

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 LA SUBESTACIÓN CARACOLÍ 220 kV Y LAS LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN ASOCIADAS**

Bogotá D. C., diciembre de 2013

ÍNDICE

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

1. CONSIDERACIONES GENERALES.....	5
1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	5
1.2 Definiciones	6
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	6
2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones	7
2.1.1 Subestación Flores 220 kV	7
2.1.2 Subestación Caracolí 220 kV	8
2.1.3 Subestación Sabanalarga 220 kV	9
2.2 Puntos de Conexión del Proyecto.....	10
2.2.1 En la Subestación Flores 220 kV	10
2.2.2 En la Subestación Caracolí 220 kV.....	10
2.2.3 En la Subestación Sabanalarga 220 kV.....	11
3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	12
3.1 Parámetros del Sistema.....	12
3.2 Nivel de Corto Circuito	13
3.3 Materiales	13
3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible.....	13
3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	14
3.6 Infraestructura y Módulo Común.....	14
3.7 Pruebas en Fábrica.....	15
3.8 Espacios de Reserva	16
4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 220 kV.....	17
4.1 General	17
4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 220 kV	18
4.3 Longitud Aproximada de la Línea	19
4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 220 kV	20
4.4.1 Aislamiento.....	20
4.4.2 Conductores de Fase	20
4.4.3 Cable(s) de Guarda.....	21
4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	22
4.4.5 Transposiciones de Línea	22
4.4.6 Estructuras	22
4.4.7 Localización de Estructuras	23
4.4.8 Sistema Antivibratorio	23
4.4.9 Cimentaciones	24
4.4.10 Señalización Aérea	24
4.4.11 Obras Complementarias	24

1	4.5	Informe Técnico	24
2	5.	ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	25
3	5.1.	General	25
4	5.1.1.	Predios de las subestaciones de 220 kV	26
5	5.1.2.	Conexiones con Equipos Existentes	27
6	5.1.3.	Servicios Auxiliares	28
7	5.1.4.	Infraestructura y Módulo Común	28
8	5.2.	Normas para Fabricación de los Equipos	28
9	5.3.	Condiciones Sísmicas de los equipos	28
10	5.3.1.	Procedimiento General del Diseño	28
11	5.3.2.	Estudios del Sistema.....	31
12	5.3.3.	Distancias de Seguridad	32
13	5.4.	Equipos de Potencia	33
14	5.4.1.	Interruptores.....	33
15	5.4.2.	Descargadores de Sobretensión.....	33
16	5.4.3.	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	34
17	5.4.4.	Transformadores de Tensión	34
18	5.4.5.	Transformadores de Corriente	35
19	5.4.6.	Equipo GIS.....	35
20	5.5.	Equipos de Control y Protección.....	36
21	5.5.1.	Sistemas de Protección	36
22	5.5.2.	Sistema de Automatización y Control de la Subestación.....	37
23	5.5.2.1.	Características Generales:.....	39
24	5.5.3.	Medidores Multifuncionales.....	41
25	5.5.4.	Controladores de Bahía	41
26	5.5.5.	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	42
27	5.5.6.	Switches.....	43
28	5.5.7.	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	44
29	5.5.8.	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	44
30	5.5.8.1.	Controlador de la Subestación	44
31	5.5.8.2.	Registradores de Fallas.....	45
32	5.5.8.3.	Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación.....	45
33	5.5.9.	Requisitos de Telecomunicaciones.....	46
34	5.6.	Obras Civiles.....	46
35	5.7.	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	47
36	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	48
37	6.1.	Pruebas y Puesta en Servicio.....	48
38	6.2.	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	49
39	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	50
40	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	50

1 9. FIGURAS.....50
2

PRE-PUBLICACIÓN

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 y la ejecución de las obras. **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

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

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

17 1.2 Definiciones

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

23 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

24
25
26 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,
27 operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia
28 Generación – Transmisión 2012 – 2025”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de
29 Minas y Energía 18 0423 de marzo 21 de 2012, modificada por la Resolución MME No.
30 91159 del 26 de diciembre de 2013, así:

- 31
32 i. Construcción de la nueva Subestación Caracolí 220 kV con dos (2) bahías de línea
33 asociadas y dos (2) bahías de transformación a 220 kV, a ubicarse en inmediaciones
34 de los municipios de Soledad – Atlántico, al suroriente de la ciudad de Barranquilla.
35
36 ii. Construcción de una línea en circuito sencillo 220 kV con un longitud aproximada de
37 22 km, desde la nueva subestación Caracolí 220 kV hasta la subestación Flores 220
38 kV.
39

iii. Construcción de una línea en circuito sencillo 220 kV con un longitud aproximada de 31 km sobre estructuras para doble circuito las cuales finalmente quedan con una terna disponible, desde la nueva subestación Caracolí 220 kV hasta la subestación Sabanalarga 220 kV.

iv. Instalación de una (1) bahía de línea 220 kV en la subestación Flores 220 kV.

v. Instalación de una (1) bahía de línea 220 kV. la subestación Sabanalarga kV.

NOTA: los bancos de transformadores que se conectarán en la Subestación Caracolí 220/110 kV y sus respectivas bahías en el lado de 110 kV no hacen parte del objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 06-2013, ya que se trata de activos de uso del nivel de tensión 4. La frontera entre el Transmisor y el OR en la Subestación Caracolí 220 kV será en los bornes de alta de los transformadores.

2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones

2.1.1 Subestación Flores 220 kV

La obra en la subestación Flores 220 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la instalación de una (1) nueva bahía de línea a 220 kV para el circuito proveniente de la nueva subestación Caracolí 220 kV.

Esta bahía deberá mantener la configuración actual de la Subestación Flores 220 kV, la cual es Doble Barra con seccionador bypass. La bahía deberá estar compuesta por equipo GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, dadas las limitaciones de espacio.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente en la Subestación Flores 220 kV.

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN FLORES 220 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración Doble Barra con seccionador bypass.	1
2	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

1 El diagrama unifilar de la Subestación Flores 220 kV se muestra en la Figura 3.

2
 3 **2.1.2 Subestación Caracolí 220 kV**

4
 5 Las obras en la Subestación Caracolí 220 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la
 6 selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva subestación a
 7 220 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. Los equipos a instalar
 8 podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas
 9 Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo
 10 exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos
 11 los demás requisitos establecidos en los DSI.

12
 13 La Subestación Caracolí 220 kV deberá ser construida en configuración interruptor y
 14 medio y deberá incluir cuatro (4) bahías, dos (2) para las dos líneas de 220 kV que irán
 15 desde la nueva subestación Caracolí 220 kV, una hacia la subestación Flores 220 kV y la
 16 otra hacia la Subestación Sabanalarga 220 kV, y dos (2) bahías de transformación para la
 17 conexión al STN del Operador de Red (OR) – ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Los espacios
 18 de reserva en 220 kV que se deberán prever son los señalados en el numeral 3.8 del
 19 presente Anexo. Si bien el terreno para la instalación de los equipos del OR, debe ser
 20 previsto por el Transmisor, las condiciones para acceder al uso del terreno deben ser
 21 acordados por las partes en el Contrato de Conexión.

22
 23 El diagrama unifilar de la subestación Caracolí 220 kV se muestra en la Figura 4. Sin
 24 embargo, el Transmisor en coordinación con el OR responsable de los transformadores
 25 que se conectarán allí, podrán llegar a un acuerdo para efectos de reubicación física de
 26 las bahías de la Subestación, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad; en
 27 tal caso, el diagrama unifilar de la subestación objeto de la presente Convocatoria Pública,
 28 podrá ser modificado previa revisión y concepto del Interventor y aprobación de la UPME.

29
 30 La subestación Caracolí 220 kV estará compuesta por los módulos que se indican a
 31 continuación:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CARACOLÍ 220 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	2
2	Bahías de transformación, configuración de interruptor y medio.	2
3	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	2

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CARACOLÍ 220 kV	CANTIDAD
4	Módulo de barraje tipo 2, configuración interruptor y medio.	1
5	Protección diferencial de barras tipo 2	1
6	Módulo común tipo 2	1
7	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

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

6
 7 El diagrama unifilar de la Subestación Caracolí 220 kV se muestra en la Figura 4.

8
 9 **2.1.3 Subestación Sabanalarga 220 kV**

10
 11 La obra en la subestación Sabanalarga 220 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la
 12 instalación de una (1) nueva bahía de línea a 220 kV para el circuito proveniente de la
 13 Subestación Caracolí 220 kV.

14
 15 Esta bahía deberá mantener la configuración actual de la Subestación Sabanalarga 220
 16 kV, la cual es interruptor y medio. Los equipos requeridos permitirán completar el diámetro
 17 que se compartirá con el circuito de línea a Fundación.

18
 19 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en
 20 funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones con la
 21 infraestructura existente en la Subestación Sabanalarga 220 kV.

22

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

23
 24 El diagrama unifilar de la Subestación Sabanalarga 220 kV se muestra en la Figura 5.

1
2 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**
3

4 El Transmisor, además de adquirir el predio para la construcción de la nueva Subestación
5 Caracolí 220 kV, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de
6 los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el
7 responsable y propietario de los activos relacionados.
8

9 **2.2.1 En la Subestación Flores 220 kV**
10

11 El propietario de la Subestación Flores 220 kV es TRANSELCA S.A. E.S.P. Esta
12 subestación, a nivel de 220 kV tiene una configuración Doble Barra con seccionador
13 bypass.
14

15 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 06-2013 en
16 la Subestación Flores 220 kV, es el barraje 220 kV.
17

18 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
19 Pública UPME 06 - 2013 y TRANSELCA S.A. E.S.P. deberá incluir, como mínimo y según
20 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para las
21 obras de ampliación a fin de ubicar una (1) nueva bahía de línea a 220 kV; las
22 condiciones para acceder al espacio para la ubicación de los tableros de control y
23 protecciones de los módulos de 220 kV; el enlace al sistema de control del CND; en el
24 evento en que se acuerde el suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están
25 siendo remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las
26 partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG
27 que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la presente
28 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas. No obstante las partes en
29 caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación
30 de la fecha de firma del contrato de conexión.
31

32 **2.2.2 En la Subestación Caracolí 220 kV**
33

34 El propietario de la Subestación Caracolí a 220 kV será el Inversionista resultante de la
35 Convocatoria Pública UPME 06-2013. Esta Subestación tendrá una configuración de
36 interruptor y medio, la cual estará compuesta por los elementos establecidos en el
37 Numeral 2.1 del presente Anexo.
38

1 De acuerdo con lo solicitado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., se prevé la conexión de
2 dos (2) bancos de transformadores 220/110 kV de 150 MVA cada uno, en la Subestación
3 Caracolí 220 kV.

4
5 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
6 Pública UPME 06-2013 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. deberá incluir, como mínimo y
7 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno
8 para la ubicación de los dos (2) bancos de transformación 220/110 kV, del espacio para
9 las previsiones futuras solicitadas por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y del espacio para la
10 ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos de 220 kV; enlace al
11 sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato
12 de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes
13 a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del
14 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus
15 condiciones básicas. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la
16 UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de
17 conexión.

18 19 **2.2.3 En la Subestación Sabanalarga 220 kV**

20
21 El propietario de la Subestación Sabanalarga 220 kV es ISA S.A. E.S.P. Esta subestación,
22 a nivel de 220 kV tiene una configuración interruptor y medio.

23
24 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 06-2013 en
25 la Subestación Sabanalarga 220 kV, es el barraje 220 kV.

26
27 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
28 Pública UPME 06 - 2013 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según
29 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para las
30 obras de ampliación a fin de ubicar una (1) nueva bahía de línea a 220 kV; las
31 condiciones para acceder al espacio para la ubicación de los tableros de control y
32 protecciones de los módulos de 220 kV; el enlace al sistema de control del CND; en el
33 evento en que se acuerde los servicios de administración y operación de los activos de
34 220 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están siendo remunerados
35 actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los
36 cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los
37 Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la presente Convocatoria Pública, al
38 menos en sus condiciones básicas. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán
39 solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del
40 contrato de conexión.

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

4 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
 5 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
 6 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
 7 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
 8 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
 9 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
 10 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.
 11

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

15 **3.1 Parámetros del Sistema**
 16

17 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir
 18 con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la
 19 Interventoría para la UPME.
 20

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

28
 29 **Línea de transmisión Flores – Caracolí 220 kV:**
 30

31 Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o subterránea
32 Circuitos por torre:	Uno (1)
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 NOTA: la línea de transmisión Flores – Caracolí 220 kV, podrá ser totalmente aérea o
 37 parcialmente aérea y subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios
 38 pertinentes que realice el Inversionista.
 39

40 **Línea de transmisión Caracolí - Sabanalarga 220 kV:**

1		
2	Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas
3	Circuitos por torre:	Dos (2), uno de los cuales se tenderá posteriormente
4		y no hace parte de la presente Convocatoria UPME
5		06-2013.
6	Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
7	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.
8		

9 NOTA: la totalidad de la línea de transmisión Caracolí – Sabanalarga 220 kV, deberá
10 estar dispuesta para doble circuito.

11

12 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

13

14 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la
15 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el Inversionista
16 deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de
17 corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La
18 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 s). Podrá servir
19 como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado
20 por la UPME.

21

22 **3.3 Materiales**

23

24 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad,
25 libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser
26 tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el
27 Proyecto, listados en la tabla No. 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de
28 producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar
29 para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las
30 anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE
31 antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará
32 sobre el Reglamento actualmente vigente.

33

34 **3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible**

35

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

1
2 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima
3 de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
4 tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de
5 buen tiempo.

6
7 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares
8 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de
9 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio
10 de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

11 12 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

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

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

27 28 **3.6 Infraestructura y Módulo Común**

29
30 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro de los
31 patios de conexiones del nivel 220 kV, junto con los espacios de acceso, vías internas y
32 edificios. Igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de la
33 Subestación Caracolí 220 kV y/o adecuaciones que sean necesarias.

34
35 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura
36 y módulo común de la Subestación Caracolí 220 kV, es decir las obras civiles y los
37 equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías de la
38 subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria
39 Pública. La infraestructura y módulo común de la subestación, estarán conformadas como
40 mínimo por los siguientes componentes:

1 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto
2 vecino si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de
3 reserva para ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestaciones; las vías
4 internas de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del terreno; y el espacio
5 para las bahías futuras junto con su adecuación. En el espacio que ocupará la
6 Subestación, las obras civiles incluyen: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y
7 de acceso al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes;
8 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto / alcantarillados vecinos, si existen,
9 alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos
10 de conexión para la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras
11 instalaciones.

12
13 **Equipos:** incluye los sistemas de automatización, de gestión de medición, de
14 protecciones y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación a 220 kV, los
15 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares, los
16 equipos de conexión a 220 kV, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas.
17 Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías a las
18 subestaciones existentes de los extremos remotos de las líneas asociadas a las
19 subestaciones 220 kV, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y
20 servicios auxiliares.

21
22 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las
23 previsiones que faciliten la evolución de la Subestación.

24
25 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
26 pertinente, en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de
27 1995, o aquella que la modifique o sustituya).

28
29 **NOTA:** Para los módulos de alta de los transformadores de conexión al STN, en la
30 Subestación Caracolí 220 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 06-2013,
31 el Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las facilidades
32 para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a conexiones
33 de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas entre otras posibles.

3.7 Pruebas en Fábrica

34
35
36
37 Una vez el Inversionista haya seleccionado el equipo a utilizar deberá entregar al
38 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en
39 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y
40 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las

1 normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del
2 Inversionista.

3
4 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser
5 sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la
6 norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser
7 avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

9 **3.8 Espacios de Reserva**

10
11 Los espacios de reserva están clasificados según sean requeridos para las necesidades
12 futuras del STN o del STR o del SDL. Los espacios de reserva futuros del STN son objeto
13 de la presente Convocatoria por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y
14 equipos constitutivos del módulo común, como se describe en el Numeral 3.6 del presente
15 Anexo 1. Los espacios de reserva futuros para el STR y/o del SDL deben ser previstos
16 por el Adjudicatario según el requerimiento del Operador de Red, de acuerdo con lo
17 indicado en el presente Numeral y mostrado en la Figura 4; no obstante, los mismos no
18 son objeto de la presente Convocatoria, el nivel de adecuación de los terrenos, la
19 definición de las áreas, entre otros aspectos, deberán ser acordados con el Operador de
20 Red en el respectivo Contrato de Conexión.

21
22 El Inversionista deberá prever en la Subestación Caracolí 220 kV los espacios físicos
23 necesarios para la construcción de futuras bahías, sean de línea o de transformación, no
24 obstante lo anterior, los equipos para las bahías futuras no son parte del Proyecto.

25
26 Entre las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:

- 27
- 28 • Dos (2) diámetros completos para cuatro (4) bahías a 220 kV, sean de línea o de
29 transformación. Ver Figura 4.
 - 30 • A nivel de STR: El Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados
31 como Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de
32 prever espacios de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello haga parte
33 del alcance de la presente Convocatoria Pública.

34
35 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos
36 en los espacios de reserva previstos para futuras ampliaciones del STN, es decir, deberá
37 dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las
38 obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore.

1 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán
 2 estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación,
 3 hasta tanto sean ocupados.

4
 5 El Transmisor preparará un documento que deberá entregar al Interventor en el cual se
 6 indiquen las características de los espacios de reserva establecidos en el presente Anexo,
 7 de igual forma el Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios
 8 de reserva.

9
 10
 11 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 220 kV**

12
 13
 14 **4.1 General**

15
 16 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de
 17 220 kV:
 18

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	Queda un circuito disponible (Línea Caracolí – Sabanalarga 220 kV)	Unidad	1
4	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	-
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	-
6	Altura promedio sobre el nivel del mar		m	Entre 80-110
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 salina	Línea costera distante de la orilla del mar entre 0 y 25 kilómetros	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	Código de Redes o RETIE		

Líneas de 220 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
	cables	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		
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 la Línea de Transmisión 220 kV**

9

10 La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria
 11 Pública UPME 06-2013, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto,
 12 a efectos de definir la ruta de la línea a 220 kV, será el Inversionista el responsable de
 13 realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los
 14 asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se
 15 puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de
 16 influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones
 17 existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
 18 Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden
 19 nacional, regional o local.

20

1 De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluida en este Anexo, muestra
 2 la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre las subestaciones 220 kV Flores,
 3 Caracolí y Sabanalarga, sin considerar los Planes de Ordenamiento Territorial que
 4 podrían tener algún efecto dentro de la misma, en el cual se han localizado tres (3)
 5 alternativas de ruta que se deben considerar a título exclusivamente ilustrativo. Se aclara
 6 que el sitio de ubicación de la nueva Subestación Caracolí 220 kV no está definido aún y
 7 es parte del alcance a cargo del Inversionista. Por tanto esta ubicación es teórica y
 8 tentativa y no corresponde a la ubicación exacta que tendrá esta Subestación.
 9 Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de las tres (3) alternativas de ruta ya mencionadas
 10 con el propósito de que se conozca la altura sobre el nivel del mar típica de estas
 11 alternativas estudiadas.

12
 13 **NOTA:** la línea de transmisión Flores – Caracolí 220 kV, podrá ser totalmente aérea o
 14 parcialmente aérea y subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios
 15 pertinentes que realice el Inversionista. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en
 16 su integridad los riesgos inherentes al desarrollo del Proyecto, para ello deberá validar la
 17 información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes,
 18 entre otras.

19
 20 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS DEL**
 21 **PROYECTO CARACOLÍ 220 KV Y SUS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS**
 22 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 06 DE 2013”** se suministra
 23 información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión
 24 estudiadas y para la localización del predio de la Subestación. El objeto de este
 25 documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones
 26 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados.

27
 28 **4.3 Longitud Aproximada de la Línea**

29
 30 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos
 31 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para
 32 efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias
 33 evaluaciones, análisis y consideraciones.

34

Circuito	Tensión	Longitud Aproximada
Flores – Caracolí	220 kV	22 km
Caracolí – Sabanalarga	220 kV	31 km

4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 220 kV

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

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

4.4.1 Aislamiento

El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones de contaminación salina de la zona en la que se construirán las líneas y la nueva subestación 220 kV, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento de la línea y de los equipos de subestación, la coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 220 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

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

4.4.2 Conductores de Fase

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

El conductor para la línea de 220 kV Flores – Caracolí – Sabanalarga deberá tener:

- Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1000 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase de 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.
- Por el ambiente salino presente en la zona, los conductores deberán ser de los tipos 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.

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

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.

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). Por el ambiente salino presente en la zona, los cables de guarda no deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado. El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos.

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

3
4 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla
5 con las normas técnicas aplicables.

6
7 En el evento de que el Inversionista decida usar la nueva línea que interconecta las
8 Subestaciones Flores - Caracolí - Sabanalarga 220 kV para la transmisión de
9 comunicaciones por fibra óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y
10 características técnicas del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

11
12 En caso de instalar un cable de guarda convencional, éste deberá ser del tipo Alumoweld
13 o de otro material resistente a la corrosión salina que cumpla con las especificaciones
14 técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional desde el punto de vista de
15 su comportamiento frente a descargas atmosféricas.

16 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

17
18 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del
19 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con
20 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que
21 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra
22 tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y
23 con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de las
24 tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en
25 servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del
26 RETIE y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.

27 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

28
29 Las líneas Flores – Caracolí – Sabanalarga 220 kV no tendrán trasposición de fases.

30 **4.4.6 Estructuras**

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

1 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas y no deberán
2 requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El
3 Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que
4 estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.
5

6 Las estructuras de soporte de la línea Caracolí – Sabanalarga 220 kV serán para doble
7 circuito de disposición vertical (doble terna vertical). Se tenderá uno solo de los circuitos
8 en esta Convocatoria.
9

10 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las
11 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para
12 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la
13 metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for*
14 *Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso
15 máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los
16 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo
17 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*
18 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas
19 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que
20 se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE, Artículo 22.
21 Si ello resultara así, primarán estas últimas.
22

23 **4.4.7 Localización de Estructuras**

24

25 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de
26 seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a
27 peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos,
28 líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en
29 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la
30 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante
31 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE, Artículo 13. Si las características de alguno
32 o algunos de obstáculos presentes a lo largo de la ruta obligan a tener distancias de
33 seguridad mayores que las que exige el RETIE, estas distancias mayores deberán
34 respetarse.
35

36 **4.4.8 Sistema Antivibratorio**

37

38 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección
39 anti vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser
40 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias

1 de 10 Hz a 100 Hz, de tal manera que los esfuerzos de flexión calculados a una distancia
2 de 89 mm desde el último punto de contacto de la grapa de suspensión con el conductor o
3 cable, no excedan de 150 micro m/mm, pico a pico, medidos de acuerdo al método
4 establecido en el documento "Standardization of Conductor Vibration Measurements".
5 Paper 31 TP 65-156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.

6 7 **4.4.9 Cimentaciones**

8
9 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de
10 cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución
11 CREG 098 de 2000, numeral 2.7, o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de
12 las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión
13 deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que
14 mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas
15 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en
16 los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

17 18 **4.4.10 Señalización Aérea**

19
20 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil si existen
21 aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves que hagan imperioso que la línea lleve
22 algún tipo de señales que impidan accidentes que se pudieren ocasionar por la carencia
23 de ellos. Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de
24 Aerocivil; balizas de señalización ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o
25 faros centelleantes en algunas torres en casos más severos.

26 27 **4.4.11 Obras Complementarias**

28
29 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del
30 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios
31 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,
32 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos
33 ambientales y demás obras que se requieran.

34 35 **4.5 Informe Técnico**

36
37 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o
38 como se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el
39 Transmisor suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas
40 de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29

- Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

5.1. General

La siguiente tabla presenta las bahías de 220 kV que son parte del proyecto:

DESCRIPCIÓN	FLORES 220 kV	CARACOLÍ 220 kV	SABANALARGA 220 kV
Configuración	Doble barra con seccionador by-pass	Interruptor y medio	Interruptor y medio
Subestación nueva	NO	SI	NO
Propietario de la subestación	TRANSELCA S.A. E.S.P.	Inversionista Adjudicatario Convocatoria Pública 06-2013	ISA S.A. E.S.P.

DESCRIPCIÓN	FLORES 220 kV	CARACOLÍ 220 kV	SABANALARGA 220 kV
Número de bahías a instalar	1	4	1

1
2
3 **5.1.1. Predios de las subestaciones de 220 kV**

4
5 **Subestación Flores 220 kV**

6
7 La subestación existente Flores 220 kV, de propiedad de TRANSELCA S.A. E.S.P., está
8 localizada en la ciudad de Barranquilla, en las siguientes coordenadas aproximadas:

9
10 Latitud: 11° 1' 45.14" N
11 Longitud: 74° 48' 28.38" O

12
13 Esta subestación dispone de área de reserva para construir la bahía de línea requerida
14 para este Proyecto, no obstante la misma debe ser construida en tecnología encapsulada
15 GIS exterior de iguales características a la existente.

16
17 **NOTA:** Información específica referente a la Subestación Flores 220 kV, recopilada por la
18 UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

19
20
21 **Subestación Caracolí 220 kV**

22
23 Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, en inmediaciones de los
24 municipios de Soledad y Malambo en el departamento de Atlántico, considerando las
25 facilidades para los accesos de las líneas de transmisión objeto del Proyecto y el acceso
26 de las líneas del STR. Por lo tanto, será el Inversionista el responsable de realizar
27 investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos
28 ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver
29 afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del
30 Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se
31 deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional,
32 regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere
33 lugar.
34

1 En la selección del predio de la subestación, el Inversionista deberá analizar todos los
2 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán considerar los
3 riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
4 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte de la selección del predio, el cual
5 deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las
6 memorias del proyecto.

7
8 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS DEL**
9 **PROYECTO CARACOLÍ 220 kV Y SUS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS**
10 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 06 DE 2013”** se suministra
11 información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión
12 estudiadas y para la localización del predio de la Subestación. El objeto de este
13 documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones
14 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados.

15
16 NOTA: Información de planos y terrenos de un posible lote para la Subestación Caracolí
17 220 kV, recopilada por la UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente
18 Anexo 1.

21 **Subestación Sabanalarga 220 kV**

22
23 La subestación existente Sabanalarga 220 kV es propiedad ISA S.A. E.S.P., la cual está
24 ubicada en el municipio de Sabanalarga en el Departamento de Atlántico, en las
25 siguientes coordenadas aproximadas:

26
27 Latitud: 10° 39' 48.87" N
28 Longitud: 74° 54' 42.11" O
29

30 Esta subestación dispone de área de reserva para construir la bahía de línea requerida
31 para este Proyecto.

32
33 NOTA: Información específica referente a la Subestación Sabanalarga 220 kV, recopilada
34 por la UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

36 **5.1.2. Conexiones con Equipos Existentes**

37
38 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
39 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y

1 protección de las nuevas bahías de línea a ubicarse en las Subestaciones Flores 220 kV y
2 Sabanalarga 220 kV con la infraestructura existente en cada una de estas subestaciones.

3
4 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
5 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
6 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
7 consideración del interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

9 **5.1.3. Servicios Auxiliares**

10
11 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la
12 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.

14 **5.1.4. Infraestructura y Módulo Común**

15
16 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
17 constitutivos del módulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

19 **5.2. Normas para Fabricación de los Equipos**

20
21 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
22 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
23 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
24 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
25 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
26 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
27 eminentemente técnicos y de calidad.

29 **5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

38 **5.3.1. Procedimiento General del Diseño**

39
40 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 1
2 **a)** Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto,
3 que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.
4

5 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
6 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
7 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las
8 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
9 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
10 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
11 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas
12 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
13 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
14 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
15 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte,
16 almacenamiento y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de
17 construcción y montaje; los procedimientos y programaciones horarias durante los
18 cortes de servicio de las instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos
19 del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los
20 procedimientos y especificación de pruebas en campo, los procedimientos para
21 efectuar las pruebas funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las
22 pruebas de puesta en servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto
23 y los procedimientos de operación y mantenimiento.
24

25 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
26 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
27 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.
28

29 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
30 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
31 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
32 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
33 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
34 Especificaciones Técnicas del Proyecto.
35

- 36 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
37 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
38 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán
39 reuniones conjuntas entre ambas partes con el fin de lograr los acuerdos
40 modificadorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

1
2 c) Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el
3 Inversionista, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
4 Proyecto.

5
6 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
7 documento de cumplimiento obligatorio.

8
9 En esta Especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
10 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
11 pruebas.

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

18
19 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y
20 entregada a la Interventoría para revisión.

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

29
30 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la
31 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.
32 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o
33 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al
34 Inversionista y a la UPME si es del caso.

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

1
2 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la
3 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si
4 es del caso.

5
6 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos
7 que preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales.
8 Estos documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará
9 los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.

10
11 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y
12 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán
13 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
14 y a la UPME si es del caso.

15
16 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,
17 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista.

18 19 **5.3.2. Estudios del Sistema**

20
21 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines
22 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros
23 útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los
24 posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos
25 y/o memorias de cálculo:

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

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

20
21 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
22 como mínimo los siguientes aspectos:

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

35 **5.3.3. Distancias de Seguridad**

36
37 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los
38 lineamientos establecidos en los Artículos 13 y 23 del RETIE en su última revisión y/o
39 actualización.

40

1 **5.4. Equipos de Potencia**

2
3 **5.4.1. Interruptores**

4
5 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
6 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
7 publicación IEC 62271-100, “*High voltage alternating current circuit breakers*” o ANSI.

8
9 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener
10 mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

11
12 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el
13 grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, No se
14 permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para ninguno de los
15 interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

16
17 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
18 establecidos en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
19 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de 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 interruptores iguales o similares a
24 los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 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 **5.4.2. Descargadores de Sobretensión**

29
30 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “*surge arrester*” o su
31 equivalente en ANSI. Los descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin
32 explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se
33 conectarán fase a tierra.

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

39

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

6 7 **5.4.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

8
9 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC
10 62271-102, “*Alternating current disconnectors and earthing switches*” o su equivalente en
11 ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los
12 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas
13 por los otros circuitos.

14
15 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
16 establecidos en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
17 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
18 Interventoría.

19
20 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
21 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares
22 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su
23 equivalente en ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las
24 respectivas pruebas a su costa.

25 26 **5.4.4. Transformadores de Tensión**

27
28 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC
29 60358, “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument*
30 *transformers, Measurement of partial discharges*” o su equivalente en ANSI.

31
32 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
33 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar
34 cargas externas adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en
35 ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
36 CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus
37 anexos.

38
39 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
40 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o

1 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
2 presentados para fines 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 tensión
6 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
7 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el
8 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su
9 costa.

10 11 **5.4.5. Transformadores de Corriente**

12
13 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “*Instrument*
14 *transformers*”, Parte 1, “*Current transformers*”, Parte 4, “*Measurement of partial*
15 *discharges*”, Parte 6, “*Requirements for protective current transformers for transient*
16 *performance*”, o su equivalente en ANSI.

17
18 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación
19 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
20 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
21 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.

22
23 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
24 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
25 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
26 pertinentes de la Interventoría.

27
28 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
29 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente
30 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
31 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos
32 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

33 34 **5.4.6. Equipo GIS**

35
36 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substation),
37 además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la siguiente
38 normatividad:

- 39
- Instrument transformer – IEC6189

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

12
13 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en Pruebas de Alta
14 Tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

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

18 19 **5.5. Equipos de Control y Protección**

20 21 **5.5.1. Sistemas de Protección**

22
23 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
24 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*
25 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar
26 el formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación
27 IEEE C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la
28 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con
29 las respectivas normas equivalentes ANSI.

30
31 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones
32 principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos
33 protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema
34 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo

1 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección
 2 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de
 3 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

4
 5 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en
 6 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 7 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

8
 9 El esquema de protección de barras, en la nueva Subestación Caracolí 220 kV deberá
 10 consistir de un sistema de protección diferencial de barras, porcentual o moderada.

11
 12 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de
 13 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben
 14 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
 15 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
 16 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
 17 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
 18 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de
 19 búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

20
 21 **5.5.2. Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

22
 23
 24 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 25 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
2	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p>	<p>en las interfaces de usuario IHM.</p> <p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
	<p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al</p>	

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>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 **5.5.2.1. Características Generales:**
 3

4 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.
 5

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

1
2 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la
3 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin
4 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de
5 parametrización del sistema, etc.
6

7 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la
8 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,
9 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:
10

- 11 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
12 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
13
- 14 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
15 ➤ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
16 equipos vía la red.
17 ➤ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
18 Automatización de la Subestación.
19
- 20 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
21 funciones:
22 ➤ Gestión de las bases de datos del sistema.
23 ➤ Permitir la integración de elementos futuros.
24 ➤ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
25 ➤ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
26 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
27 detener el sistema.
28 ➤ Mantenimiento de cada equipo.
29 ➤ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
30 del sistema.
31

32 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de subestación y/o
33 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la
34 Subestación y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de
35 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los
36 protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de
37 implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
38 responsabilidad del Inversionista.
39

1 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
2 subestación:

3 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
4 Subestación.

5
6 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
7 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización
8 proveniente de un reloj GPS.

9
10 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
11 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

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

18 19 **5.5.3. Medidores Multifuncionales**

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

27 28 **5.5.4. Controladores de Bahía**

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

35
36 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
37 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
38 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
39 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con

1 un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como
2 mínimo:

- 3
- 4 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 5
- 6 - Despliegue de alarmas.
- 7
- 8 - Despliegue de eventos.
- 9
- 10 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 11
- 12 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 13
- 14 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
15 función.
- 16
- 17 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 18

19 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
20 puertos para la comunicación.

21

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

24

25 **5.5.5. Controlador de los Servicios Auxiliares**

26

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

30

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

- 36
- 37 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 38
- 39 - Despliegue de alarmas.
- 40

- 1 - Despliegue de eventos.
- 2
- 3 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 4
- 5 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
- 6 función.
- 7
- 8 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 9

10 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con

11 puertos para la comunicación.

12

13 **5.5.6. Switches**

14

15 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para

16 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes

17 requisitos:

18

- 19 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard - "error free" networking device*.
- 20
- 21 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
- 22
- 23 - Deberá incluir las siguientes características de red:
- 24
 - 25 • IEEE 802.1d, *message prioritization y rapid spanning tree* en MAC Bridges
 - 26 • IEEE 802.1q VLAN
 - 27
- 28 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 29
- 30 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 31 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 32
- 33 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
- 34 más exigente.
- 35

36 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para

37 conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de

38 protección y medida.

39

1 **5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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

10
11 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás
12 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos
13 distribuidos en la Subestación.

14
15 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores
16 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con
17 autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

18
19 **5.5.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2**

20
21 **5.5.8.1. Controlador de la Subestación**

22
23 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del
24 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y
25 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la
26 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la
27 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada
28 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de
29 ella. La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces
30 de comunicaciones.

31
32 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
33 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
34 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
35 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores
36 de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,
37 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de
38 gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

39

1 **5.5.8.2. Registradores de Fallas**

2
3 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
4 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
5 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
6 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
7 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
8 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

9
10 **5.5.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

11
12 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través
13 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo
14 SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para
15 mostrar la información del proceso.

16
17 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
18 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
19 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 20
21 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
22
23 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.
24
25 - Comunicación con el CND.
26
27 - Comunicación con la red de área local.
28
29 - Facilidades de mantenimiento.
30
31 - Facilidades para entrenamiento.
32
33 - Función de bloqueo.
34
35 - Función de supervisión.
36
37 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
38
39 - Guía de operación.
40

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

26 **5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones**

27
28 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de
29 1995, en su última revisión.

30 31 **5.6. Obras Civiles**

32
33 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de las Subestaciones
34 con el siguiente alcance:

35 36 **Subestación Caracolí 220 kV**

- 37
- 38 • Diseño y construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y el
- 39 edificio de control.
- 40

- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación, 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.

Subestaciones Flores 220 kV y Sabanalarga 220 kV

- Diseño y construcción de todas las obras civiles para instalar las nuevas bahías y construcción o ampliación de los edificios de control.
- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación, 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

1 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones al existente se deberá
2 diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de
3 puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la
4 construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como
5 bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.
6

7 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra de la nueva
8 Subestación en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin estañar,
9 trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la
10 norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las
11 tensiones de toque y paso a valores tolerables.
12
13

14 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

17 **6.1. Pruebas y Puesta en Servicio**

19 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
20 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
21 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad
22 CREG vigente y los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND.
23

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

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

- 36 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 37
- 38 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
39 asociadas.
40

1 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el
2 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,
3 gestión de protecciones.

4
5 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

6
7 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las
8 pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
9 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.

10 11 **6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

12
13 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

14
15 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.

16
17 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.

18
19 - Diagrama Unifilar.

20
21 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
22 Proyecto.

23
24 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.

25
26 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.

27
28 - Cronograma de pruebas.

29
30 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías
31 con información definitiva.

32
33 - Protocolo de energización.

34
35 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.

36
37 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
38 punto de conexión.

39
40 - Carta de declaración en operación comercial.

- 1 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
2 actualizados por el CND.
3
4

5 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

6
7

8 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
9 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
10

11 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

12
13
14

15 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 062-2013, como costos
16 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital
17 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
18 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
19 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información
20 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos
21 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.
22
23

24 **9. FIGURAS**

25
26

27 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:
28

29 **Figura 1.** Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental Mapa
30 referencial e ilustrativo únicamente.
31

32 **Figura 2.** Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e
33 ilustrativo únicamente.
34

35 **Figura 3.** Diagrama Unifilar Subestación Flores 220 kV.
36

37 **Figura 4.** Diagrama Unifilar Subestación Caracolí 220 kV.
38

39 **Figura 5.** Diagrama Unifilar Subestación Sabanalarga 220 kV.
40