

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR

UPME STR 09 – 2018

(UPME STR 09 – 2018)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA NUEVA MONTERÍA – RIO SINÚ 110 kV**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., diciembre de 2018



TABLA DE CONTENIDO

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	6
9	2.1.1 En subestación Nueva Montería 110 kV	6
10	2.1.2 En subestación Rio Sinú 110 kV	7
11	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	8
12	2.2.1 En la Subestación Nueva Montería 110 kV	8
13	2.2.1 En la Subestación Rio Sinú 110 kV	9
14	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	9
15	3.1 Parámetros del Sistema	9
16	3.2 Nivel de Corto Circuito	10
17	3.3 Materiales	10
18	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	11
19	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	11
20	3.6 Pruebas en Fábrica	11
21	4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 110 kV	12
22	4.1 General	12
23	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión	13
24	4.3 Longitud aproximada de las Líneas	14
25	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV	14
26	4.4.1 Aislamiento	14
27	4.4.2 Conductor de Fase	15
28	4.4.3 Cable(s) de Guarda	16
29	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	17
30	4.4.5 Transposiciones de Línea	17
31	4.4.6 Estructuras	17
32	4.4.7 Localización de Estructuras	18
33	4.4.8 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores	18
34	4.4.9 Cimentaciones	18
35	4.4.10 Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas subterráneas	19
37	4.4.11 Señalización Aérea	19
38	4.4.12 Desviadores de vuelo para aves	20
39	4.4.13 Obras Complementarias	20
40	4.5 Informe Técnico	20
41	5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	20
42	5.1 General	20
43	5.1.1 Predio de las subestaciones	21
44	5.1.2 Espacios de Reserva	22
45	5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes	22
46	5.1.4 Servicios Auxiliares	22
47	5.1.5 Infraestructura y Módulo Común	22
48	5.2 Normas para Fabricación de los Equipos	24
49	5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	24

1	5.4	Procedimiento General del Diseño	24
2	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica	25
3	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle	28
4	5.4.3	Estudios del Sistema.....	31
5	5.4.4	Distancias de Seguridad	32
6	5.5	Equipos de Potencia	32
7	5.5.1	Interruptores.....	32
8	5.5.2	Descargadores de Sobretensión.....	33
9	5.5.3	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	33
10	5.5.4	Transformadores de Tensión	34
11	5.5.5	Transformadores de Corriente	35
12	5.5.6	Equipo GIS o Híbrido	35
13	5.5.7	Sistema de puesta a tierra	36
14	5.5.8	Apantallamiento de la Subestación.....	37
15	5.6	Equipos de Control y Protección.....	37
16	5.6.1	Sistemas de Protección	37
17	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	38
18	5.6.2.1	Características Generales	39
19	5.6.3	Medidores multifuncionales.....	41
20	5.6.4	Controladores de Bahía	41
21	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	42
22	5.6.6	Switches.....	42
23	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	43
24	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	43
25	5.6.8.1	Controlador de la Subestación	43
26	5.6.8.2	Registradores de Fallas.....	43
27	5.6.8.3	Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación.....	44
28	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	44
29	5.7	Obras Civiles.....	44
30	5.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	45
31	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	45
32	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio	45
33	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	46
34	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	46
35	8.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	47
36	9.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	47
37	10.	FIGURAS.....	47
38			

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista STR de las Convocatoria Pública UPME STR 09 – 2018.

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 STR, 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 STR, los aplicables en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones) 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 Inversionista seleccionado 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 STR, 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, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del

1 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una
2 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños
3 según cronograma presentado por el Inversionista seleccionado y aprobado por la UPME,
4 la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos,
5 primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.

6 7 **1.2 Definiciones**

8
9 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido
10 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista STR - DSI.

11 12 13 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

14
15 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, instalación,
16 pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de las siguientes obras:

- 17
18 i. Una (1) nueva bahía de línea a 110 kV, configuración en anillo, en la subestación
19 Rio Sinú 110 kV.
- 20 ii. Una (1) línea a 110 kV desde la subestación Rio Sinú 110 kV hasta la subestación
21 Nueva Montería 110 kV, con una longitud de 13 km aproximadamente.
- 22 iii. Una (1) nueva bahía de línea a 110 kV, en configuración doble barra más
23 seccionador de transferencia, en la subestación Nueva Montería 110 kV.
- 24
25 iv. Extensión de los barrajes a 110 kV (en caso de ser necesario) y/o conexiones a los
26 mismos, que se requieran para la instalación de las mencionadas bahías, junto con
27 todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas,
28 corte y/o protección, control, medición, y demás necesarios, para su correcto
29 funcionamiento y el cumplimiento de las normas aplicables.
- 30
31 v. En general todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas
32 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
33 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
34 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de
35 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc, sin limitarse
36 a estos.

37
38 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
39 Convocatoria:

- 40
41 a. El Diagrama unifilar de la nueva Subestación, objeto de la presente Convocatoria
42 Pública, hace parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una
43 disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la disposición de las
44 bahías de las líneas en los diagramas unificables, previa revisión y concepto del
45 interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación
46 presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la

1 Subestación (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos entre las
2 partes, previos a la solicitud.

3
4 b. Corresponde a los involucrados en las Subestaciones que se intervendrán por
5 motivo del objeto de la presente convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación
6 y/o disposición física de los equipos en la subestación (el inversionista seleccionado
7 para la convocatoria UPME STR 09 – 2018, EPSA, ELECTRICARIBE y cualquier
8 otro agente responsable de infraestructura). En cualquier caso, se debe garantizar
9 una disposición de alta confiabilidad. Sin embargo, los acuerdos a que lleguen no
10 podrán limitar el acceso y uso de los espacios previstos para futuras expansiones.

11
12 c. El Inversionista seleccionado deberá identificar y especificar todos los elementos
13 necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y operación de los equipos a
14 instalar, ya sean de potencia, control, medición, protecciones, etc., tanto en
15 condiciones normales, como en contingencias o fallas.

16
17 d. Todos los equipos o elementos a instalar, en la presente Convocatoria Pública
18 UPME STR, deberán ser nuevos, de la mejor calidad, de última tecnología,
19 fabricados bajo normas internacionales, y contar con sello de fabricación y
20 certificado de producto RETIE según aplique.

21
22 e. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
23 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
24 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
25 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
26 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
27 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.

28
29 f. En la página WEB de la presente Convocatoria Pública, se encuentra disponible la
30 información técnica y costos de conexión remitidos por los agentes involucrados. La
31 información específica deberá ser solicitadas en oficinas de la UPME en los términos
32 señalados en el numeral 9 del presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el
33 Inversionista podrá consultar a los propietarios de la infraestructura de manera
34 directa. La información suministrada por la UPME no representa ninguna limitante y
35 deberá ser evaluada por el Inversionista para lo de su interés, en concordancia con
36 los numerales 5.5., Independencia del Proponente, y 5.6. Responsabilidad, de los
37 DSI de la presente Convocatoria Pública.

38 39 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones**

40 41 **2.1.1 En subestación Nueva Montería 110 kV**

42
43 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de
44 ser necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras
45 descritas en el numeral 2.

46
47 La bahía de línea 110 kV a instalar deberá mantener la misma configuración de la
48 Subestación Nueva Montería 110 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o
49 GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations")

1 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según
2 el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos
3 establecidos en los DSI.

4
5 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
6 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva
7 bahía objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y
8 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar
9 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual
10 o superior al barraje existente donde se conecta.

11
12 También estarán a cargo del Inversionista, todos los elementos necesarios para la
13 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
14 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
15 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el
16 Inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesaria para cumplir con el
17 alcance del proyecto.

18
19 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
20 Conexión con el dueño de la subestación, así como para el uso del edificio de control y la
21 conexión a los servicios auxiliares de las nuevas instalaciones.

22
23 Los equipos o elementos a instalar deberán ser completamente nuevos y de última
24 tecnología.

25
26 El diagrama unifilar de la subestación Nueva Montería 110 kV, se muestra en la Figura 3.

27 28 **2.1.2 En subestación Río Sinú 110 kV**

29
30 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de
31 ser necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras
32 descritas en el numeral 2.

33
34 La bahía de línea 110 kV a instalar deberá mantener la misma configuración de la
35 Subestación Río Sinú 110 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS
36 (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations”
37 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según
38 el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos
39 establecidos en los DSI.

40
41 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
42 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva
43 bahía objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y
44 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar
45 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual
46 o superior al barraje existente donde se conecta.

47
48 También estarán a cargo del Inversionista, todos los elementos necesarios para la
49 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de

1 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
2 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el
3 Inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesaria para cumplir con el
4 alcance del proyecto.

5
6 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
7 Conexión con el dueño de la subestación, así como para el uso del edificio de control y la
8 conexión a los servicios auxiliares de las nuevas instalaciones.

9
10 Los equipos o elementos a instalar deberán ser completamente nuevos y de última
11 tecnología.

12
13 El diagrama unifilar de la subestación Rio Sinú 110 kV, se muestra en la Figura 2.

14 15 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

16
17 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
18 construcción de la nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o
19 arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión
20 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en
21 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de
22 conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

23
24 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
25 existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar
26 estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los
27 activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor..

28 29 **2.2.1 En la Subestación Nueva Montería 110 kV**

30
31 EPSA S.A. E.S.P., es el responsable de la subestación Nueva Montería 110 kV. El punto
32 de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en esta subestación es el
33 barraje a 110 kV.

34
35 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
36 control, protecciones y demás, entre la infraestructura a instalar y los sistemas existentes
37 en la subestación.

38
39 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
40 y el propietario de la subestación Nueva Montería 110 kV y/o el representante del punto de
41 conexión deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las
42 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
43 el espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, el
44 enlace al sistema de control del CND, suministro de servicios auxiliares de AC y DC; y
45 demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de
46 los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los
47 Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria
48 Pública, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del contrato, terreno en el cual se
49 realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos

1 sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones de las
2 partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá
3 ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes de común acuerdo,
4 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma
5 del contrato de conexión.

6 7 **2.1.1 En la Subestación Rio Sinú 110 kV**

8
9 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., es el responsable de la subestación Rio Sinú 110 kV. El
10 punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en esta subestación
11 es el barraje a 110 kV.

12
13 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
14 control, protecciones y demás, entre la infraestructura a instalar y los sistemas existentes
15 en la subestación.

16
17 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
18 y el propietario de la subestación Rio Sinú 110 kV y/o el representante del punto de conexión
19 deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las
20 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
21 el espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, el
22 enlace al sistema de control del CND, suministro de servicios auxiliares de AC y DC; y
23 demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de
24 los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los
25 Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria
26 Pública, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del contrato, terreno en el cual se
27 realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos
28 sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones de las
29 partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá
30 ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes de común acuerdo,
31 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma
32 del contrato de conexión.

33 34 35 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

36
37 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
38 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
39 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
40 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
41 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
42 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
43 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

44
45 Las Especificaciones contenidas en este anexo se complementan con la información de las
46 subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

47 48 **3.1 Parámetros del Sistema**

1 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado
2 deberán ser nuevos y de última tecnología, y cumplir con las siguientes características
3 técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría o Interventorías para la UPME.

4		
5	Tensión nominal	110 kV
6	Frecuencia asignada	60 Hz
7	Puesta a tierra	Sólida
8	Numero de fases	3
9	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
10	Servicios Auxiliares DC	125V
11	Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido

12 **Líneas de Transmisión en 110 kV**

13		
14		
15	Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o
16		estructuras compactas, y/o subterránea.
17	Circuitos por estructura:	Uno. Circuito sencillo.
18	Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
19	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

20

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

24 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

25

26

27 El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se
28 garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás
29 elementos será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la capacidad de corto
30 circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán objeto de la
31 presente Convocatoria no deberán ser inferior a 40 kA. La duración asignada al corto
32 circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas
33 y los indicados en las normas IEC aplicables. Copia del estudio deberá ser entregada al
34 Interventor para su conocimiento y análisis.

35 **3.3 Materiales**

36

37

38 Todos los equipos y materiales incorporados a la Convocatoria deben ser nuevos y de la
39 mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de
40 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras
41 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para
42 la Convocatoria, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de
43 producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista o Inversionistas
44 seleccionados deberán presentar para fines pertinentes al Interventor o Interventores
45 correspondientes los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones.
46 En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños
47 y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el Reglamento
48 actualmente vigente.

49

1 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

2
3 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
4 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
5 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista o Inversionistas
6 seleccionados deberán presentar al Interventor o Interventores correspondientes para los
7 fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes de pruebas en
8 donde se avalen las anteriores consideraciones.

9
10 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
11 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
12 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
13 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

14
15 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

16
17 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista
18 seleccionado. Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en
19 especial los artículos 52 y 53.

20
21 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
22 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
23 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales de las
24 Convocatoria. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar
25 como Hito en el cronograma de la Convocatoria lo cual será objeto de verificación por parte
26 del Interventor o Interventores correspondiente.

27
28 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
29 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
30 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
31 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado correspondiente.
32 Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor correspondiente.

33
34 **3.6 Pruebas en Fábrica**

35
36 Una vez el Inversionista seleccionado correspondiente haya seleccionado los equipos a
37 utilizar deberá entregar al Interventor correspondiente, copia de los reportes de las pruebas
38 que satisfagan las normas aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores,
39 seccionadores, transformadores de corriente y potencial, entre otros. En caso de que los
40 reportes de las pruebas no satisfagan las normas aceptadas, el Interventor correspondiente
41 podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del Inversionista seleccionado
42 correspondiente.

43
44 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de la subestación, estos
45 deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo
46 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
47 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 110 kV

4.1 General

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

En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para la nueva línea de 110 kV que el inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis comparativo de las normas:

Líneas de 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase	Numeral 3.1 de este Anexo	kV	110
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1 de este Anexo	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1 de este Anexo		Aérea / Subterránea
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3 de este Anexo	km	13
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Numeral 4.3 de este Anexo	msnm	17 - 100
6	Ancho de servidumbre para línea aérea	RETIE Tabla 22.1 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	m	-
7	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1 de este Anexo	-	-
8	Distancias de seguridad	RETIE Numeral 13.3 (o aquella que la modifique y/o sustituya)		-
9	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2 de este Anexo	Unidad	-
10	Cantidad de cables de guarda-línea aérea	Numeral 4.4.3 de este Anexo	Unidad	-
11	Tipo de estructura para línea aérea	Numeral 3.1 de este Anexo		Auto soportada
12	Conductor de fase en línea aérea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		
13	Conductor de fase en línea subterránea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		Cobre o Aluminio

Líneas de 110 kV				
14	Cables de guarda	Con características según numeral 4.4.3 de este Anexo.		Alumoclad
15	Máxima tensión mecánica de tendido de los conductores referida a su tensión de rotura	RETIE numeral 22.9 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	%	25
16	Tensión longitudinal máxima de los conductores y cable de guarda para línea aérea en cualquier condición, referida a su tensión de rotura	En cualquier condición, no deberá exceder el 50 % de su correspondiente tensión de rotura.	%	50
17	Valor de referencia para resistencia de puesta a tierra en líneas aéreas	RETIE numeral 15.4 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	Ohm	20
18	Salidas por sobretensiones causadas por descargas atmosféricas en línea aérea	Numeral 4.4.1 de este Anexo	Flameos/100 km-año	3
19	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.	Numeral 4.4.1 de este Anexo		Debe asegurar permanencia en servicio continuo

1

2

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

3

4

5

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

6

7

4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión

8

9

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

10

11

12

13

14

15

16

17

18

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

11
12 En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,
13 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros. El Inversionista
14 deberá validar la información a efectos de sus estudios y diseños.

16 **4.3 Longitud aproximada de las Líneas**

17
18 Las longitudes y la altura sobre el nivel del mar, anunciadas en este documento son de
19 referencia y están basadas en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y
20 valoraciones que realice el Inversionista para efectos de su propuesta económica deberán
21 estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

22
23 Tanto la longitud real como la altura sobre el nivel del mar real, serán función del diseño y
24 estudios pertinentes que realiza el Inversionista seleccionado

26 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV**

27
28 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
29 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección
30 del Inversionista – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado
31 Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones) y en
32 el RETIE (Resolución MME 90708 de 30 de agosto de 2013 y actualizaciones, correcciones
33 y/o modificaciones posteriores previas al diseño y construcción de la línea).

34
35 Para el caso de la reconfiguración de líneas de transmisión, las especificaciones de diseño
36 deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto en los casos
37 en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea
38 ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al detalle todas las
39 características del diseño original de la Línea de Transmisión y confrontarlas con la
40 normatividad actual.

41
42 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor
43 Regional cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

45 **4.4.1 Aislamiento**

46
47 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de
48 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las nuevas subestaciones y/o
49 las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en ello, hacer el diseño del

1 aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de
2 aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en
3 las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en
4 particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos
5 desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las
6 barras de 110 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y
7 que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas
8 de crecimiento.

9
10 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000, se considera como parámetro de diseño
11 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas
12 eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y
13 servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial y servicio
14 continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

15
16 Para el caso de líneas aéreas y/o subterráneas en todos los sitios de transición deberán
17 preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la ocurrencia de
18 sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o maniobras. El
19 aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la línea ante
20 sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

21 22 **4.4.2 Conductor de Fase**

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

29
30 El conductor de fase, de las líneas objeto de la presente Convocatoria, sean aérea o
31 subterránea deberá ser de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o mayor
32 capacidad de corriente a las siguientes:

- 34 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a **0.09**
35 ohmios/km.
- 37 • Capacidad normal de operación de cada uno de los conductores no inferior a **800**
38 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.

39
40 En caso de conductores en haz o múltiples por fase, la resistencia DC a 20°C por conductor
41 de fase corresponderá a la resistencia en paralelo de los sub-conductores de cada fase y
42 la capacidad de corriente corresponderá a la capacidad en paralelo de los sub-conductores
43 de cada fase. Lo anterior utilizando las normas o cálculos aplicables y según las
44 características de la línea (p. eje, aérea o subterránea).

45
46 El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia tanto
47 en los tramos aéreos como en los subterráneos según sea el caso.

48

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

3
4 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
5 establecidas en la normatividad aplicable.

6
7 Los valores máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo
8 Magnético son los indicados en el RETIE.

9
10 De presentarse características en el ambiente, para estas nuevas líneas, que tuviere efecto
11 corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos de
12 aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,
13 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad
14 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor deberá ser cobre o aluminio con
15 aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito
16 previsible para la línea durante el tiempo de operación de los interruptores. En caso de
17 que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser incorporadas al cable
18 o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión
19 sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

20 21 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

22
23 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

24
25 Se requiere que todos los tramos de línea aérea tengan uno o dos cables de guarda
26 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW, con
27 la única excepción de líneas a reconfigurar que no tengan instalados cables con fibra óptica.

28
29 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda
30 no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberán ser del tipo Alumoclad o de otro
31 material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los
32 propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su
33 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar
34 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan
35 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del
36 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados
37 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por
38 ellos.

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

42
43 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor Regional
44 cumpla con las normas técnicas aplicables.

45
46 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la
47 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra
48 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del

1 cable de guarda o de los cables de fibra óptica asociados con cables enterrados e informar
2 de ellos al Interventor.

3 4 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

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

16
17 Para los cables aislados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de
18 las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y las
19 tensiones de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

20 21 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

22
23 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea para
24 garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para
25 ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la
26 infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.

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

32
33 En caso de requerirse, las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a tres sextos
34 (3/6) y a cinco sextos (5/6) de la longitud total de la línea correspondiente.

35
36 El Transmisor se obliga a realizar el estudio correspondiente **antes del inicio de**
37 **construcción de las obras** y, a más tardar en ese momento, ponerlo a consideración de
38 la Interventoría, terceros involucrados, el CND y si es del caso al CNO. Este documento
39 hará parte de las memorias del proyecto.

40 41 **4.4.6 Estructuras**

42
43 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la
44 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas
45 a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de
46 frecuencia industrial.

47
48 Las estructuras de apoyo para las líneas aéreas y las de transición aéreo-subterráneo
49 deberán ser auto-soportadas. En cualquier caso, las estructuras no deberán requerir para

1 su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer
2 uso de estos recursos para su montaje, pero se requiere que estas estructuras puedan ser
3 montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

4
5 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las
6 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para
7 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología
8 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "Guidelines for Electrical
9 Transmission Line Structural Loading - Practice 74". La definición del vano peso máximo y
10 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será el que se establezca a partir de los
11 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo
12 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "Design of Latticed Steel
13 Transmission Structures". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas
14 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo de los que se
15 obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara
16 así, primarán estas últimas.

17 **4.4.7 Localización de Estructuras**

18
19 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad
20 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las
21 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de
22 transmisión o de comunicaciones, caños, ríos navegables, bosques, etc., medidas en
23 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la
24 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante
25 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE.

26 **4.4.8 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores**

27
28 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-
29 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser
30 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencia de
31 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista determinará los sitios de colocación, a lo largo de cada
32 vano, de los amortiguadores de tal manera que la amortiguación de las fases sea efectiva.
33 Copia del estudio de amortiguamiento será entregada al Interventor para su conocimiento
34 y análisis.

35
36 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su
37 posicionamiento medido desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que
38 determine el estudio de amortiguamiento que realice el Inversionista, copia del cual le
39 deberá ser entregada al Interventor.

40 **4.4.9 Cimentaciones**

41
42 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo
43 de las cimentaciones propuestas, que deberá hacerse considerando la metodología
44 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "Guidelines for Electrical
45 Transmission Line Structural Loading – Practice 74" para la evaluación de las cargas y para
46 el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de Construcción
47
48
49

1 Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique para la evaluación de las cargas en
2 torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es del caso, se
3 deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras. Los
4 diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse
5 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar
6 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas
7 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de
8 cada tipo de estructura.

10 **4.4.10 Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas** 11 **subterráneas**

12
13 De acuerdo con el RETIE las canalizaciones para los tramos subterráneos podrán
14 realizarse mediante ductos, o enterramiento directo, sin embargo dadas las dificultades
15 para realizar las excavaciones sin obstaculizar el uso normal de tales vías, el Inversionista
16 podrá considerar la posibilidad de utilizar el sistema de perforación dirigida. En la
17 escogencia e instalación del tipo de canalización, se deben evaluar las condiciones
18 particulares de la instalación, su ambiente y aplicar los elementos más apropiados teniendo
19 en cuenta los usos permitidos y las prohibiciones, así como contar con los permisos de los
20 propietarios o de las autoridades competentes según corresponda.

21
22 Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de inspección,
23 y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas internacionales
24 o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

25
26 Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa,
27 libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de
28 protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del
29 cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo
30 menor a la vida útil del cable enterrado.

31
32 Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones en los extremos o las
33 derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección cuya construcción y sus
34 sistemas de drenaje garanticen que ellas pueden mantenerse sin presencia de agua en su
35 interior. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación,
36 conexión o salida deben ser adecuadas para la ejecución de empalmes, realizar las curvas
37 de los cables cumpliendo con el radio de curvatura mínimo recomendado por el fabricante
38 del cable y permitir el tendido en función de la sección de los conductores. Los cables deben
39 quedar debidamente identificados dentro de las cámaras de inspección.

40
41 Las tapas de las cajas podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales
42 resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente
43 y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de
44 una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.

46 **4.4.11 Señalización Aérea**

47
48 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
49 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Fuerza Aérea de

1 Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito
2 de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc.) que
3 hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes
4 originados por la carencia de ellos.

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

10 **4.4.12 Desviadores de vuelo para aves**

11
12 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de
13 vuelo para aves.

15 **4.4.13 Obras Complementarias**

16
17 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del
18 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios
19 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,
20 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos
21 ambientales y demás obras que se requieran.

23 **4.5 Informe Técnico**

24
25 El Interventor verificará que el Inversionista suministre los siguientes documentos técnicos,
26 en igual forma a lo requerido para las líneas, de acuerdo con lo establecido en el numeral
27 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca en resoluciones posteriores
28 a esta, durante las respectivas etapas de construcción de las líneas de transmisión del
29 Proyecto:

- 30
- 31 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de
- 32 2000.
- 33 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
- 34 2000.
- 35 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con
- 36 el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 37 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 38 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
- 39 Resolución CREG 098 de 2000.
- 40 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
- 41 de 2000.
- 42

43 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

44
45 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la subestación:

47 **5.1 General**

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

5.1.1 Predio de las subestaciones

Subestación Nueva Montería 110 kV:

9 Se encontrará localizada en las siguientes coordenadas aproximadas (esta información
10 deberá ser verificada por el Interesado):

12 Latitud: 08°45'17.62"N

13 Longitud: 75°51'28.32"O

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

24 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos
25 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar
26 los posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
27 inversionista.

29 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
30 equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
31 nivel de confiabilidad.

Subestación Río Sinú 110 kV

35 Se encontrará localizada en las siguientes coordenadas aproximadas (esta información
36 deberá ser verificada por el Interesado):

38 Latitud: 08°43'16.50N

39 Longitud: 75°53'26.19"O

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

1 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos
2 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar
3 los posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
4 inversionista.

5
6 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
7 equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
8 nivel de confiabilidad.

10 **5.1.2 Espacios de Reserva**

11
12 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
13 existentes en las subestaciones para futuras ampliaciones y no contempla adecuaciones
14 sobre terrenos adicionales a los necesarios para llevar a cabo las obras contempladas en
15 esta convocatoria. No obstante, se debe garantizar que los espacios de reserva en las
16 subestaciones no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura
17 (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria
18 Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las obras a construir en la presente
19 convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el
20 propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.

22 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

23
24 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
25 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de
26 comunicaciones, control y protección, con la infraestructura existente que pueda verse
27 afectada por el desarrollo del Proyecto.

28
29 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
30 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
31 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
32 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

34 **5.1.4 Servicios Auxiliares**

35
36 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes
37 para la topología de las Subestaciones, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del
38 presente Anexo 1. Para las obras objeto de la presente convocatoria, los servicios auxiliares
39 deberán contar con alimentación independiente a los actualmente instalados.

41 **5.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

42
43 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos
44 del módulo común como se describe a continuación:

45
46 El Inversionista debe prever el espacio necesario para edificios, equipos y obras del
47 desarrollo inicial y los espacios de reserva para futuros desarrollos, objeto de la presente
48 Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas, etc., según se
49 requiera, considerando la disponibilidad de espacio en los predios y las eventuales

1 restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área,
2 igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de la subestación
3 y/o adecuaciones que sean necesarias.
4

5 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
6 módulo común en la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras
7 civiles y los equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías
8 de la subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria
9 Pública. La infraestructura y módulo común de la nueva subestación, estarán conformados
10 como mínimo por los siguientes componentes:
11

- 12 • **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista y para los
13 espacios de reserva, está compuesta por, las vías de acceso a la subestación, las
14 vías internas de acceso a los patios de conexiones y la adecuación del terreno para
15 los espacios de reserva, alcantarillado, barreras de protección y de acceso al predio,
16 todos los cerramientos para seguridad del predio, filtros y drenajes, pozo séptico y
17 de agua y/o conexión a acueductos/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado
18 interior y exterior y cárcamos comunes, y en general, todas aquellas obras civiles
19 utilizadas de manera común en la subestación. En el caso particular de las obras a
20 cargo del Inversionista, es su responsabilidad el proveer todo lo necesario para su
21 construcción, protección física, malla de puesta a tierra, etc., y deberá considerar
22 espacio suficiente en los cárcamos y demás elementos construidos en la presente
23 Convocatoria y que servirán de manera común a los espacios de reserva, según la
24 propuesta que realice el Inversionista de conformidad con el numeral 5.1.2. Para los
25 espacios de reserva se aclara que no deberán ser provistos de malla de puesta a
26 tierra en la presente Convocatoria, pero si se deberán proveer los puntos de
27 conexión para la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras
28 instalaciones.
29
- 30 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2
31 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
32 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio
33 de cada subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra, apantallamiento
34 y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo
35 el cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos
36 necesarios para integrar las nuevas bahías con las subestaciones existentes, en
37 conexiones de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares. Se
38 aclara que para los espacios de reserva no deberá suministrarse ningún elemento
39 particular, sin embargo, los equipos instalados por la presente Convocatoria si
40 deberán considerar capacidad o espacio (físico, servicios auxiliares, protecciones,
41 control, etc.) suficiente para recibir la conexión de todos los elementos del STR que
42 a futuro ocuparán los espacios de reserva. Se aclara que particularmente la
43 protección diferencial de barras si deberá tener espacio suficiente para la conexión
44 de todas las bahías a 110 kV actuales y futuras, señaladas en el presente Anexo 1.
45

46 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
47 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
48 análisis.
49

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

4
5 **NOTA:** El Inversionista deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las
6 facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a
7 conexiones de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.

9 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

10
11 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última
12 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*
13 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*
14 *International Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des*
15 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.*

17 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

26 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

27
28 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 29
30 a) Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del
31 Proyecto correspondiente, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

32
33 En dicho documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
34 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
35 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las
36 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
37 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
38 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
39 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas
40 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
41 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
42 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
43 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte, almacenamiento
44 y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los
45 procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las
46 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los
47 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y
48 especificaciones de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
49 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en

1 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de
2 operación y mantenimiento.

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

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

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

20
21 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista
22 seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
23 Proyecto.

24
25 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
26 documento de cumplimiento obligatorio.

27
28 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
29 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
30 pruebas.

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

37
38 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista
39 seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.

40 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

41
42
43 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
44 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
45 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la
46 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del
47 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las
48 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

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

7
8 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

9 10 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

- 11
- 12 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 13 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 14 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 15 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- 16 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- 17 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 18 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 19 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 20 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 21 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 22 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 23 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 24 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 25 • Análisis de identificación de riesgos.

26 27 **5.4.1.2 Especificaciones equipos**

- 28
- 29 • Especificación técnica equipos de patio.
- 30 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 31 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 32 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 33 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 34 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 35 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 36 equipos.
- 37 • Especificación funcional del sistema de control.
- 38 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 39 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 40 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 41 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 42 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.

43 44 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos**

- 45
- 46 • Características técnicas, equipos.
- 47 - Interruptores
- 48 - Seccionadores.

- 1 - Transformadores de corriente.
- 2 - Transformadores de tensión.
- 3 - Descargadores de sobretensión.
- 4 - Aisladores y cadenas de aisladores.
- 5 • Dimensiones de equipos.
- 6 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 7 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 8 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 9 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 10 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 11 • Características técnicas, cables desnudos para interconexión de equipos y barrajes.
- 12

5.4.1.4 Planos electromecánicos

- 14
- 15 • Diagrama unifilar de la subestación
- 16 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 17 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 18 • Diagrama unifilar de medidas.
- 19 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 20 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 21 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 22 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 23 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 24 • Planos en planta de ubicación de equipos.
- 25 • Planos vista en cortes de equipos.
- 26 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 27 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 28 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 29 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 30 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.
- 31

5.4.1.5 Planos de obras civiles

- 32
- 33
- 34 • Plano localización de la subestación.
- 35 • Plano disposición de bases de equipos.
- 36 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 37 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 38 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 39 • Plano de drenajes de la subestación.
- 40 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 41 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 42 • Planos casa de control.
- 43 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 44 • Plano cerramiento de la subestación.
- 45 • Plano obras de adecuación.
- 46

1 **5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

- 2
- 3 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 4 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 5 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el transporte
- 6 de equipos y materiales.
- 7 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 8 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 9 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 10 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

11 **5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

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

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

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

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

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

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

33 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 34 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 35 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 36 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- 37 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 38 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 39 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 40 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.

- 1 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 2 cárcamos interiores en caseta de control.
- 3 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 4 barrajes.
- 5 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento rígido.
- 6 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
- 7 casa de control.
- 8 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 9 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.

10

11 **5.4.2.2 Planos de obras civiles**

12

- 13 • Planos para construcción de bases para equipos
- 14 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte
- 15 para equipos y pórticos a 110 kV.
- 16 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
- 17 potencia.
- 18 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 19 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 20 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 21 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 22 tableros, equipos y canales interiores.
- 23 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 24 • Planos para construcción de vías

25

26 **5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

27

28 El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y

29 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y verificación

30 de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales para

31 construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control,

32 protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria

33 aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de

34 acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al

35 diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

36

37 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la

38 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica

39 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:

40

41 **a. Sistema de puesta a tierra:**

- 42 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y
- 43 estructuras.
- 44 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
- 45 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- 46 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- 47 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.
- 48 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.

- 1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
- b. Equipos principales:**
- Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
 - Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al nivel rasante del patio.
 - Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos, sistemas de anclaje.
 - Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
 - Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control. Diseño civil de los canales de cables.
 - Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos para cables entre los equipos y las bandejas.
 - Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.
- c. Equipos de patio 110 kV:**
- Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de sobretensión.
 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc., hasta borneras de interconexión.
 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
 - Placas de características técnicas.
 - Información técnica complementaria y catálogos.
 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
 - Protocolo de pruebas en fábrica.
 - Procedimiento para pruebas en sitio.
- d. Para tableros:**
- Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
 - Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de control, señalización y protección.
 - Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc., que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
 - Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
 - Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
 - Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida, telecontrol y teleprotección, incluyendo:
 - Diagramas de principio y unifilares
 - Diagramas de circuito
 - Diagramas de localización exterior e interior.
 - Tablas de cableado interno y externo.
 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes diagramas de principio:
 - Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
 - Diagramas del sistema de control de la subestación.
 - Diagramas de medición de energía.
 - Diagramas lógicos de enclavamientos.

- 1 ▪ Diagramas de comunicaciones.
- 2 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
- 3 - Listado de cables y borneras.
- 4 - Planos de Interfase con equipos existentes.
- 5 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
- 6 señalización y alarmas.
- 7

8 **e. Reportes de Pruebas:**

- 9 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
- 10 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
- 11 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de
- 12 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados. Las instrucciones
- 13 deberán estar en idioma español.
- 14

15 **5.4.3 Estudios del Sistema**

16
17 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que
18 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan
19 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo
20 en lo que aplique:

- 21
- 22 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
- 23 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
- 24 y de resistividad.
- 25
- 26 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 27
- 28 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
- 29 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 30
- 31 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 32
- 33 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobretensión y
- 34 distancias eléctricas.
- 35
- 36 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
- 37 y a corto circuito.
- 38
- 39 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
- 40 aislados.
- 41
- 42 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 43
- 44 - Memoria de resistividad del terreno y estudio de malla de puesta a tierra
- 45
- 46 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 47
- 48 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 49

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

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

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

23 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

24
25 La distancia de seguridad aplicable en la Subestación deben cumplir los lineamientos
26 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.
27

28 **5.5 Equipos de Potencia**

29 **5.5.1 Interruptores**

30
31
32 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición de las
33 siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:
34

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

39
40 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado
41 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo
42 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido
43 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser
44 totalmente independientes.
45

46 **Pruebas de rutina:** Los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
47 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
48 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
49 Interventoría.

1
2 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
3 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o
4 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su
5 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
6 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

10 11 **5.5.2 Descargadores de Sobretensión**

12
13 Los descargadores de sobretensión deben cumplir las prescripciones de la última edición
14 de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
15 suministrar

- 16
17 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c.
18 systems"
- 19 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and
20 controlgear".

21
22 **Pruebas de rutina:** Los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
23 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los
24 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
25 Interventoría.

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

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

35 36 **5.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

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

- 41
42 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
43 equivalente en ANSI.
- 44 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
45 nominal voltages greater than 1000 V".
- 46 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".

47
48 Los seccionadores podrán ser de accionamiento tripolar y deberán poseer mecanismos de
49 operación manual y motorizado, dispuestos en gabinetes de acero galvanizado o aluminio,

1 con grado de protección IP54. El mecanismo de operación deberá ser suministrado con
2 contactos auxiliares, eléctricamente independientes y deberá contar con un sistema de
3 condena que evite la operación eléctrica y mecánica.

4
5 El control del mecanismo de operación podrá ser operado local o remotamente y el modo
6 de operación se podrá realizar mediante un selector de tres posiciones: LOCAL-
7 DESCONECTADO-REMOTO. La operación local se realizará mediante dos pulsadores:
8 CIERRE y APERTURA. El mecanismo de operación debe tener claramente identificadas
9 las posiciones de cerrado (I) y abierto (O).

10
11 Para los seccionadores con cuchilla de puesta a tierra, se deberá suministrar un
12 enclavamiento eléctrico y mecánico que no permita cerrar el seccionador mientras la
13 cuchilla de puesta a tierra esté cerrada.

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

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

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

28 29 **5.5.4 Transformadores de Tensión**

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

- 34
- 35 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
36 equivalente en ANSI.
 - 37 • IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
 - 38 • IEC 60186: "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and capacitor
39 dividers".
 - 40 • IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers". IEC 60296: "Specification
41 for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear"

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

47
48 **Pruebas de rutina:** Los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
49 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1.o

1 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
2 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

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

10
11 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
12 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

13 14 **5.5.5 Transformadores de Corriente**

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

- 19
- 20 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
21 equivalente en ANSI.
- 22 • IEC-61869-1/2: "Current Transformers – Part 2: Additional requirements for current
23 transformers".
- 24

25 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
26 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
27 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
28 025 de 1995, en su última revisión.

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

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

40
41 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
42 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Corriente.

43 44 **5.5.6 Equipo GIS o Híbrido**

45
46 En caso de que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas
47 Insulated Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas,
48 debe cumplir la siguiente normatividad:

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

- 4
- 5 • IEC6189- Instrument transformer
- 6 • IEC60071-Insulation Coordination
- 7 • IEC62271-High voltage switchgear and controlgear.
- 8 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 9 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 10 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 11 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 12 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 13 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 14 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 15 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 16 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

17 |
18 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
19 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

20
21 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
22 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

23 24 **5.5.7 Sistema de puesta a tierra**

25
26 Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún
27 peligro para el personal situado en cualquier lugar de la subestación, al que tenga acceso.

28
29 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación estarán de acuerdo a la
30 última revisión de la publicación IEEE No.80-2013 "Guide for Safety and Alternating Current
31 Substation Grounding" e IEEE Std. 81-2012 "Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground
32 Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System" y deberán cumplir con
33 los correspondiente al RETIE en su última versión.

34
35 Todos los elementos sin tensión como equipos, estructuras metálicas expuestas y no
36 expuestas, accesorios metálicos, aisladores de soporte y otros, se conectarán directamente
37 a la malla de tierra en el punto más cercano y conveniente, utilizando empalmes de
38 soldadura exotérmica.

39
40 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
41 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

42
43 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado realizará
44 los ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno
45 y realizará las mediciones de resistencia de puesta a tierra y de las tensiones de paso y
46 contacto, según requerimientos del RETIE en su última versión, de tal manera que se
47 garantice la seguridad de las personas en torno a la subestación.

5.5.8 Apantallamiento de la Subestación

El diseño del sistema de apantallamiento de la nueva subestación deberá realizar una evaluación del nivel de riesgo de las instalaciones ante descargas atmosféricas directas de acuerdo con los procedimientos de la norma IEC 62305-2 “Protection against lightning – Part 2: Risk management”.

El diseño del sistema de apantallamiento deberá considerar elementos captadores de descargas atmosféricas como cables de guarda y puntas captadoras, de material apropiado para las condiciones ambientales existentes en el sitio, particularmente del nivel cerámico, y deberá ser verificado según el método electrogeométrico referido en las normas IEC 62305-2 o NTC 4552. Todos los cables de guarda serán aterrizados mediante conductores bajantes de cobre que se conectarán con la malla de puesta a tierra mediante soldadura exotérmica. Se deberá garantizar la continuidad de la conexión entre el sistema de apantallamiento y el sistema de puesta a tierra de la subestación.

Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección contra descargas atmosféricas, incluyendo puntas captadoras, conductores bajantes y varillas de puesta a tierra. En general, los materiales e instalación del sistema de apantallamiento deberán cumplir con los requerimientos del RETIE (artículo 16°), la Norma IEEE Std. 998, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2, en su última versión.

5.6 Equipos de Control y Protección

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

5.6.1 Sistemas de Protección

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

Para la nueva subestación, el Sistema de Protecciones -SP- para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación diferente. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente; las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los CT’s y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los interruptores. Los SP diferenciales de barra, deberán ser seleccionado considerando las bahías a construirse objeto de la presente convocatoria y las ampliaciones futuras que se instalarán en los espacios de reserva, y deberán permitir la conexión de CT’s con diferentes relaciones de transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.

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

9
 10 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 11 protecciones según lo solicitado en este Anexo 1 y en la Resolución CREG 025 de 1995,
 12 anexo CC4, numeral 3.1 y sus modificaciones.

13 5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

14 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 15 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
 16
 17
 18

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.	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.
	El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes. Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel	

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

1
2
3
4
5
6
7
8
9

5.6.2.1 Características Generales

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

El Inversionista seleccionado garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y

1 compartir recursos de información) con IED's de diversos fabricantes, razón por la cual
2 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que
3 el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de
4 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la
5 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema
6 de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la
7 verificación de cumplimiento.

8
9 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la
10 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin
11 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización
12 del sistema, etc.

13
14 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual
15 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección
16 y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 17
- 18 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
19 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 20
- 21 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 22 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
 - 23 equipos vía la red.
 - 24 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización
 - 25 de la Subestación.
- 26
- 27 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
28 funciones:
 - 29 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 30 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
 - 31 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - 32 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
 - 33 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
 - 34 detener el sistema.
 - 35 ○ Mantenimiento de cada equipo.
 - 36 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
 - 37 del sistema.
- 38

39 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
40 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación
41 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista seleccionado (sean funciones de
42 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista seleccionado es responsable
43 por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos
44 de implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
45 responsabilidad del Inversionista seleccionado.

46
47 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
48 Subestación:

- 1 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
- 2 Subestación.
- 3
- 4 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
- 5 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
- 6 de un reloj GPS.
- 7
- 8 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
- 9 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

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

16 **5.6.3 Medidores multifuncionales**

17
18
19 Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida,
20 para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa,
21 potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o
22 un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir como mínimo
23 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su
24 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

25 **5.6.4 Controladores de Bahía**

26
27
28 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
29 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
30 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
31 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista
32 seleccionado deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

33
34 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
35 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
36 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
37 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un
38 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 39
- 40 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 41 • Despliegue de alarmas.
- 42 • Despliegue de eventos.
- 43 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 44 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 45 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
- 46 función.
- 47 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 48

1 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
2 para la comunicación.

3
4 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
5 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
6

7 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

8
9 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
10 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
11 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.
12

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

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

26
27 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
28 para la comunicación.
29

30 **5.6.6 Switches**

31
32 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
33 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:
34

- 35 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 36
- 37 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 38
- 39 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 40 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 41 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 42
- 43 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 44
- 45 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
46 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 47
- 48 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
49 exigente.

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

5 6 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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

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

20
21 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores
22 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-
23 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

24 25 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

26 27 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

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

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

45 46 **5.6.8.2 Registradores de Fallas**

47
48 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
49 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de

1 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
2 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
3 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
4 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

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

5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

5.7 Obras Civiles

47 Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles necesarias
48 en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación. Todos los diseños

1 de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas
2 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

3
4 El Interventor verificará e informará a la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los
5 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para
6 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos
7 de construcción previamente aprobados. El Interventor verificará e informará a la UPME y
8 hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El
9 Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría siguiente información:

- 10
- 11 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 12
- 13 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
14 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 15
- 16 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y
17 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones
18 hechas en campo verificadas por el Interventor.
- 19

20 **5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

21
22 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones a lo existente, se deberá
23 diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de puntas
24 tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la construcción de
25 la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como bajantes, platinas
26 de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.

27
28 Los diseños y la instalación son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a
29 tierra del proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin
30 estañar, trenzado en capas concéntricas. La malla de tierra deberá ser diseñada siguiendo
31 los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del
32 personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables. Adicionalmente,
33 tanto la malla de puesta a tierra como el sistema de apantallamiento deberán cumplir con
34 los requerimientos técnicos de diseño e implementación, que le apliquen, según el RETIE.

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

36 **6.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

37
38 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
39 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
40 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG
41 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo
42 Nacional de Operación CNO, en particular el Acuerdo 646 de 2013 o aquel que lo modifique
43 o sustituya.

44
45 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,
46 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”
47 diseñados por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Interventoría, pueda verificar
48
49

1 el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por
2 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta
3 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con
4 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

5
6 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes
7 pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los
8 requerimientos del CND, vigentes:

- 9
10 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
11 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
12 asociadas.
13 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
14 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
15 protecciones.
16 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

17
18 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución
19 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
20 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.

21 22 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

23
24 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 25
26 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
27 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
28 • Diagrama Unifilar.
29 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
30 Proyecto.
31 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
32 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
33 • Cronograma de pruebas.
34 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
35 información definitiva.
36 • Protocolo de energización.
37 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
38 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
39 punto de conexión.
40 • Carta de declaración en operación comercial.
41 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
42 actualizados por el CND.

43 44 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

45
46 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
47 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
48

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

2

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

7

8 **9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

9

10 Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de
11 conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en
12 lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
13 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
14 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico.

15

16 **10. FIGURAS**

17

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

19

20 Figura 1 – Diagrama esquemático del proyecto

21

22 Figura 2 – Unifilar subestación Rio Sinú 110 kV.

23

24 Figura 3 – Unifilar subestación Nueva Montería 110 kV.

25