

1
2
3 **ANEXO 1**
4
5
6
7
8
9

10 **DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**
11
12
13
14

15
16
17 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2017**
18

19 **(UPME 07 – 2017)**
20
21

22
23 **SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,**
24 **ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y**
25 **MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SABANALARGA – BOLÍVAR 500**
26 **KV Y DEL SEGUNDO TRANSFORMADOR 500 / 220 KV – 450 MVA EN LA**
27 **SUBESTACIÓN BOLÍVAR.**
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37

38 **Bogotá D. C., diciembre de 2017**
39

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1 Descripción de obras en las subestaciones.....	8
9	2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Sabanalarga 500 kV	8
10	2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Bolívar 500 kV	9
11	2.1.3 Descripción de Obras en la Subestación Bolívar 220 kV	10
12	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	10
13	2.2.1 En la Subestación Sabanalarga 500 kV	11
14	2.2.2 En la Subestación Bolívar 500 kV	11
15	2.2.3 En la Subestación Bolívar 220 kV	12
16	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	13
17	3.1. Parámetros del Sistema.....	13
18	3.2 Nivel de Corto Circuito	14
19	3.3 Materiales	15
20	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	15
21	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	15
22	3.6 Pruebas en Fábrica.....	16
23	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 500 kV	16
24	4.1 General.....	16
25	4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión	18
26	4.3 Longitud Aproximada de las Líneas	19
27	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas.....	19
28	4.4.1 Aislamiento	20
29	4.4.2 Conductores de Fase.....	20
30	4.4.3 Cable(s) de Guarda	22
31	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	22
32	4.4.5 Transposiciones de Línea	23
33	4.4.6 Estructuras.....	24
34	4.4.7 Localización de Estructuras	24
35	4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores - Amortiguadores	25
36	4.4.9 Cimentaciones	25
37	4.4.10 Señalización Aérea	25
38	4.4.11 Desviadores de vuelo para aves	26
39	4.4.12 Obras Complementarias	26
40	4.5 Informe Técnico	26
41	5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	26

1	5.1 General.....	27
2	5.1.1 Predio de las Subestaciones.....	27
3	5.1.2 Espacios de Reserva.....	29
4	5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes.....	30
5	5.1.4 Servicios Auxiliares.....	30
6	5.1.5 Infraestructura y Módulo Común.....	30
7	5.2 Normas para Fabricación de los Equipos.....	31
8	5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos.....	32
9	5.4 Procedimiento General del Diseño.....	32
10	5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica.....	33
11	5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle.....	34
12	5.4.3 Estudios del Sistema.....	35
13	5.4.4 Distancias de Seguridad.....	36
14	5.5 Equipos de Potencia.....	36
15	5.5.2 Descargadores de Sobretensión.....	37
16	5.5.3 Transformadores de Potencia.....	38
17	5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	39
18	5.5.5 Transformadores de Tensión.....	40
19	5.5.6 Transformadores de Corriente.....	41
20	5.5.7 Equipo GIS o Híbrido.....	42
21	5.5.8 Sistema de Puesta A Tierra.....	42
22	5.5.9Apantallamiento de la Subestación.....	43
23	5.6 Equipos de Control y Protección.....	43
24	5.6.1 Sistemas de Protección.....	43
25	5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	45
26	5.6.2.1 Características Generales.....	47
27	5.6.4 Controladores de Bahía.....	50
28	5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares.....	50
29	5.6.6 Switches.....	51
30	5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	51
31	5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	52
32	5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones.....	53
33	5.7 Obras Civiles.....	54
34	5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	54
35	6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	55
36	6.1 Pruebas y Puesta en Servicio.....	55
37	6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	55
38	7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	56
39	8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO.....	56
40	9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....	56
41	10. FIGURAS.....	57

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas, 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 07 – 2017.

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. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. 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. Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto

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

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

14 1.2 Definiciones

15
16 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido
17 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.
18
19

20 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

21
22 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en
23 servicio, operación y mantenimiento de las siguientes obras asociadas al Proyecto de la
24 línea de transmisión Sabanalarga – Bolívar 500 kV y del segundo transformador 500 / 220
25 kV – 450 MVA en la subestación Bolívar, definido en el “Plan de Expansión de Referencia
26 Generación – Transmisión 2015-2029”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de
27 Minas y Energía 40095 de 1° de febrero de 2016:
28

- 29 i. Una (1) bahía de línea a 500 kV, incluido el corte central de ser necesario, en
30 configuración interruptor y medio en la subestación Sabanalarga 500 kV. Ver notas
31 8 y 9.
- 32 ii. Una (1) bahía de línea a 500 kV en configuración doble barra más seccionador de
33 transferencia, en la subestación Bolívar 500 kV. Ver Nota 8
- 34 iii. Una (1) línea a 500 kV, circuito sencillo, desde la subestación Sabanalarga 500 kV
35 hasta la Subestación Bolívar 500 kV con una longitud de 65 km aproximadamente.
36 Ver Nota 8.

- 1 iv. Una (1) bahía de transformación a 500 kV en configuración doble barra más
2 seccionador de transferencia en la subestación Bolívar 500 kV.
- 3 v. Suministro e instalación de un (1) banco de autotransformadores 500/220/34,5 kV
4 de 450 MVA (3x 150 MVA) en la subestación Bolívar, con una capacidad de
5 sobrecarga de 30%. Se deberá instalar un autotransformador monofásico de reserva
6 de las mismas características, con conexión para cambio rápido. Ver nota 10.
- 7 vi. Una (1) bahía de transformación a 220 kV en configuración doble barra más
8 seccionador de transferencia en la subestación Bolívar 220 kV.
- 9 vii. Extensión del barraje a 500 kV de la subestación Sabanalarga 500 kV y/o
10 conexiones al mismo para la instalación de una (1) bahía de línea a 500 kV referida
11 en el ítem i del presente numeral 2, junto con todos los elementos, equipos obras y
12 adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición
13 y demás necesarios, para su correcto funcionamiento.
- 14 viii. Extensión del barraje a 500 kV de la subestación Bolívar 500 kV y/o conexiones al
15 mismo para la conexión de la bahía de línea a 500 kV y la bahía de transformación
16 a 500 kV referida en el ítem ii y iv del presente numeral 2, junto con todos los
17 elementos, equipos obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o
18 protección, control, medición y demás necesarios, para su correcto funcionamiento.
- 19 ix. Extensión del barraje a 220 kV de la subestación Bolívar 220 kV y/o conexiones al
20 mismo para la conexión de la bahía de transformación a 220 kV referida en el ítem
21 vi del presente numeral 2, junto con todos los elementos, equipos obras y
22 adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición
23 y demás necesarios, para su correcto funcionamiento.

24 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
25 Convocatoria Pública UPME 07-2017.

- 26
- 27 1. Los Diagramas unifilares de Subestaciones a intervenir por motivo de la presente
28 Convocatoria Pública, hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado,
29 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la
30 disposición de las bahías en los diagramas unifilares, previa revisión y concepto del
31 Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación
32 presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la
33 Subestación (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la
34 solicitud.
- 35

- 1 2. Corresponde a los involucrados en las Subestaciones objeto de la presente
2 convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
3 equipos en cada subestación (el inversionista seleccionado de la presente
4 convocatoria, la EEB por la convocatoria UPME 05-2012, EPSA por la convocatoria
5 UPME STR 10-2015 y cualquier otro agente responsable de infraestructura del
6 STN). En cualquier caso, se debe garantizar una disposición de alto nivel de
7 confiabilidad.
8
- 9 3. En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de la presente
10 Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse
11 para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el
12 corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido
13 fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.
14
- 15 4. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
16 Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
17
- 18 5. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
19 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
20 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
21 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
22 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
23 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
24
- 25 6. El Inversionista seleccionado deberá optimizar los espacios para la instalación de
26 las bahías de línea a 500 kV.
27
- 28 7. Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente
29 Proyecto) en las Subestaciones del STN y/o del STR no se verán afectados o
30 limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.)
31 desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública del STN. Lo anterior
32 no implica que los espacios ocupados por las bahías construidas en la presente
33 convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en
34 que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la
35 convocatoria.
36
- 37 8. Las líneas que se conectarán entre la subestación Sabanalarga y la subestación
38 Bolívar 500 kV, deberán ser instaladas en estructuras doble circuito. En todo el
39 recorrido se deberá instalar un (1) solo circuito por estructura, el segundo se tenderá
40 posteriormente y no hace parte de la presente Convocatoria.
41

1 9. La bahía de línea a instalar en la subestación Sabanalarga 500 kV se podrá conectar
2 en el corte disponible del diámetro 3 o una extensión del barraje, en este caso el
3 Inversionista deberá hacerse cargo del corte central.
4

5 10. El autotransformador de reserva solicitado en el numeral v, podría ser compartido
6 con futuros desarrollos en la misma subestación, sujeto a los acuerdos a que hubiere
7 lugar.
8

9 **Nota borrador:** Actualmente se analiza la posibilidad de compartir el transformador de
10 reserva 500/220 kV existente en la subestación Bolívar y las condiciones para ello.
11

12

13 2.1 Descripción de obras en las subestaciones

14 2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Sabanalarga 500 kV

15 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote
16 (según se requiera), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras
17 descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos.
18

19 La bahía de línea a instalar deberá mantener la configuración de la subestación
20 Sabanalarga 500 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de
21 la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas
22 en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo
23 con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.
24

25 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en
26 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con
27 infraestructura en la subestación Sabanalarga 500 kV y en la subestación Bolívar 500 kV.
28

29 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Sabanalarga 500 kV se muestra en la Figura
30 2.
31

32 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Sabanalarga 500 kV deberán ser
33 completamente nuevos y de última tecnología.
34

35 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando
36 diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos
37 de las líneas de transmisión Sabanalarga – Bolívar 500 kV. El Inversionista seleccionado
38 deberá verificar que con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos
39 comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de
40
41

1 teleprotección de la línea de transmisión Sabanalarga – Bolívar 500 kV, ante
2 mantenimientos o contingencias sobre uno de los sistemas de comunicación.

4 **2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Bolívar 500 kV**

6 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote
7 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de
8 las obras descritas en el numeral 2.

10 La bahía de línea y la bahía de transformación a instalar deberán mantener la configuración
11 de la subestación Bolívar 500 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS
12 (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations”
13 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según
14 el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos
15 establecidos en los DSI.

17 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
18 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de las nuevas
19 bahías objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y
20 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar
21 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual
22 o superior al barraje existente donde se conecta.

24 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías, en funcionalidad
25 y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en
26 la subestación Sabanalarga 500 kV y en la subestación Bolívar 500 kV.

28 El diagrama unifilar de la subestación Bolívar 500 kV se muestra en la Figura 3.

30 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Bolívar 500 kV deberán ser
31 completamente nuevos y de última tecnología.

33 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando
34 diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos
35 de la línea de transmisión Sabanalarga - Bolívar 500 kV. El Inversionista seleccionado
36 deberá verificar que con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos
37 comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de
38 teleprotección de la línea de transmisión Sabanalarga - Bolívar 500 kV, ante
39 mantenimientos o contingencias sobre uno de los sistemas de comunicación.

40

2.1.3 Descripción de Obras en la Subestación Bolívar 220 kV

El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote, el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2.

La bahía de transformación a instalar deberá mantener la configuración de la subestación Bolívar 220 kV. Los equipos a instalar, en cualquier caso, podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá hacerse cargo de la extensión de barrajes (de ser necesario) para la conexión de la nueva bahía objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual o superior al barraje existente donde se conecta.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en la subestación Bolívar 500 kV y en la subestación Bolívar 220 kV.

El diagrama unifilar de la subestación Bolívar 220 kV se muestra en la Figura 4.

Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Bolívar 220 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

Se debe tener en cuenta que la Subestación Bolívar 220 kV será intervenida por la Convocatoria UPME 05-2012, a cargo de la EEB y por la convocatoria UPME STR 10-2015 a cargo de EPSA por lo que son referencia los respectivos DSI de cada una de estas convocatorias, al igual que el estado de avance del proyecto.

2.2 Puntos de Conexión del Proyecto

El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, independiente de la modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes

1 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer
2 un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

3
4 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
5 existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar
6 estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los
7 activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor.

8 9 **2.2.1 En la Subestación Sabanalarga 500 kV**

10 El agente responsable de la existente subestación Sabanalarga 500 kV es
11 INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

12
13 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
14 Sabanalarga, es el barraje a 500 kV.

15
16 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
17 e INTERCOLOMBIA S.A. E.S:P deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda,
18 lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
19 infraestructura a instalar si dicho terreno es de propiedad de este Transmisor, el espacio
20 para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, el enlace al
21 sistema de control del CND, suministro de servicios auxiliares de AC y DC; y demás
22 acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los
23 **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los
24 Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria
25 Pública, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del contrato, terreno en el cual se
26 realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos
27 sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones de las
28 partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá
29 ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,
30 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma
31 del contrato de conexión.

32 33 34 **2.2.2 En la Subestación Bolívar 500 kV**

35 El agente responsable de la existente subestación Bolívar 500 kV es INTERCOLOMBIA
36 S.A. E.S.P.

37
38 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
39 Bolívar, es el barraje a 500 kV.

1 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
2 e INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda,
3 lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
4 infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de control y
5 protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND, suministro de
6 servicios auxiliares de AC y DC; y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar
7 firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
8 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor
9 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**
10 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y
11 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información
12 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,
13 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
14 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
15 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

16

17 **2.2.3 En la Subestación Bolívar 220 kV**

18

19 El agente responsable de la subestación Bolívar 220 kV es INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

20

21 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
22 Bolívar, es el barraje a 220 kV.

23

24 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
25 e INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda,
26 lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
27 infraestructura a instalar, del espacio para las provisiones futuras y para la ubicación de los
28 tableros de control y protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND,
29 suministro de servicios auxiliares de AC y DC; y demás acuerdos. Este contrato de conexión
30 deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la
31 expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del
32 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones
33 básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación
34 y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás
35 información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto
36 de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del
37 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con
38 la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

39

40 Se deberá considerar lo dispuesto en los DSI de la convocatoria UPME 05-2012 y UPME
41 STR 10-2015.

3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

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

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

3.1. Parámetros del Sistema

Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor deberán ser nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

Generales:

Tensión nominal	500 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Numero de fases	3

Subestaciones 500 kV:

Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V
Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.

Línea de transmisión 500 kV:

Tipo de línea y estructuras:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas y/o subterráneas.
Estructuras de soporte:	Para doble circuito.
Circuitos por torre o canalización:	En todo el recorrido se deberá instalar un (1) solo circuito, el segundo se tenderá posteriormente y no hace parte de la presente Convocatoria.
Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

1 La longitud de las líneas de transmisión de 500 kV, serán función del diseño y estudios
2 pertinentes que realice el Inversionista.

3
4 La infraestructura de soporte para los tramos aéreos, deberá quedar dispuesta para recibir
5 un segundo circuito a futuro, cuyas características se considerarán iguales al circuito objeto
6 de la presente Convocatoria. Es decir, que las estructuras deberán disponer de los
7 respectivos brazos y demás elementos que permitan la instalación futura de aisladores,
8 conductores de fase, y cable de guarda (de ser necesario a futuro), para un segundo
9 circuito.

10
11 La presente Convocatoria no incluye el suministro y montaje de los aisladores, conductores
12 de fase, y cable de guarda (de ser necesario a futuro), del segundo circuito. Tampoco
13 incluye su administración, operación y mantenimiento.

14
15 Se aclara que la definición del número de cables de guarda necesarios para la estructura
16 doble circuito a construir es definido por la presente Convocatoria, razón por la cual se debe
17 realizar el diseño para la estructura doble circuito considerando que el futuro segundo
18 circuito es de iguales características al circuito objeto de la presente Convocatoria. Sin
19 embargo, será el Inversionista quien defina el número de cables de guarda que instalará,
20 pues en cualquier caso deberá garantizar la protección del circuito o los circuitos objeto de
21 la presente Convocatoria y el cumplimiento de las normas técnicas aplicables.

22
23 El diseño de las estructuras deberá realizarse de tal manera que se permita la instalación
24 del segundo circuito, con el primer circuito energizado.

25
26 En caso de tramos subterráneos, se deberá dejar prevista la obra civil (ductos y demás
27 elementos) para el segundo circuito y se deberá hacer cargo de respectivo mantenimiento
28 de esta obra civil. En cualquier caso, se deberá garantizar su uso.

3.2 Nivel de Corto Circuito

29
30
31
32 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que
33 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de
34 líneas y subestaciones será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la
35 capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán
36 objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA para 500 kV. La duración
37 asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para
38 interrupción de las fallas. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para su
39 conocimiento y análisis.

40

3.3 Materiales

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

3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

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

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

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

3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

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

La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como

1 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del
 2 Interventor.

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

9
 10 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

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

23
 24 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 500 kV**

25
 26 **4.1 General**

27
 28 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas mínimas para la nueva línea
 29 de 500 kV que el Inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis
 30 comparativo de las normas:
 31

Línea de 500 kV				
Íte m	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica	Numeral 3.1	kV	500
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1	-	-
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3	km	-

Línea de 500 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
5	Altura (estimada) sobre el nivel del mar	Numeral 4.3	msnm	Entre 15 y 110
6	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1	-	-
7	Conductores de fase	Numeral 4.4.2	-	-
8	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	-	-
9	Cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
10	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
11	Distancias de seguridad	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
12	Ancho de servidumbre	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
13	Máximo campo eléctrico e interferencia	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
14	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que pueda tener importancia en el diseño del aislamiento	g/cm ²	-
15	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
16	Estructuras	Numeral 4.4.6	-	-
17	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
18	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
19	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
20	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
21	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
22	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-

Línea de 500 kV				
Íte m	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
23	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
24	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-

1
2 En cualquier caso se deberá dar cumplimiento al Código de Redes (Resolución CREG 025
3 de 1995 con sus anexos, incluyendo todas sus modificaciones) y al RETIE (Reglamento
4 Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión vigente).

5
6 Se debe propender por la minimización u optimización de cruces entre líneas de transmisión
7 objeto de la presente Convocatoria y entre las líneas objeto de la presente convocatoria y
8 otras en ejecución o existentes. Para ello, se debe realizar un análisis y someterlo a
9 consideración de la Interventoría y la UPME.

10
11 **4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión**

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

22
23 Específicamente para los tramos subterráneos, si se requirieran, durante la selección de la
24 ruta, deberán identificarse todas las instalaciones subterráneas existentes así como raíces
25 de árboles, discontinuidades estratigráficas etc., que puedan incidir en ubicación de los
26 cables o ductos requeridos. Para la determinación de los elementos enterrados se podrá
27 ejecutar, sin limitarse a ello, un rastreo electromagnético del subsuelo mediante equipo
28 especial para este propósito tal como el Radar de Penetración Terrestre (Ground Penetration
29 Radar –GPR). En estos tramos deberá tenerse en cuenta la posibilidad de ubicación de las
30 cajas para empalme o cambio de dirección. También será responsabilidad del Inversionista
31 consultar a las autoridades y/o entidades correspondientes, encargadas de otra
32 infraestructura que pueda estar relacionada.
33

1 Especial atención deberá poner el Transmisor en todas restricciones, precauciones y
2 demás aspectos que se identifiquen en los análisis tendientes a identificar unas alertas
3 tempranas en la zona del proyecto.

4
5 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos **“ANÁLISIS DEL**
6 **ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO**
7 **SABANALARGA BOLÍVAR 500 kV Y OBRAS ASOCIADAS, OBJETO DE LA**
8 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME-07-2017 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2015-2029”**, los
9 cuales suministran información de referencia. El objeto de estos documentos es identificar
10 de manera preliminar las posibilidades y condicionantes físicos, ambientales y sociales,
11 constituyéndose en documentos ilustrativos para los diferentes Interesados, sin pretender
12 determinar o definir rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad
13 los riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información,
14 realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

15
16 En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,
17 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

20 **4.3 Longitud Aproximada de las Líneas**

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

Circuito	Tensión	Longitud Aproximada
Sabanalarga - Bolívar	500 kV	65 km

26
27
28 A manera de información, la altura sobre el nivel del mar (asociada a estimativos
29 preliminares) está comprendida entre los 15 m y 110 m para la línea Sabanalarga - Bolívar
30 500 kV. Sin embargo, tanto la longitud real como la altura sobre el nivel del mar real, serán
31 función del trazado, diseño y estudios pertinentes que realiza el Inversionista seleccionado.

33 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas**

34
35 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
36 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección
37 del Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y
38 actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708

1 de 30 de agosto de 2013, y actualizaciones, correcciones y/o modificaciones posteriores
2 previas al diseño y construcción de la línea).

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

6 7 **4.4.1 Aislamiento**

8
9 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de
10 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, la nueva subestación y/o las
11 obras en las subestaciones existentes y, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento
12 de las líneas, los equipos de las subestaciones, y la coordinación de aislamiento, teniendo
13 en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por las
14 descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y
15 apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema,
16 considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 500 kV no deben
17 ser inferiores al 90% ni superiores al 105% del valor nominal y que los elementos del
18 sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

19
20 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño
21 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas
22 eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y
23 servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

24
25 Para el caso de tramos de líneas aéreas-subterráneas en todos los sitios de transición
26 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la
27 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o
28 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la
29 línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

30 31 **4.4.2 Conductores de Fase**

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

- 38
39 • El conductor de fase de los circuitos de 500 kV deberá tener conductores en haz de
40 tres o cuatro sub-conductores según decisión del Inversionista que deberá ser

1 soportada ante el Interventor. La separación entre sub-conductores del haz deberá
2 ser de 457,2 mm y deberá cumplir con las siguientes exigencias técnicas:

- 3
- 4 ○ Capacidad normal de operación del circuito no inferior a 2400 Amperios a
- 5 temperatura ambiente máxima promedio.
- 6 ○ Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0230
- 7 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la
- 8 resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.
- 9

10 En caso de conductores en haz o múltiples por fase, la resistencia DC a 20°C por conductor
11 de fase corresponderá a la resistencia en paralelo de los sub-conductores de cada fase y
12 la capacidad de corriente corresponderá a la capacidad en paralelo de los sub-conductores
13 de cada fase. Lo anterior utilizando las normas o cálculos aplicables y según las
14 características de la línea (p. eje, aérea o subterránea).

15
16 El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia, tanto
17 en los tramos aéreos como en los subterráneos según sea el caso.

18
19 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
20 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

21
22 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
23 establecidas en la normatividad aplicable.

24
25 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores
26 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético
27 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular
28 pueden estar expuestos durante varias horas.

29
30 De presentarse características en el ambiente para esta nueva líneas, que tuvieren efecto
31 corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos de
32 aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,
33 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad
34 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor podrá ser en cobre o aluminio con
35 aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito
36 previsible para la Línea durante el tiempo de operación de los interruptores. En caso de
37 que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser incorporadas al cable
38 o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión
39 sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

40

1 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

2
3 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista y
4 aplican solo para cables de guarda de los circuitos que se instalarán en el desarrollo de la
5 presente Convocatoria Pública.

6
7 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
8 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW.

9
10 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda
11 no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberán ser del tipo Alumoclad o de otro
12 material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los
13 propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su
14 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar
15 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan
16 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del
17 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados
18 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por
19 ellos.

20
21 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,
22 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

23
24 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla
25 con las normas técnicas aplicables.

26
27 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la
28 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra
29 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del
30 cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

31
32 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

33
34 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del
35 sitio de cada una de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las
36 personas, considerando además el comportamiento del aislamiento ante descargas
37 atmosféricas.

38
39 Con base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que
40 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal
41 que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y con

1 lo establecido en el RETIE en su última revisión. La medición de las tensiones de paso y
2 contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de la línea, deberán
3 hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y específicamente con lo
4 establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable si la norma ha sido objeto de
5 actualización.
6

7 El Transmisor debe determinar en su diseño, los materiales que utilizará en la ejecución de
8 las puestas a tierra de las estructuras de la línea teniendo en cuenta la vida útil, la frecuencia
9 de las inspecciones y mantenimientos, la posibilidad del robo de los elementos de cobre,
10 así como la corrosividad de los suelos del sitio de cada torre. No obstante, en cualquier
11 caso deberá cumplirse con lo estipulado en el RETIE, en particular con el numeral 15.3
12 “MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA” o el numeral aplicable si la
13 norma ha sido objeto de actualización.
14

15 Los conectores a utilizar deberán contar con certificado de producto donde debe ser claro
16 si son adecuados para enterramiento directo.
17

18 Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de
19 las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y los
20 voltajes de paso en la superficie de los terrenos aledaños.
21

22 4.4.5 Transposiciones de Línea

23
24 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea para
25 garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para
26 ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la
27 infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.
28

29 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con la
30 norma técnica aplicable para ello, *IEC 1000-3-6 o equivalente*, lo cual deberá soportar y
31 poner en consideración del Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de
32 todos los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte
33 del presente Proyecto.
34

35 En caso de requerirse, las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a tres sextos
36 (3/6) y a cinco sextos (5/6) de la longitud total de la línea correspondiente.
37

38 El Transmisor se obliga a realizar el estudio correspondiente **antes del inicio de**
39 **construcción de las obras** y, a más tardar en ese momento, ponerlo a consideración de
40 la Interventoría, terceros involucrados, el CND y si es del caso al CNO. Este documento
41 hará parte de las memorias del proyecto.

4.4.6 Estructuras

El diseño de las estructuras deberá realizarse de tal manera que se permita la instalación del segundo circuito (a futuro), con el primer circuito energizado.

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

Las estructuras de apoyo para las líneas aéreas y las de transición aéreo-subterráneo deberán ser auto-soportadas. En cualquier caso, las estructuras no deberán requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

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

4.4.7 Localización de Estructuras

Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor durante toda la vida útil del Proyecto, estas condiciones deben ser definidas por el Inversionista.

1 **4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores -**
2 **Amortiguadores**
3

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

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

18 **4.4.9 Cimentaciones**
19

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

29 **4.4.10 Señalización Aérea**
30

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

38 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas
39 de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros
40 centelleantes en torres en casos más severos.
41

1 **4.4.11 Desviadores de vuelo para aves**

2
3 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de
4 vuelo para aves.

5
6 **4.4.12 Obras Complementarias**

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

13
14 **4.5 Informe Técnico**

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

- 20
21 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de
22 2000.
23
24 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
25 2000.
26
27 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
28 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
29
30 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
31
32 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
33 Resolución CREG 098 de 2000.
34
35 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
36 de 2000.
37
38

39 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

40
41 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

5.1 General

La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente Anexo 1.

La siguiente tabla presenta las características de la Subestación que hacen parte del proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:

ítem	Descripción	Sabanalarga 500 kV	Bolívar 500 kV
1	Subestación nueva	No	No
2	Configuración	Interruptor y medio	Doble barra con interruptor de transferencia
3	Tipo de subestación existente	Convencional o GIS	Convencional o GIS
4	Agente Responsable de la Subestación	INTERCOLOMBIA S.A. E.SP.	INTERCOLOMBIA S.A. E.SP.

5.1.1 Predio de las Subestaciones

Nueva Subestación Sabanalarga 500 kV

La existente subestación Sabanalarga 500 kV, se encuentra localizada en jurisdicción del Municipio de Sabanalarga, departamento de Atlántico, en las siguientes coordenadas aproximadas (información que deberá verificar Interesado):

- Latitud: 10°38'57.192N
- Longitud: 74°54'51.802 O.

Será responsabilidad de los diferentes interesados verificar la anterior información con INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de

1 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
2 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
3 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
4 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
5 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
6

7 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el inversionista deberá analizar todos los
8 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar los
9 posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
10 inversionista.
11

12 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento **“ANÁLISIS DEL ÁREA**
13 **DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SABANALARGA**
14 **BOLÍVAR 500 kV Y OBRAS ASOCIADAS, OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA**
15 **UPME-07-2017 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2015-2029”**, los cuales suministran
16 información de referencia. El objeto de estos documentos es identificar de manera
17 preliminar las posibilidades y condicionantes físicos, ambientales y sociales,
18 constituyéndose en documentos ilustrativos para los diferentes Interesados, sin pretender
19 determinar o definir rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad
20 los riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información,
21 realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras. En
22 general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios, investigaciones,
23 exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.
24
25
26

27 **Subestación Bolívar 500/220 kV**

28

29 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán en predios de la actual
30 subestación Bolívar 500/220 kV, según previsiones de reserva exigidas en la Convocatoria
31 UPME 02-2003, para lo cual el inversionista INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. debió
32 considerar la instalación de una (1) bahía de línea a 500 kV, dos (2) bahías de línea a 220
33 kV, un (1) transformador 450 MVA -500/220 kV con sus respectivos módulos de
34 transformación y una bahía de seccionamiento de barras a 220 kV.
35

36 La subestación Bolívar 500/220 kV, está localizada en jurisdicción del Municipio de Santa
37 Rosa, Departamento de Bolívar, en las siguientes coordenadas aproximadas (información
38 que deberá verificar el interesado):
39

- 40 • Latitud: 10°26'47.74" N
- 41 • Longitud: 75°23'43.55" O

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

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

14
15 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento **“ANÁLISIS DEL ÁREA**
16 **DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SABANALARGA**
17 **BOLÍVAR 500 kV Y OBRAS ASOCIADAS, OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA**
18 **UPME-07-2017 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2015-2029”**, el cual suministra información
19 de referencia. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las
20 posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para
21 los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir rutas. Es responsabilidad del
22 Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello
23 deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades
24 competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus
25 propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros

5.1.2 Espacios de Reserva

31
32 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
33 existentes en las subestaciones para futuras ampliaciones. No obstante, se debe garantizar
34 que los espacios de reserva en las subestaciones no se verán afectados o limitados para
35 su utilización, por infraestructura (equipos, líneas, subestaciones, etc) desarrollada en el
36 marco de la presente Convocatoria Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por
37 las bahías construidas en la presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con
38 excepción de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado
39 antes del inicio de la convocatoria.

5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes

El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protección de las nuevas bahías 500 kV y 220 kV, con la infraestructura existente que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

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

5.1.4 Servicios Auxiliares

El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el proyecto objeto de la presente Convocatoria. Las tensiones a utilizar en los servicios auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1.

5.1.5 Infraestructura y Módulo Común

Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a 500 kV y a 220 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según se requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias.

El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes componentes:

- **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los

1 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y
2 en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,
3 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,
4 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado
5 interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral
6 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la
7 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
8

- 9 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2
10 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
11 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los
12 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares
13 AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles
14 asociadas.
15

16 Para la ampliación de las subestaciones Sabanalarga 500 kV, Bolívar 500 kV y Bolívar 220
17 kV, se podrá utilizar terreno disponible en las subestaciones existentes previo acuerdo entre
18 las partes involucradas o terreno aledaño. Será responsabilidad del Inversionista investigar
19 las facilidades y de los requerimientos que se requieren para los servicios auxiliares, obras
20 civiles y ampliación de la malla de puesta a tierra. Igualmente deberá respetar las
21 disposiciones actuales de equipos y mantener los arreglos y configuraciones existentes, en
22 principio deberá suministrar todos los equipos y elementos requeridos para la operación
23 óptima y segura de la ampliación a realizar.
24

25 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
26 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
27 análisis.
28

29 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
30 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
31 la modifique o sustituya).
32
33

34 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

35

36 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
37 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
38 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
39 *Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
40 *Radioélectriques – CISPR.* El uso de normas diferentes deberá ser sometido a

1 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
2 eminentemente técnicos y de calidad.

4 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

13 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

15 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 17 a) Inicialmente, el Transmisor preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que
18 gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

20 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
21 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
22 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las
23 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
24 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
25 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
26 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas
27 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
28 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
29 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
30 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte, almacenamiento
31 y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los
32 procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las
33 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los
34 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y
35 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
36 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en
37 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de
38 operación y mantenimiento.

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

4
5 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
6 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
7 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
8 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
9 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
10 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

11
12 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
13 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
14 aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán
15 reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos
16 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

17
18 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,
19 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

20
21 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
22 documento de cumplimiento obligatorio.

23
24 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
25 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
26 pruebas.

27
28 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
29 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
30 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
31 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
32 mantenimiento.

33
34 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y
35 entregada a la Interventoría para revisión.

36 37 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

38
39 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
40 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
41 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la

1 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del
2 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las
3 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

4
5 Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella
6 no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las
7 Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
8 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
9 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
10 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
11 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
12 del caso.

13 14 **5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

15
16 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir
17 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas
18 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se
19 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de
20 Ingeniería Básica.

21
22 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle (y toda la información necesaria, aunque
23 ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en
24 las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
25 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
26 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
27 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
28 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
29 del caso.

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

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

40

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

4 **5.4.3 Estudios del Sistema**

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

- 11
- 12 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
13 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
14 y de resistividad.
- 15
- 16 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 17
- 18 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
19 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 20
- 21 - Estudios de ajuste y coordinación de protecciones.
- 22
- 23 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
24 distancias eléctricas.
- 25
- 26 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
27 y a corto circuito.
- 28
- 29 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
30 aislados.
- 31
- 32 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 33
- 34 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 35
- 36 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 37
- 38 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 39
- 40 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
41 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

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

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

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

18 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

19
20 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
21 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.
22

23 **5.5 Equipos de Potencia**

24 **5.5.1 Interruptores**

25
26 Los interruptores de potencia a 500 kV y a 220 kV, deben cumplir las prescripciones de la
27 última edición de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de
28 equipo a suministrar:
29
30

- 31
32 • IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
33 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
34 standards".
35 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages
36 of 52 kV an above"
37

38 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener
39 mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.
40

1 Todos los interruptores de subestaciones nuevas, en configuración interruptor y medio,
2 deberán contar con transformadores de corriente en ambos extremos del interruptor, de
3 acuerdo con la recomendación IEEE Std C37.234-2009 "IEEE Guide for Protective Relay
4 Applications to Power System Buses".

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

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

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

22
23 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
24 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.

25 26 27 **5.5.2 Descargadores de Sobretensión**

28
29 Los descargadores de sobretensión a 500 kV y 220 kV, deben cumplir las prescripciones
30 de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo
31 de equipo a suministrar

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

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

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

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

10 **5.5.3 Transformadores de Potencia**

11
12 El Transmisor suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
13 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
14 publicación IEC 60076, "Power Transformers".
15

16 El banco de autotransformadores 500/220/34.5 kV deberá tener una capacidad de 450 MVA
17 y deberán estar compuestos por tres (3) unidades monofásicas de 150 MVA cada uno. La
18 capacidad total de 450 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la
19 máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y
20 temperatura ambiente en donde estará la subestación.
21

22 Los bancos de autotransformadores deben tener una capacidad de sobrecarga del 30%
23 durante 30 minutos.
24

25 Se requiere que los bancos de autotransformadores tengan devanado terciario, con una
26 capacidad mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados.
27 El devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios
28 auxiliares de la Subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los equipos
29 necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.
30

31 Adicionalmente el banco de autotransformadores 500/230 kV deberá contar con un
32 transformador de puesta a tierra (ZIG-ZAG). Las características técnicas de este
33 transformador de puesta a tierra deben ser establecidas por el Inversionista, con base en
34 sus propios estudios, análisis y en las verificaciones que realice con los equipos existentes.
35

36 El suministro debe incluir una unidad monofásica 1 x 150 MVA para reserva, localizada
37 adecuadamente para efectuar en el menor tiempo posible la conexión cuando se requiera,
38 conjugada la localización con el adecuado arreglo de los barrajes, de tal forma que para
39 hacer uso de esta unidad no se hagan complejas las conexiones y desconexiones de las
40 bajantes de 500 kV y 230 kV para un cambio rápido.
41

1 El grupo de conexión de la transformación será Ynynd.

2
3 El banco de autotransformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones,
4 para operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1.25% cada
5 uno, con la posición 1 para la máxima relación, la posición 13 para la relación nominal y la
6 posición 21 para la mínima relación.

7
8 El banco de autotransformadores deberá tener una impedancia entre los devanados 500 y
9 220 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, igual a 11.40%, sobre la base de
10 la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

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

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

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

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

27 **5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

28
29
30 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 500 kV y a 220 kV, deben cumplir
31 las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI,
32 según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 33
- 34 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
35 equivalente en ANSI.
- 36 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
37 nominal voltages greater than 1000 V".
- 38 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear
39 standards".
- 40

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

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

11
12 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
13 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

14 15 **5.5.5 Transformadores de Tensión**

16
17 Los Transformadores de Tensión deben cumplir las prescripciones de la última edición de
18 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
19 suministrar:

- 20
- 21 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
22 equivalente en ANSI.
- 23 • IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 24 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
25 capacitor dividers".
- 26 • Publicación IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".
- 27 • IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and
28 switchgear"
- 29

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

35
36 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
37 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o
38 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
39 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

40

1 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
2 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o
3 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección
4 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone
5 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
6

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

10 5.5.6 Transformadores de Corriente

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

- 16 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
17 equivalente en ANSI.
- 18 • IEC 60044-1: "Current Transformers".
- 19 • IEC-61869-1/2: "Current Transformers".

20
21 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
22 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
23 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
24 025 de 1995, en su última revisión.
25

26 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
27 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
28 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
29 pertinentes de la Interventoría.
30

31 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
32 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o
33 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC
34 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos
35 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
36

37 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
38 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de corriente
39
40

5.5.7 Equipo GIS o Híbrido

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

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

- Instrument transformer – IEC6189
- Insulation Coordination – IEC60071
- High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- Partial discharge measurement – IEC60270
- Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- Guide for checking SF6 - IEC 60480
- Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

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

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

5.5.8 Sistema de Puesta A Tierra

Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado en cualquier lugar, al que tenga acceso.

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

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

1 Todo el equipo eléctrico y partes metálicas expuestas, estarán conectadas a la malla de
2 tierra.

3
4 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
5 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

6
7 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor hará los ensayos de
8 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y las tensiones
9 de paso y contacto, según requerimiento del RETIE.

10 11 **5.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

12
13 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
14 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
15 aterrizados con cables bajantes de cobre.

16
17 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
18 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
19 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

20 21 **5.6 Equipos de Control y Protección**

22
23 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
24 control y protección:

25 26 **5.6.1 Sistemas de Protección**

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

35
36 El esquema de protección de líneas deberá ser implementado con dos protecciones
37 principales para líneas de transmisión con principio de operación y medición diferente,
38 adicionalmente deben tener algoritmos de operación diferentes entre sí. El esquema
39 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo
40 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección
41 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de

1 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre. Para el caso de
2 Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para la PPL1 y Fibra Óptica dedicada
3 como medio de comunicación para la PPL2, se entiende como medio de comunicación para
4 la PPL1, un cable diferente al del medio de comunicación para la PPL2. Para el caso de
5 Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para el relé o función de protección
6 distancia ANSI 21/21N, el esquema de comunicación se debe implementar con equipos
7 digitales de teleprotección conectados directamente a la fibra óptica. Para el caso de Fibra
8 Óptica multiplexada se entiende como medio de comunicación para la PPL2, un enlace
9 (trayectoria) independiente del medio de comunicación para la PPL1. Para el caso de Fibra
10 Óptica multiplexada, el canal de comunicación no deberá de exceder una asimetría de canal
11 de 5 ms y retardo máximo de 16 ms. Si el medio de comunicación para la protección
12 diferencial de línea ANSI 87L es multiplexado, éste deberá de ser único y dedicado.
13

14 El esquema de protección para transformador deberá consistir, como mínimo en un relé de
15 protección con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador
16 con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas. Deberá disponer además de
17 restricción de armónicos de segundo y quinto orden para corrientes de energización y
18 condiciones de sobre excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos
19 cuatro elementos de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de
20 sobrecorriente de respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras
21 funciones de protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de
22 cada Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de
23 transformador correspondiente
24

25 Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP-
26 para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación
27 diferente. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la
28 subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente;
29 las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los
30 CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los
31 interruptores. Los SP diferenciales de barra, deber ser seleccionado considerando las
32 ampliaciones futuras, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de
33 transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras
34 multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.
35

36 Las bahías deberán estar acopladas al esquema de protección diferencial de barras de la
37 Subestación.
38

39 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de
40 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben
41 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los

1 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
 2 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
 3 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
 4 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
 5 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

6
 7 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 8 protecciones según lo solicitado en este Anexo 1 y en la Resolución CREG 025 de 1995,
 9 anexo CC4 y sus modificaciones.

10
 11 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

12
 13 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 14 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p> <p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
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</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>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1
2 **5.6.2.1 Características Generales**
3

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

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

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

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

- 26 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de
- 27 protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 28 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 29 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos
 - 30 entre equipos vía la red.
 - 31 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
 - 32 Automatización de la Subestación.

- 1 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
2 funciones:
3 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
4 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
5 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
6 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la
7 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema
8 sin perturbar ni detener el sistema.
9 ○ Mantenimiento de cada equipo.
10 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las
11 protecciones del sistema.
12

13 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
14 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación
15 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control,
16 visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos
17 de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de implementación y
18 coordinación de información a intercambiar con el CND son responsabilidad del
19 Inversionista.
20

21 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
22 Subestación:
23

- 24 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
25 Subestación.
26 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,
27 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de
28 sincronización proveniente de un reloj GPS.
29 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
30 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
31

32 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el
33 correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de
34 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este
35 aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los
36 protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.
37

38 **5.6.3. Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales**

39

1 Se deben instalar unidades de medición fasorial -PMU- para cada bahía (línea,
2 transformación o compensación) objeto de la presente Convocatoria, y para los casos de
3 configuración en interruptor y medio se deberá garantizar un PMU por corte, incluyendo el
4 corte central, la cual deberá tener entradas de corriente independiente por bahía o corte
5 instalado mediante la presente convocatoria.

6 Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida
7 (circuitos de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en
8 un equipo multifuncional, siempre y cuando este no comparta funciones de protección o
9 circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos que integren
10 sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo, o con unidades
11 procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de que la subestación no
12 cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en los tableros de las
13 correspondientes bahías.

14
15 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofásorial, en
16 donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -PDC- y otros
17 dispositivos asociados. El tablero suministrado por el inversionista deberá estar provisto de
18 servicios de energía con las mismas características de los tableros de control de la
19 Subestación. El inversionista deberá permitir al operador nacional las labores de gestión y
20 mantenimiento de los equipos instalados en este tablero.

21
22 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el inversionista,
23 a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de
24 información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad
25 apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues
26 sobre la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar las
27 PMU. La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que
28 disponga el operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido
29 en la resolución CREG 080 de 1999.

30
31 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más reciente
32 IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos equipos
33 deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de medición
34 fasorial sea revisada.

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

5.6.4 Controladores de Bahía

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

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

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

5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares

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

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

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

9 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
10 para la comunicación.

11 **5.6.6 Switches**

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

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

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

31 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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

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

4
5 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores
6 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico
7 en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

8 9 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

10 11 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

12
13 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del
14 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y
15 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la
16 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la
17 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada
18 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella.
19 La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de
20 comunicaciones.

21
22 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
23 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
24 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
25 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de
26 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,
27 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de
28 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

29 30 **5.6.8.2 Registradores de Fallas**

31
32 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
33 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
34 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
35 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
36 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
37 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

38 39 **5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

40

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

5
6 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
7 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
8 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 9
10
- 11 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
 - 12 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
 - 13 • Comunicación con el CND.
 - 14 • Comunicación con la red de área local.
 - 15 • Facilidades de mantenimiento.
 - 16 • Facilidades para entrenamiento.
 - 17 • Función de bloqueo.
 - 18 • Función de supervisión.
 - 19 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
 - 20 • Guía de operación.
 - 21 • Manejo de alarmas.
 - 22 • Manejo de curvas de tendencias.
 - 23 • Manejo de mensajes y consignas de operación.
 - 24 • Marcación de eventos y alarmas.
 - 25 • Operación de los equipos.
 - 26 • Programación, parametrización y actualización.
 - 27 • Reportes de operación.
 - 28 • Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
29 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
 - 30 • Secuencia de eventos.
 - 31 • Secuencias automáticas.
 - 32 • Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
 - 33 • Supervisión de la red de área local.

34 **5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

35
36 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995,
37 en su última revisión.
38

5.7 Obras Civiles

Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras descritas en el numeral 2 del presente Anexo 1, con el siguiente alcance:

- Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control.
- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental, deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Transmisor.
- 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 Transmisor 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.

5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra del proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar, trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma

1 ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones
2 de toque y paso a valores tolerables.

3 4 5 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

6 7 **6.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

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

14
15 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,
16 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”
17 diseñados por el Transmisor de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el
18 cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por
19 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta
20 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con
21 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

22
23 **Pruebas de puesta en servicio:** El Transmisor debe efectuar las siguientes pruebas como
24 mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los requerimientos
25 del CND, vigentes:

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

33
34 **Pruebas de energización:** El Transmisor será responsable por la ejecución de las pruebas
35 de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para
36 los fines pertinentes por la Interventoría.

37 38 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

39
40 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

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

21 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

22
23 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
24 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

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

28
29 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor debe entregar al Interventor
30 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el
31 Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.

34 **9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

35
36 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 07 - 2017, recopilada por
37 la UPME, como costos de conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por
38 la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes
39 DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o
40 el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha

1 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles
2 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.
3

4
5 **10. FIGURAS**

6
7 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:
8

9 Figura 1 - Diagrama Esquemático.

10
11 Figura 2 - Diagrama Unifilar Subestación Sabanalarga 500 kV.
12

13 Figura 3 - Diagrama Unifilar Subestación Bolívar 500 kV.
14

15 Figura 4 - Diagrama Unifilar Subestación Bolívar 220 kV.
16
17