

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR
UPME 01 – 2015**

(UPME STR 01 – 2015)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE AMPLIACIÓN EN SUBESTACIONES CUESTECITAS 220/110
KV, RÍOHACHA 110 KV Y MAICAO 110 KV EN EL DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., Mayo de 2014

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 las Subestaciones:	7
9	2.1.1	En la Subestación Cuestecitas:	7
10	2.1.2	En la Subestación Riohacha:	8
11	2.1.3	En la Subestación Maicao:	9
12	2.2	Puntos de Conexión del Proyecto	10
13	2.2.1	En la Subestación Cuestecitas 220 kV	10
14	2.2.2	En la Subestación Riohacha 110 kV	11
15	2.2.3	En la Subestación Maicao 110 kV	11
16	3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	12
17	3.1	Parámetros del Sistema	12
18	3.2	Nivel de Corto Circuito	12
19	3.3	Materiales	13
20	3.4	Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	13
21	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	13
22	3.6	Pruebas en Fábrica	14
23	4.	ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	14
24	4.1	General	14
25	4.1.1	Predio de las subestaciones	14
26	4.1.2	Conexiones con Equipos Existentes	16
27	4.1.3	Servicios Auxiliares.....	16
28	4.1.4	Infraestructura y Módulo Común.....	16
29	4.1.5	Espacios de Reserva.....	17
30	4.2	Normas para Fabricación de los Equipos	17
31	4.3	Condiciones Sísmicas de los equipos	17
32	4.4	Procedimiento General del Diseño	17
33	4.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica	19
34	4.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle	19
35	4.4.3	Estudios del Sistema	20
36	4.4.4	Distancias de Seguridad.....	21
37	4.5	Equipos de Potencia	21
38	4.5.1	Interruptores	22
39	4.5.2	Transformadores de Potencia.....	22
40	4.5.3	Compensación Capacitiva	23
41	4.5.4	Descargadores de Sobretensión.....	24

1	4.5.5	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	25
2	4.5.6	Transformadores de Tensión.....	26
3	4.5.7	Transformadores de Corriente.....	27
4	4.5.8	Equipo GIS o Híbrido.....	27
5	4.5.9	Sistema de puesta a tierra.....	28
6	4.5.10	Apantallamiento de la Subestación.....	28
7	4.6	Equipos de Control y Protección.....	29
8	4.6.1	Sistemas de Protección.....	29
9	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	29
10	4.6.2.1	Características Generales.....	31
11	4.6.3	Medidores multifuncionales.....	33
12	4.6.4	Controladores de Bahía.....	33
13	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	34
14	4.6.6	Switches.....	34
15	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	35
16	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	35
17	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	37
18	4.7	Obras Civiles.....	37
19	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	38
20	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	38
21	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	39
22	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	39
23	7.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO.....	39
24	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....	39
25	9.	FIGURAS.....	40
26			

1 **ANEXO 1**

2
3
4 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

5
6 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente
7 definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los
8 Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME STR 01 -
9 2015.

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 referencia
28 los documentos citados, el Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en
29 criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales
30 deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de
31 ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso,
32 con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes
33 y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME.
34 Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de
35 conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación
36 según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

37
38 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

39
40 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última
41 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME

1 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto
2 será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional
3 o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece
4 en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

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

15 **1.2 Definiciones**

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

21 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

22
23 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,
24 operación y mantenimiento de las siguientes obras:

- 25
- 26 i. Instalación de un nuevo transformador 220/110 kV de 100 MVA en la subestación
27 Cuestecitas, jurisdicción de Cuestecitas, Albania - La Guajira.
 - 28
 - 29 ii. Instalación de una (1) nueva bahía de transformación a 220 kV y de una nueva bahía
30 de transformación a 110 kV para la conexión del nuevo transformador 220/110 kV
31 – 100 MVA, del numeral i, en la Subestación Cuestecitas, jurisdicción de Cuestecitas,
32 Albania - La Guajira.
 - 33
 - 34 iii. Extensión de los barrajes a 220 kV y 110 kV, y/o conexiones a los mismos, para la
35 instalación de las bahías de 220 kV y 110 kV referidas en el numeral ii, junto con los
36 equipos de protección y adecuaciones físicas y eléctricas necesarias en la
37 Subestación Cuestecitas, jurisdicción de Cuestecitas, Albania - La Guajira.
 - 38
 - 39 iv. Reemplazar el existente transformador 220/110 kV – 60 MVA por un nuevo
40 transformador 220/110 kV – 100 MVA en la Subestación Cuestecitas, jurisdicción de
41 Cuestecitas, Albania - La Guajira.

- 1
2 v. De ser necesario, adecuaciones y/o cambio de equipos requeridos en las existentes
3 bahías transformación de 220 kV y 110 kV que permitan el correcto funcionamiento del
4 reemplazo señalado en el numeral iv.
5
6 vi. Construcción de una (1) bahía 110 kV para compensación capacitiva, en configuración
7 Barra Sencilla, en la existente Subestación Riohacha 110 kV, ubicada en jurisdicción
8 del Municipio de Riohacha – La Guajira.
9
10 vii. Suministro e instalación de una compensación capacitiva de 15 MVAR, conformada por
11 banco capacitores a 110 kV, tipo intemperie, con reactores limitadores de corriente de
12 inserción y supresores de armónicos, transformador de corriente, con diseño para
13 detectar las corrientes de desbalance del neutro, según diseño, en la existente
14 Subestación Riohacha 110 kV, ubicada en jurisdicción del Municipio de Riohacha – La
15 Guajira.
16
17 viii. Construcción del barraje 110 kV, en configuración barra doble, para la conexión de
18 una (1) bahía de línea y una (1) bahía de compensación capacitiva, en la existente
19 Subestación Maicao 110 kV, ubicada en jurisdicción del Municipio de Maicao – La
20 Guajira.
21
22 ix. Construcción de una (1) bahía de línea, en configuración barra doble, en la existente
23 Subestación Maicao 110 kV, ubicada en jurisdicción del Municipio de Maicao – La
24 Guajira.
25
26 x. Obras, equipos y adecuaciones necesarias para la conexión de la existente línea
27 Maicao – Cuestecitas 110 kV a la bahía de línea mencionada en el numeral ix.
28
29 xi. Construcción de una (1) bahía 110 kV para compensación capacitiva, configuración
30 barra doble, en la existente Subestación Maicao 110 kV, ubicada en jurisdicción del
31 Municipio de Maicao – La Guajira.
32
33 xii. Suministro e instalación de una compensación capacitiva de 15 MVAR, conformado
34 por banco capacitores a 110 kV, tipo intemperie, con reactores limitadores de corriente
35 de inserción y supresores de armónicos, transformador de corriente, con diseño para
36 detectar las corrientes de desbalance del neutro, según diseño, en la existente
37 Subestación Maicao 110 kV, ubicada en jurisdicción del Municipio de Maicao – La
38 Guajira.
39

- 1 xiii. Todos los elementos adicionales necesarios para la construcción, operación y
2 mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control, protecciones,
3 comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos.
4
- 5 xiv. Espacios de reserva definidos en el numeral 4.1.5 del presente Anexo.
6

7 **NOTAS:**
8

- 9 i. Los diagramas unifilares de las Subestaciones a intervenir en la presente
10 Convocatoria Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, podrá
11 modificar la disposición de las bahías en los diagramas unifilares previo concepto
12 del Interventor y aprobación por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso
13 una disposición de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de modificación
14 presentada involucra a terceros, como al Operador de Red o propietarios de
15 subestaciones existentes u otros, deberán establecerse acuerdos previos a la
16 solicitud.
17

18 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:**
19

20 **2.1.1 En la Subestación Cuestecitas:**
21

22 El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de
23 ser necesario), el diseño y la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo
24 los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS
25 (tomado de la primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations"
26 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según
27 el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos
28 establecidos en los DSI.
29

30 Las bahías de transformación a 220 y 110 kV tendrá la misma configuración de la
31 Subestación existente donde se conecte. En 220 kV existe la Subestación Cuestecitas una
32 parte en configuración barra principal y transferencia, responsabilidad de
33 INTERCOLOMBIA, y otra parte en configuración encapsulada barra doble, responsabilidad
34 de TRANSELCA. En 110 kV existe la Subestación Cuestecitas en configuración
35 encapsulada doble barra, responsabilidad de ELECTRICARIBE.
36

37 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
38 hacerse cargo de la extensión de los barrajes a 220 kV y a 110 kV (de ser necesario), para
39 la conexión de las nuevas bahías del transformador 220/110 kV a instalar, junto con los
40 equipos de protección y adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la
41 infraestructura utilizada para ampliar el barraje a 220 kV y/o 110 kV, deberá tener una

1 capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual o superior al barraje
2 existente. Además deberá realizar las adecuaciones requeridas en las bahías de
3 transformación 220 kV y 110 kV existentes, para el reemplazo del módulo de transformación
4 señalado en el numeral 2 del presente documento.

5
6 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
7 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
8 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
9 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

10
11 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
12 Conexión.

13
14 El diagrama unifilar de la existente Subestación Cuestecitas se muestra en la Figura 1. El
15 Inversionista seleccionado en coordinación con el OR responsable de los transformadores
16 existentes y el propietario de la Subestación, deberán llegar a los acuerdos necesarios para
17 la ubicación de la infraestructura. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán
18 limitar el acceso y uso de los espacios previstos para futuras expansiones.

19 20 **2.1.2 En la Subestación Riohacha:**

21
22 Las obras en la Subestación Riohacha, a cargo del Inversionista seleccionado, consisten
23 en la adquisición del lote (en caso de ser necesario), el diseño y la construcción de las obras
24 descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a
25 instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés
26 “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de
27 tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y
28 todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

29
30 La bahía de compensación 110 kV tendrá la misma configuración de la Subestación
31 existente donde se conecte. En 110 kV existe la Subestación Riohacha propiedad de
32 ELECTRICARIBE en configuración barra sencilla.

33
34 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
35 hacerse cargo de la extensión del barraje a 110 kV (de ser necesario), para la conexión de
36 la nueva bahía a 110 kV para la compensación capacitiva de 15 MVar a instalar, junto con
37 los equipos de protección y adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la
38 infraestructura utilizada para ampliar el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y
39 demás características técnicas, igual o superior al barraje existente.

40

1 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
2 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
3 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
4 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

5
6 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
7 Conexión.

8
9 El diagrama unifilar de la existente Subestación Riohacha se muestra en la Figura 2. El
10 Inversionista seleccionado en coordinación con el OR responsable y el propietario de la
11 Subestación, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la ubicación de la
12 infraestructura. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso
13 y uso de los espacios previstos para futuras expansiones.

14 15 **2.1.3 En la Subestación Maicao:**

16
17 Las obras en la Subestación Maicao, a cargo del Inversionista seleccionado, consisten en
18 la adquisición del lote (en caso de ser necesario), el diseño y la construcción de las obras
19 descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a
20 instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés
21 “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de
22 tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y
23 todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

24
25 La existente Subestación Maicao 110 kV no tiene barraje 110 kV. En ella, actualmente se
26 conectan la línea Maicao – Cuestecitas 110 kV, un (1) transformador 110/13.8 kV de 10
27 MVA y un (1) transformador 110/13.8 kV de 25 MVA, todo de propiedad de Electricaribe.

28
29 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
30 hacerse cargo de la construcción del barraje a 110 kV, en configuración barra doble, para
31 la conexión de un nuevo módulo de compensación capacitiva de 15 MVAR con su
32 correspondiente bahía de 110 kV y la normalización de la conexión de la línea Maicao –
33 Cuestecitas 110 kV mediante una nueva bahía de línea en configuración barra doble,
34 incluyendo todas los elementos y/o adecuaciones físicas y eléctricas necesarias para la
35 conexión de la línea a la bahía. También estarán a cargo del Inversionista, los demás
36 elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como
37 por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada,
38 sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente en
39 la Subestación Cuestecitas 110 kV.

40

1 Las características técnicas del barraje a 110 kV, deberá tener en consideración las
2 necesidades eléctricas del SDL, no obstante, no hace parte de la presente Convocatoria la
3 normalización de la conexión de los dos (2) transformadores 110/13.8 kV de propiedad de
4 Electricaribe. Sin perjuicio a lo anterior, el Inversionista seleccionado y Electricaribe podrán
5 llegar a acuerdos para realizar la normalización de la conexión de los mencionados
6 transformadores.

7
8 En cualquier caso, las partes deberán tomar todas las medidas que necesarias para que la
9 normalización de la Subestación Maicao 110 kV, no genere interrupciones en la prestación
10 del servicio a la demanda actualmente alimentada desde dicha Subestación.

11
12 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
13 Conexión.

14
15 El diagrama unifilar de la existente Subestación Maicao se muestra en la Figura 3. El
16 Inversionista seleccionado en coordinación con el OR responsable y el propietario de la
17 Subestación, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la ubicación de la
18 infraestructura. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso
19 y uso de los espacios previstos para futuras expansiones.

20 21 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

22
23 El Inversionista seleccionado, además de garantizar el predio y/o los espacios para la
24 construcción de la nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o
25 arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión
26 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en
27 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de
28 conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.

29 30 **2.2.1 En la Subestación Cuestecitas 220 kV**

31
32 Los responsables de la Subestación Cuestecitas 220 kV son TRANSELCA S.A. E.S.P e
33 INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P .

34
35 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
36 Cuestecitas 220 kV es el barraje.

37
38 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las
39 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
40 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y
41 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y

1 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar
2 firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
3 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente
4 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en
5 conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar
6 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de
7 conexión.

8 9 **2.2.2 En la Subestación Riohacha 110 kV**

10 El responsable de la Subestación Riohacha 110 kV es Electricaribe S.A. E.S.P.

11
12 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
13 Riohacha 110 kV es el barraje.

14
15 El contrato de conexión deberá incluir lo relacionado con la conexión a la Subestación
16 existente, las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
17 infraestructura a instalar de ser necesario, del espacio para las previsiones futuras y para
18 la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias;
19 enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los
20 contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses
21 siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales
22 Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo
23 cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de
24 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo
25 de firma del contrato de conexión.
26

27 28 **2.2.3 En la Subestación Maicao 110 kV**

29 El responsable de la Subestación Maicao 110 kV es Electricaribe S.A. E.S.P.

30
31 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública es en la llegada de
32 la línea Maicao – Cuestecitas 110 kV a la Subestación Maicao 110 kV. Este punto permite
33 la conexión de la normalizada Subestación Maicao 110 kV al STR existente.
34

35
36 Para la conexión de los dos (2) transformadores 110/13.8 kV de propiedad de Electricaribe,
37 a la normalizada Subestación Maicao 110 kV, el punto de conexión es el barraje 110 kV.
38

39 El contrato de conexión deberá incluir lo relacionado con la conexión en la Subestación
40 existente, las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
41 infraestructura a instalar de ser necesario, del espacio para las previsiones futuras y para

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

3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

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

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

3.1 Parámetros del Sistema

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

30 Tensión nominal	220 kV / 110 kV
31 Frecuencia asignada	60 Hz
32 Puesta a tierra	Sólida
33 Numero de fases	3

3.2 Nivel de Corto Circuito

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

1 **3.3 Materiales**

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

14 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

15
16 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
17 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
18 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista seleccionado deberá
19 presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo
20 y/o reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.
21

22 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
23 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
24 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
25 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.
26

27 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

28
29 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista
30 seleccionado. Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en
31 especial los artículos 52 y 53.
32

33 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
34 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
35 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
36 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como
37 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del
38 Interventor.
39

40 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
41 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos

1 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
2 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos
3 acuerdos deberán entregarse al Interventor.

4 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

13
14 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,
15 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo
16 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
17 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

18 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

19
20 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.

21 **4.1 General**

22
23 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la
24 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán
25 suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 8 del presente Anexo.

26 **4.1.1 Predio de las subestaciones**

27 **Subestación Cuestecitas**

28
29 La existente Subestación Cuestecitas 110 kV se encuentra localizada en las siguientes
30 coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

31
32 Longitud: 72°36'34.60"O.
33 Latitud: 11°11'2.20"N_[ARI]

34
35 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y
36 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 para
2 la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
3 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
4 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
5 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
6

7 En el predio para el desarrollo del Proyecto, 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 **Subestación Riohacha**

15
16 La existente Subestación Riohacha 110 kV se encuentra localizada en las siguientes
17 coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:
18

19 Longitud: 72°53'50.74"O.

20 Latitud: 11°32'19.38" N
21

22 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y
23 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes
24 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para
25 la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
26 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
27 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
28 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
29

30 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar
31 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán
32 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por
33 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser
34 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del
35 proyecto.
36

37 **Subestación Maicao**

38
39 La existente Subestación Maicao 110 kV se encuentra localizada en las siguientes
40 coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:
41

1 Longitud: 72°15'12.51"O.
2 Latitud: 11°22'36.99" N
3

4 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y
5 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes
6 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para
7 la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
8 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
9 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
10 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
11

12 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar
13 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán
14 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por
15 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser
16 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del
17 proyecto.
18

19 **4.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

20 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
21 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de
22 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente.
23
24

25 **4.1.3 Servicios Auxiliares**

26 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes
27 para la topología de Subestación.
28
29

30 **4.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

31 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos
32 del módulo común que sean necesarios, como lo pueden ser accesos, vías internas y
33 edificios según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual y
34 las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en
35 el área; toma de agua, vías de acceso, espacio para bahías futuras y sus adecuaciones;
36 adecuación del terreno, drenajes, filtros, alcantarillado, barreras de protección,
37 cerramientos, filtros, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá
38 encargarse, de ser necesario, de la ampliación de la malla de puesta a tierra y dejar
39 previstos los puntos de conexión para futuras ampliaciones.
40
41

1 En cuanto a equipos todos los necesarios para la nueva bahía y la integración con la
2 infraestructura existente, incluyendo sistemas de automatización, de gestión de medición,
3 de protecciones, control y el sistema de comunicaciones y los equipos para los servicios
4 auxiliares AC y DC, los equipos de conexión y todo el cableado necesario.

5
6 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
7 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
8 la modifique o sustituya).

9 10 **4.1.5 Espacios de Reserva**

11
12 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva. Sin embargo, se debe
13 garantizar que los espacios de reserva en las Subestaciones del STN y del STR no se verán
14 afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones,
15 etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

16 17 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

18
19 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última
20 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*
21 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*
22 *International Telecommunications Union - ITU-T, Comité International Spécial des*
23 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.*

24 25 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

26
27 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico Clase III de acuerdo con la
28 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo
29 con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la
30 de mayores exigencias. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor
31 de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para
32 soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

33 34 **4.4 Procedimiento General del Diseño**

35
36 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 37
38 a) Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del
39 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

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

20
21 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
22 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
23 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

24
25 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
26 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
27 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
28 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
29 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
30 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

- 31
32 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
33 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
34 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior
35 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que
36 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
- 37
38 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista
39 seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
40 Proyecto.
- 41

1 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
2 documento de cumplimiento obligatorio.
3

4 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
5 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
6 pruebas.
7

8 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
9 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
10 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
11 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
12 mantenimiento.
13

14 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista
15 seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.
16

17 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

18
19 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
20 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
21 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la
22 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del
23 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las
24 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.
25

26 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista
27 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y
28 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
29 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
30 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME la respectiva
31 recomendación si es del caso.
32

33 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

34
35 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir
36 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas
37 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se
38 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de
39 Ingeniería Básica.
40

1 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista
2 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y
3 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
4 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
5 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.
6

7 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
8 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos
9 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los
10 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.
11

12 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en
13 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de
14 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
15 seleccionado y a la UPME si es del caso.
16

17 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
18 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.
19

20 **4.4.3 Estudios del Sistema**

21 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que
22 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan
23 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo
24 en lo que aplique:
25

- 26 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
27 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
28 y de resistividad.
29
- 30 - Cálculo de flechas y tensiones.
31
- 32 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
33 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
34
- 35 - Estudios de coordinación de protecciones.
36
- 37 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
38 distancias eléctricas.
39
40

- 1 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- 2
- 3
- 4 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- 5
- 6
- 7 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 8
- 9 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 10
- 11 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares ac y dc.
- 12
- 13 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 14
- 15 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 16
- 17
- 18 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.
- 19
- 20

21 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
22 como mínimo los siguientes aspectos:

- 23
- 24 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 25
- 26 - Origen de los datos de entrada.
- 27
- 28 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
29 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 30
- 31 - Resultados.
- 32
- 33 - Bibliografía.
- 34

35 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

36
37 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
38 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

40 **4.5 Equipos de Potencia**

41

1 **4.5.1 Interruptores**

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

- 5
6 • IEC 62271 - 100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
7 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
8 standards".
9 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of
10 52 kV an above"
11

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

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

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

29 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias in situ para verificar las
30 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.
31

32 **4.5.2 Transformadores de Potencia**

33
34 El Transmisor Regional suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le
35 permita analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición
36 de la publicación IEC 60076, "Power Transformers".
37

38 Cada transformador 220/110 kV de 100 MVA, podrá estar compuestos por tres (3) unidades
39 monofásicas o una unidad trifásica. La capacidad total de 100 MVA, significa la potencia
40 nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de

1 altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde estará la subestación. Estos
2 transformadores deben tener una capacidad de sobrecarga del 30% durante 30 minutos.

3
4 Se requiere que los transformadores tengan devanado terciario, con una capacidad mínima
5 de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados. El devanado terciario
6 dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios auxiliares de la Subestación,
7 para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los equipos necesarios para hacer uso
8 de servicios auxiliares utilizando esta fuente.

9
10 El grupo de conexión de la transformación será Ynynd.

11
12 Los transformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones, para
13 operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1.25% cada uno,
14 con la posición 1 para la máxima relación, la posición 13 para la relación nominal y la
15 posición 21 para la mínima relación.

16
17 Los transformadores o los autotransformadores deberán tener una impedancia entre los
18 devanados 220 y 110 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, igual que el
19 transformador 220/110 kV de 100 MVA en paralelo existente (es decir de 12.6%), sobre la
20 base de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

21
22 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas en los transformadores, para los
23 siguientes niveles de carga permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados
24 deberán cumplir con lo establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

25
26 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de
27 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de
28 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría

29
30 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe
31 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en
32 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de
33 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

34
35 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
36 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

37 38 **4.5.3 Compensación Capacitiva**

39
40 El Proyecto incluye la instalación de dos (2) módulos de compensación capacitiva de 15
41 MVAR, y sus correspondientes bahías de conexión.

1
2 Cada módulo de compensación será un banco de capacitores a 110 kV, tipo intemperie,
3 con reactores limitadores de corriente de inserción y supresores de armónicos,
4 transformador de corriente, con diseño para detectar las corrientes de desbalance del
5 neutro, según diseño.

6
7 En general, deberá tener el equipo necesario para su correcto funcionamiento, como
8 equipos de protección, reactancias de amortiguamientos, control, puesta a tierra, medida,
9 equipos auxiliares, filtros, etc, y se debe realizar la totalidad de las obras civiles
10 correspondientes para el adecuado montaje del módulo de compensación.

11
12 Especificaciones del Capacitor:

13
14 TIPO DE OPERACIÓN: Exterior
15 NORMAS DE FABRICACIÓN: ANSI - IEC
16 FRECUENCIA: 60 Hz
17 NÚMERO DE FASES: 3

18
19 El Transmisor Regional deberá elaborar un documento soporte que contenga el estudio de
20 calidad de la potencia, y que demuestre que la compensación no entra en resonancia con
21 el sistema, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará
22 parte de las memorias del proyecto. El Transmisor Regional se obliga a responder y
23 solucionar los problemas de calidad de la potencia, especialmente ampliaciones
24 armónicas, que se generen por la entrada en operación del módulo de compensación.

25
26 **Pruebas de rutina:** los reactores deberán ser sometido a las pruebas de rutina establecidos
27 en las publicaciones IEC o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán
28 ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

29
30 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe
31 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en
32 todo de acuerdo con las publicaciones IEC o ANSI. Si el Transmisor Regional no dispone
33 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

34
35 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias in situ para verificar las
36 condiciones de estado y funcionamiento de los módulos de compensación.

37
38 **4.5.4 Descargadores de Sobretensión**
39

1 Los descargadores de sobretensión, 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 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c.
6 systems"
- 7 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and
8 controlgear".
- 9

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

14

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

20

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

23

24 4.5.5 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

25

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

- 29
- 30 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
31 equivalente en ANSI.
- 32 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
33 nominal voltages greater than 1000 V".
- 34 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".
- 35

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

40

1 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
2 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o
3 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su
4 equivalente en ANSI, si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
5 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
6

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

10 4.5.6 Transformadores de Tensión

11
12 Los Transformadores de Tensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de
13 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
14 suministrar:
15

- 16 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial
17 discharges", o su equivalente en ANSI.
- 18 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 19 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
20 capacitor dividers".
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 Inversionista seleccionado debe
34 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
35 tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
36 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el
37 Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
38 pruebas a su costa.
39

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

1
2 **4.5.7 Transformadores de Corriente**
3

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

- 7
8 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
9 equivalente en ANSI.
10 • IEC 60044-1: "Current Transformers"
11

12 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
13 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
14 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
15 025 de 1995, en su última revisión.
16

17 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
18 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
19 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
20 pertinentes de la Interventoría.
21

22 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
23 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
24 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
25 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no
26 dispone de estos 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 Interruptores de Potencia
30

31 **4.5.8 Equipo GIS o Híbrido**
32

33 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
34 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe
35 cumplir la siguiente normatividad:
36

37 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
38 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
39 lo indicado en estas especificaciones.
40

- 41 • IEC60071-Insulation Coordination.

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

11 |
12 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
13 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

14
15 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
16 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

17 18 **4.5.9 Sistema de puesta a tierra**

19
20 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
21 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
22 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

23
24 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en
25 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado
26 en cualquier lugar, al que tenga acceso.

27
28 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
29 más cercano y conveniente.

30
31 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
32 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

33
34 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
35 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno.

36 37 **4.5.10 Apantallamiento de la Subestación**

38

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-62305-2.

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 seleccionado deberá proveer el software que haga
 21 la transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con
 22 las respectivas normas equivalentes ANSI.

23
 24 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 25 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
 26 modificaciones.

27
 28 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

29
 30 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 31 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

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.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <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>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>	<p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <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.

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

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 Regional 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 Regional al Interventor para la verificación de cumplimiento.

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

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

- 1 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
2 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
3
- 4 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
5 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
6 equipos vía la red.
7 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización
8 de la Subestación.
9
- 10 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
11 funciones:
12 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
13 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
14 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
15 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
16 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
17 detener el sistema.
18 ○ Mantenimiento de cada equipo.
19 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
20 del sistema.
21

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

30 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
31 Subestación:
32

- 33 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
34 Subestación.
35
- 36 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
37 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
38 de un reloj GPS.
39
- 40 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
41 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

1
2 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el
3 correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de
4 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este
5 aspecto, el Inversionista seleccionado será el único responsable de suministrar y hacer
6 operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con
7 el CND.

9 **4.6.3 Medidores multifuncionales**

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

18 **4.6.4 Controladores de Bahía**

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

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

- 31
- 32 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 33 • Despliegue de alarmas.
- 34 • Despliegue de eventos.
- 35 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 36 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 37 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
- 38 función.
- 39 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 40

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

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

7 **4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

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

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

- 18
- 19 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 20 • Despliegue de alarmas.
- 21 • Despliegue de eventos.
- 22 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 23 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
24 función.
- 25 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 26

27 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
28 para la comunicación.

30 **4.6.6 Switches**

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

- 34
- 35 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 36
- 37 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 38
- 39 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 40 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges

- 1 ○ IEEE 802.1q VLAN

- 2
3 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
4
5 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
6 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
7
8 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
9 exigente.

10
11 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para
12 conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de
13 protección y medida.

14 **4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

16
17 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
18 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez
19 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,
20 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
21 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista
22 seleccionado.
23
24

25 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás
26 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos
27 distribuidos en la Subestación.
28
29

30 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores
31 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-
32 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.
33

34 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

35 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

36 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del
37 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y
38 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la
39 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la
40
41

1 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada
2 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella.
3 La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de
4 comunicaciones.

5
6 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
7 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
8 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
9 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de
10 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,
11 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de
12 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

13 14 **4.6.8.2 Registradores de Fallas**

15
16 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
17 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
18 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
19 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
20 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
21 establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

22 23 **4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

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

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

- 33 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 34 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 35 • Comunicación con el CND.
- 36 • Comunicación con la red de área local.
- 37 • Facilidades de mantenimiento.
- 38 • Facilidades para entrenamiento.
- 39 • Función de bloqueo.
- 40 • Función de supervisión.

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

17 **4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

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

22 **4.7 Obras Civiles**

23
24 Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles necesarias
25 en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación. Todos los diseños
26 de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas
27 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

28
29 El Interventor verificará e informará a la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los
30 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para
31 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos
32 de construcción previamente aprobados. El Interventor verificará e informará a la UPME y
33 hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El
34 Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría siguiente información:

- 35
- 36 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 37
- 38 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
- 39 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 40

- 1 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y
2 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones
3 hechas en campo verificadas por el Interventor.
4
5

6 5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

7 5.1 Pruebas y Puesta en Servicio

8
9
10 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
11 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
12 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG
13 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo
14 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.
15

16 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,
17 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”
18 diseñados por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Interventoría, pueda verificar
19 el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por
20 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta
21 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con
22 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.
23

24 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes
25 pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los
26 requerimientos del CND, vigentes:
27

- 28 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
29
30 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
31 asociadas.
32
33 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
34 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
35 protecciones.
36
37 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
38

39 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución
40 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
41 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.

1
2 **5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

3
4 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 5
6 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
7 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
8 • Diagrama Unifilar.
9 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
10 Proyecto.
11 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
12 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
13 • Cronograma de pruebas.
14 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
15 información definitiva.
16 • Protocolo de energización.
17 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
18 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
19 punto de conexión.
20 • Carta de declaración en operación comercial.
21 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
22 actualizados por el CND.
23

24
25 **6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

26
27 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
28 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
29

30
31 **7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

32
33 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al
34 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo
35 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la
36 UPME.
37

38
39 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**
40

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

8
9
10 **9. FIGURAS**

11
12 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

13
14 Figura 1 - Unifilar Subestación Cuestecitas.

15
16 Figura 2 - Unifilar Subestación Riohacha.

17
18 Figura 3 - Unifilar Subestación Maicao.