

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR
UPME 16 – 2015**

(UPME STR 16 – 2015)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA NUEVA SUBESTACIÓN CARACOLÍ 110 kV y LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN ASOCIADAS EN EL DEPARTAMENTO DE ATLÁNTICO**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., Noviembre de 2014

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	5
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	6
6	1.2 Definiciones	6
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	6
8	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:	9
9	2.1.1 En la nueva Subestación Caracolí 110 kV:	9
10	2.1.2 En la Subestación Malambo	10
11	2.1.3 En la Subestación Cordialidad	10
12	2.1.4 En la Subestación Veinte de Julio.....	11
13	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	12
14	2.2.1 En la nueva Subestación Caracolí 220 kV	12
15	2.2.2 En la Subestación Malambo 110 kV	13
16	2.2.3 En la Subestación Cordialidad 110 kV	13
17	2.2.4 En la Subestación Veinte de Julio 110 kV	14
18	2.2.5 En la existente línea Silencio – Veinte de Julio 110 kV	15
19	2.2.6 En la existente línea Silencio – Cordialidad 110 kV	15
20	2.2.7 En la existente línea T Veinte de Julio -Tebesa 110 kV	16
21	2.2.8 En la existente línea T Veinte de Julio – Veinte de Julio 110 kV	16
22	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	17
23	3.1 Parámetros del Sistema	17
24	3.2 Nivel de Corto Circuito	18
25	3.3 Materiales	18
26	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	18
27	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	19
28	3.6 Pruebas en Fábrica	19
29	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS A 110 kV	19
30	4.1 General	20
31	4.1.1 Línea Caracolí 110 kV a interceptación con las líneas Silencio –Cordialidad	
32	110 kV, Silencio - Veinte de Julio 110 kV, Cordialidad - Veinte de Julio 110 kV y	
33	Conexión Malambo Existente	20
34	4.1.2 Nueva línea Caracolí – Malambo 110 kV	22
35	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión	24
36	4.3 Longitud Aproximada de las Líneas	25
37	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV	25
38	4.4.1 Aislamiento	25
39	4.4.2 Conductores de Fase	26
40	4.4.3 Cable(s) de Guarda	27
41	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	28

1	4.4.5	Estructuras	28
2	4.4.6	Localización de Estructuras	28
3	4.4.7	Sistema Antivibratorio - Amortiguadores	29
4	4.4.8	Cimentaciones	29
5	4.4.9	Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas	29
6	4.4.10	Señalización Aérea	30
7	4.4.11	Obras Complementarias	31
8	4.5	Informe Técnico	31
9	5.	ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	32
10	5.1	General	32
11	5.1.1	Predio de las subestaciones	32
12	5.1.2	Conexiones con Equipos Existentes	35
13	5.1.3	Servicios Auxiliares	35
14	5.1.4	Infraestructura y Módulo Común	35
15	5.1.5	Espacios de Reserva	36
16	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos	37
17	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos	37
18	5.4	Procedimiento General del Diseño	37
19	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica	39
20	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle	42
21	5.4.3	Estudios del Sistema	46
22	5.4.4	Distancias de Seguridad	47
23	5.5	Equipos de Potencia	47
24	5.5.1	Interruptores	47
25	5.5.2	Transformadores de Potencia	48
26	5.5.3	Descargadores de Sobretensión	49
27	5.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	50
28	5.5.5	Transformadores de Tensión	50
29	5.5.6	Transformadores de Corriente	51
30	5.5.7	Equipo GIS o Híbrido	52
31	5.5.8	Sistema de puesta a tierra	53
32	5.5.9	Apantallamiento de la Subestación	53
33	5.6	Equipos de Control y Protección	53
34	5.6.1	Sistemas de Protección	54
35	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones	54
36	5.6.2.1	Características Generales	56
37	5.6.3	Medidores multifuncionales	57
38	5.6.4	Controladores de Bahía	58
39	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares	58
40	5.6.6	Switches	59
41	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	60

1	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	60
2	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	62
3	5.7	Obras Civiles.....	62
4	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	62
5	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio	62
6	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	63
7	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	64
8	8.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	64
9	9.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	64
10	10.	FIGURAS 64	
11			

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 16 -
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.

1 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

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

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

18
19 **1.2 Definiciones**

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

23
24
25 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

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

- 29
30 i. Nueva Subestación Caracolí 110 kV, en configuración doble barra más seccionador
31 de transferencia, la cual estará compuesta por cinco (5) bahías de línea, dos (2) bahías
32 de transformación a 110 kV, dos transformadores 220/110 kV – 150 MVA cada uno y
33 los espacios de reserva señalados en el presente anexo, en lote contiguo al
34 seleccionado para la construcción de la Subestación Caracolí 220 kV objeto de la
35 convocatoria UPME 06 -2013 , en jurisdicción del municipio de Soledad.
- 36
37 ii. Una línea doble circuito 110 kV, desde la nueva Subestación Caracolí 110 kV hasta
38 interceptar la línea de transmisión existente Silencio - Cordialidad 110 kV y Silencio –
39 Veinte de Julio 110 kV, para convertirlas en la línea doble circuito Caracolí – Silencio
40 110 kV. Ver nota a.
- 41

- 1 iii. Una línea doble circuito 110 kV, desde la subestación Caracolí, hasta interceptar el
2 tramo sobrante Silencio – Veinte de Julio 110 kV, para conformar los circuitos
3 Cordialidad – Caracolí 110 kV y Caracolí – Veinte de Julio 110 kV, con dos (2) bahías
4 de línea en la subestación Caracolí 110 kV y una (1) bahía de línea en la subestación
5 Cordialidad 110 kV. Ver nota b.
6
- 7 iv. Eliminación de la T Veinte de Julio mediante la desconexión del circuito proveniente
8 de Tebsa 110 kV y la construcción de un tramo adicional de 500 m aproximadamente
9 para su conexión a la Subestación Veinte de Julio 110 kV para conformar el segundo
10 circuito Tebsa - Veinte de Julio 110 kV, junto con su correspondiente bahía de línea
11 en la subestación Veinte de Julio 110 kV (Ver nota d). Esto incluye todos los
12 elementos, equipos, protecciones, obras y adecuaciones físicas y eléctricas
13 necesarias. Ver nota c.
14
- 15 v. Obras de desconexión y conexión en la subestación Veinte de Julio 110 kV para unir
16 los circuitos Caracolí – Veinte de Julio 110 kV (mencionado en el ítem iii) y Veinte de
17 Julio – Malambo 110 kV (mencionado en la nota c), para configurar la línea Caracolí -
18 Malambo 110 kV. Esto incluye todos los elementos, equipos, protecciones, obras y
19 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Ver nota d.
20
- 21 vi. Una (1) bahía de acople de barras a 110 kV, en la subestación Veinte de Julio 110 kV.
22 (Ver nota d).
23
- 24 vii. Segundo circuito Malambo – Caracolí 110 kV junto con sus respectivas bahías de línea
25 110 kV.
26
27
- 28 viii. Suministro e instalación de todos los elementos adicionales necesarios para la
29 construcción, operación y mantenimiento de las obras objeto de la presente
30 Convocatoria, como por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e
31 infraestructura asociada, sin limitarse a estos.
32
- 33 ix. Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5 del presente Anexo.
34

35 **NOTAS:**

- 36
- 37 a. La conexión de las subestaciones Caracolí y Silencio 110 kV con una línea
38 doble circuito libera una bahía de línea en la subestación Cordialidad y queda
39 deja un tramo de la anterior línea Silencio la cual será identificada en el
40 presente anexo como tramo sobrante Silencio – Veinte de Julio 110 kV.
41

- 1 b. La conexión en la Subestación Cordialidad del circuito Cordialidad – Caracolí
2 110 kV, se podrá realizar a través de la bahía que se libera del circuito
3 intervenido Silencio – Cordialidad 110 kV. Ver nota a.
4
- 5 c. A la T Veinte de Julio se conectan las líneas provenientes de las
6 subestaciones Tebsa 110 kV, Malambo 110 kV y Veinte de Julio 110 kV.
7 Como resultado de la eliminación de la T Veinte Julio se configura la línea
8 Veinte de Julio - Malambo 110 kV, conformada por las anteriores líneas T
9 Veinte de Julio - Veinte de Julio 110 kV y T Veinte de Julio – Malambo 110
10 kV.
11
- 12 d. Se debe tener en cuenta que las obras de desconexión en la subestación
13 Veinte de Julio 110 kV, de las líneas Caracolí – Veinte de Julio 110 kV y
14 Veinte de Julio – Malambo 110 kV liberan dos (2) bahías de línea. El
15 inversionista seleccionado queda en libertad de utilizar dicha infraestructura
16 y/o espacios, previo acuerdo con ELECTRICARIBE.
17
- 18 e. El diagrama unifilar de la Subestación objeto de la presente Convocatoria
19 Pública hace parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, podrá
20 modificar la disposición de las bahías en el diagrama unifilar previo concepto
21 del Interventor y aprobación por parte de la UPME, garantizando en cualquier
22 caso una disposición de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de
23 modificación presentada involucra a terceros, como al Operador de Red o
24 propietarios de subestaciones existentes u otros, deberán establecerse
25 acuerdos previos a la solicitud.
26
- 27 f. Las bahías de transformación a 220 kV para el lado de alta de los
28 transformadores 220/110 kV a instalar en la Subestación Caracolí, estarán a
29 cargo de INTERCONEXIÓN Eléctrica S.A. E.S.P. – ISA, transmisor
30 seleccionado resultante de la Convocatoria Pública UPME 06-2013.
31
- 32 g. Electricaribe tiene contemplado, dentro de su plan de expansión, la
33 instalación de dos (2) transformadores 110/34.5 kV – 30 MVA en la
34 subestación Caracolí. Por lo anterior, el Inversionista deberá garantizar la
35 disponibilidad del barraje 110 kV (esto solo si la subestación es
36 convencional), y deberá llegar a acuerdos con ELECTRICARIBE para la
37 ubicación y/o disposición física de los equipos en la Subestación. En
38 cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de
39 confiabilidad. Se aclara que tanto los transformadores 110/34.5 kV como sus
40 bahías a 110 kV no hacen parte de la presente Convocatoria Pública UPME
41 STR 16-2015, por considerarse activos pertenecientes al SDL.

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

2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:

2.1.1 En la nueva Subestación Caracolí 110 kV:

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

La nueva Subestación Caracolí 110 kV deberá ser construida en configuración doble barra más seccionador de transferencia y deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente Anexo 1.

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

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

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

Los equipos o elementos a instalar en la subestación Caracolí 110 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión de los transformadores 230/110 kV, tanto Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. como el Inversionista Seleccionado en la presente Convocatoria podrán consultar el oficio CREG S-2009-000213 del 30 de enero de 2009. Será responsabilidad de los involucrados, consultar o validar su vigencia y/o modificaciones.

1 **2.1.2 En la Subestación Malambo**

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

9
10 La existente subestación Malambo es convencional. La bahía de línea 110 kV a instalarse,
11 deberá tener la misma configuración de la existente subestación Malambo 110 kV, la cual
12 es anillo. El propietario de la existente subestación Malambo 110 kV es ELECTRICARIBE
13 S.A. E.S.P.

14
15 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
16 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
17 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
18 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

19
20 El diagrama unifilar de la subestación Malambo 110 kV se muestra en la Figura 2. El
21 Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la
22 subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la
23 infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de
24 confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y
25 uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

26
27 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Malambo 110 kV deberán ser
28 completamente nuevos y de última tecnología.

29
30 **2.1.3 En la Subestación Cordialidad**

31
32 El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y
33 la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva
34 definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera
35 letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6)
36 o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la
37 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

38
39 La existente subestación Cordialidad es convencional. La bahía de línea 110 kV a
40 instalarse, deberá tener la misma configuración de la existente subestación Cordialidad 110

1 kV, la cual es anillo. El propietario de la existente subestación Cordialidad 110 kV es
2 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

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

8
9 El existente diagrama unifilar de la subestación Cordialidad 110 kV se muestra en la Figura
10 3. Se debe tener en cuenta que en la subestación Cordialidad 110 kV se liberarán equipos
11 y/o espacios debido a la reconfiguración de la existente línea Silencio - Cordialidad 110 kV.
12 La Figura 3A muestra el diagrama unifilar de la subestación Cordialidad 110 kV luego de la
13 ejecución de las obras de la Convocatoria Publica UPME STR 16 – 2015, sin considerar
14 espacios libres o disponibles. El Inversionista seleccionado en coordinación con el
15 propietario o el responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para
16 la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición
17 de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán
18 limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

19
20 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Cordialidad 110 kV deberán ser
21 completamente nuevos y de última tecnología. Sin embargo, se permiten utilizar o instalar
22 los equipos y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras
23 objeto de la Convocatoria Publica UPME STR 16 – 2015, esto siempre y cuando cumplan
24 con las condiciones técnicas y de seguridad mínimas requeridas, por lo cual el Inversionista
25 es el responsable de determinar su uso y asumirá los riesgos que de eso se deriven.

26 **2.1.4 En la Subestación Veinte de Julio**

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

35
36 La existente subestación Veinte de Julio es GIS. La bahía de línea 110 kV a instalarse,
37 deberá tener la misma configuración de la existente subestación Veinte de Julio 110 kV, la
38 cual es doble barra. El propietario de la existente subestación Veinte de Julio 110 kV es
39 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

40

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

6 El existente diagrama unifilar de la subestación Veinte de Julio 110 kV se muestra en la
7 Figura 4. Se debe tener en cuenta que en la subestación Veinte de Julio 110 kV se liberarán
8 equipos y/o espacios debido a la reconfiguración de la existente línea Silencio – Veinte de
9 Julio 110 kV. La Figura 4A muestra el diagrama unifilar de la subestación Veinte de Julio
10 110 kV luego de la ejecución de las obras de la Convocatoria Pública UPME STR 16 – 2015,
11 sin considerar espacios libres o disponibles. El Inversionista seleccionado en coordinación
12 con el propietario o el responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos
13 necesarios para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá
14 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos
15 a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse
16 para expansiones.
17

18 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Veinte de Julio 110 kV deberán ser
19 completamente nuevos y de última tecnología. Sin embargo, se permiten utilizar o instalar
20 los equipos y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras
21 objeto de la Convocatoria Publica UPME STR 16 – 2015, esto siempre y cuando cumplan
22 con las condiciones técnicas y de seguridad mínimas requeridas, por lo cual el Inversionista
23 es el responsable de determinar su uso y asumirá los riesgos que de eso se deriven.
24
25

26 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

27

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

35 **2.2.1 En la nueva Subestación Caracolí 220 kV**

36

37 El desarrollo de la Subestación Caracolí 220 kV se da en el marco de la Convocatoria
38 Pública UPME 06-2013. El responsable de la Subestación Caracolí 220 kV es
39 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
40

1 La frontera, en la Subestación Caracolí 220 kV, entre el Transmisor y el Inversionista
2 seleccionado para la presente Convocatoria Pública será en los bornes de alta de los
3 transformadores que se conectaran a las bahías de transformación 220 kV construidas
4 mediante la Convocatoria Pública UPME 06-2013. El Transmisor encargado de la ejecución
5 de la Convocatoria Pública UPME 06-2013, suministrará hasta 200 metros de conductor
6 por fase para la conexión entre las bahías y los transformadores objeto de la presente
7 Convocatoria, incluyendo las estructuras y aisladores soporte, de conformidad con lo
8 establecido en el Anexo 1 de la Convocatoria Pública UPME 06-2013.

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

22 **2.2.2 En la Subestación Malambo 110 kV**

23
24
25 El propietario de la Subestación Malambo 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

26
27 El Punto de conexión del presente proyecto en la subestación Malambo es el barraje de
28 110 kV.

29
30 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las
31 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
32 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y
33 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y
34 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato de conexión deberá estar
35 firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos
36 en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
37 obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
38 justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

39 **2.2.3 En la Subestación Cordialidad 110 kV**

1 El propietario de la Subestación Cordialidad 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

2
3 El punto de conexión para la Convocatoria Pública UPME STR 16 – 2015 en la subestación
4 Cordialidad 110 kV, es el barraje 110 kV. Sin embargo, dado que se permite el uso de
5 equipos y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras objeto
6 de la Convocatoria Publica UPME 16 – 2015, el punto de conexión también podrá ser a la
7 llegada de las bahías libres o disponibles.

8
9 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las
10 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
11 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y
12 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y
13 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato de conexión deberá estar
14 firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos
15 en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
16 obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
17 justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

18 19 **2.2.4 En la Subestación Veinte de Julio 110 kV**

20
21 El propietario de la Subestación Veinte de Julio 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

22
23 El punto de conexión para la Convocatoria Pública UPME STR 16 – 2015 en la subestación
24 Veinte de Julio 110 kV, es el barraje 110 kV. Sin embargo, dado que se permite el uso de
25 equipos y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras objeto
26 de la Convocatoria Publica UPME 16 – 2015, el punto de conexión también podrá ser a la
27 llegada de las bahías libres o disponibles.

28
29 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las
30 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
31 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y
32 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y
33 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato de conexión deberá estar
34 firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos
35 en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
36 obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
37 justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

1 **2.2.5 En la existente línea Silencio – Veinte de Julio 110 kV.**

2
3 El propietario de la existente línea Silencio – Veinte de Julio 110 kV es ELECTRICARIBE
4 S.A. E.S.P.

5
6 El punto de Conexión del presente Proyecto son todos los puntos de apertura de la línea
7 Silencio – Veinte de Julio 110 kV.

8
9 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
10 control y protecciones de la bahía de línea de la Subestación Caracolí 110 kV, con los
11 sistemas de las bahías de los extremos de las líneas, específicamente en las
12 Subestaciones Silencio, Cordialidad y Malambo 110 kV..

13
14 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
15 Pública UPME STR 16 – 2015 y los propietarios involucrados deberá incluir, entre otros
16 aspectos y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con la conexión a la
17 línea y con cambios o ajustes de cualquier índole que deban hacerse en las Subestaciones
18 Silencio, Cordialidad y Malambo 110 kV que se generen producto de la presente
19 convocatoria. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio
20 de la construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual
21 deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de
22 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la
23 fecha de firma del contrato de conexión.

24
25 **2.2.6 En la existente línea Silencio – Cordialidad 110 kV.**

26
27 El propietario de la existente línea Silencio – Cordialidad 110 kV es ELECTRICARIBE S.A.
28 E.S.P.

29
30 El punto de Conexión del presente Proyecto es el punto de apertura de la línea Silencio –
31 Cordialidad 110 kV.

32
33 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
34 control y protecciones de la bahía de línea de la Subestación Caracolí 110 kV, con los
35 sistemas de las bahías de los extremos de las líneas, específicamente en la Subestación
36 Silencio 110 kV.

37
38 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
39 Pública UPME STR 16 – 2015 y los propietarios involucrados deberá incluir, entre otros
40 aspectos y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con la conexión a la
41 línea y con cambios o ajustes de cualquier índole que deban hacerse en la subestación

1 Silencio 110 kV que se generen producto de la presente convocatoria. Este contrato de
2 conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje
3 de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en
4 conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar
5 a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de
6 conexión.
7

8 **2.2.7 En la existente línea T Veinte de Julio -Tebsa 110 kV**

9

10 El propietario de la existente línea T Veinte de Julio -Tebsa 110 kV es ELECTRICARIBE
11 S.A. E.S.P.
12

13 El punto de Conexión del presente Proyecto es el punto de apertura de la línea TVeinte de
14 Julio – Tebsa 110 kV
15

16 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
17 control y protecciones de la bahía de línea de la Subestación Veinte de Julio 110 kV, con
18 los sistemas de la bahía en el otro extremo de la línea, específicamente en la subestación
19 Tebsa 110 kV.
20

21 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
22 Pública UPME STR 16 – 2015 y los propietarios involucrados deberá incluir, entre otros
23 aspectos y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con la conexión a la
24 línea y con cambios o ajustes de cualquier índole que deban hacerse en la Subestación
25 Tebsa 110 kV que se generen producto de la presente convocatoria. Este contrato de
26 conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje
27 de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en
28 conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar
29 a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de
30 conexión.
31

32 **2.2.8 En la existente línea T Veinte de Julio – Veinte de Julio 110 kV**

33

34 El propietario de la existente línea T Veinte de Julio –Veinte Julio 110 kV es
35 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.
36

37 El punto de Conexión del presente Proyecto es el punto de apertura de la línea TVeinte de
38 Julio – Veinte de Julio 110 kV
39

40 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
41 control y protecciones de los equipos nuevos con los existentes.

1
2 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
3 Pública UPME STR 16 – 2015 y los propietarios involucrados deberá incluir, entre otros
4 aspectos y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con la conexión a la
5 línea y con cambios o ajustes de cualquier índole que deban hacerse en las Subestaciones
6 involucradas, que se generen producto de la presente convocatoria. Este contrato de conexión
7 deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las
8 obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del
9 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con
10 la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

13 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

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

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

26 3.1 Parámetros del Sistema

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

32 Tensión nominal	220kV / 110 kV según sea el caso
33 Frecuencia asignada	60 Hz
34 Puesta a tierra	Sólida
35 Numero de fases	3
36 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
37 Servicios Auxiliares DC	125V
38 Tipo de Subestación	Convencional o GIS o un híbrido

40 Líneas de Transmisión en 110 kV:

- 1 Tipo de línea: Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o
2 estructuras compactas, y/o subterránea.
3 Circuitos por torre: Uno o dos, según la línea. Se podrán compartir
4 estructuras de soporte con
5 infraestructura existente.
6 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
7 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.
8
9 Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y
10 subterráneas o subterráneas. Las longitudes de las líneas de transmisión serán función del
11 diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.
12

13 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

14
15 El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se
16 garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás
17 elementos será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto
18 circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas.
19

20 **3.3 Materiales**

21
22 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor
23 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de
24 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras
25 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para
26 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto
27 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista seleccionado deberá
28 presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las
29 anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE
30 antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará
31 sobre el Reglamento actualmente vigente.
32

33 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

34
35 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
36 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
37 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista seleccionado deberá
38 presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo
39 y/o reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.
40

1 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
2 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
3 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
4 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

5 6 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

7
8 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista
9 seleccionado. Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en
10 especial los artículos 52 y 53.

11
12 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
13 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
14 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
15 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como
16 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del
17 Interventor.

18
19 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
20 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
21 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
22 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos
23 acuerdos deberán entregarse al Interventor.

24 25 **3.6 Pruebas en Fábrica**

26
27 Una vez el Inversionista seleccionado haya seleccionado los equipos a utilizar deberá
28 entregar al Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas
29 aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores
30 de corriente y potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no
31 satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas
32 a costo del Inversionista seleccionado.

33
34 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,
35 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo
36 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
37 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

38 39 40 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS A 110 kV**

4.1 General

La información específica referente a la línea existente, remitida por el propietario de la infraestructura, como costos, datos técnicos, etc, serán suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente Anexo 1.

4.1.1 Línea Caracolí 110 kV a interceptación con las líneas Silencio –Cordialidad 110 kV, Silencio - Veinte de Julio 110 kV, Cordialidad - Veinte de Julio 110 kV y Conexión Malambo Existente

En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de 110 kV:

Líneas a 110 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	Longitud aproximada Tramo Caracolí - Interceptación Silencio - Cordialidad y Silencio - Veinte de Julio, doble circuito: 11 Tramo Caracolí - Interceptación Cordialidad - Veinte de Julio, doble circuito: 8 conexión del extremo abierto que quedó de T de Veinte de Julio

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
				- Tebsa con Veinte de Julio: 0,5
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	msnm	Entre 10 - 20
6	Ancho mínimo de servidumbre para línea aérea	RETIE Tabla 22.1 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	m	20 para línea en torres y 15 para línea en postes
7	Número de circuitos por torre		Unidad	2
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	Pendiente por verificar Los conductores a instalar en la reconfiguración deberán tener características técnicas iguales o superiores a las de los conductores existentes.		AAAC 740.8 kcmil Al/acero
13	Cables de guarda línea existente	Los conductores a instalar en la reconfiguración deberán tener características técnicas iguales o superiores a las de los conductores existentes.		Alumoclad
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

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
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
3

4.1.2 Nueva línea Caracolí – Malambo 110 kV

Líneas a 110 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	11
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	msnm	Entre 10 - 20
6	Ancho mínimo de servidumbre para línea aérea	RETIE Tabla 22.1 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	m	20 para línea en torres y 15 para línea en postes

Av. Calle 26 # 69 D-91, Piso 9° Bogotá D.C.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
7	Número de circuitos por torre		Unidad	2
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	Pendiente por verificar Los conductores a instalar en la reconfiguración deberán tener características técnicas iguales o superiores a las de los conductores existentes.		AAAC 740.8 kcmil Al/acero
13	Cables de guarda línea existente	Los conductores a instalar en la reconfiguración deberán tener características técnicas iguales o superiores a las de los conductores existentes.		Alumoclad
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

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
18	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.			Debe asegurar permanencia en servicio continuo

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

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

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

4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión

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

La selección de la ruta para las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR 16 – 2015, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de las líneas a 110 kV, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados” publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME 16-2015 o la información suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

La Figura 5 muestra el plano cartográfico donde se localizan las actuales subestaciones Silencio 110 kV, Cordialidad 110 kV, Veinte de Julio 110 kV, Tebsa 110 kV, Malambo 110 kV y la ubicación aproximada de la futura subestación Caracolí 110 kV.

1 **4.3 Longitud Aproximada de las Líneas**

2
3 La longitud anunciada en las tablas del numeral 4.1.1 y 4.1.2 de este documento son de
4 referencia y está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones
5 que realice el inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar
6 fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

7
8
9
10 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV**

11
12 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
13 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección
14 del Inversionista – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado
15 Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones y en el
16 RETIE, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la línea).

17
18 Para el caso de la reconfiguración de líneas de transmisión, las especificaciones de diseño
19 deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto en los casos
20 en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea
21 ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al detalle todas las
22 características del diseño original de la Línea de Transmisión y confrontarlas con la
23 normatividad actual.

24
25 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor
26 Regional cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

27
28 **4.4.1 Aislamiento**

29
30 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de
31 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las nuevas subestaciones y/o
32 las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en ello, hacer el diseño del
33 aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de
34 aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en
35 las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en
36 particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos
37 desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las
38 barras de 110 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y
39 que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas
40 de crecimiento.

1 Se considera como parámetro de diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100
2 km de línea / año ante descargas eléctricas atmosféricas y servicio continuo permanente
3 ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.
4

5 Para el caso de líneas o tramos de líneas subterráneas en todos los sitios de transición
6 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la
7 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o
8 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la
9 línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.
10

11 12 **4.4.2 Conductores de Fase** 13

14 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias
15 de la ruta y el lugar donde el Proyecto objeto de la presente Convocatoria operará, por tanto
16 será responsabilidad del Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si
17 el diseño realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los
18 valores límites establecidos.
19

20 El conductor de fase, de las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR
21 16 deberán ser de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o mayor
22 capacidad de corriente a las siguientes:
23

- 24 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0996
25 ohmios/km.
- 26 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 691
27 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
28

29 En caso de conductores en haz o múltiples por fase la resistencia equivalente
30 corresponderá a la resistencia de cada uno de los cables dividida por el número de cables
31 y la capacidad de corriente, para líneas aéreas será el producto de las capacidades
32 individuales por la cantidad de cables en haz, mientras que para las subterráneas las
33 capacidades serán determinadas según la norma IEC 60287.
34

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

38
39 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
40 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.
41

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

5
6 De presentarse características en el ambiente, para esta línea de conexión, que tuviere
7 efecto sobre el aislamiento, deberá tenerse en cuenta para el diseño de aislamiento y si
8 tuviere efecto corrosivo, los conductores, en ese tramo por lo menos, deberán ser de tipo
9 ACAR o AAAC, con hilos de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de
10 capacidad de transporte mínima, resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados
11 o establecidas en la normatividad aplicable. El Inversionista deberá informar a la
12 Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

13 14 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

15
16 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

17
18 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
19 (convencionales u OPGW). De presentarse características en el ambiente con efecto
20 corrosivo, los cables de guarda no deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado
21 y deberá ser del tipo Alumoclad o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla con
22 las especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW
23 desde el punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los
24 cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas
25 atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento
26 indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de
27 guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la
28 línea que circulen por ellos.

29
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

4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas

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

4.4.5 Estructuras

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

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

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

4.4.6 Localización de Estructuras

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

8 9 **4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores**

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

17
18 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación
19 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio
20 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al
21 Interventor.

22 23 24 **4.4.8 Cimentaciones**

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

38 39 40 **4.4.9 Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas**

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

9
10 Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de inspección,
11 y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas internacionales
12 o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

13
14 Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa,
15 libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de
16 protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del
17 cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo
18 menor a la vida útil del cable enterrado.

19
20 Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones en los extremos o las
21 derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección cuya construcción y sus
22 sistemas de drenaje garanticen que ellas pueden mantenerse sin presencia de agua en su
23 interior. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación,
24 conexión o salida deben ser adecuadas para la ejecución de empalmes, realizar las curvas
25 de los cables cumpliendo con el radio de curvatura mínimo recomendado por el fabricante
26 del cable y permitir el tendido en función de la sección de los conductores. Los cables deben
27 quedar debidamente identificados dentro de las cámaras de inspección.

28
29 Las tapas de las cajas, podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales
30 resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente
31 y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de
32 una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.

33 34 35 **4.4.10 Señalización Aérea**

36
37 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
38 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Fuerza Aérea de
39 Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito
40 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; balizas
5 de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros
6 centelleantes en torres en casos más severos.

7 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.

15 16 **4.5 Informe Técnico**

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

- 23
24 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de
25 2000.
- 26
27 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
28 2000.
- 29
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.
- 32
33 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 34
35 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
36 Resolución CREG 098 de 2000.
- 37
38 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
39 de 2000.
- 40
41

1 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

2
3 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.

4
5 **5.1 General**

6
7 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la
8 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán
9 suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 8 del presente Anexo.

10
11 **5.1.1 Predio de las subestaciones**

12
13 **Subestación Caracolí 110 kV**

14
15 El predio de la Subestación Caracolí 220 kV se encuentra localizado en las siguientes
16 coordenadas, información que deberá verificar el interesado:

17
18
19 Longitud: 74°49'45.95"O
20 Latitud: 10°53'27.94"N

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

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

38
39 El Inversionista deberá dotar la nueva Subestación Caracolí 110 kV del espacio físico
40 necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública

1 UPME STR 16 – 2015, los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5., de este
2 Anexo 1.

3
4 **Subestación Malambo 110 kV**

5
6 El predio de la Subestación Malambo 110 kV se encuentra localizado en las siguientes
7 coordenadas, información que deberá verificar el interesado:

8
9 Longitud: 74°46'13.81"O
10 Latitud: 10°50'20.74"N

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

19
20 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar
21 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán
22 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por
23 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser
24 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del
25 proyecto.

26
27 El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o
28 disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá
29 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

30
31 **Subestación Cordialidad 110 kV**

32
33 El predio de la Subestación Cordialidad 110 kV se encuentra localizado en las siguientes
34 coordenadas, información que deberá verificar el interesado:

35
36 Longitud: 74°49'939"O
37 Latitud: 10°56'737"N

38
39 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y
40 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes
41 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para

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

5
6 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar
7 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán
8 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por
9 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser
10 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del
11 proyecto.

12
13 El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o
14 disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá
15 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

16 **Subestación Veinte de Julio 110 kV**

17
18
19 El predio de la Subestación Veinte de Julio 110 kV se encuentra localizado en las siguientes
20 coordenadas, información que deberá verificar el interesado:

21
22 Longitud: 74°47'602"O
23 Latitud: 10°55'668"N

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

32
33 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar
34 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán
35 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por
36 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser
37 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del
38 proyecto.
39

1 El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o
2 disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá
3 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

4 5 6 **5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

7
8 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
9 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de
10 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente.

11 12 **5.1.3 Servicios Auxiliares**

13
14 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes
15 para la topología de Subestación, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del
16 presente Anexo 1.

17 18 **5.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

19
20 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos
21 del módulo común como se describe a continuación:

22
23 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del patio
24 de conexiones del nivel 110 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública, en la nueva
25 Subestación Caracolí 110 kV, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios,
26 según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual y las
27 eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el
28 área, igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de esta
29 nueva subestación y/o adecuaciones que sean necesarias.

30
31 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
32 módulo común de la nueva Subestación Caracolí 110 kV, es decir las obras civiles y los
33 equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías de la
34 Subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria
35 Pública. La infraestructura y módulo común de la nueva subestación, estarán conformados
36 como mínimo por los siguientes componentes:

37
38 Infraestructura civil: Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino
39 si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas
40 de acceso a los patios de conexiones; y la adecuación del terreno para los espacios de
41 reserva. En el espacio que ocupará la Subestación, las obras civiles incluyen: drenajes;

1 alcantarillado; barreras de protección y de acceso al predio; todos los cerramientos para
2 seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a
3 acueductos/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos
4 comunes, y en general, todas aquellas obras civiles necesarias para las obras descritas en
5 el Numeral 2 del presente Anexo 1. Los espacios de reserva no deberán ser provistos de
6 malla de puesta a tierra, pero si se deberán proveer los puntos de conexión para la
7 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
8

9 Equipos: Todos los equipos necesarios para las nuevas bahías y la integración de nuevas
10 bahías a 110 kV con la infraestructura existente. Se incluyen entre otros, los sistemas de
11 automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de
12 comunicaciones propio de cada Subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra
13 y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el
14 cableado necesario y las obras civiles asociadas.
15

16 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
17 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
18 la modifique o sustituya).
19

20 **5.1.5 Espacios de Reserva**

21
22 Los espacios de reserva, aquí señalados, son objeto de la presente Convocatoria Pública
23 UPME STR 16 – 2015 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados, como mínimo, con la
24 Infraestructura civil y equipos constitutivos de la infraestructura y módulo común descrito en
25 el Numeral 5.1.4 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de
26 la presente Convocatoria.
27

28 Adicional al espacio previsto en el numeral 5.1.2 del Anexo 1 de la Convocatoria Pública
29 UPME 06-2013 para la instalación de la subestación Caracolí a 110 kV y sus obras
30 asociadas, la presente Convocatoria Pública del STR 16-2015 deberá prever espacio al
31 menos para la conexión del SDL de Electricaribe a través dos transformadores 110/34.5 kV
32 y con sus respectivas bahías de transformación (110 kV). Los transformadores del SDL y
33 las bahías asociadas del SDL no harán parte de la presente Convocatoria Pública del STR.
34 Los diseños de la subestación objeto de la presente Convocatoria Pública del STR no
35 deberán limitar la expansión futura.
36

37 No obstante, el Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como
38 Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de prever espacios
39 de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello sea objeto de la presente
40 Convocatoria Pública.
41

1 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las Subestación nueva no se verán
2 afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones,
3 etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

4
5 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos en
6 los espacios de reserva objeto de la presente Convocatoria Pública, es decir, deberá dejar
7 explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las obras
8 civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore. Adicionalmente, tanto
9 los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas dentro
10 del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación, hasta tanto sean ocupados.

11
12 El Transmisor Regional preparará un documento en el cual se indiquen las características
13 de los espacios de reserva establecidos en el presente numeral y los planos con la
14 disposición propuesta de los espacios de reserva para la ubicación futura de las bahías y/o
15 equipos. Esto deberá ser entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las
16 exigencias para los espacios de reserva.

17 18 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

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

25 26 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

34 35 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

36
37 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

17 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

18

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

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

33 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:
34

35 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

36

- 37 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 38 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 39 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 40 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- 41 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.

- 1 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 2 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 3 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 4 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 5 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 6 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 7 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 8 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 9 • Análisis de identificación de riesgos.

10

11 **5.4.1.2 Especificaciones equipos 110 kV**

12

- 13 • Especificación técnica equipos de patio.
- 14 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 15 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 16 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 17 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 18 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 19 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 20 equipos.
- 21 • Especificación funcional del sistema de control.
- 22 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 23 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 24 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 25 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 26 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.

27

28 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos 110 kV**

29

- 30 • Características técnicas, equipos 110 kV.
- 31 - Interruptores 110 kV
- 32 - Seccionadores 110 kV.
- 33 - Transformadores de corriente 110 kV.
- 34 - Transformadores de tensión 110 kV.
- 35 - Descargadores de sobretensión 110 kV.
- 36 - Aisladores y cadenas de aisladores 110 kV.
- 37 • Dimensiones de equipos.
- 38 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 39 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones

- 1 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 2 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 3 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 4 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y
- 5 barrajes.
- 6

7 **5.4.1.4 Planos electromecánicos 110 kV**

- 8

- 9 • Diagrama unifilar de la subestación
- 10 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 11 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 12 • Diagrama unifilar de medidas.
- 13 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 14 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 15 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 16 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 17 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 18 • Planos en planta de ubicación de equipos 110 kV.
- 19 • Planos vista en cortes de equipos 110 kV.
- 20 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 21 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 22 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 23 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 24 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.
- 25

26 **5.4.1.5 Planos de obras civiles**

- 27

- 28 • Plano localización de la subestación.
- 29 • Plano disposición de bases de equipos.
- 30 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 31 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 32 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 33 • Plano de drenajes de la subestación.
- 34 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 35 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 36 • Planos casa de control.
- 37 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 38 • Plano cerramiento de la subestación.
- 39 • Plano obras de adecuación.

1
2 **5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**
3

- 4
- 5 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
 - 6 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
 - 7 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el transporte de equipos y materiales.
 - 8 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
 - 9 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
 - 10 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
 - 11 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.
- 12
13

14 **5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**
15

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

21
22 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista
23 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y
24 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
25 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
26 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

27
28 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
29 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos
30 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los
31 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.

32
33 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en
34 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de
35 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
36 seleccionado y a la UPME si es del caso.

37
38 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
39 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

40
41 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

Av. Calle 26 # 69 D-91, Piso 9° Bogotá D.C.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

1
2 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**
3

- 4
- 5 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
 - 6 • Dimensiones y pesos de equipos.
 - 7 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
 - 8 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
 - 9 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
 - 10 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
 - 11 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
 - 12 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
 - 13 cárcamos interiores en caseta de control.
 - 14 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
 - 15 barrajes.
 - 16 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
 - 17 rígido.
 - 18 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
 - 19 casa de control.
 - 20 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
 - 21 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.
- 22

23 **5.4.2.2 Planos de obras civiles**
24

- 25 • Planos para construcción de bases para equipos
 - 26 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
 - 27 soporte para equipos y pórticos a 110 kV.
 - 28 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
 - 29 potencia.
 - 30 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
 - 31 • Planos para construcción de acabados exteriores
 - 32 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
 - 33 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
 - 34 tableros, equipos y canales interiores.
 - 35 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
 - 36 • Planos para construcción de vías
- 37

38 **5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**
39

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

9
10 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la
11 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica
12 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:

13
14 **a. Sistema de puesta a tierra:**

- 15 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y
16 estructuras.
- 17 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
- 18 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- 19 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- 20 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el
21 RETIE.
- 22 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el
23 RETIE.

24
25 **b. Equipos principales:**

- 26 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de
27 conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
- 28 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al
29 nivel rasante del patio.
- 30 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos,
31 sistemas de anclaje.
- 32 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
- 33 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.
34 Diseño civil de los canales de cables.
- 35 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos
36 para cables entre los equipos y las bandejas.
- 37 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.

38
39 **c. Equipos de patio 110 kV:**

- 1 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de
2 sobretensión.
3 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras
4 de interconexión.
5 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
6 - Placas de características técnicas.
7 - Información técnica complementaria y catálogos.
8 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
9 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
10 - Protocolo de pruebas en fábrica.
11 - Procedimiento para pruebas en sitio.
12
13 **d. Para tableros:**
14 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
15 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
16 control, señalización y protección.
17 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
18 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y
19 catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
20 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
21 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
22 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
23 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
24 - Diagramas de principio y unifilares
25 - Diagramas de circuito
26 - Diagramas de localización exterior e interior.
27 - Tablas de cableado interno y externo.
28 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
29 - Diagramas de principio
30 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
31 diagramas de principio:
32 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
33 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
34 ▪ Diagramas de medición de energía.
35 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
36 ▪ Diagramas de comunicaciones.
37 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
38 - Listado de cables y borneras.
39 - Planos de Interfase con equipos existentes.
40 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
41 señalización y alarmas.

1
2 **e. Reportes de Pruebas:**

- 3 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
4 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
5 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de
6 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.

7 Las instrucciones deberán estar en idioma español.

8
9 **5.4.3 Estudios del Sistema**

10
11 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que
12 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan
13 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo
14 en lo que aplique:

- 15
16 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
17 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
18 y de resistividad.
19
20 - Cálculo de flechas y tensiones.
21
22 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
23 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
24
25 - Estudios de coordinación de protecciones.
26
27 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
28 distancias eléctricas.
29
30 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
31 y a corto circuito.
32
33 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
34 aislados.
35
36 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
37
38 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
39
40 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
41

- 1 - Informe de interfaces con equipos existentes.
2
3 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
4 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
5
6 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
7 de fallas.
8

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

- 11
12 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
13
14 - Origen de los datos de entrada.
15
16 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
17 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
18
19 - Resultados.
20
21 - Bibliografía.
22

23 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

24
25 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
26 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.
27

28 **5.5 Equipos de Potencia**

29 **5.5.1 Interruptores**

30
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

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 in situ para verificar las
19 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.
20

21 **5.5.2 Transformadores de Potencia**

22
23 El Transmisor Regional suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le
24 permita analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición
25 de la publicación IEC 60076, "Power Transformers".
26

27 Cada banco de autotransformadores 230/110 kV deberá tener una capacidad de 150 MVA
28 y deberán estar compuestos por tres (3) unidades monofásicas cada uno. La capacidad
29 total de 150 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa
30 de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente
31 en donde estará la subestación.
32

33 Los bancos de autotransformadores deben tener una capacidad de sobrecarga del 20%
34 durante 30 minutos.
35

36 Se requiere que los bancos de autotransformadores tengan devanado terciario, con una
37 capacidad mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados.
38 El devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios
39 auxiliares de la Subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los equipos
40 necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.
41

1 El grupo de conexión de la transformación será Ynynd.

2
3 Los bancos de autotransformadores deberán estar dotados de cambiadores de
4 derivaciones, para operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de
5 1% cada uno, con la posición 1 para la máxima relación, la posición 13 para la relación
6 nominal y la posición 21 para la mínima relación.

7
8 Los bancos de autotransformadores deberán tener una impedancia entre los devanados
9 220 y 110 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, igual a 12.5%, sobre la base
10 de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

11
12 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas, para los siguientes niveles de carga
13 permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados deberán cumplir con lo
14 establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

15
16 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de
17 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de
18 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría

19
20 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe
21 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en
22 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de
23 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

24
25 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
26 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

27 28 29 **5.5.3 Descargadores de Sobretensión**

30
31 Los descargadores de sobretensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición
32 de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
33 suministrar

- 34
35 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c.
36 systems"
37 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and
38 controlgear".

39
40 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
41 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los

1 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
2 Interventoría.

3
4 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
5 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o
6 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su
7 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
8 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

9
10 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
11 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

12 13 **5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

14
15 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra, deben cumplir las prescripciones
16 de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al
17 tipo de equipo a suministrar:

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

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

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

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

38 39 **5.5.5 Transformadores de Tensión**

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

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

10

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

16

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

21

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

28

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

31 5.5.6 Transformadores de Corriente

32

33

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

- 37
- 38 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
39 equivalente en ANSI.
- 40 • IEC 60044-1: "Current Transformers"

1 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
2 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
3 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
4 025 de 1995, en su última revisión.

5
6 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
7 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
8 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
9 pertinentes de la Interventoría.

10
11 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
12 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
13 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
14 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no
15 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

16
17 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
18 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia

19 20 **5.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

21
22 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
23 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe
24 cumplir la siguiente normatividad:

25
26 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
27 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
28 lo indicado en estas especificaciones.

- 29
30
- 31 • IEC60071-Insulation Coordination.
 - 32 • IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
 - 33 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
 - 34 • IEC60270-Partial discharge measurement.
 - 35 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
 - 36 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
 - 37 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
 - 38 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
 - 39 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
 - 40 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
 - IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

1 |
2 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
3 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

4
5 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
6 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

7 8 **5.5.8 Sistema de puesta a tierra**

9
10 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
11 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
12 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

13
14 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en
15 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado
16 en cualquier lugar, al que tenga acceso.

17
18 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
19 más cercano y conveniente.

20
21 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
22 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

23
24 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
25 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y
26 las tensiones de paso y contacto, según requerimientos del RETIE.

27 28 **5.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

29
30 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
31 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
32 aterrizados con cables bajantes de cobre.

33
34 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
35 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
36 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

37 38 **5.6 Equipos de Control y Protección**

39
40 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
41 control y protección:

1
2 **5.6.1 Sistemas de Protección**
3

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

11
12 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
13 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
14 modificaciones.
15

16 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**
17

18 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
19 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
20

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. 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	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.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal. Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.
	Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1
2 **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

23 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual
24 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección
25 y control. Se destacan las siguientes funciones:
26

- 27
- 28 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
29 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
 - 30 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
31 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
32 equipos vía la red.
33 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización
34 de la Subestación.
 - 35
 - 36 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
37 funciones:
38 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
39 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
40 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.

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

7
8 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o

9 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación

10 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista seleccionado (sean funciones de

11 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista seleccionado es responsable

12 por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos

13 de implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son

14 responsabilidad del Inversionista seleccionado.

15
16 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de

17 Subestación:

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

25
26 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el

27 correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de

28 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este

29 aspecto, el Inversionista seleccionado será el único responsable de suministrar y hacer

30 operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con

31 el CND.

32 36 **5.6.3 Medidores multifuncionales**

33 Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida,

34 para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa,

35 potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o

36 un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir como mínimo

37 38 39 40 41

1 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su
2 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

3 4 **5.6.4 Controladores de Bahía**

5
6 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
7 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
8 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
9 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista
10 seleccionado deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

11
12 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
13 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
14 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
15 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un
16 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 17
18 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
19 • Despliegue de alarmas.
20 • Despliegue de eventos.
21 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
22 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
23 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
24 función.
25 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

26
27 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
28 para la comunicación.

29
30 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
31 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

32 33 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

34
35 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
36 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
37 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

38
39 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM
40 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar
41 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios

1 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
2 funcionalidades como mínimo:

- 3
- 4 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
 - 5 • Despliegue de alarmas.
 - 6 • Despliegue de eventos.
 - 7 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
 - 8 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
9 función.
 - 10 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

14 **5.6.6 Switches**

15
16
17 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
18 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 19
20 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 21
22 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 23
24 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 25 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 26 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 27
28 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 29
30 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
31 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 32
33 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
34 exigente.

35
36 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para
37 conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de
38 protección y medida.

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

2
3 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

4
5 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
6 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez
7 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,
8 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
9 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista
10 seleccionado.

11
12 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás
13 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos
14 distribuidos en la Subestación.

15
16 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores
17 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-
18 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

19
20 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

21
22 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

23
24 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del
25 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y
26 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la
27 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la
28 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada
29 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella.
30 La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de
31 comunicaciones.

32
33 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
34 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
35 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
36 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de
37 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,
38 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de
39 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

40

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.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.
- Facilidades para entrenamiento.
- Función de bloqueo.
- Función de supervisión.
- Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- Guía de operación.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de curvas de tendencias.
- Manejo de mensajes y consignas de operación.
- Marcación de eventos y alarmas.
- Operación de los equipos.
- Programación, parametrización y actualización.
- Reportes de operación.
- Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- Secuencia de eventos.
- Secuencias automáticas.

- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

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.

1
2 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,
3 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”
4 diseñados por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Interventoría, pueda verificar
5 el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por
6 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta
7 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con
8 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

9
10 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes
11 pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los
12 requerimientos del CND, vigentes:

- 13
14 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
15
16 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
17 asociadas.
18
19 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
20 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
21 protecciones.
22
23 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

24
25 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución
26 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
27 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.
28

29 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

30
31 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 32
33 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
34 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
35 • Diagrama Unifilar.
36 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
37 Proyecto.
38 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
39 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
40 • Cronograma de pruebas.

- 1 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
- 2 información definitiva.
- 3 • Protocolo de energización.
- 4 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 5 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 6 punto de conexión.
- 7 • Carta de declaración en operación comercial.
- 8 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 9 actualizados por el CND.

12 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

14 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
15 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

18 **8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

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

26 **9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

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

37 **10. FIGURAS**

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

41 Figura 1 – Unifilar Subestación Caracolí 110 kV.

Av. Calle 26 # 69 D-91, Piso 9° Bogotá D.C.
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

- 1 Figura 2 - Unifilar Subestación Malambo 110 kV – Existente.
- 2 Figura 3- Unifilar Subestación Cordialidad 110 kV – Existente.
- 3 Figura 3A- Unifilar Subestación Cordialidad 110 kV – Futuro.
- 4 Figura 4- Unifilar Subestación Veinte de Julio 110 kV – Existente.
- 5 Figura 4A- Unifilar Subestación Veinte de Julio 110 kV – Futuro.
- 6 Figura 5 Plano cartográfico donde se localizan las actuales subestaciones Silencio 110 kV,
- 7 Cordialidad 110 kV, Veinte de Julio 110 kV, Tebsa 110 kV, Malambo 110 kV y la ubicación
- 8 aproximada de la futura subestación Caracolí 110 kV