

**ANEXO 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR  
UPME 09 – 2014**

**(UPME STR 09 – 2014)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE UN TRANSFORMADOR 220/110 kV de 100 MVA EN LA  
SUBESTACIÓN VALLEDUPAR 220/110 kV**

**DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR**

**Bogotá D. C., Diciembre de 2014**

## ÍNDICE

1		
2		
3		
4	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b>	<b>4</b>
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales .....	4
6	1.2 Definiciones .....	5
7	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>5</b>
8	2.1 Descripción de Obras en la Subestación Valledupar 110 kV .....	6
9	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto .....	6
10	2.2.1 En la Subestación Valledupar 220 kV .....	6
11	2.2.2 En la Subestación Valledupar 110 kV .....	7
12	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>8</b>
13	3.1 Parámetros del Sistema .....	8
14	3.2 Nivel de Corto Circuito .....	8
15	3.3 Materiales .....	8
16	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible .....	9
17	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	9
18	3.6 Pruebas en Fábrica .....	9
19	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES</b> .....	<b>10</b>
20	4.1 General .....	10
21	4.1.1 Predio de las subestaciones .....	10
22	4.1.2 Conexiones con Equipos Existentes .....	11
23	4.1.3 Servicios Auxiliares .....	11
24	4.1.4 Infraestructura y Módulo Común .....	11
25	4.1.5 Espacios de Reserva .....	12
26	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos .....	12
27	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos .....	12
28	4.4 Procedimiento General del Diseño .....	13
29	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica .....	14
30	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle .....	15
31	4.4.3 Estudios del Sistema .....	15
32	4.4.4 Distancias de Seguridad .....	17
33	4.5 Equipos de Potencia .....	17
34	4.5.1 Interruptores 110 kV .....	17
35	4.5.2 Descargadores de Sobretensión .....	18
36	4.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra .....	18
37	4.5.4 Transformadores de Tensión a 110 kV .....	19
38	4.5.5 Transformadores de Corriente a 110 kV .....	20
39	4.5.6 Equipo GIS o Híbrido .....	21
40	4.5.7 Sistema de puesta a tierra .....	21
41	4.5.8 Apantallamiento de la Subestación .....	22

1	4.6	Equipos de Control y Protección .....	22
2	4.6.1	Sistemas de Protección .....	22
3	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	22
4	4.6.2.1	Características Generales.....	24
5	4.6.3	Medidores multifuncionales .....	26
6	4.6.4	Controladores de Bahía.....	26
7	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	27
8	4.6.6	Suiches.....	28
9	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	28
10	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2 .....	29
11	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	30
12	4.7	Obras Civiles.....	30
13	<b>5.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>31</b>
14	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio .....	31
15	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio .....	32
16	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....</b>	<b>32</b>
17	<b>7.</b>	<b>INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO .....</b>	<b>33</b>
18	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....</b>	<b>33</b>
19	<b>9.</b>	<b>FIGURAS .....</b>	<b>33</b>
20			

1 **ANEXO 1**

2  
3  
4 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

5  
6 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren  
7 expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les  
8 atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública  
9 UPME STR 09 - 2014.

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

15  
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  
20 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los  
21 equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el  
22 presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de  
23 Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial  
24 CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de  
25 ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este  
26 Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las  
27 modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen  
28 referencia los documentos citados, el Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo  
29 indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia  
30 de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los  
31 criterios de ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir,  
32 en todo caso, con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el  
33 Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y  
34 Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes  
35 en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y  
36 permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad  
37 establecidos en la regulación.

38  
39 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

1 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última  
2 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución  
3 MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el  
4 Proyecto será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el  
5 profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como  
6 se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral  
7 10.2 en particular.

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

## 17 18 **1.2 Definiciones**

19  
20 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido  
21 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.

## 22 23 24 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

25  
26 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,  
27 operación y mantenimiento de las siguientes obras:

- 28  
29 i. Instalación de un nuevo transformador 220/110 kV de 100 MVA en la subestación  
30 Valledupar propiedad de Transelca S.A. E.S.P.  
31  
32 ii. Instalación de una bahía de transformación a 110 kV.  
33  
34 iii. Extensión del barraje a 110 kV o conexión a éste para la conexión de la bahía a 110  
35 kV del transformador 220/110 kV a instalar, junto con los equipos de protección y  
36 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias.

## 37 38 **NOTAS:**

- 1 i. La bahía de transformación a 220 kV para el lado de alta del transformador  
2 220/110 kV a instalar, estará a cargo del Inversionista seleccionado, resultante de  
3 la Convocatoria Pública UPME 08-2014.  
4

## 5 **2.1 Descripción de Obras en la Subestación Valledupar 110 kV**

6  
7 Las obras en la Subestación Valledupar 110 kV, a cargo del Inversionista seleccionado,  
8 consisten en la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en  
9 el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán  
10 ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated  
11 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o  
12 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás  
13 requisitos establecidos en los DSI.  
14

15 La bahía de transformación a 110 kV tendrá la misma configuración de la subestación  
16 existente.  
17

18 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de  
19 Conexión.  
20

21 El diagrama unifilar de la Subestación Valledupar a 110 kV se muestra en la Figura 1. El  
22 Inversionista seleccionado en coordinación con el OR responsable de los transformadores  
23 existentes y el propietario de la subestación, deberán llegar a los acuerdos necesarios  
24 para la ubicación de la infraestructura. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no  
25 podrán limitar el acceso y uso de los espacios previstos para futuras expansiones.  
26

## 27 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

28  
29 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio para la construcción de la  
30 nueva infraestructura, , independiente de la modalidad (compra o arrendamiento), deberá  
31 tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y  
32 sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en cada uno de los puntos de  
33 conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el responsable  
34 y propietario de los activos relacionados.  
35

### 36 **2.2.1 En la Subestación Valledupar 220 kV**

37  
38 Con el Inversionista seleccionado, resultante de la Convocatoria Pública 08-2014,  
39 responsable de la expansión de la Subestación Valledupar 220 kV y con el propietario del  
40 predio.  
41

1 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
2 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a  
3 instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de  
4 control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control  
5 del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión  
6 deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la  
7 expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la  
8 presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser  
9 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,  
10 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma  
11 del contrato de conexión.

12

### 13 **2.2.2 En la Subestación Valledupar 110 kV**

14

15 El responsable de la Subestación Valledupar 110 kV es Electricaribe S.A. E.S.P.

16

17 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
18 Valledupar 110 kV es el barraje.

19

20 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
21 hacerse cargo de la extensión del barraje a 110 kV para la conexión de la bahía a 110 kV  
22 del transformador 220/110 kV a instalar, junto con los equipos de protección y  
23 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. La infraestructura para ampliar el barraje a  
24 110 kV, deberá tener una capacidad de corriente igual o superior al barraje existente.

25

26 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
27 garantizar la compatibilidad de los sistemas de comunicaciones, control y protecciones de  
28 la nueva infraestructura con existente.

29

30 El contrato de conexión deberá incluir lo relacionado con la conexión a la Subestación  
31 existente, las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la  
32 infraestructura a instalar de ser necesario, del espacio para las previsiones futuras y para  
33 la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas  
34 necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de  
35 AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los  
36 cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los  
37 Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus  
38 condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No  
39 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida  
40 justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

41

1  
2 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**  
3

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

11  
12 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
13 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.  
14

15 **3.1 Parámetros del Sistema**  
16

17 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado  
18 deberán ser nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características  
19 técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.  
20

21 Tensión nominal	110 kV
22 Frecuencia asignada	60 Hz
23 Puesta a tierra	Sólida
24 Numero de fases	3

25  
26 **3.2 Nivel de Corto Circuito**  
27

28 El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que  
29 se garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y  
30 demás elementos será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al  
31 corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de  
32 las fallas.  
33

34 **3.3 Materiales**  
35

36 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor  
37 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de  
38 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras  
39 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados  
40 para el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de  
41 producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista seleccionado

1 deberá presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan  
2 verificar las anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización  
3 del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha  
4 actualización primará sobre el Reglamento actualmente vigente.

### 6 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

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

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

### 21 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

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

27 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos  
28 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan  
29 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del  
30 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como  
31 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del  
32 Interventor.

34 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán  
35 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos  
36 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la  
37 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos  
38 acuerdos deberán entregarse al Interventor.

### 40 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

7  
8 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,  
9 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo  
10 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de  
11 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

#### 12 13 14 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

15  
16 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.

##### 17 18 **4.1 General**

19  
20 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la  
21 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán  
22 suministrados por la UPME conforme lo establece el presente Anexo 1.

##### 23 24 **4.1.1 Predio de las subestaciones**

##### 25 26 **Subestación Valledupar 110 kV**

27  
28 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán en predios de la actual  
29 subestación Valledupar a 110 kV o sobre el predio que determine el Inversionista  
30 seleccionado de la Convocatoria Pública UPME 08-2014. En cualquier caso, el  
31 Inversionista seleccionado como resultado de la presente Convocatoria Pública se hará  
32 cargo de la extensión del barraje a 110 kV o de la conexión a éste, junto con las obras  
33 que ello implique.

34  
35 Las coordenadas aproximadas de la Subestación Valledupar 220 kV, son las siguientes:

36  
37 Latitud: 10°27'32.03"N  
38 Longitud: 73°16'24.10"O.

39  
40 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y  
41 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes

1 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones  
2 para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo  
3 de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden  
4 existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido,  
5 deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.  
6

7 En la selección del predio de la Subestación, el Inversionista seleccionado deberá analizar  
8 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán  
9 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por  
10 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser  
11 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del  
12 proyecto.  
13

#### 14 **4.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

15

16 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer  
17 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de  
18 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente.  
19

#### 20 **4.1.3 Servicios Auxiliares**

21

22 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC  
23 suficientes para la topología de Subestación.  
24

#### 25 **4.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

26

27 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos  
28 del módulo común que sean necesarios, como lo pueden ser accesos, vías internas y  
29 edificios según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual  
30 y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial  
31 en el área; toma de agua, vías de acceso, espacio para bahías futuras y sus  
32 adecuaciones; adecuación del terreno, drenajes, filtros, alcantarillado, barreras de  
33 protección, cerramientos, filtros, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes.  
34 Igualmente deberá encargarse de la ampliación de la malla de puesta a tierra.  
35

36 En cuanto a equipos todos los necesarios para la nueva bahía y la integración con la  
37 infraestructura existente, incluyendo sistemas de automatización, de gestión de medición,  
38 de protecciones, control y el sistema de comunicaciones y los equipos para los servicios  
39 auxiliares AC y DC, los equipos de conexión y todo el cableado necesario.  
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  
3 que la modifique o sustituya).

#### 4.1.5 Espacios de Reserva

7 Los espacios de reserva futuros que son objeto de la presente Convocatoria Pública  
8 UPME 09 – 2014 deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos constitutivos  
9 del módulo común; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de la presente  
10 Convocatoria.

12 A nivel del STR, en la Subestación Valledupar 110 kV se deberán incluir espacios de  
13 reserva para la instalación de:

- Un (1) banco de transformación 220/34.5 kV o 220/110 kV.

17 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las subestaciones del STN y del STR  
18 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,  
19 edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

21 El Inversionista seleccionado deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de  
22 los equipos en los espacios de reserva previstos para futuras ampliaciones, es decir,  
23 deberá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá  
24 realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore.  
25 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán  
26 estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista seleccionado realice, hasta  
27 tanto sean ocupados.

#### 4.2 Normas para Fabricación de los Equipos

31 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última  
32 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission* – IEC, *International*  
33 *Organization for Standardization* – ISO, ANSI – American National Standards Institute,  
34 *International Telecommunications Union* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des  
35 Perturbations Radioélectriques – CISPR.

#### 4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos

39 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico Clase III de acuerdo con la  
40 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de  
41 acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of

1 Substations, la de mayores exigencias. El Inversionista seleccionado deberá entregar  
2 copias al Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los  
3 suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

#### 4.4 Procedimiento General del Diseño

Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

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

1  
2 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
3 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
4 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior  
5 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que  
6 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

7  
8 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el  
9 Inversionista seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las  
10 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

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

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

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

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

#### 27 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

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

35  
36  
37 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista  
38 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones  
39 y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría  
40 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los

1 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME la respectiva  
2 recomendación si es del caso.

#### 3 4 5 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

6  
7 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten  
8 definir y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye  
9 todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería.  
10 Se fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la  
11 fase de Ingeniería Básica.

12  
13 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista  
14 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones  
15 y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría  
16 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los  
17 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

18  
19 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos  
20 que preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales.  
21 Estos documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará  
22 los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.

23  
24 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y  
25 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán  
26 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista  
27 seleccionado y a la UPME si es del caso.

28  
29 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,  
30 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

#### 31 32 33 **4.4.3 Estudios del Sistema**

34  
35 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que  
36 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan  
37 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de  
38 cálculo en lo que aplique:  
39

- 1 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
2 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos,  
3 sísmicos y de resistividad.  
4  
5 - Cálculo de flechas y tensiones.  
6  
7 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar  
8 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.  
9  
10 - Estudios de coordinación de protecciones.  
11  
12 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y  
13 distancias eléctricas.  
14  
15 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo  
16 y a corto circuito.  
17  
18 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores  
19 aislados.  
20  
21 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.  
22  
23 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas  
24  
25 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares ac y dc.  
26  
27 - Informe de interfaces con equipos existentes.  
28  
29 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo  
30 con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).  
31  
32 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores  
33 de fallas.  
34  
35 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar  
36 como mínimo los siguientes aspectos:  
37  
38 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.  
39  
40 - Origen de los datos de entrada.  
41

- 1 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio  
2 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.  
3  
4 - Resultados.  
5  
6 - Bibliografía.  
7

#### 8 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

9  
10 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los  
11 lineamientos establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.  
12

### 13 **4.5 Equipos de Potencia**

#### 14 **4.5.1 Interruptores 110 kV**

15 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición de las  
16 siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:  
17

- 18  
19  
20 • IEC 62271 - 100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"  
21 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear  
22 standards".  
23 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of  
24 52 kV an above"  
25

26 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el  
27 grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el  
28 mecanismo de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire  
29 comprimido o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control  
30 deben ser totalmente independientes.  
31

32 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
33 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
34 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
35 Interventoría.  
36

37 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado  
38 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores  
39 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
40 62271-100 o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos  
41 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

1  
2 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
3 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.

- 4 •

5  
6 **4.5.2 Descargadores de Sobretensión**

7  
8 Los descargadores de sobretensión a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la  
9 última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de  
10 equipo a suministrar

- 11  
12 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c.  
13 systems"  
14 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and  
15 controlgear".

16  
17 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
18 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
19 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
20 Interventoría.

21  
22 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado  
23 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores  
24 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
25 60099-4 o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos  
26 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

27  
28 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
29 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

30  
31 **4.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

32  
33 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 110 kV, deben cumplir las  
34 prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según  
35 se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 36  
37 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su  
38 equivalente en ANSI.  
39 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with  
40 nominal voltages greater than 1000 V".  
41 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".

1  
2  
3  
4 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
5 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
6 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
7 Interventoría.

8  
9 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado  
10 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores  
11 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
12 62271-102 o su equivalente en ANSI, si el Inversionista seleccionado no dispone de estos  
13 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

14  
15 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
16 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

#### 17 18 **4.5.4 Transformadores de Tensión a 110 kV**

19  
20 Los Transformadores de Tensión a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la última  
21 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de  
22 equipo a suministrar:

- 23
- 24 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial
- 25 discharges", o su equivalente en ANSI.
- 26 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 27 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
- 28 capacitor dividers".
- 29
- 30

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

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

41

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

7  
8 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
9 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión a 110 kV.

#### 10 11 **4.5.5 Transformadores de Corriente a 110 kV**

12  
13 Los Transformadores de Corriente a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la última  
14 edición de las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de  
15 equipo a suministrar:

- 16
- 17 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su  
18 equivalente en ANSI.
- 19 • IEC 60044-1: "Current Transformers"
- 20
- 21

22 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación  
23 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y  
24 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
25 025 de 1995, en su última revisión.

26  
27 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas  
28 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en  
29 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines  
30 pertinentes de la Interventoría.

31  
32 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado  
33 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de  
34 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación  
35 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no  
36 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

37  
38 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
39 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia

40

#### 4.5.6 Equipo GIS o Híbrido

En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado 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.

- IEC60071-Insulation Coordination.
- IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
- IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- IEC60270-Partial discharge measurement.
- IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- IEC 60480-Guide for checking SF6.
- IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

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

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

#### 4.5.7 Sistema de puesta a tierra

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

La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado en cualquier lugar, al que tenga acceso.

Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto más cercano y conveniente.

1  
2 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al  
3 menos 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

4  
5 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los  
6 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno.

#### 7 8 **4.5.8 Apantallamiento de la Subestación**

9  
10 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para  
11 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán  
12 aterrizados con cables bajantes de cobre.

13  
14 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección  
15 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación  
16 deberá cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

#### 17 18 **4.6 Equipos de Control y Protección**

19  
20 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de  
21 control y protección:

##### 22 23 24 **4.6.1 Sistemas de Protección**

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

33  
34 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
35 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus  
36 modificaciones.

##### 37 38 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

39  
40 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
41 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

1

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 de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.	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.
	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.	
	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.	
1	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	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.  Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>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>	
<b>0</b>	<p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>

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

#### 4.6.2.1 Características Generales

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

El Inversionista seleccionado 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 IED's 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.

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

5  
6 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la  
7 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,  
8 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 9
- 10 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,  
11 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.  
12
  - 13 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:  
14 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre  
15 equipos vía la red.  
16 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y  
17 Automatización de la Subestación.  
18
  - 19 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes  
20 funciones:  
21 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.  
22 ○ Permitir la integración de elementos futuros.  
23 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.  
24 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación  
25 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni  
26 detener el sistema.  
27 ○ Mantenimiento de cada equipo.  
28 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones  
29 del sistema.  
30

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

38  
39 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
40 Subestación:

- 1 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la  
2 Subestación.  
3
- 4 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y  
5 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización  
6 proveniente de un reloj GPS.  
7
- 8 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control  
9 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).  
10

11 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para  
12 el correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de  
13 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este  
14 aspecto, el Inversionista seleccionado será el único responsable de suministrar y hacer  
15 operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con  
16 el CND.  
17

#### 18 **4.6.3 Medidores multifuncionales**

19  
20 Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida,  
21 para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia  
22 activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de  
23 impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir con  
24 todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última  
25 revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.  
26  
27

#### 28 **4.6.4 Controladores de Bahía**

29  
30 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar  
31 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los  
32 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para  
33 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista  
34 seleccionado deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.  
35

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

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

10  
11 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con  
12 puertos para la comunicación.

13  
14 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria  
15 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

16  
17 **4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

18  
19 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.  
20 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y  
21 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

22  
23 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz  
24 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y  
25 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de  
26 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes  
27 funcionalidades como mínimo:

- 28  
29 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.  
30 • Despliegue de alarmas.  
31 • Despliegue de eventos.  
32 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.  
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 LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con  
38 puertos para la comunicación.

39

1 **4.6.6 Suiches**

2  
3 Los suiches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para  
4 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes  
5 requisitos:

- 6
- 7 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
  - 8
  - 9 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
  - 10
  - 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
  - 15 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
  - 16
  - 17 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba  
18 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
  - 19
  - 20 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la  
21 más exigente.
  - 22

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

26  
27 **4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

28  
29 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

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

37  
38 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás  
39 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos  
40 distribuidos en la Subestación.

1 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores  
2 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-  
3 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

#### 4 5 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

##### 6 7 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

8  
9 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del  
10 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y  
11 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la  
12 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la  
13 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada  
14 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de  
15 ella. La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces  
16 de comunicaciones.

17  
18 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés  
19 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la  
20 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para  
21 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores  
22 de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,  
23 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de  
24 gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

##### 25 26 **4.6.8.2 Registradores de Fallas**

27  
28 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
29 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
30 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
31 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo  
32 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
33 establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

##### 34 35 **4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

36  
37 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través  
38 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo  
39 SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para  
40 mostrar la información del proceso.

41

- 1 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos  
2 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la  
3 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:
- 4 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
  - 5 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
  - 6 • Comunicación con el CND.
  - 7 • Comunicación con la red de área local.
  - 8 • Facilidades de mantenimiento.
  - 9 • Facilidades para entrenamiento.
  - 10 • Función de bloqueo.
  - 11 • Función de supervisión.
  - 12 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
  - 13 • Guía de operación.
  - 14 • Manejo de alarmas.
  - 15 • Manejo de curvas de tendencias.
  - 16 • Manejo de mensajes y consignas de operación.
  - 17 • Marcación de eventos y alarmas.
  - 18 • Operación de los equipos.
  - 19 • Programación, parametrización y actualización.
  - 20 • Reportes de operación.
  - 21 • Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la  
22 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
  - 23 • Secuencia de eventos.
  - 24 • Secuencias automáticas.
  - 25 • Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
  - 26 • Supervisión de la red de área local.

27

#### 28 **4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

29

30 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de  
31 1995, en su última revisión.

32

#### 33 **4.7 Obras Civiles**

34

35 Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles  
36 necesarias en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación.  
37 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las  
38 Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

39

40

1 El Interventor verificará e informará a la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los  
2 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para  
3 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en  
4 planos de construcción previamente aprobados. El Interventor verificará e informará a la  
5 UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El  
6 Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría siguiente información:

- 7
- 8 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 9
- 10 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,  
11 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 12
- 13 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y  
14 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las  
15 modificaciones hechas en campo verificadas por el Interventor.
- 16

## 17 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

### 18 **5.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

19  
20  
21 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo  
22 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio  
23 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad  
24 CREG vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del  
25 Consejo Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.

26  
27 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,  
28 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”  
29 diseñados por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Interventoría, pueda  
30 verificar el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas  
31 técnicas; por ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación  
32 tanto de alta tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control  
33 cumplen con la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y  
34 demás.

35  
36 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las  
37 siguientes pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de  
38 redes y los requerimientos del CND, vigentes:

- 39
- 40 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 41

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

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

## 14 **5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

15 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:  
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 coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
21 Proyecto.  
22
- 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  
27 con 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  
36

## 37 **6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

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

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

## 7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

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

## 8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

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

## 9. FIGURAS

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

Figura 1 - Unifilar Subestación Valledupar 110 kV.