

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR
UPME 13 – 2015**

(UPME STR 13 – 2015)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA NUEVA SUBESTACIÓN LA LOMA 110 kV Y SU CONEXIÓN
AL STN A TRAVÉS DE DOS NUEVOS TRANSFORMADORES 500/110 kV DE 150 MVA
CADA UNO EN EL DEPARTAMENTO DEL CESAR**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., noviembre de 2015

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	5
5	1.1	Requisitos Técnicos Esenciales 5
6	1.2	Definiciones 6
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	6
8	2.1	Descripción de Obras en las Subestaciones 7
9	2.1.1	En la nueva Subestación La Loma 110 kV 7
10	2.1.2	En la Subestación El Paso 110 kV..... 8
11	2.1.3	En la Subestación La Jagua 110 kV 9
12	2.2	Puntos de Conexión del Proyecto 10
13	2.2.1	En la Subestación La Loma 500 kV 10
14	2.2.2	En la Subestación El Paso 110 kV..... 10
15	2.2.3	En la Subestación La Jagua 110 kV 11
16	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	11
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 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 110 kV	14
24	4.1	General 14
25	4.1.1	Nuevas líneas a 110 kV 14
26	4.2	Ruta de las Líneas de Transmisión 16
27	4.3	Longitud Aproximada de las Líneas 17
28	4.4	Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV 17
29	4.4.1	Aislamiento 18
30	4.4.2	Conductor de Fase 18
31	4.4.3	Cable(s) de Guarda 19
32	4.4.4	Puesta a Tierra de las Líneas 20
33	4.4.5	Estructuras 20
34	4.4.6	Localización de Estructuras 21
35	4.4.7	Sistema Antivibratorio - Amortiguadores 21
36	4.4.8	Cimentaciones..... 21
37	4.4.9	Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas..... 22
38	4.4.10	Señalización Aérea..... 22
39	4.4.11	Obras Complementarias 23
40	4.5	Informe Técnico 23
41	5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	24

1	5.1	General.....	24
2	5.1.1	Predio de las subestaciones.....	24
3	5.1.2	Conexiones con Equipos Existentes.....	26
4	5.1.3	Servicios Auxiliares.....	26
5	5.1.4	Infraestructura y Módulo Común.....	27
6	5.1.5	Espacios de Reserva.....	28
7	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos.....	29
8	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos.....	29
9	5.4	Procedimiento General del Diseño.....	29
10	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica.....	31
11	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle.....	33
12	5.4.3	Estudios del Sistema.....	37
13	5.4.4	Distancias de Seguridad.....	39
14	5.5	Equipos de Potencia.....	39
15	5.5.1	Bancos de Autotransformadores de Potencia Monofásicos.....	39
16	5.5.2	Interruptores.....	40
17	5.5.3	Descargadores de Sobretensión.....	41
18	5.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	42
19	5.5.5	Transformadores de Tensión.....	43
20	5.5.6	Transformadores de Corriente.....	43
21	5.5.7	Equipo GIS o Híbrido.....	44
22	5.5.8	Sistema de puesta a tierra.....	45
23	5.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	45
24	5.6	Equipos de Control y Protección.....	46
25	5.6.1	Sistemas de Protección.....	46
26	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	46
27	5.6.2.1	Características Generales.....	48
28	5.6.3	Medidores multifuncionales.....	50
29	5.6.4	Controladores de Bahía.....	50
30	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	51
31	5.6.6	Switches.....	51
32	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	52
33	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	52
34	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	54
35	5.7	Obras Civiles.....	54
36	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	55
37	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	55
38	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	56
39	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	56
40	8.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO.....	56
41	9.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	57

1	10. FIGURAS	57
2		

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 13 -
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, los aplicables en
23 el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones) y
24 en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños.
25 Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la
26 revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre
27 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados,
28 el Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y
29 normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser
30 relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y
31 normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo
32 establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en
33 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, , Capítulo II,

1 Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban
2 contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes
3 para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha
4 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.

14 **1.2 Definiciones**

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

18 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

19
20 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,
21 operación y mantenimiento de las siguientes obras:

- 22
23 i. Nueva Subestación La Loma 110 kV, en configuración doble barra más seccionador
24 de transferencia, la cual estará compuesta por dos (2) bahías de línea de 110 kV, dos
25 (2) bahías de transformación de 110 kV y los espacios de reserva señalados en el
26 presente anexo a ubicarse en jurisdicción del Corregimiento La Loma del Municipio El
27 Paso.
28
29 ii. Dos (2) nuevos módulos de transformación 500/110 kV de 150 MVA, cada uno, en la
30 subestación La Loma. Se deberá instalar un (1) Autotransformador monofásico de
31 reserva con conexión para cambio rápido y automático.
32
33 iii. Dos (2) nuevas bahías de transformación a 110 kV en configuración doble barra más
34 seccionador de transferencia, para la conexión de los dos bancos de transformadores
35 500/110 kV – 150 MVA cada uno, mencionado en el ítem ii del presente numeral 2, en
36 la nueva Subestación la Loma 110 kV.
37
38
39
40
41

- 1 iv. Una línea en circuito sencillo 110 kV desde la nueva subestación La Loma 110 kV
2 hasta la subestación El Paso 110 kV.
3 v.
4 Una línea en circuito sencillo 110 kV, desde la nueva subestación La Loma 110 kV
5 hasta la subestación La Jagua 110 kV.
6 vi. Una (1) bahía de línea 110 kV, en configuración barra principal y de transferencia, en
7 la subestación El Paso 110 kV, asociadas al ítem iv del presente numeral 2.
8
9 vii. Una bahía de línea 110 kV, en la Subestación La Jagua 110 kV, en configuración
10 barra sencilla, , asociada al ítem v del presente numeral 2.
11
12 viii. Todos los elementos adicionales necesarios para la construcción, operación y
13 mantenimiento de las obras objeto de la presente Convocatoria, como por ejemplo
14 extensiones de barraje, sistemas de control, protecciones, comunicaciones e
15 infraestructura asociada, sin limitarse a estos.
16
17 ix. Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5 del presente Anexo.
18

19 **NOTAS:**

- 20
21 a. Los diagramas unifilares de las subestaciones objeto de la presente Convocatoria
22 Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, podrá modificar la
23 disposición de las bahías en el diagrama unifilar previo concepto del Interventor y
24 aprobación por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso una disposición
25 de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de modificación presentada involucra
26 a terceros, como al Operador de Red o propietarios de subestaciones existentes u
27 otros, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
28 b. Las bahías de transformación a 500 kV no hace parte de la Convocatoria Pública
29 UPME STR.
30

31 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones**

32
33 **2.1.1 En la nueva Subestación La Loma 110 kV**
34

35 El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo del diseño y la construcción de las
36 obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos
37 a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés
38 “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de
39 tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y
40 todos los demás requisitos establecidos en los DSI. El inversionista seleccionado de la

1 futura Subestación La Loma 500 kV y donde dispuso el espacio necesario para la Futura
2 Subestación 110 kV, es la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. – EEB.

3
4 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en
5 funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones con la
6 infraestructura existente en las Subestaciones y en La Loma 500 kV. Los equipos a instalar
7 serán convencionales, de tipo exterior, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y
8 todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

9
10 La nueva Subestación La Loma 110 kV deberá ser construida en configuración doble barra
11 más seccionador de transferencia.

12
13 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
14 Conexión, considerando las previsiones de reserva exigidas en la Convocatoria Pública
15 UPME 01-2014.

16
17 El diagrama unifilar de la nueva subestación La Loma 110 kV se muestra en la Figura 1.

18
19 Los equipos o elementos a instalar en la nueva Subestación La Loma 110 kV deberán ser
20 completamente nuevos y de última tecnología.

21 **2.1.2 En la Subestación El Paso 110 kV**

22
23
24 Las obras en la Subestación El Paso 110 kV, a cargo del Inversionista, consisten en la
25 adquisición del lote, el diseño y la construcción de una (1) nueva bahía de línea a 110 kV
26 para el circuito hacia la Subestación La Loma 110 kV. Esta bahía deberá mantener la
27 configuración actual de la Subestación El Paso 110 kV, la cual es barra principal y de
28 transferencia. El propietario de la existente Subestación El Paso 110 kV es
29 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

30 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en
31 funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones con la
32 infraestructura existente en la Subestación El Paso 110 kV. Los equipos a instalar serán
33 convencionales, de tipo exterior, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos
34 los demás requisitos establecidos en los DSI.

35
36 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
37 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
38 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
39 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

40

1 El diagrama unifilar de la subestación El Paso 110 kV se muestra en la Figura 2. El
2 Inversionista seleccionado en coordinación con el OR responsable de las líneas existentes
3 y el propietario de la Subestación, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la
4 ubicación de la infraestructura. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán
5 limitar el acceso y uso de los espacios previstos para futuras expansiones.
6

7 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación El Paso 110 kV deberán ser
8 completamente nuevos y de última tecnología.
9

10 **2.1.3 En la Subestación La Jagua 110 kV**

11
12 Las obras en la Subestación La Jagua 110 kV, a cargo del Inversionista, consisten en la
13 adquisición del lote, el diseño y la construcción de una (1) nueva bahía de línea a 110 kV
14 para el circuito hacia la Subestación La Loma 110 kV. Esta bahía deberá mantener la
15 configuración actual de la Subestación La Jagua 110 kV, la cual es barra sencilla. El
16 propietario de la existente Subestación La Jagua 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.
17

18 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en
19 funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones con la
20 infraestructura existente en la Subestación La Jagua 110 kV. Los equipos a instalar serán
21 convencionales, de tipo exterior, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos
22 los demás requisitos establecidos en los DSI.
23

24
25 El diagrama unifilar de la subestación La Jagua 110 kV se muestra en la Figura 3. El
26 Inversionista seleccionado en coordinación con el OR responsable de las líneas existentes
27 y el propietario de la Subestación, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la
28 ubicación de la infraestructura. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán
29 limitar el acceso y uso de los espacios previstos para futuras expansiones.
30

31 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación El Paso 110 kV deberán ser
32 completamente nuevos y de última tecnología.
33

34 Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión de los
35 transformadores 500/110 kV, se podrá consultar el oficio CREG S-2009-000213 31 del 30
36 de enero de 2009. Será responsabilidad de los involucrados, consultar o validar su vigencia
37 y/o modificaciones.
38

2.2 Puntos de Conexión del Proyecto

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

2.2.1 En la Subestación La Loma 500 kV

El propietario de la Subestación La Loma 500 kV es la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. – EEB. Esta subestación a nivel de 500 kV tiene una configuración de interruptor y medio.

La frontera, en la Subestación La Loma 500 kV, entre el Transmisor encargado de las bahías de alta a 500 kV y el Inversionista seleccionado para la presente Convocatoria Pública del STR, será en los bornes de alta de los transformadores que se conectaran a las bahías de transformación 500 kV. El Transmisor encargado de las referidas bahías de alta a 500 kV, suministrará hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión entre las bahías y los transformadores objeto de la presente Convocatoria, incluyendo las estructuras y aisladores soporte, de conformidad con lo establecido en la normatividad para las Unidades Constructivas del STN.

El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública UPME STR 13 – 2015 y el Transmisor correspondiente, deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. El contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

2.2.2 En la Subestación El Paso 110 kV

El propietario de la Subestación El Paso 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Esta subestación a nivel de 110 kV tiene una configuración de barra principal y de transferencia.

1
2 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 13 - 2015 en
3 la Subestación El Paso 110 kV, es el barraje 110 kV
4

5 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
6 Pública UPME STR 13 – 2015 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., deberá incluir, entre otros
7 aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del
8 terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para la ubicación de
9 los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al
10 sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. El contrato de
11 conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a
12 la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la
13 presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser
14 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,
15 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma
16 del contrato de conexión.
17

18 **2.2.3 En la Subestación La Jagua 110 kV**

19

20 El propietario de la Subestación La Jagua 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Esta
21 subestación a nivel de 110 kV tiene una configuración de barra sencilla.
22

23 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 13 - 2015 en
24 la Subestación La Jagua 110 kV, es el barraje 110 kV
25

26 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
27 Pública UPME STR 13 - 2015 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., deberá incluir, entre otros
28 aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del
29 terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para la ubicación de
30 los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al
31 sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. El contrato de
32 conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a
33 la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la
34 presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser
35 puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,
36 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma
37 del contrato de conexión.
38
39

40 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

41

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

8
9 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
10 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

11 12 **3.1 Parámetros del Sistema**

13
14 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado
15 deberán ser nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características
16 técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

17		
18	Tensión nominal	110 kV
19	Frecuencia asignada	60 Hz
20	Puesta a tierra	Sólida
21	Numero de fases	3
22	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
23	Servicios Auxiliares DC	125V
24	Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido
25		

26 **Líneas de Transmisión en 110 kV:**

27		
28	Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o
29		estructuras compactas, y/o subterránea.
30	Circuitos por torre:	Uno.
31	Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
32	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.
33		

34 Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y
35 subterráneas o subterráneas. Las longitudes de las líneas de transmisión serán función del
36 diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

37 38 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

39
40 El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se
41 garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás

1 elementos será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto
2 circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas.

3.3 Materiales

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

3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

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

24
25 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
26 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
27 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
28 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

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

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

1
2 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
3 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
4 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
5 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos
6 acuerdos deberán entregarse al Interventor.

7 8 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

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

21 22 23 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 110 kV**

24 25 **4.1 General**

26
27 La información específica, remitida por el propietario de la infraestructura, como costos,
28 datos técnicos, etc, serán suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente
29 Anexo 1.

30
31 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas 110
32 kV, de la Convocatorias Públicas UPME STR 13 - 2015:

33 34 35 36 **4.1.1 Nuevas líneas a 110 kV**

37

LÍNEAS A110 KV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase	–	kV	110
2	Frecuencia nominal	–	Hz	60
3	Tipo de línea	–	–	Aérea / Subterránea
4	Longitud aproximada	Esta longitud es de referencia y está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el Inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones. La longitud real será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	km	20 (La Loma – El Paso) 48 (La Loma – La Jagua)
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	msnm	Entre 35 y 130
6	Ancho mínimo de servidumbre para línea aérea	RETIE Tabla 22.1 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	m	20
7	Número de circuitos por torre	–	Unidad	1
8	Distancias de seguridad	RETIE Numeral 13.3 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	–	Según Altitud
9	Subconductores por fase	–	Unidad	1
10	Cantidad de cables de guarda	–	Unidad	1 o 2
11	Tipo de estructura	–	–	Auto soportada
12	Conductor de fase línea existente	Ver numeral 4.4.2.	–	Según Diseño
13	Cables de guarda línea existente	Ver numeral 4.4.3	–	Según Diseño

LÍNEAS A110 KV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
14	Máxima tensión mecánica de tendido de los conductores referida a su tensión de rotura	RETIE numeral 22.9 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	%	25
15	Tensión longitudinal máxima de los conductores y cable de guarda en cualquier condición, referida a su tensión de rotura	En cualquier condición, no deberá exceder el 50 % de su correspondiente tensión de rotura.	%	50
16	Valor de referencia para resistencia de puesta a tierra	RETIE numeral 15.4 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	Ohm	20
17	Salidas por sobretensiones causadas por descargas atmosféricas	–	Flameos/100 km-año	3
18	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.	–	–	Debe asegurar permanencia en servicio continuo

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

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

7

8

9 **4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión**

10

11 La selección de la ruta para la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria
 12 Pública UPME STR 13 – 2015, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo
 13 tanto, a efectos de definir la ruta de la línea a 110 kV, será el Inversionista el responsable
 14 de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las
 15 autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento

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

7 Especial importancia en la selección de estas rutas tiene el hecho de que esta zona está
 8 en una región minera con explotaciones de carbón a gran escala y que, en consecuencia,
 9 pueden existir títulos mineros que, eventualmente, condicionen algunas áreas para el paso
 10 de líneas. Por lo mismo, es importante investigar niveles de presencia de polvillo de carbón
 11 para determinar en qué medida afecta el aislamiento de las líneas.

13 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados”
 14 publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME 13 -
 15 2015. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,
 16 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

18 **4.3 Longitud Aproximada de las Líneas**

19 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos
 20 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos
 21 de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones,
 22 análisis y consideraciones.

<i>Circuito</i>	<i>Tensión</i>	<i>Longitud Aproximada</i>
Nueva subestación La Loma – El Paso	110 kV	20 km
Nueva subestación La Loma – La Jagua	110 kV	48 km

28 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV**

29 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
 30 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección
 31 del Inversionista – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado
 32 Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones) y en
 33 el RETIE, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la línea).

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

1
2 **4.4.1 Aislamiento**
3

4 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de
5 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las nuevas subestaciones y/o
6 las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en ello, hacer el diseño del
7 aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de
8 aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en
9 las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en
10 particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos
11 desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las
12 barras de 110 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y
13 que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas
14 de crecimiento.

15
16 Se considera como parámetro de diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100
17 km de línea / año ante descargas eléctricas atmosféricas y servicio continuo permanente
18 ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

19
20 **4.4.2 Conductor de Fase**
21

22 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias
23 de la ruta y el lugar donde el Proyecto objeto de la presente Convocatoria operará, por tanto
24 será responsabilidad del Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si
25 el diseño realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los
26 valores límites establecidos.

27
28 El conductor de fase, de las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME
29 STRdeberán ser de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o mayor
30 capacidad de corriente a las siguientes:

- 31
32
- 33 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,114
34 ohmios/km.
 - 35 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 691
36 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.

37 El Inversionista deberá garantizar los anteriores valores de capacidad de corriente y
38 resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos de implementarlos.

39
40 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
41 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

1
2 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores
3 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético
4 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular
5 pueden estar expuestos durante varias horas.

6
7 De presentarse características en el ambiente, para esta nuevas líneas, que tuviere efecto
8 sobre el aislamiento, deberá tenerse en cuenta para el diseño de aislamiento y si tuviere
9 efecto corrosivo, los conductores, en ese tramo por lo menos, deberán ser de tipo ACAR o
10 AAAC, con hilos de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de
11 transporte mínima, resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas
12 en la normatividad aplicable. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión
13 sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

14 15 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

16
17 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

18
19 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
20 (convencionales u OPGW). De presentarse características en el ambiente con efecto
21 corrosivo, los cables de guarda no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberán
22 ser del tipo Alumoclad o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla con las
23 especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW
24 desde el punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los
25 cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas
26 atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento
27 indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de
28 guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la
29 línea que circulen por ellos.

30
31 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,
32 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

33
34 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor Regional
35 cumpla con las normas técnicas aplicables.

36
37 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la
38 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra
39 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del
40 cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

41

1 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

2
3 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del
4 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con
5 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye
6 a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que
7 se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación del Standard IEEE
8 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de
9 las tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en
10 servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE
11 y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable si la
12 norma ha sido objeto de actualización.
13

14
15 **4.4.5 Estructuras**

16
17 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la
18 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas
19 a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de
20 frecuencia industrial.
21

22 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas, solo en condiciones
23 especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general, no deberán requerir para su
24 montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer
25 uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser
26 montadas sin el concurso de este tipo de recursos.
27

28 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las
29 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para
30 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología
31 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical*
32 *Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso máximo y
33 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será el que se establezca a partir de los
34 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo
35 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*
36 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas
37 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo de los que se
38 obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara
39 así, primarán estas últimas.
40

1 **4.4.6 Localización de Estructuras**

2
3 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad
4 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las
5 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de
6 transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La
7 temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las
8 condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante toda la vida útil del
9 Proyecto según el RETIE.

10
11 **4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores**

12
13 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-
14 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser del
15 tipo “stockbridge” adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango
16 de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista determinará los sitios de colocación, de
17 los amortiguadores de tal manera que la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del
18 estudio de amortiguamiento será entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

19
20 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación
21 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio
22 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al
23 Interventor.

24
25 **4.4.8 Cimentaciones**

26
27 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo
28 de las cimentaciones propuestas que deberá hacerse considerando la metodología
29 establecida por el ASCE en la última revisión del documento “*Guidelines for Electrical*
30 *Transmission Line Structural Loading – Practice 74*” para la evaluación de las cargas y para
31 el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de Construcción
32 Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique para la evaluación de las cargas en
33 torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es del caso, se
34 deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras. Los
35 diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse
36 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar
37 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas
38 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de
39 cada tipo de estructura.

40

1 **4.4.9 Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas**

2
3 De acuerdo con el numeral 22.12 del RETIE las canalizaciones para los tramos
4 subterráneos podrán realizarse mediante ductos, o enterramiento directo, sin embargo
5 dadas las dificultades para realizar las excavaciones sin obstaculizar el uso normal de tales
6 vías, el Inversionista podrá considerar la posibilidad de utilizar el sistema de perforación
7 dirigida. En la escogencia e instalación del tipo de canalización, se deben evaluar las
8 condiciones particulares de la instalación y su ambiente y aplicar los elementos más
9 apropiados teniendo en cuenta los usos permitidos y las prohibiciones, así como contar con
10 los permisos de los propietarios o de las autoridades competentes según corresponda.

11
12 Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de inspección,
13 y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas internacionales
14 o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

15
16 Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa,
17 libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de
18 protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del
19 cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo
20 menor a la vida útil del cable enterrado.

21
22 Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones en los extremos o las
23 derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección cuya construcción y sus
24 sistemas de drenaje garanticen que ellas pueden mantenerse sin presencia de agua en su
25 interior. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación,
26 conexión o salida deben ser adecuadas para la ejecución de empalmes, realizar las curvas
27 de los cables cumpliendo con el radio de curvatura mínimo recomendado por el fabricante
28 del cable y permitir el tendido en función de la sección de los conductores. Los cables deben
29 quedar debidamente identificados dentro de las cámaras de inspección.

30
31 Las tapas de las cajas, podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales
32 resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente
33 y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de
34 una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.

35
36 **4.4.10 Señalización Aérea**

37
38 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
39 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Fuerza Aérea de
40 Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito
41 de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que

1 hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes
2 originados por la carencia de ellos.

3
4 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; la
5 utilización de balizas de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos
6 específicos y/o faros centelleantes en torres en casos más severos.

8 **4.4.11 Obras Complementarias**

9
10 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del
11 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios
12 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,
13 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos
14 ambientales y demás obras que se requieran.

16 **4.5 Informe Técnico**

17
18 El Interventor verificará que el Inversionista Seleccionado suministre los siguientes
19 documentos técnicos en igual forma lo requerido para las líneas del STN por el numeral 3
20 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca en resoluciones posteriores a
21 esta, durante las respectivas etapas de construcción de las líneas de transmisión del
22 Proyecto:

- 24 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de
25 2000.
- 27 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
28 2000.
- 30 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
31 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 33 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 35 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
36 Resolución CREG 098 de 2000.
- 38 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
39 de 2000.

5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.

5.1 General

La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 9 del presente Anexo.

5.1.1 Predio de las subestaciones

Predio de la Subestación La Loma 500 kV:

La Subestación La Loma 500 kV, está ubicada en el Corregimiento La Loma, Municipio El Paso, en el departamento de Cesar, localizada en las siguientes coordenadas Magna Sirgas Origen Bogotá :

Punto	Coordenadas Este	Coordenadas Norte
1	1050450,85	1553776,75
2	1050501,36	1553299,41
3	1050252,75	1553273,10
4	1050202,23	1553750,44

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

El Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

Predio de la Subestación La Loma 110 kV:

1 La Subestación La Loma 110 kV, deberá ser ubicada en el lote contiguo al lote de la
2 Subestación La Loma 500 kV, según previsiones de reserva exigidas en la Convocatoria
3 Pública UPME 01-2014, para lo cual el Inversionista, Empresa de Energía de Bogotá S.A.
4 debió considerar la instalación de dos nuevos bancos de transformación para la conexión
5 del STR al STN y una subestación a 110 kV al menos con dos (2) bahías de transformación
6 y cuatro (4) de líneas; además de lo correspondiente a las bahías de alta a 500 kV para la
7 transformación.

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

16
17 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar
18 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento
19 soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará
20 parte de las memorias del proyecto.

21
22 **Predio de la Subestación El Paso 110 kV:**

23
24 La Subestación El Paso 110 kV, está ubicada en el municipio El Paso en el departamento
25 de Cesar y localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

26
27 Latitud: 1.567.167 Norte
28 Longitud: 1.038.886 Este

29
30 **Latitud: 09°43.508'**
31 **Longitud: 073°43.383'**

32
33 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
34 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
35 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
36 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
37 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
38 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
39 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

40

1 El Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se
2 debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del
3 Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

4
5 **Predio de la Subestación La Jagua 110 kV:**

6
7 La Subestación La Jagua 110 kV, está ubicada en el municipio La Jagua de Ibirico en el
8 departamento de Cesar y localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

9
10 Latitud: 1.550.275 Norte

11 Longitud: 1.082.387 Este

12
13 **Latitud: 09°34.249'**

14 **Longitud: 073°19.589'**

15
16 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
17 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
18 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
19 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
20 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
21 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
22 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

23
24 El Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se
25 debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del
26 Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

27
28 **5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

29
30 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
31 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de
32 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente.

33
34 **5.1.3 Servicios Auxiliares**

35
36 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes
37 para la topología de la nueva Subestación La Loma 110 kV, con las siguientes
38 características:

39
40 Servicios auxiliares AC 120/208 V, tres fases, cuatro hilos.

41 Servicios auxiliares DC 125 V

1
2 **5.1.4 Infraestructura y Módulo Común**
3

4 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos
5 del módulo común como se describe a continuación:
6

7 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo, actual y futuro, del patio
8 de conexiones a 110 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios
9 de acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de
10 espacio en los predios y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el
11 ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de
12 acceso a los predios las subestaciones La Loma 500 y 110 kV, El Paso 110 kV y La Jagua
13 110 kV y/o adecuaciones que sean necesarias.
14

15 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
16 módulo común que se requieran en las subestaciones La Loma 110 kV, El Paso 110 kV y
17 La Jagua 110 kV y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras civiles y los
18 equipos que sirven a las subestaciones y que son utilizados por todas las bahías de la
19 Subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria
20 Pública. La infraestructura y módulo común de cada subestación, estarán conformados
21 como mínimo por los siguientes componentes:
22

23 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino
24 si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de reserva para
25 ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación y/o adecuación de las existentes;
26 las vías internas de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del terreno; el espacio
27 para las bahías futuras junto con su adecuación y en general, todas aquellas obras civiles
28 necesarias en cada subestación. En el espacio que ocupará la Subestación La Loma 110
29 kV, las obras civiles incluyen: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de acceso
30 al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico
31 y de agua y/o conexión a acueducto / alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior
32 y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la
33 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
34

35 **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las nuevas bahías y la integración de nuevas
36 bahías a 500/110 kV con la infraestructura existente. Se incluyen entre otros, los sistemas
37 de automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de
38 comunicaciones propio de cada Subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra
39 y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el
40 cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios

1 para integrar las nuevas bahías a las subestaciones existentes, en conexiones de potencia,
2 control, medida, protecciones y servicios auxiliares.

3
4 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las
5 previsiones que faciliten la evolución de las subestaciones.

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

10 11 **5.1.5 Espacios de Reserva**

12
13 Los espacios de reserva, aquí señalados, son objeto de la presente Convocatoria Pública
14 UPME STR 13 – 2015 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados, como mínimo, con la
15 Infraestructura civil y equipos constitutivos de la infraestructura y módulo común descrito en
16 el Numeral 5.1.4 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de
17 la presente Convocatoria.

18
19 Adicional al espacio previsto en la Convocatoria Pública UPME 01-2014 para la
20 instalación de la Loma 110 kV, la presente Convocatoria Pública del STR 13-2015
21 deberá prever espacio al menos para dos (2) bahías adicionales, sean de línea o de
22 transformación dispuestas para expansión del STR o SDL y espacio para una
23 subestación del SDL con al menos dos transformadores y sus bahías. Los diseños
24 de la subestación objeto de la presente Convocatoria Pública del STR no deberán
25 limitar la expansión futura.

26
27
28 No obstante, el Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como
29 Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de prever espacios
30 de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello sea objeto de la presente
31 Convocatoria Pública.

32
33 Se debe garantizar que los espacios de reserva en la subestación no se verán afectados o
34 limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) objeto
35 de la presente Convocatoria Pública.

36
37 El Transmisor Regional preparará un documento en el cual se indiquen las características
38 de los espacios de reserva establecidos en el presente numeral y los planos con la
39 disposición propuesta de los espacios de reserva para la ubicación futura de las bahías y/o
40 equipos. Esto deberá ser entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las
41 exigencias para los espacios de reserva.

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

5.2 Normas para Fabricación de los Equipos

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

5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos

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

5.4 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

1 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en
2 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de
3 operación y mantenimiento.

4
5 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
6 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
7 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

8
9 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
10 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
11 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
12 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
13 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
14 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

15
16 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
17 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
18 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior
19 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que
20 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

21
22 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista
23 seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
24 Proyecto.

25
26 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
27 documento de cumplimiento obligatorio.

28
29 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
30 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
31 pruebas.

32
33 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
34 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
35 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
36 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
37 mantenimiento.

38
39 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista
40 seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.

41

5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica

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

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

La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas para 110 kV

- Criterios básicos de diseño electromecánico
- Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- Análisis de identificación de riesgos.

5.4.1.2 Especificaciones equipos 110 kV

- Especificación técnica equipos de patio.
- Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.

- 1 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 2 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 3 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 4 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 5 equipos.
- 6 • Especificación funcional del sistema de control.
- 7 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 8 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 9 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 10 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 11 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.

12 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos 110 kV**

- 13
- 14
- 15 • Características técnicas, equipos.
- 16 - Interruptores
- 17 - Seccionadores.
- 18 - Transformadores de corriente.
- 19 - Transformadores de tensión
- 20 - Descargadores de sobretensión
- 21 - Aisladores y cadenas de aisladores
- 22 • Dimensiones de equipos.
- 23 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 24 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 25 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 26 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 27 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 28 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y
- 29 barrajes.
- 30

31 **5.4.1.4 Planos electromecánicos 110 kV**

- 32
- 33 • Diagrama unifilar de la subestación
- 34 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 35 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 36 • Diagrama unifilar de medidas.
- 37 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 38 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 39 • Arquitectura sistema de control de la subestación.

- 1 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 2 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 3 • Planos en planta de ubicación de equipos 500/110 kV.
- 4 • Planos vista en cortes de equipos 500/110 kV.
- 5 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 6 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 7 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 8 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 9 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

10

11 **5.4.1.5 Planos de obras civiles**

12

- 13 • Plano localización de la subestación.
- 14 • Plano disposición de bases de equipos.
- 15 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 16 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 17 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 18 • Plano de drenajes de la subestación.
- 19 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 20 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 21 • Planos casa de control.
- 22 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 23 • Plano cerramiento de la subestación.
- 24 • Plano obras de adecuación.

25

26 **5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

27

- 28 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 29 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 30 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 31 transporte de equipos y materiales.
- 32 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 33 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 34 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 35 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

36

37 **5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

38

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

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

12
13 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
14 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos
15 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los
16 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.

17
18 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en
19 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de
20 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
21 seleccionado y a la UPME si es del caso.

22
23 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
24 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

25
26 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

27 28 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 29
- 30 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 31 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 32 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- 33 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 34 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 35 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 36 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 37 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 38 cárcamos interiores en caseta de control.
- 39 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 40 barrajes.

- 1 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento rígido.
- 2 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
- 3 casa de control.
- 4 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 5 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.
- 6

7 **5.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 8
- 9 • Planos para construcción de bases para equipos
- 10 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte
- 11 para equipos y pórticos.
- 12 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
- 13 potencia.
- 14 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 15 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 16 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 17 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 18 tableros, equipos y canales interiores.
- 19 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 20 • Planos para construcción de vías
- 21

22 **5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico 110 kV.**

23
24 El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y
25 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y
26 verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales
27 para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control,
28 protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria
29 aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de
30 acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al
31 diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

32
33 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la
34 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica
35 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:

36 **a. Sistema de puesta a tierra /110 kV**

- 37 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y
- 38 estructuras.
- 39 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
- 40

- 1 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
2 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
3 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.
4 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.
5
6 **b. Equipos principales 110 kV**
7 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones,
8 incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
9 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al
10 nivel rasante del patio.
11 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos, sistemas
12 de anclaje.
13 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
14 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.
15 Diseño civil de los canales de cables.
16 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos
17 para cables entre los equipos y las bandejas.
18 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.
19
20 **c. Equipos de patio 110 kV**
21 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de sobretensión.
22 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras
23 de interconexión.
24 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
25 - Placas de características técnicas.
26 - Información técnica complementaria y catálogos.
27 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
28 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
29 - Protocolo de pruebas en fábrica.
30 - Procedimiento para pruebas en sitio.
31
32 **d. Para tableros 110 kV:**
33 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
34 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
35 control, señalización y protección.
36 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
37 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos
38 respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
39 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
40 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.

- 1 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
2 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
3 - Diagramas de principio y unifilares
4 - Diagramas de circuito
5 - Diagramas de localización exterior e interior.
6 - Tablas de cableado interno y externo.
7 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
8 - Diagramas de principio
9 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
10 diagramas de principio:
 - 11 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
 - 12 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
 - 13 ▪ Diagramas de medición de energía.
 - 14 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
 - 15 ▪ Diagramas de comunicaciones.
- 16 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
17 - Listado de cables y borneras.
18 - Planos de Interfase con equipos existentes.
19 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
20 señalización y alarmas.

21 **e. Reportes de Pruebas 110 kV**

- 22 • Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
23 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
24 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de
25 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.
26 • Las instrucciones deberán estar en idioma español.

27 **5.4.3 Estudios del Sistema**

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

- 32 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
33 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
34 y de resistividad.
35 - Cálculo de flechas y tensiones.

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

1
2 **5.4.4 Distancias de Seguridad**
3

4 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
5 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.
6

7 **5.5 Equipos de Potencia**
8

9 **5.5.1 Bancos de Autotransformadores de Potencia Monofásicos**
10

11 El Transmisor Regional suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le
12 permita analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición
13 de la publicación IEC 60076, "Power Transformers".
14

15 Cada dos (2) bancos de Autotransformadores de potencia 500/110 kV – 150 MVA cada
16 uno, ~~podrá~~ estará compuesto por ~~una (1) unidad trifásica~~ e seis (6) unidades monofásicas.
17 La capacidad total de 150 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la
18 máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y
19 temperatura ambiente en donde estará cada transformador. Se deberá instalar un
20 autotransformador monofásico de reserva con conexión para cambio rápido y automático.
21

22 La potencia de cada unidad monofásica será 40/50 MVA, refrigeración ONAN/ONAF.
23

24 Cada transformador de potencia 500/110 kV – 150 MVA, debe tener una capacidad de
25 sobrecarga del 20% durante 30 minutos.
26

27 Se requiere que el transformador de potencia 500/110 kV – 150 MVA tengan devanado
28 terciario, con una capacidad mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros
29 dos devanados. El devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de
30 servicios auxiliares de la Subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos
31 los equipos necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.
32

33 El grupo de conexión de la transformación será YNynd.
34

35 Cada transformador de potencia 500/110 kV – 150 MVA deberá estar dotado de
36 cambiadores de derivaciones, para operación manual y automática bajo carga, con un total
37 de 21 pasos de 1% cada uno, con la posición 1 para la máxima relación, la posición 11 para
38 la relación nominal y la posición 21 para la mínima relación.
39

1 Cada transformador de potencia 500/110 kV – 150 MVA deberá tener una impedancia entre
2 los devanados 500 y 110 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, igual a
3 12,5%, sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

4
5 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas, para los siguientes niveles de carga
6 permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados deberán cumplir con lo
7 establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18 **Pruebas de Rutina:** Los Autotransformadores de potencia deben ser sometidos a las
19 pruebas de rutina establecidas en las publicaciones IEC- 60076. Copia de los respectivos
20 protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

21
22 **Pruebas Tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe
23 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en
24 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de
25 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

26
27 **Pruebas en sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
28 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

29 30 **5.5.2 Interruptores**

31
32 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición de las
33 siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 34
35 • IEC 62271 - 100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
36 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
37 standards".
38 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of
39 52 kV an above"
40
41

1 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado
2 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo
3 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido
4 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser
5 totalmente independientes.
6

7 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
8 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
9 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
10 Interventoría.
11

12 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
13 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o
14 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su
15 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
16 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
17

18 **Pruebas en Sitio: se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las**
19 **condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.**
20

21 22 23 **5.5.3 Descargadores de Sobretensión**

24 Los descargadores de sobretensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición
25 de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
26 suministrar
27

- 28 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c.
29 systems"
- 30 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and
31 controlgear".
32

33 34 35 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
36 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los
37 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
38 Interventoría.
39

40 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
41 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o

1 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su
2 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
3 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

9 **5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

10 Los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra, deben cumplir las prescripciones de
11 la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo
12 de equipo a suministrar:

- 13 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
14 equivalente en ANSI.
- 15 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
16 nominal voltages greater than 1000 V".
- 17 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".
18

19
20
21
22 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
23 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
24 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
25 Interventoría.

26
27 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
28 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o
29 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su
30 equivalente en ANSI, si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
31 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

32
33 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
34 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

1 **5.5.5 Transformadores de Tensión**
2

3 Los transformadores de tensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de
4 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
5 suministrar:

- 6
- 7 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial
8 discharges", o su equivalente en ANSI.
 - 9 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
 - 10 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
11 capacitor dividers".
- 12

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

18

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

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 transformadores de
25 tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
26 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el
27 Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
28 pruebas a su costa.

29

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

32
33
34

35 **5.5.6 Transformadores de Corriente**
36

37 Los transformadores de corriente, deben cumplir las prescripciones de la última edición de
38 las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
39 suministrar:
40

- 1 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
2 equivalente en ANSI.
3 • IEC 60044-1: "Current Transformers"
4
5

6 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
7 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
8 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
9 025 de 1995, en su última revisión.

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

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 transformadores de
17 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
18 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no
19 dispone de estos documentos 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 Interruptores de Potencia.
23
24

25 5.5.7 Equipo GIS o Híbrido

26
27 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
28 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe
29 cumplir la siguiente normatividad:
30

31 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
32 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
33 lo indicado en estas especificaciones.
34

- 35 • IEC60071-Insulation Coordination.
36 • IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
37 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
38 • IEC60270-Partial discharge measurement.
39 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
40 • IEC 60480-Guide for checking SF6.

- 1 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 2 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 3 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 4 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 5 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

6
7 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
8 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

9
10 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
11 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

12 13 **5.5.8 Sistema de puesta a tierra**

14
15 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
16 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
17 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

18
19 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en
20 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado
21 en cualquier lugar, al que tenga acceso.

22
23 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
24 más cercano y conveniente.

25
26 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
27 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

28
29 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
30 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y
31 las tensiones de paso y contacto, según requerimientos del RETIE.

32 33 34 **5.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

35
36 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
37 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
38 aterrizados con cables bajantes de cobre.

39

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

4
 5 **5.6 Equipos de Control y Protección**

6
 7 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
 8 control y protección:

9
 10 **5.6.1 Sistemas de Protección**

11
 12 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
 13 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*
 14 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el
 15 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE
 16 C37.111 o en su defecto, el Inversionista seleccionado deberá proveer el software que haga
 17 la transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con
 18 las respectivas normas equivalentes ANSI.

19
 20 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 21 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
 22 modificaciones.

23
 24 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

25
 26 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 27 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 Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
	Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	

Nivel	Descripción	Modos de Operación
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>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>
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>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>
	<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</p>	

Nivel	Descripción	Modos de Operación
0	<p>integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p> <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 **5.6.2.1 Características Generales**

3
4 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.

5
6 El Inversionista seleccionado garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización
7 permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios
8 fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y
9 software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y
10 compartir recursos de información) con IED's de diversos fabricantes, razón por la cual
11 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que
12 el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de
13 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la
14 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema
15 de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la
16 verificación de cumplimiento.

17
18 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la
19 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin
20 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización
21 del sistema, etc.
22

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

- 5 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
6 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
7
- 8 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
9 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
10 equipos vía la red.
11 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización
12 de la Subestación.
13
- 14 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
15 funciones:
16 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
17 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
18 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
19 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
20 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
21 detener el sistema.
22 ○ Mantenimiento de cada equipo.
23 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
24 del sistema.
25

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

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

- 36 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
37 Subestación.
38
39

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

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

5.6.3 Medidores multifuncionales

Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir como mínimo con 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.

5.6.4 Controladores de Bahía

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

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de proceso de la bahía.

- 1 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
2 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
3 función.
4 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

5
6 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
7 para la comunicación.

8
9 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
10 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

11 12 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

13
14 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
15 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
16 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

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

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

31
32 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
33 para la comunicación.

34 35 **5.6.6 Switches**

36
37 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
38 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 39
40 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.

- 1
- 2 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 3
- 4 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 5 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 6 ○ IEEE 802.1q VLAN
 - 7
- 8 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 9
- 10 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 11 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 12
- 13 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
- 14 exigente.
- 15

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

19 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

21

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

28

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

32

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

36 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

5.6.8.1 Controlador de la Subestación

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

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

5.6.8.2 Registradores de Fallas

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

5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.

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

5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

5.7 Obras Civiles

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

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

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

6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

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

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

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

1
2 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución
3 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
4 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.
5

6 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

7
8 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:
9

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

27 28 29 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

30
31 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
32 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
33

34 35 **8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

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

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

9. 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.

10. FIGURAS

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

Figura 1 - Unifilar nueva Subestación La Loma 110 kV y ampliación Subestación La Loma 500 kV

Figura 2 - Unifilar Subestación El Paso 110 kV.

Figura 3 - Unifilar Subestación La Jagua 110 kV.

Figura 4 - Mapa Cartográfico La Loma 110 kV.