cualquier caso se deberá coordinar con el inversionista de
29 la convocatoria UPME 03-2017. Deberá disponer además de restricción de armónicos de
30 segundo y quinto orden para corrientes de energización y condiciones de sobre excitación
31 respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos cuatro elementos de
32 sobrecorriente, para la implementación de las funciones de sobrecorriente de respaldo de
33 la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras funciones de protección podrán
34 ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de cada Transmisor. En este caso
35 deberá considerarse también la protección diferencial de transformador correspondiente.

36
37 Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP-
38 para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación
39 diferente. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la
40 subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente;
41 las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los

1 CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los
 2 interruptores. Los SP diferenciales de barra, deber ser seleccionado considerando las
 3 ampliaciones futuras, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de
 4 transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras
 5 multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.

7 Los relés de protección y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología
 8 numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben incorporar
 9 dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
 10 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
 11 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
 12 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
 13 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
 14 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

16 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 17 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
 18 modificaciones.

19
 20 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

21
 22 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 23 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
 24

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	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.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <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>	<p>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>
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>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>	
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> <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> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de 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.

4.6.2.1 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.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21

1 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual
2 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección
3 y control. Se destacan las siguientes funciones:
4

- 5 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de
6 protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 7 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
8 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos
9 entre equipos vía la red.
10 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
11 Automatización de la Subestación.
- 12 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
13 funciones:
14 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
15 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
16 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
17 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la
18 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema
19 sin perturbar ni detener el sistema.
20 ○ Mantenimiento de cada equipo.
21 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las
22 protecciones del sistema.
23

24 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
25 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación
26 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control,
27 visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos
28 de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de implementación y
29 coordinación de información a intercambiar con el CND son responsabilidad del
30 Inversionista.
31

32 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
33 Subestación:
34

- 35 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
36 Subestación.
- 37 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,
38 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de
39 sincronización proveniente de un reloj GPS.

- Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

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

4.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales

Se debe instalar la unidad de medición fasorial -PMU- para la bahía de transformación, objeto de la presente Convocatoria, el cual deberá tener entradas de corriente independientes para la bahía instalada.

Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida (circuitos de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en un equipo multifuncional, siempre y cuando este no comparta funciones de protección o circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos que integren sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo, o con unidades procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de que la subestación no cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en los tableros de las correspondientes bahías.

Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofásorial, en donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -PDC- y otros dispositivos asociados. El tablero suministrado por el inversionista deberá estar provisto de servicios de energía con las mismas características de los tableros de control de la Subestación. El inversionista deberá permitir al operador nacional las labores de gestión y mantenimiento de los equipos instalados en este tablero.

La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el inversionista, a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues sobre la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar las PMU. La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que disponga el operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido en la resolución CREG 080 de 1999.

1 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más reciente
2 IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos equipos
3 deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de medición
4 fasorial sea revisada.

5
6 Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida,
7 para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa,
8 potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o
9 un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir como mínimo
10 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su
11 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

12 13 **4.6.4 Controladores de Bahía**

14
15 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
16 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
17 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
18 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá
19 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

20
21 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
22 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
23 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
24 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un
25 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 26
- 27 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del
- 28 proceso.
- 29 • Despliegue de alarmas.
- 30 • Despliegue de eventos.
- 31 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 32 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 33 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
- 34 función.
- 35 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 36

37 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
38 para la comunicación.

39

1 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
2 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
3

4 **4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

5
6 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
7 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
8 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.
9

10 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM
11 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar
12 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios
13 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
14 funcionalidades como mínimo:
15

- 16 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 17 • Despliegue de alarmas.
- 18 • Despliegue de eventos.
- 19 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 20 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
21 función.
- 22 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
23

24 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
25 para la comunicación.
26

27 **4.6.6 Switches**

28
29 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
30 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:
31

- 32 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 33 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 34 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 35 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 36 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 37 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 38 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
39 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.

- En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más exigente.

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

4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

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

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

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

4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

4.6.8.1 Controlador de la Subestación

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

Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de

1 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,
2 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de
3 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

4.6.8.2 Registradores de Fallas

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

4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.
- Facilidades para entrenamiento.
- Función de bloqueo.
- Función de supervisión.
- Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- Guía de operación.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de curvas de tendencias.
- Manejo de mensajes y consignas de operación.
- Marcación de eventos y alarmas.
- Operación de los equipos.
- Programación, parametrización y actualización.

- Reportes de operación.
- Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- Secuencia de eventos.
- Secuencias automáticas.
- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

4.7 Obras Civiles

Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras descritas en el numeral 2 del presente Anexo 1, con el siguiente alcance:

- Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control.
- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental, deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Transmisor.
- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Transmisor deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

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

4.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

De acuerdo a los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME 08-2014, los espacios de reserva contarán con la malla de puesta a tierra, la cual deberá ser revisada y reforzada por el proyecto UPME según se requiera.

5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

5.1 Pruebas y Puesta en Servicio

Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013 o aquel que lo sustituya o reemplace.

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

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

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

8
9 **Pruebas de energización:** El Transmisor será responsable por la ejecución de las pruebas
10 de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para
11 los fines pertinentes por la Interventoría.

12 **5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

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

- 14
- 15
- 16
- 17 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 18 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 19 • Diagrama Unifilar.
- 20 • Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia
- 21 del Proyecto. El área de influencia definida para el estudio de ajuste y coordinación de
- 22 protecciones, de este proyecto, deberá ser acordada con el CND.
- 23 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 24 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 25 • Cronograma de pruebas.
- 26 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
- 27 información definitiva.
- 28 • Protocolo de energización.
- 29 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 30 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 31 punto de conexión.
- 32 • Carta de declaración en operación comercial.
- 33 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 34 actualizados por el CND.

35 **6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

36 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
37 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
38
39
40

1 **7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

2
3 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor debe entregar al Interventor
4 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el
5 Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.
6

7 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

8
9 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 03 - 2017, recopilada por
10 la UPME, como costos de conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por
11 la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes
12 DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o
13 el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha
14 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles
15 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.
16

17 **FIGURAS**

18
19 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

20
21 Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación Valledupar 220 kV.
22
23