

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 06 DE 2013

(UPME 06 – 2013)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LAS SUBESTACIÓN CARACOLÍ 220 kV, TAMBIÉN
DENOMINADA SOLEDAD, Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS**

Bogotá D. C., julio de 2014

ÍNDICE

1		
2		
3	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
4	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
5	1.2 Definiciones	5
6	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
7	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones	7
8	2.1.1 Subestación Flores 220 kV	7
9	2.1.2 Subestación Caracolí 220 kV, también denominada Soledad.....	7
10	2.1.3 Subestación Sabanalarga 220 kV.....	9
11	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	10
12	2.2.1 En la Subestación Flores 220 kV	10
13	2.2.2 En la Subestación Caracolí 220 kV, también denominada Soledad.....	10
14	2.2.3 En la Subestación Sabanalarga 220 kV.....	11
15	2.2.4 En la Línea Nueva Barranquilla – Tebsa 220 kV.....	12
16	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	12
17	3.1 Parámetros del Sistema	13
18	3.2 Nivel de Corto Circuito	13
19	3.3 Materiales	14
20	3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible	14
21	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	14
22	3.6 Pruebas en Fábrica	15
23	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	15
24	4.1 General	15
25	4.1.1 Líneas 220 kV.....	15
26	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión	17
27	4.3 Longitud Aproximada de la Línea	18
28	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 220 kV	18
29	4.4.1 Aislamiento	19
30	4.4.2 Conductores de Fase	19
31	4.4.3 Cable(s) de Guarda	20
32	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	21
33	4.4.5 Transposiciones de Línea.....	21
34	4.4.6 Estructuras	22
35	4.4.7 Localización de Estructuras	22
36	4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores	23
37	4.4.9 Cimentaciones.....	23
38	4.4.10 Señalización Aérea.....	23
39	4.4.11 Obras Complementarias	24
40	4.5 Informe Técnico	24
41	5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	24

1	5.1	General.....	24
2	5.1.1	Predios de las Subestaciones.....	25
3	5.1.1.1	Predio de la Subestación Flores 220 kV.....	26
4	5.1.1.2	Predio de la Subestación Caracolí (Soledad) 220 kV.....	26
5	5.1.1.3	Predio de la Subestación Sabanalarga 220 kV.....	27
6	5.1.2	Espacios de reserva.....	27
7	5.1.3	Conexiones con Equipos Existentes.....	28
8	5.1.4	Servicios Auxiliares.....	28
9	5.1.5	Infraestructura y Módulo Común.....	28
10	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos.....	29
11	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos.....	30
12	5.3.1	Procedimiento General del Diseño.....	30
13	5.3.2	Estudios del Sistema.....	32
14	5.3.3	Distancias de Seguridad.....	34
15	5.4	Equipos de Potencia.....	34
16	5.4.1	Interruptores.....	34
17	5.4.2	Descargadores de Sobretensión.....	35
18	5.4.3	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	35
19	5.4.4	Transformadores de Tensión.....	36
20	5.4.5	Transformadores de Corriente.....	36
21	5.4.6	Equipo GIS o Híbrido.....	37
22	5.5	Equipos de Control y Protección en cada Subestación.....	37
23	5.5.1	Sistemas de Protección.....	37
24	5.5.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestación.....	38
25	5.5.2.1	Características Generales.....	40
26	5.5.3	Medidores Multifuncionales.....	42
27	5.5.4	Controladores de Bahía.....	42
28	5.5.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	43
29	5.5.6	Switches.....	44
30	5.5.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	44
31	5.5.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	45
32	5.5.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	47
33	5.6	Obras Civiles.....	47
34	5.7	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	48
35	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	48
36	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	48
37	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	49
38	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	50
39	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....	50
40	9.	FIGURAS.....	50
41			

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME 06 – 2013.

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

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

Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. La adopción de criterios de ingeniería y normas específicas para el Proyecto deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún caso con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que se deba contar con

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

4
5 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos
6 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con
7 normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del
8 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una
9 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los
10 diseños según cronograma presentado por el Transmisor y aprobado por la UPME, la
11 última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos,
12 primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.

13 14 **1.2 Definiciones**

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

18 19 20 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

21
22 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,
23 operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia
24 Generación – Transmisión 2012 – 2025”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de
25 Minas y Energía 18 0423 de marzo 21 de 2012, modificada por la Resolución MME No.
26 91159 del 26 de diciembre de 2013, así:

- 27
28 i. Construcción de una (1) bahía de Línea en la existente Subestación Flores 220 kV.
29
30 ii. Construcción de la nueva Subestación Caracolí 220 kV, también denominada
31 Soledad, con cuatro (4) bahías de línea y dos (2) bahías de transformación a 220
32 kV.
33
34 iii. Construcción de una (1) Línea de 220 kV, desde la Subestación Flores y hasta la
35 nueva Subestación Caracolí (Soledad), con una longitud aproximada de 23 km.
36
37 iv. Construcción de una (1) bahía de Línea en la existente Subestación Sabanalarga
38 220 kV.
39

- 1 v. Construcción de una (1) Línea de 220 kV, desde la nueva Subestación Caracolí
2 (Soledad) y hasta la Subestación Sabanalarga, con una longitud aproximada de 31
3 km.
4
- 5 vi. Construcción de dos (2) líneas de 220 kV o un doble circuito, desde la nueva
6 Subestación Caracolí (Soledad) y hasta el punto de intercepción de la existente
7 Línea Nueva Barranquilla – Tebsa 230 kV, con una longitud aproximada de 2.5
8 km, para reconfigurarla en las líneas Nueva Barranquilla – Caracolí (Soledad) 220
9 kV y Caracolí (Soledad) – Tebsa 220 kV.
10
- 11 vii. Los espacios de reserva establecidos en el numeral **¡Error! No se encuentra el**
12 **origen de la referencia.** del presente documento.
13
- 14 viii. La infraestructura de soporte para los tramos aéreos de las líneas Flores –
15 Caracolí (Soledad) 220 kV y Caracolí (Soledad) – Sabanalarga 220 kV, deberá
16 quedar dispuesta para recibir un segundo circuito a futuro. Los equipos para
17 segundos circuitos no serán objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 06
18 – 2013. Se exceptúan aquellos tramos en que estos dos circuitos compartan
19 estructuras.
20

21 **Notas aclaratorias:**

- 22
- 23 I. Los bancos de transformadores 220/110 kV y sus respectivas bahías en el lado de
24 baja tensión (110 kV), no hacen parte del objeto de la presente Convocatoria
25 Pública UPME 06 – 2013. La frontera entre el Transmisor y el OR en la nueva
26 Subestación Caracolí (Soledad) 220 kV será en los bornes de alta de los
27 transformadores.
28
- 29 II. Los diagramas unifilares de las subestaciones objeto de la presente Convocatoria
30 Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, podrá modificar la
31 disposición de las bahías en los diagramas unifilares previo concepto del
32 Interventor y aprobación por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso
33 una disposición de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de modificación
34 presentada involucra a terceros, como al Operador de Red o propietarios de
35 subestaciones existentes, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
36
- 37 III. Cuando una bahía, objeto de la presente Convocatoria Pública, quede en un
38 diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse para una ampliación futura, el
39 Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el corte central y el otro barraje,
40 de tal manera que dicho enlace pueda ser removido fácilmente en caso de
41 instalación de nuevos equipos.

1
 2 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones**

3
 4 **2.1.1 Subestación Flores 220 kV**

5
 6 Las obras en la Subestación Flores 220 kV, a cargo del Transmisor, consisten en el
 7 diseño y la construcción de una (1) nueva bahía de Línea 220 kV. Esta bahía se utilizará
 8 así:

- 9
 10
 - Una (1) bahía para la nueva Línea 220 kV Flores – Caracolí (Soledad) 220 kV.

11
 12 La bahía deberá mantener la configuración de la existente Subestación Flores 220 kV, la
 13 cual es doble barra con seccionador bypass. Los equipos a instalar deberán ser en
 14 tecnología encapsulada GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas
 15 Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) de tipo exterior con iguales
 16 características a la existente, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los
 17 demás requisitos establecidos en los DSI.

18
 19 La Subestación Flores 220 kV será ampliada con los módulos que se indican a
 20 continuación:
 21

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN FLORES 220 kV	CANTIDAD
1.	Bahía de Línea, encapsulada configuración doble barra con seccionador bypass.	1
2.	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

22
 23 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de Línea, en
 24 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la
 25 infraestructura en la existente Subestación Flores 220 kV y en la nueva Subestación
 26 Caracolí (Soledad) 220 kV.

27
 28 El diagrama unifilar de la Subestación Flores 500 kV se muestra en la Figura 3.

29
 30 **2.1.2 Subestación Caracolí 220 kV, también denominada Soledad**

31
 32 Las obras en la Subestación Caracolí 220 kV, también denominada Soledad, a cargo del
 33 Transmisor, consisten en la selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de
 34 una nueva Subestación a 220 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos
 35 futuros.

1
 2 La Subestación Caracolí (Soledad) 220 kV deberá ser construida en configuración
 3 Interruptor y Medio y deberá incluir cuatro (4) bahías de Línea 220 kV y dos (2) bahías
 4 220 kV de transformación. Estas bahías se utilizarán así:

- 5
 6 • Una (1) bahía para la nueva Línea 220 kV Flores – Caracolí (Soledad).
 7 • Una (1) bahía para la nueva Línea 220 kV Caracolí (Soledad) – Sabanalarga.
 8 • Una (1) bahía para la nueva Línea 220 kV Nueva Barranquilla – Caracolí
 9 (Soledad), resultado de la reconfiguración de la existente Línea a 220 kV Nueva
 10 Barranquilla – Tebsa.
 11 • Una (1) bahía para la nueva Línea 230 kV Caracolí (Soledad) – Tebsa, resultado
 12 de la reconfiguración de la existente Línea a 220 kV Nueva Barranquilla – Tebsa.
 13 • Dos (2) bahías 220 kV para dos nuevos bancos de transformación 220/110 kV de
 14 conexión al STN del Operador de Red (OR) – ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

15
 16 Los espacios de reserva en 220 kV que se deberán prever, son los señalados en el
 17 numeral 3.8 del presente Anexo.

18
 19 Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del
 20 nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una
 21 solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad
 22 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

23
 24 En la Subestación Caracolí (Soledad) 220 kV se construirán, bajo la presente
 25 Convocatoria Pública UPME, los módulos que se indican a continuación:
 26

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CARACOLÍ (SOLEDA) 220 kV	CANTIDAD
1.	Bahía de línea, configuración interruptor y medio.	4
2.	Bahía de transformación, configuración interruptor y medio	2
3.	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	3
4.	Módulo de barraje	1
5.	Protección diferencial de barras	1
6.	Módulo común	1
7.	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura	1

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CARACOLÍ (SOLEDAD) 220 kV	CANTIDAD
	asociada.	

1
 2 Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del lado
 3 de alta, deberá suministrar hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión entre
 4 las bahías y los transformadores del OR, incluyendo las estructuras y aisladores soporte.

5
 6 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de Línea, en
 7 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la
 8 infraestructura en las existentes subestaciones Flores 220 kV, Sabanalarga 220 kV,
 9 Nueva Barranquilla 220 kV y Tebsa 220 kV.

10
 11 Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión de los
 12 transformadores 220/110 kV, tanto el Transmisor como el Operador de Red podrán
 13 consultar el oficio CREG S-2009-000213 del 30 de enero de 2009. Será responsabilidad
 14 de los involucrados, consultar o validar su vigencia y/o modificaciones.

15
 16 El diagrama unifilar de la Subestación Caracolí 220 kV, también denominada Soledad, se
 17 muestra en la Figura 4.

18
 19 **2.1.3 Subestación Sabanalarga 220 kV**

20
 21 Las obras en la Subestación Sabanalarga 220 kV, a cargo del Transmisor, consisten en el
 22 diseño y la construcción de una (1) nueva bahía de 220 kV. Esta bahía se utilizará así:

- 23
 24
 - Una (1) bahía para la nueva Línea 220 kV Caracolí (Soledad) – Sabanalarga.

25
 26 La bahía deberá mantener la configuración de la existente Subestación Sabanalarga 220
 27 kV, la cual es interruptor y medio. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS
 28 (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations”
 29 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior
 30 según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás
 31 requisitos establecidos en los DSI.

32
 33 La Subestación Sabanalarga 220 kV será ampliada con los módulos que se indican a
 34 continuación:

35

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN SABANALARGA 220 kV	CANTIDAD
------	--	----------

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN SABANALARGA 220 kV	CANTIDAD
1.	Bahía de línea, configuración interruptor y medio.	1
2.	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en la nueva Subestación Caracolí (Soledad) 220 kV.

El diagrama unifilar de la Subestación Sabanalarga 220 kV se muestra en la Figura 5.

2.2 Puntos de Conexión del Proyecto

El Transmisor deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.

2.2.1 En la Subestación Flores 220 kV

El propietario de la Subestación Flores 220 kV es CELSIA S.A. E.S.P.

Esta Subestación, en 220 kV, tiene una configuración de doble barra con seccionador bypass, como se ilustra en la Figura 4, y se ampliará con los elementos establecidos en el Numeral 2.1 del presente Anexo. El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 06 – 2013 en la Subestación Flores 220 kV, es el barraje 220 kV.

El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 06 – 2013 y CELSIA S.A. E.S.P., deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la realización de las obras e instalación de los equipos de la presente Convocatoria Pública UPME, y del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC, etc. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

1 **2.2.2 En la Subestación Caracolí 220 kV, también denominada Soledad**

2
3 El propietario de la Subestación Caracolí (Soledad) 220 kV será el Transmisor resultante
4 de la presente Convocatoria Pública UPME 06 – 2013.

5
6 Esta Subestación, en 220 kV, deberá tener una configuración de interruptor y medio como
7 se ilustra en la Figura 4 y estará compuesta por los elementos establecidos en el Numeral
8 2.1 del presente Anexo.

9
10 De acuerdo con lo aprobado a ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. por la UPME, se prevé la
11 conexión de dos (2) bancos de transformadores 220/110 kV de 150 MVA cada uno, en la
12 Subestación Caracolí (Soledad) 220 kV. La frontera entre el Transmisor y el OR en la
13 Subestación Caracolí 220 kV será en los bornes de alta de los transformadores.

14
15 Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del lado
16 de alta, deberá suministrar hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión entre
17 las bahías y los transformadores del OR, incluyendo las estructuras y aisladores soporte.

18
19 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
20 Pública UPME 06 – 2013 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros
21 aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del
22 terreno para la ubicación de los dos (2) bancos de transformación 230/110 kV, del espacio
23 para las previsiones futuras solicitadas por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P y del espacio
24 para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos de 220 kV;
25 enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC.
26 Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4)
27 meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos
28 Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al
29 menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del
30 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con
31 la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

32
33 **2.2.3 En la Subestación Sabanalarga 220 kV**

34
35 El propietario de la Subestación Sabanalarga 220 kV es TRANSELCA S.A. E.S.P.

36
37 Esta Subestación, en 220 kV, tiene una configuración de interruptor y medio como se
38 ilustra en la Figura 5 y se ampliará con los elementos establecidos en el Numeral 2.1 del
39 presente Anexo. El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública
40 UPME 06 – 2013 en la Subestación Sabanalarga 220 kV, es el barraje 220 kV.

41

1 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
2 Pública UPME 06 – 2013 e TRANSELCA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos
3 y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno
4 para la realización de las obras e instalación de los equipos de la presente Convocatoria
5 Pública UPME, y del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones
6 de los módulos; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares
7 de AC y DC, etc. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes del
8 inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo
9 cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de
10 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la
11 fecha de firma del contrato de conexión.

12 13 **2.2.4 En la Línea Nueva Barranquilla – Tebsa 220 kV**

14
15 El propietario de la línea de transmisión Nueva Barranquilla – Tebsa 220 kV es
16 TRANSELCA S.A. E.S.P.

17
18 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 06 – 2013
19 es el punto de seccionamiento del circuito Nueva Barranquilla – Tebsa 220 kV.

20
21 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
22 control y protecciones de las bahías de la Subestación Caracolí (Soledad) 220 kV, con los
23 sistemas de las bahías de los extremos de las líneas, específicamente en las
24 subestaciones Nueva Barranquilla y Tebsa 220 kV.

25
26 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
27 Pública UPME 06 – 2013 y TRANSELCA S.A. E.S.P., deberá incluir, entre otros aspectos
28 y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con cambios o ajustes de
29 cualquier índole que deban hacerse en las subestaciones Nueva Barranquilla y Tebsa 220
30 kV que se generen producto de la reconfiguración de la línea Nueva Barraquilla – Tebsa
31 220 kV. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de
32 la construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual
33 deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de
34 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la
35 fecha de firma del contrato de conexión.

36 37 38 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

39
40 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
41 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y

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

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

10 3.1 Parámetros del Sistema

11
 12 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir
 13 con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la
 14 Interventoría para la UPME.
 15

16 Tensión nominal	220 kV
17 Frecuencia asignada	60 Hz
18 Puesta a tierra	Sólida
19 Numero de fases	3
20 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
21 Servicios Auxiliares DC	125V
22 Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido.

23 Líneas de Transmisión en 220 kV:

24	
25	
26 Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o
27	estructuras compactas, y/o subterránea.
28 Circuitos por torre:	Sin restricción. Será resultado del diseño y las
29	facilidades físicas. Se podrán compartir estructuras de
30	soporte con infraestructura existente. Se debe
31	considerar el alcance descrito en el Numeral 2 del
32	presente Anexo.
33 Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
34 Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.
35	

36 Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y
 37 subterráneas o subterráneas. Las longitudes de las líneas de transmisión serán función
 38 del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.
 39

40 3.2 Nivel de Corto Circuito

1 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la
2 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el Inversionista
3 deberá realizar los estudios necesarios, de tal manera que se garantice que el nivel de
4 corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La
5 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 s). Podrá servir
6 como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado
7 por la UPME o publicaciones realizadas por la UPME sobre estas características del STN.
8

9 **3.3 Materiales**

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

21 **3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible**

22
23 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
24 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
25 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al
26 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o
27 reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.
28

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

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

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

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

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

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

17 18 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

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

31 32 33 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

34 35 **4.1 General**

36 37 **4.1.1 Líneas 220 kV**

38
39 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de
40 230 kV:
41

Líneas de 220 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	220
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Número de circuitos por torre	Numeral 3.1	Unidad	
4	Sub-conductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	
6	Altura sobre el nivel del mar		m	Entre 80 y 110
7	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
8	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	
9	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
10	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que pueda tener importancia en el diseño del aislamiento	g/cm ²	
11	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		
12	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
13	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
14	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
15	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
16	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
17	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
18	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
19	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		

Líneas de 220 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
20	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
21	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
22	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

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

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

7
8 **4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión**

9
10 La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria
11 Pública UPME 06 – 2016, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo
12 tanto, a efectos de definir la ruta de la línea a 220 kV, será el Inversionista el responsable
13 de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las
14 autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento
15 Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las
16 restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general,
17 con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá
18 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que
19 pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

20
21 De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluida en este Anexo, muestra
22 la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre la subestaciones 220 kV de
23 Flores, Caracolí (Soledad) y Sabanalarga, sin considerar los Planes de Ordenamiento
24 Territorial que podrían tener algún efecto dentro de la misma, en el cual se han localizado
25 las alternativas de ruta, para cada línea, que se deben considerar a título exclusivamente
26 ilustrativo. Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de las alternativas de ruta para cada
27 línea con el propósito de que se conozca la altura típica sobre el nivel del mar de estas
28 alternativas estudiadas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad
29 los riesgos inherentes del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus
30 propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

1 Se aclara que el sitio de ubicación de la nueva Subestación no está definido aún. Por
 2 tanto, la ubicación señalada en las Figuras es tentativa y no corresponde a la ubicación
 3 exacta.

4
 5 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**
 6 **TEMPRANAS PROYECTO CARACOLÍ 220 Kv, TAMBIÉN DENOMINADA SOLEDAD, Y**
 7 **LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA**
 8 **PÚBLICA UPME 06 DE 2013”** se suministra información de referencia sobre las
 9 alternativas de ruta de la línea de transmisión estudiadas y la ubicación de las
 10 subestaciones. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las
 11 posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo
 12 para los diferentes Interesados.

13
 14 **4.3 Longitud Aproximada de la Línea**

15
 16 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos
 17 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para
 18 efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias
 19 evaluaciones, análisis y consideraciones.

20

Circuito	Tensión	Longitud aproximada
Flores – Caracolí (Soledad)	220 kV	23 km
Caracolí (Soledad) – Sabanalarga	220 kV	31 km
Caracolí (Soledad) hasta la intersección de Nueva Barranquilla – Tebsa	220 kV	2.5 km

21
 22 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 220 kV**

23
 24 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
 25 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección
 26 del Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y
 27 actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708
 28 de 30 de agosto de 2013, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción
 29 de la línea).

30
 31 Para el caso de la reconfiguración de líneas de transmisión, las especificaciones de
 32 diseño deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto en
 33 los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere
 34 cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al

1 detalle todas las características del diseño original de la Línea de Transmisión y
2 confrontarlas con la normatividad actual.

3
4 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor
5 cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.
6

7 **4.4.1 Aislamiento**

8
9 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de
10 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las nuevas subestaciones
11 y/o las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en ello, hacer el diseño
12 del aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de
13 aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en
14 las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en
15 particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos
16 desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las
17 barras de 220 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y
18 que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas
19 de crecimiento.
20

21 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de
22 diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante
23 descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de
24 la línea y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.
25

26 **4.4.2 Conductores de Fase**

27
28 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características
29 propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del
30 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por
31 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites
32 establecidos.
33

34 El conductor de fase de todos los circuitos de 220 kV deberá cumplir con las siguientes
35 exigencias técnicas:

- 36
37 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1000
38 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
39

- Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0556 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.

El conductor de fase, de los circuitos resultantes de la reconfiguración de Nueva Barranquilla – Tebsa 220 kV, deberán tener un conductor de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o mayor capacidad de corriente de las que tiene el conductor de fase existente que es ACAR 918 MCM. No obstante lo anterior, también se deberá cumplir con la exigencia técnica para el conductor de fase de todos los circuitos de 220 kV.

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

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

El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia establecidas en la normatividad aplicable.

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

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

4.4.3 Cable(s) de Guarda

El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda (convencionales u OPGW). De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda no deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado y deberá ser del tipo Alumoweld o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla

1 con las especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional
2 desde el punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los
3 cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas
4 eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de
5 comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del
6 cable o cables de guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito
7 monofásico de la línea que circulen por ellos.

8
9 Los cables a instalar en la reconfiguración deberán características técnicas iguales o
10 superiores a las de los cables existentes.

11
12 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,
13 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

14
15 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla
16 con las normas técnicas aplicables.

17
18 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la
19 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra
20 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas
21 del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

22 23 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

24
25 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del
26 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con
27 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que
28 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra
29 tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y
30 con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de las
31 tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en
32 servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del
33 RETIE y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable
34 si la norma ha sido objeto de actualización.

35 36 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

37
38 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea
39 para garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable
40 para ello, en la línea nueva. Para el caso de la reconfiguración de la línea existente,

1 deberá evaluar la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la
2 infraestructura actual.

3

4 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con
5 la norma técnica aplicable para ello, lo cual deberá soportar y poner en consideración del
6 Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos
7 asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del presente
8 Proyecto.

9

10 **4.4.6 Estructuras**

11

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

16

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

22

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

35

36 **4.4.7 Localización de Estructuras**

37

38 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de
39 seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a
40 peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos,
41 líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en

1 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la
2 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante
3 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE.

4 **4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores**

5
6
7 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección
8 anti-vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los espaciadores -
9 amortiguadores deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica
10 en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, tal como lo establece el Código de Redes
11 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones). El Inversionista determinará los
12 sitios de colocación, a lo largo de cada vano, de los espaciadores - amortiguadores de tal
13 manera que la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de
14 amortiguamiento será entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

15
16 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación
17 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio
18 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al
19 Interventor.

20 **4.4.9 Cimentaciones**

21
22
23 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de
24 cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución
25 CREG 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de
26 las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión
27 deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que
28 mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas
29 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en
30 los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

31 **4.4.10 Señalización Aérea**

32
33
34 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
35 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Armada Nacional, u
36 otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de
37 cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso
38 que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por
39 la carencia de ellos.

40

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

4.4.11 Obras Complementarias

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

4.5 Informe Técnico

14 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o
15 como se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el
16 Transmisor suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas
17 de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

- 18 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098
19 de 2000.
- 20 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
21 2000.
- 22 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
23 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 24 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de
25 2000.
- 26 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
27 Resolución CREG 098 de 2000.
- 28 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG
29 098 de 2000.

5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

1 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las ampliaciones de las
 2 subestaciones.

3

4 **5.1 General**

5

6 La información específica referente a las subestaciones, remitida por los propietarios de la
 7 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán
 8 suministrados por la UPME conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

9

10 La siguiente tabla presenta las características de las subestaciones y la infraestructura
 11 que hace parte del proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:

12

DESCRIPCIÓN	FLORES 220 kV	CARACOLÍ (SOLEDAD) 220 kV	SABANALARGA 220 kV
Configuración	Encapsulada doble barra con seccionador by-pass	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio
Subestación nueva	NO	SI	NO
Propietario de la subestación	CELSIA S.A. E.S.P.	Convocatoria Pública 06 – 2013	TRANSELCA S.A. E.S.P.
Número de bahías de línea a instalar	1	4	1
Número de bahías de transformación a instalar	0	2	0

13

14 **5.1.1 Predios de las Subestaciones**

15

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

23

24 El Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta, y
 25 en cualquier caso, se deberán considerar los riesgos de inundación, condición que deberá
 26 ser investigada en detalle por el Inversionista.

1
2 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**
3 **TEMPRANAS PROYECTO CARACOLÍ 220 Kv, TAMBIÉN DENOMINADA SOLEDAD, Y**
4 **LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA**
5 **PÚBLICA UPME 06 DE 2013”** se suministra información de referencia sobre las
6 alternativas de ruta de la línea de transmisión estudiadas y la ubicación de las
7 subestaciones. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las
8 posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo
9 para los diferentes Interesados.

10 11 **5.1.1.1 Predio de la Subestación Flores 220 kV**

12
13 La Subestación Flores 220 kV está localizada en la ciudad de Barranquilla, en las
14 siguientes coordenadas aproximadas:

15
16 Latitud: 11° 1' 45.14" N
17 Longitud: 74° 48' 28.38" O
18

19 **5.1.1.2 Predio de la Subestación Caracolí (Soledad) 220 kV**

20
21 Será el que seleccione el Inversionista al inicio de la ejecución, en inmediaciones del
22 municipio de Soledad en el departamento de Atlántico, considerando las facilidades para
23 los accesos de las líneas de transmisión objeto del Proyecto y el acceso de los equipos de
24 conexión del STR, en cualquiera de las dos siguientes ubicaciones:

- 25
- 26 • En el área propuesta por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. según se indica en la
27 Figura No. 6. No obstante, se deberán realizar las verificaciones a que haya lugar
28 de conformidad con lo establecido en el Plan de Ordenamiento Territorial – POT
29 del Municipio de Soledad (Atlántico), el uso del suelo, demás reglamentación
30 aplicable, permisos necesarios y las posibilidades físicas, evitando que se limite la
31 expansión futura de dicha Subestación y la entrada o salida de líneas del STN,
32 STR y SDL.
33
 - 34 • En un área localizada en un radio máximo de 2 km a partir del punto de
35 coordenadas 10° 53' 35.80"N – 74° 48' 49.72"O.
36

37 El Transmisor deberá dotar la Subestación Caracolí (Soledad) del espacio físico necesario
38 para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 06-
39 2013, los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.2 de este Anexo 1 a nivel del
40 STN y el espacio requerido para la instalación de la subestación del Sistema de

1 Transmisión Regional – STR de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. tal como se describe en el
2 numeral 5.1.2.

3
4 A diferencia del STR, el espacio requerido para el Sistema de Distribución Local – SDL y
5 sus reservas futuras, no estará a cargo del Transmisor; no obstante, podrá ser acordado
6 entre el Transmisor y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

7
8 No será obligación del Transmisor, entregar adecuado el terreno con destino a la
9 subestación del STR y del SDL en caso de llegar a un acuerdo para esta última.

10 11 **5.1.1.3 Predio de la Subestación Sabanalarga 220 kV**

12
13 La Subestación Sabanalarga 220 kV, está ubicada en el municipio de Sabanalarga en el
14 Departamento de Atlántico, en las siguientes coordenadas aproximadas:

15
16 Latitud: 10° 39' 48.87" N
17 Longitud: 74° 54' 42.11" O

18 19 **5.1.2 Espacios de reserva**

20
21 Los espacios de reserva futuros del STN son objeto de la presente Convocatoria Pública
22 UPME 06 – 2013 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos
23 constitutivos del módulo común, como se describe en el Numeral 3.6 del presente Anexo
24 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de la presente Convocatoria.

25
26 A nivel del STN, en la Subestación Caracolí (Soledad) se deberán incluir espacios de
27 reserva para la futura instalación de:

- 28
29 • Cuatro (4) bahías a 220 kV, sean de línea o de transformación.

30
31 A nivel del STR, en la Subestación Caracolí (Soledad) se deberán incluir espacios para la
32 futura instalación de:

- 33
34 • Dos (2) transformadores 220/110 kV de 150 MVA.
- 35 • Dos (2) bahías de transformación a 110 kV.
- 36 • Siete (7) bahías de línea a 110 kV (5 previstas y 2 futuras).
- 37 • Un transformador 220/110 kV futuro y su respectiva bahía a 110 kV.

38
39 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las subestaciones existentes o nuevas
40 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,
41 edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

1
2 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos
3 en los espacios de reserva previstos para futuras ampliaciones del STN, es decir, deberá
4 dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las
5 obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore.
6 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán
7 estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación,
8 hasta tanto sean ocupados.

9
10 El Transmisor preparará un documento en el cual se indiquen las características de los
11 espacios de reserva establecidos en el presente Anexo y planos con la disposición de los
12 espacios propuesta para la ubicación futura de las bahías de reserva. Esto deberá ser
13 entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las exigencias para los
14 espacios de reserva.

15 16 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

17
18 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
19 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
20 protección de las nuevas bahías, con la infraestructura existente en cada una de las
21 subestaciones intervenidas por el Proyecto.

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

27 28 **5.1.4 Servicios Auxiliares**

29
30 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la
31 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.

32 33 **5.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

34
35 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo, actual y futuro, del
36 patio de conexiones a 220 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03 –
37 2013, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera,
38 considerando la disponibilidad de espacio en los predio y las eventuales restricciones o
39 condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área. Igualmente estarán
40 a cargo del Inversionista las vías de acceso a los predios de las subestaciones Flores 220

1 kV, Caracolí (Soledad) 220 kV, y Sabanalarga 220 kV y/o adecuaciones que sean
2 necesarias.

3

4 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura
5 y módulo común que se requieran en la subestación Caracolí (Soledad) 220 kV, es decir,
6 las obras civiles y los equipos que sirven a las subestaciones y que son utilizados por
7 todas las bahías, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria
8 Pública; adicionalmente, las adecuaciones necesarias en las subestaciones Flores 220 kV
9 y Sabanalarga 220 kV. La infraestructura y módulo común, estará conformados como
10 mínimo por los siguientes componentes:

11

12 Infraestructura civil: Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino
13 si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de reserva para
14 ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación y/o adecuación de las
15 existentes; las vías internas de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del
16 terreno; el espacio para las bahías futuras junto con su adecuación y en general, todas
17 aquellas obras civiles necesarias en la Subestación. En el espacio que ocupará la
18 Subestación, las obras civiles incluyen: alcantarillado; barreras de protección y de acceso
19 al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico
20 y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior
21 y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para
22 la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.

23

24 Equipos: Incluye, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de
25 protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación 220 kV,
26 los materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares AC
27 y DC, los equipos de conexión a 220 kV, todo el cableado necesario y las obras civiles
28 asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías, a
29 las subestaciones existentes, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y
30 servicios auxiliares.

31

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

34

35 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
36 pertinente, en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995
37 o aquella que la modifique o sustituya).

38

39 NOTA: Para los módulos de alta de los transformadores de conexión al STN, en la
40 Subestación Caracolí (Soledad) 220 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública
41 UPME 06 – 2013, el Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red

1 todas las facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo
2 referente a conexiones de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas entre otras
3 posibles.

4 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

6
7 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
8 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
9 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
10 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
11 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
12 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
13 eminentemente técnicos y de calidad.

14 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

16
17 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
18 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de
19 acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of
20 Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al
21 Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son
22 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

23 **5.3.1 Procedimiento General del Diseño**

24
25 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 26
27
28 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto,
29 que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

30
31 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
32 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
33 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las
34 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
35 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
36 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
37 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas
38 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
39 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
40 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
41 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte,

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

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

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

20
21 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
22 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
23 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán
24 reuniones conjuntas entre ambas partes con el fin de lograr los acuerdos
25 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

26
27 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el
28 Inversionista, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
29 Proyecto.

30
31 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
32 documento de cumplimiento obligatorio.

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

37
38 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
39 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
40 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la

1 pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la
2 operación y mantenimiento.

3
4 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y
5 entregada a la Interventoría para revisión.

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

14
15 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la
16 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.
17 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o
18 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al
19 Inversionista y a la UPME si es del caso.

20
21 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la
22 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y
23 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos
24 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las
25 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

26
27 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la
28 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si
29 es del caso.

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

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

40

1 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,
2 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista.

4 **5.3.2 Estudios del Sistema**

6 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines
7 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros
8 útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los
9 posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos
10 y/o memorias de cálculo:

- 12 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
13 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos,
14 sísmicos y de resistividad.
- 16 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 18 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
19 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 21 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 23 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
24 distancias eléctricas.
- 26 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
27 y a corto circuito.
- 29 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
30 aislados.
- 32 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 34 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 36 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 38 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 40 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo
41 con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

- 1
2 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
3 de fallas.

4
5 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
6 como mínimo los siguientes aspectos:

- 7
8 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
9
10 - Origen de los datos de entrada.
11
12 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
13 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
14
15 - Resultados.
16
17 - Bibliografía.

18 19 **5.3.3 Distancias de Seguridad**

20
21 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los
22 lineamientos establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

23 24 **5.4 Equipos de Potencia**

25 26 **5.4.1 Interruptores**

27
28 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
29 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
30 publicación IEC 62271-100, "*High voltage alternating current circuit breakers*" o ANSI.

31
32 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener
33 mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

34
35 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el
36 grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, No se
37 permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para ninguno de los
38 interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

39
40 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
41 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los

1 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
2 Interventoría.

3
4 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
5 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a
6 los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su
7 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer
8 las respectivas pruebas a su costa.

9 10 **5.4.2 Descargadores de Sobretensión**

11
12 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “*surge arrester*” o su
13 equivalente en ANSI. Los descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin
14 explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se
15 conectarán fase a tierra.

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

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

27 28 **5.4.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

29
30 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC
31 62271-102, “*Alternating current disconnectors and earthing switches*” o su equivalente en
32 ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los
33 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas
34 por los otros circuitos.

35
36 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
37 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
38 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
39 Interventoría.

40

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

7 **5.4.4 Transformadores de Tensión**

8
9 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 61869-1, IEC 60358, IEC 61869-5
10 o su equivalente en ANSI.
11

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

18 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
19 rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1, IEC 60358 cláusula 7.1. o su
20 equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
21 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.
22

23 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
24 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión
25 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
26 61869-1, e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Inversionista no
27 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
28

29 **5.4.5 Transformadores de Corriente**

30
31 Los transformadores de corriente deben cumplir con las normas IEC 61869-1 e IEC
32 61869-2 o su equivalente en ANSI.
33

34 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación
35 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
36 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
37 025 de 1995, en su última revisión.
38

39 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
40 de rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1 e IEC 61869-2 o su equivalente en

1 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
2 pertinentes de la Interventoría.
3

4 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
5 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente
6 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
7 61869-1 e IEC 61869-2, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos
8 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
9

10 **5.4.6 Equipo GIS o Híbrido**

11
12 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substation) o
13 Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la
14 siguiente normatividad:

- 15 • Instrument transformer – IEC 61869-1
- 16 • Insulation Coordination – IEC60071
- 17 • High voltage switchgear and controlgear - IEC 62271-4
- 18 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 19 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 20 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 21 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 22 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 23 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 24 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 25 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 26 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

27
28 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta
29 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.
30

31 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
32 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.
33

5.5 Equipos de Control y Protección en cada Subestación

5.5.1 Sistemas de Protección

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

El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, incluyendo sus modificaciones o actualizaciones.

Las bahías de línea deberán acoplarse al esquema de protección diferencial de barras existente en la Subestación. Para nuevas subestaciones deberá consistir de un sistema de protección diferencial de barras, porcentual o moderada.

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

5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	<p>Corresponde a los sistemas remotos de información.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.</p> <p>Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.</p>	<p>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.</p> <hr/> <p>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.</p>
2	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p> <p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	<p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los</p>

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

1
2
3
4
5

5.5.2.1 Características Generales

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

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

12

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

17

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

21

22 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
23 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.

24

25 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
26 ➤ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
27 equipos vía la red.
28 ➤ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
29 Automatización de la Subestación.

30

31 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
32 funciones:

33

34 ➤ Gestión de las bases de datos del sistema.
35 ➤ Permitir la integración de elementos futuros.
36 ➤ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
37 ➤ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
38 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
39 detener el sistema.
40 ➤ Mantenimiento de cada equipo.
41 ➤ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
del sistema.

1
2 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
3 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la
4 Subestación y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de
5 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los
6 protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de
7 implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
8 responsabilidad del Inversionista.

9
10 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
11 Subestación:

- 12 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
13 Subestación.
- 14
- 15 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
16 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización
17 proveniente de un reloj GPS.
- 18
- 19 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
20 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

21
22 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para
23 el correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de
24 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este
25 aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los
26 protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.

27 28 **5.5.3 Medidores Multifuncionales**

29
30 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
31 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,
32 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con
33 emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben
34 cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995,
35 en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

36 37 **5.5.4 Controladores de Bahía**

38
39 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
40 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
41 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para

1 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá
2 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

3
4 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
5 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
6 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
7 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con
8 un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como
9 mínimo:

- 10
11 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
12
13 - Despliegue de alarmas.
14
15 - Despliegue de eventos.
16
17 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
18
19 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
20
21 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
22 función.
23
24 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

28
29 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
30 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

31 32 **5.5.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

33
34 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
35 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
36 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

37
38 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz
39 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y
40 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de

1 servicios 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
- 6 - Despliegue de alarmas.
- 7
- 8 - Despliegue de eventos.
- 9
- 10 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 11
- 12 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
13 función.
- 14
- 15 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 16

17 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
18 puertos para la comunicación.

19 **5.5.6 Switches**

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

- 23 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard - "error free" networking device*.
- 24
- 25 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
- 26
- 27 - Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 28 • IEEE 802.1d, *message prioritization y rapid spanning tree* en MAC Bridges
 - 29 • IEEE 802.1q VLAN
- 30
- 31 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 32
- 33 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
34 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 35
- 36 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
37 más exigente.
- 38
- 39
- 40
- 41

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

4 5 **5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

6
7 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

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

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

18
19 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores
20 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con
21 autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

22 23 **5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

24 25 **5.5.8.1 Controlador de la Subestación**

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

35
36 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
37 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
38 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
39 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores
40 de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,

1 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de
2 gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

4 **5.5.8.2 Registradores de Fallas**

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

13 **5.5.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

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

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

- 24 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 26 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 28 - Comunicación con el CND.
- 30 - Comunicación con la red de área local.
- 32 - Facilidades de mantenimiento.
- 34 - Facilidades para entrenamiento.
- 36 - Función de bloqueo.
- 38 - Función de supervisión.
- 40 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.

- 1 - Guía de operación.
- 2
- 3 - Manejo de alarmas.
- 4
- 5 - Manejo de curvas de tendencias.
- 6
- 7 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 8
- 9 - Marcación de eventos y alarmas.
- 10
- 11 - Operación de los equipos.
- 12
- 13 - Programación, parametrización y actualización.
- 14
- 15 - Reportes de operación.
- 16
- 17 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 18
- 19
- 20 - Secuencia de eventos.
- 21
- 22 - Secuencias automáticas.
- 23
- 24 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 25
- 26 - Supervisión de la red de área local.
- 27

5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

5.6 Obras Civiles

Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles asociadas a las subestaciones intervenidas por el Proyecto con el siguiente alcance:

- Diseño y construcción de todas las obras civiles para las nuevas bahías en las subestaciones existentes y/o nuevas incluyendo, entre otras, la construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control, de requerirse.

- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en las subestaciones deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.
- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

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

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

5.7 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

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 y los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND.

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

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

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

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

6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

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

- Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.

- 1
- 2 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 3
- 4 - Diagrama Unifilar.
- 5
- 6 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
- 7 Proyecto.
- 8
- 9 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 10
- 11 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 12
- 13 - Cronograma de pruebas.
- 14
- 15 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías
- 16 con información definitiva.
- 17
- 18 - Protocolo de energización.
- 19
- 20 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 21
- 22 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 23 punto de conexión.
- 24
- 25 - Carta de declaración en operación comercial.
- 26
- 27 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 28 actualizados por el CND.
- 29
- 30

31 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

32
33 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
34 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

35 36 37 8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

38
39 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 06 – 2016, como costos
40 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital
41 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los

1 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
2 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información
3 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos
4 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

7 9. FIGURAS

8
9 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

10
11 **Figura 1.** Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental - Mapa
12 referencial e ilustrativo únicamente.

13
14 **Figura 2.** Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e
15 ilustrativo únicamente.

16
17 **Figura 3.** Diagrama. Unifilar Subestación Flores 220 kV.

18
19 **Figura 4.** Diagrama. Unifilar Subestación Caracolí (Soledad) 220 kV.

20
21 **Figura 5.** Diagrama. Unifilar Subestación Sabanalarga 220 kV.

22
23 **Figura 6.** Ubicación Subestación Caracolí (Soledad) propuesta por ELECTRICARIBE.