

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR

UPME STR 06 – 2019

(UPME STR 06 – 2019)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN NUEVA SAN JUAN 110 KV EN EL
DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA Y OBRAS ASOCIADAS**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., noviembre de 2019

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	7
9	2.1.1 En la subestación Nueva San Juan 110 kV	7
10	2.1.2 En la subestación San Juan 110 kV:	8
11	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	8
12	2.2.1 En la Subestación San Juan 220 kV	8
13	2.2.2 En la actual subestación San Juan 110 kV	9
14	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	10
15	3.1 Parámetros del Sistema	10
16	3.2 Nivel de Corto Circuito	11
17	3.3 Materiales	11
18	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	11
19	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	12
20	3.6 Pruebas en Fábrica	12
21	4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 110 kV	12
22	4.1 General	12
23	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión	14
24	4.3 Longitud aproximada de las Líneas	15
25	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV	15
26	4.4.1 Aislamiento	15
27	4.4.2 Conductor de Fase	16
28	4.4.3 Cable(s) de Guarda	17
29	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	18
30	4.4.5 Transposiciones de Línea	18
31	4.4.6 Estructuras	18
32	4.4.7 Localización de Estructuras	19
33	4.4.8 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores	19
34	4.4.9 Cimentaciones	19
35	4.4.10 Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas subterráneas	20
36	4.4.11 Señalización Aérea	20
37	4.4.12 Desviadores de vuelo para aves	21
38	4.4.13 Obras Complementarias	21
39	4.5 Informe Técnico	21
40		
41	5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	22
42	5.1 General	22
43	5.1.1 Predio de las subestaciones	22
44	5.1.2 Espacios de Reserva	23
45	5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes	24
46	5.1.4 Servicios Auxiliares	24
47	5.1.5 Infraestructura y Módulo Común	24
48	5.2 Normas para Fabricación de los Equipos	26
49	5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	26

1	5.4	Procedimiento General del Diseño	26
2	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica	27
3	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle	30
4	5.4.3	Estudios del Sistema	33
5	5.4.4	Distancias de Seguridad	34
6	5.5	Equipos de Potencia	34
7	5.5.1	Transformadores de Potencia	34
8	5.5.2	Interruptores	35
9	5.5.3	Descargadores de Sobretensión.....	36
10	5.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	36
11	5.5.5	Transformadores de Tensión	37
12	5.5.6	Transformadores de Corriente	38
13	5.5.7	Equipo GIS o Híbrido.....	38
14	5.5.8	Sistema de puesta a tierra	39
15	5.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	40
16	5.6	Equipos de Control y Protección	40
17	5.6.1	Sistemas de Protección	40
18	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	41
19	5.6.2.1	Características Generales.....	43
20	5.6.3	Medidores multifuncionales	45
21	5.6.4	Controladores de Bahía	45
22	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	45
23	5.6.6	Switches	46
24	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	46
25	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	47
26	5.6.8.1	Controlador de la Subestación	47
27	5.6.8.2	Registradores de Fallas	47
28	5.6.8.3	Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación	47
29	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	48
30	5.7	Obras Civiles.....	48
31	5.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	49
32	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	49
33	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio	49
34	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	50
35	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	50
36	8.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	50
37	9.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	50
38	10.	FIGURAS	51
39			

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 la Convocatoria Pública UPME STR 06 – 2019.

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. Subestación Nueva San Juan 110 kV en configuración doble barra más seccionador
19 de transferencia, con tres (3) bahías de línea, una (1) bahía de acople de barras a
20 110 kV y una (1) bahía de transformación a 110 kV y los espacios de reserva
21 señalados en el presente anexo. Esta subestación se ubicará en jurisdicción del
22 municipio de San Juan del Cesar en el departamento de La Guajira. Ver nota b del
23 presente numeral 2.
- 24
25 ii. Un (1) banco de autotransformadores 220/110/34,5 kV – 105 MVA (3 x 35 MVA), en
26 la subestación Nueva San Juan 110 kV, con una capacidad de sobrecarga del 30%
27 durante 30 minutos. Se deberá instalar un autotransformador monofásico de
28 reserva, con conexión para cambio rápido. Esta reserva deberá tener iguales
29 características al banco de autotransformadores. Ver nota h del presente numeral
30 2.
- 31
32 iii. Construcción de una (1) línea doble circuito a 110 kV, con una longitud aproximada
33 de 1 km, desde la Subestación Nueva San Juan 110 kV hasta interceptar la línea
34 existente Valledupar – San Juan 110 kV, para reconfigurarla en Valledupar – Nueva
35 San Juan 110 kV – San Juan 100 kV. Ver nota c del presente numeral 2.
- 36
37 iv. Una (1) bahía de línea a 110 kV en configuración barra sencilla en la actual
38 subestación San Juan 110 kV, asociada al ítem iv del presente numeral 2.
- 39
40 v. Conexión entre la subestación Nueva San Juan 110 kV y la existente San Juan 110
41 kV a través de un enlace con una longitud aproximada de 1,6 km, junto con todos
42 los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte
43 y/o protección, control, medición y todo lo necesario para esta conexión. Ver nota d
44 del presente numeral 2.
- 45
46 vi. Todos los elementos y adecuaciones eléctricas, civiles, físicas, mecánicas, etc,
47 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
48 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
49 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de

1 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc., sin limitarse
2 a estos.

3
4 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
5 Convocatoria:

- 6
7 a. Los diagramas unifilares de las Subestaciones, objeto de la presente Convocatoria
8 Pública, hace parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una
9 disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la disposición de las
10 bahías en los diagramas unifilares, previa revisión y concepto del interventor, y
11 aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada
12 involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la Subestación
13 (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos entre las partes, previos a
14 la solicitud.
- 15
16 b. Corresponde a los involucrados en las subestaciones y líneas intervenidas por
17 motivo de la presente convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o
18 disposición física de los equipos. En cualquier caso, se debe garantizar una
19 disposición de alta confiabilidad.
- 20
21 c. Se debe tener en cuenta que la existente la Línea Valledupar – San Juan 110 kV
22 también será intervenida de a través de la Convocatoria Pública UPME STR 10 –
23 2018 Guatapurí 110 kV y líneas de transmisión asociadas, por tal razón deberán
24 coordinarse las actuaciones con el ejecutor de dicha convocatoria.
- 25
26 d. Este enlace deberá funcionar como una extensión de barraje, por tal razón los
27 elementos asociados tendrán la capacidad para ello.
- 28
29 e. El Inversionista seleccionado deberá identificar y especificar todos los elementos
30 necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y operación de los equipos a
31 instalar, ya sean de potencia, control, medición, protecciones, etc., tanto en
32 condiciones normales, como en contingencias o fallas.
- 33
34 f. Todos los equipos o elementos a instalar, en la presente Convocatoria Pública
35 UPME STR, deberán ser nuevos, de la mejor calidad, de última tecnología,
36 fabricados bajo normas internacionales, y contar con sello de fabricación y
37 certificado de producto RETIE según aplique.
- 38
39 g. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
40 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
41 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
42 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
43 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
44 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
- 45
46 h. La bahía de transformación a 220 kV para el lado de alta del transformador 220/110
47 kV a instalar, estarán a cargo de SAMPI JPD S.A.S. E.S.P., transmisor seleccionado
48 resultante de la Convocatoria UPME 04-2018 subestación Nueva San Juan 220 kV
49 y líneas de transmisión asociadas. Hace parte de la Convocatoria Pública UPME

1 04-2018 el suministro, construcción, pruebas, puesta en servicio, operación y
2 mantenimiento del cable de potencia (conductor de fase para la conexión entre las
3 bahías de transformación y los bornes de alta de los transformadores del STR), junto
4 con las obras civiles y elementos necesarios asociados a los cables de potencia
5 (estructuras de apoyo, aisladores, soportes, canalizaciones, protecciones y demás
6 elementos de requerirse). Lo anterior aplica hasta los 200 metros de conductor por
7 fase, sin importar la distancia entre la salida de las bahías de transformación y los
8 bornes de alta de los transformadores del STR.

- 9
- 10 i. En la página WEB de la presente Convocatoria Pública, se encuentra disponible la
11 información técnica y costos de conexión remitidos por Electricaribe S.A. E.S.P.
12 (radicado UPME XXXX) Y SAMPI JPD S.A.S. E.S.P. (radicado UPME XXXX). La
13 información específica con la que cuente la UPME puede ser solicitada en los
14 términos señalados en el numeral 9 del presente Anexo 1. Sin detrimento a lo
15 anterior, el Inversionista podrá consultar a los propietarios de la infraestructura de
16 manera directa. La información suministrada por la UPME no representa ninguna
17 limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para lo de su interés, en
18 concordancia con los numerales 5.5. y 5.6. de los DSI de la presente Convocatoria
19 Pública.

20 **2.1 Descripción de Obras en las subestaciones**

21 **2.1.1 En la subestación Nueva San Juan 110 kV**

22

23 El inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo del suministro, el diseño, la
24 construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2. Los
25 equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre
26 en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución
27 híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica
28 aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

29

30 La subestación Nueva San Juan 110 kV deberá ser construida en configuración doble barra
31 más seccionador de transferencia y deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente
32 Anexo 1. El propietario de la existente subestación San Juan 110 kV es ELECTRICARIBE
33 S.A. E.S.P.

34

35 También estarán a cargo del Inversionista, todos los elementos necesarios para la
36 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
37 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
38 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el
39 Inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesaria para cumplir con el
40 alcance del proyecto.

41

42 El diagrama unifilar de la subestación Nueva San Juan 110 kV, se muestra en la Figura 2.
43 El Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., deberán
44 llegar a los acuerdos necesarios para la ubicación de la infraestructura y en cualquier caso,
45 se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma los
46 acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de los espacios previstos para
47 futuras expansiones.

1
2 Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión del
3 transformador 220/110 kV, los involucrados podrán consultar el oficio CREG S-2009-00213
4 del 30 de enero de 2009. Será responsabilidad de los involucrados consultar o validar su
5 vigencia y modificaciones.

6 7 **2.1.2 En la subestación San Juan 110 kV:**

8
9 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la extensión del barraje para la
10 conexión de la existente subestación San Juan 110 kV con la subestación Nueva San Juan
11 110 kV, el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas
12 en el numeral 2.

13
14 La configuración de los equipos a instalar en la subestación existente será barra sencilla.

15
16 Los equipos a instalar, podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del
17 nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una
18 solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad
19 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

20
21 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. es el Operador de Red y el responsable de la subestación El
22 Rio 110 kV.

23
24 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
25 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo celdas, sistemas
26 de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos,
27 y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

28
29 El diagrama unifilar de la Subestación El Rio 110 kV se muestra en la figura 3. El
30 Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE, deberán llegar a los
31 acuerdos necesarios para la ubicación de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá
32 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos
33 a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de los espacios de reserva previstos para
34 futuras expansiones.

35 36 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

37
38 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
39 construcción de la nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o
40 arrendamiento, etc.), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión
41 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en
42 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de
43 conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

44 45 **2.2.1 En la Subestación San Juan 220 kV**

46
47 El desarrollo de la Subestación San Juan 220 kV se da en el marco de la Convocatoria
48 Pública UPME 04 – 2018. El responsable de la Subestación San Juan 220 kV es SAMPI
49 JPD S.A.S. E.S.P.

1
2 La frontera, en la Subestación San Juan 220 kV, entre el transmisor y el Inversionista
3 seleccionado para la presente Convocatoria Pública será en los bornes de alta de los
4 transformadores que se conectarán a las bahías de transformación 220 kV construidas
5 mediante la Convocatoria Pública UPME 04 – 2018. El transmisor encargado de la
6 ejecución de la mencionada Convocatoria Pública, suministrará hasta 200 metros de
7 conductor por fase para la conexión entre las bahías y los transformadores objeto de la
8 presente Convocatoria, incluyendo las estructuras y aisladores soporte, de conformidad con
9 lo establecido en el Anexo 1 de la Convocatoria Pública UPME 04 – 2018.

10
11 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las
12 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
13 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y
14 protecciones, las adecuaciones físicas necesarias, enlace al sistema de control del CND,
15 suministro de servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión
16 deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la
17 expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del
18 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones
19 básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación
20 y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás
21 información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto
22 de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del
23 Interventor. No obstante, las partes de común acuerdo, podrán solicitar a la UPME, con la
24 debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

25 26 **2.2.2 En la actual subestación San Juan 110 kV**

27
28 El propietario de la actual Subestación San Juan 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.
29 Esta subestación a nivel 110 kV tiene una configuración de barra sencilla.

30
31 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME STR 06 –
32 2019 en la Subestación San Juan 110 kV, es el barraje 110 kV.

33
34 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las
35 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
36 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y
37 protecciones, las adecuaciones físicas necesarias, enlace al sistema de control del CND,
38 suministro de servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión
39 deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la
40 expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del
41 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones
42 básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación
43 y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás
44 información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto
45 de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del
46 Interventor. No obstante, las partes de común acuerdo, podrán solicitar a la UPME, con la
47 debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

48
49

1 **2.2.3 En la existente línea Valledupar – San Juan 110 kV**

2
3 El propietario de la existente línea Valledupar – San Juan 110 kV es ELECTRICARIBE S.A.
4 E.S.P., y adicione se deberá tener en cuenta que esta será intervenida por la
5 Convocatoria Pública UPME STR 10 – 2018, razón por la cual todas las actuaciones
6 deberán ser coordinadas entre los involucrados.
7

8 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la existente línea
9 Valledupar – San Juan 110 kV, serán los lugares donde se realice la interceptación de ésta
10 para realizar la reconfiguración mencionada en el numeral 2. Esto deberá quedar
11 claramente identificado en el correspondiente contrato de conexión.
12

13 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
14 control, protecciones de las bahías de línea de la Subestación Nueva San Juan 110 kV,
15 con los sistemas de las bahías de los extremos de las líneas.
16

17 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con la
18 conexión a la línea y con cambios o ajustes de cualquier índole que deban hacerse en las
19 subestaciones a los extremos de las líneas. Este contrato de conexión deberá estar firmado
20 por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos en sus
21 condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
22 obstante, las partes de común acuerdo, podrán solicitar a la UPME, con la debida
23 justificación, la modificación del momento en que se firma el contrato de conexión.
24
25

26 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

27
28 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
29 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
30 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
31 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
32 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
33 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
34 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.
35

36 Las Especificaciones contenidas en este anexo se complementan con la información de las
37 subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.
38

39 **3.1 Parámetros del Sistema**

40
41 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado
42 deberán ser nuevos y de última tecnología, y cumplir con las siguientes características
43 técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría o Interventorías para la UPME.
44

45 Tensión nominal	110 kV
46 Frecuencia asignada	60 Hz
47 Puesta a tierra	Sólida
48 Numero de fases	3
49 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.

1	Servicios Auxiliares DC	125V
2	Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido
3		
4	Líneas de Transmisión en 110 kV	
5		
6	Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas, y/o subterránea.
7		
8	Circuitos por estructura:	Según diseño. Se podrán compartir estructuras de soporte con infraestructura existente.
9		
10	Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
11	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.
12		

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

16

17 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

18

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

27

28

29 **3.3 Materiales**

30

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

42

43 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

44

45 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
46 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
47 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista o Inversionistas
48 seleccionados deberán presentar al Interventor o Interventores correspondientes para los

1 fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes de pruebas en
2 donde se avalen las anteriores consideraciones.

3
4 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
5 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
6 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
7 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

8 9 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

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

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

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

27 28 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

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

41 42 43 **4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 110 kV**

44 45 **4.1 General**

46
47 La información específica referente a la línea existente, remitida por el propietario de la
48 infraestructura, como costos, datos técnicos, etc., serán suministrados por la UPME
49 conforme el numeral 9 del presente Anexo 1.

1
 2
 3
 4
 5

En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas o tramos 110 kV de la Convocatoria Pública UPME STR 06 – 2019:

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	Longitud aproximada Desde la subestación Nueva San Juan 110 kV hasta la Línea Valledupar – San Juan 110 kV: 1 km Longitud aproximada desde subestación Nueva San Juan 110 kV hasta la existente subestación San Juan 110 kV: 1,6 km
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Numeral 4.3 de este Anexo	msnm	De 210 a 260
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.		AAC, ACAR o AAAC
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
14	Cables de guarda	Con características según numeral 4.4.3 de este Anexo.		Alumoclad

Líneas de 110 kV				
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.

5

6

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.

8

9

10 4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión

11

La selección de la ruta para las líneas de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR 06 -2019, 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.

22

23

Específicamente para los tramos subterráneos, si se requirieran, durante la selección de la ruta, deberán identificarse todas las instalaciones subterráneas existentes, así como raíces de árboles, discontinuidades estratigráficas etc., que puedan incidir en ubicación de los

24

25

1 cables o ductos requeridos. Para la determinación de los elementos enterrados se podrá
2 ejecutar, sin limitarse a ello, un rastreo electromagnético del subsuelo mediante equipo
3 especial para este propósito tal como el Radar de Penetración Terrestre (Ground Penetration
4 Radar – GPR). En estos tramos deberá tenerse en cuenta la posibilidad de ubicación de las
5 cajas para empalme o cambio de dirección. También será responsabilidad del Inversionista
6 consultar a las autoridades y/o entidades correspondientes, encargadas de otra
7 infraestructura que pueda estar relacionada.

8
9 En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,
10 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros. El Inversionista
11 deberá validar la información a efectos de sus estudios y diseños.

12 **4.3 Longitud aproximada de las Líneas**

13
14 Las longitudes y la altura sobre el nivel del mar, anunciadas en este documento son de
15 referencia y están basadas en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y
16 valoraciones que realice el Inversionista para efectos de su propuesta económica deberán
17 estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

18
19 Tanto la longitud real como la altura sobre el nivel del mar real, serán función del diseño y
20 estudios pertinentes que realiza el Inversionista seleccionado

21 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV**

22
23 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
24 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección
25 del Inversionista – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado
26 Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones), en el
27 RETIE y actualizaciones posteriores, correcciones y/o modificaciones posteriores previas
28 al diseño y construcción de la línea).

29
30 Para el caso de la reconfiguración de la línea de transmisión, las especificaciones de diseño
31 deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto en los casos
32 en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea
33 ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al detalle todas las
34 características del diseño original de la Línea de Transmisión y confrontarlas con la
35 normatividad actual.

36
37 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor
38 Regional cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

39 **4.4.1 Aislamiento**

40
41 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de
42 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las nuevas subestaciones y/o
43 las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en ello, hacer el diseño del
44 aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de
45 aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en
46 las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en
47
48
49

1 particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos
2 desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las
3 barras de 110 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y
4 que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas
5 de crecimiento.

6
7 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000, se considera como parámetro de diseño
8 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas
9 eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y
10 servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial y servicio
11 continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

12
13 Para el caso de líneas aéreas y/o subterráneas en todos los sitios de transición deberán
14 preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la ocurrencia de
15 sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o maniobras. El
16 aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la línea ante
17 sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

18 19 **4.4.2 Conductor de Fase**

20
21 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias
22 de la ruta y el lugar donde el Proyecto objeto de la presente Convocatoria operará, por tanto
23 será responsabilidad del Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si
24 el diseño realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los
25 valores límites establecidos.

26
27 El conductor de fase, de las líneas objeto de la presente Convocatoria, sean aérea o
28 subterránea deberá ser de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o mayor
29 capacidad de corriente a las siguientes exigencias técnicas:

- 30
31
- 32 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a **0.088**
33 ohmios/km.
 - 34 • Capacidad normal de operación de cada uno de los conductores no inferior a **800**
35 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio. VERIFICAR
- 36

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

42
43 El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia tanto
44 en los tramos aéreos como en los subterráneos según sea el caso.

45
46 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
47 el 50% de su correspondiente tensión de rotura. La tensión de tendido y halado de los
48 cables asilados en líneas subterráneas no deberán exceder las recomendadas por el
49 fabricante.

1
2 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
3 establecidas en la normatividad aplicable.
4

5 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores
6 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético
7 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular
8 pueden estar expuestos durante varias horas.
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
28 Deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con la norma técnica
29 aplicable para ello, IEC 1000-3-6 o equivalente, lo cual deberá soportar y poner en
30 consideración del Interventor. Así mismo, deberá hacerse cargo de todos los costos
31 asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del presente
32 Proyecto.

33
34 En caso de requerirse, las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a tres sextos
35 (3/6) y a cinco sextos (5/6) de la longitud total de la línea correspondiente.

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

41 42 **4.4.6 Estructuras**

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

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

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

19 20 **4.4.7 Localización de Estructuras**

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

29 30 **4.4.8 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores**

31
32 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-
33 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser
34 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencia de
35 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista determinará los sitios de colocación, a lo largo de cada
36 vano, de los amortiguadores de tal manera que la amortiguación de las fases sea efectiva.
37 Copia del estudio de amortiguamiento será entregada al Interventor para su conocimiento
38 y análisis.

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

44 45 **4.4.9 Cimentaciones**

46
47 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo
48 de las cimentaciones propuestas, que deberá hacerse considerando la metodología
49 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "Guidelines for Electrical

1 *Transmission Line Structural Loading – Practice 74*” para la evaluación de las cargas y para
2 el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de Construcción
3 Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique para la evaluación de las cargas en
4 torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es del caso, se
5 deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras. Los
6 diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse
7 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar
8 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas
9 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de
10 cada tipo de estructura.

11 **4.4.10 Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas** 12 **subterráneas**

13 De acuerdo con el numeral 22.12 del RETIE las canalizaciones para los tramos
14 subterráneos podrán realizarse mediante ductos, o enterramiento directo, sin embargo
15 dadas las dificultades para realizar las excavaciones sin obstaculizar el uso normal de tales
16 vías, el Inversionista podrá considerar la posibilidad de utilizar el sistema de perforación
17 dirigida. En la escogencia e instalación del tipo de canalización, se deben evaluar las
18 condiciones particulares de la instalación, su ambiente y aplicar los elementos más
19 apropiados teniendo en cuenta los usos permitidos y las prohibiciones, así como contar con
20 los permisos de los 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.
45

46 **4.4.11 Señalización Aérea**

1 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
2 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Fuerza Aérea de
3 Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito
4 de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc.) que
5 hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes
6 originados por la carencia de ellos.

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

11 12 **4.4.12 Desviadores de vuelo para aves**

13
14 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de
15 vuelo para aves.

16 17 **4.4.13 Obras Complementarias**

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

24 25 **4.5 Informe Técnico**

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

- 32
- 33 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de
34 2000.
 - 35
 - 36 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
37 2000.
 - 38
 - 39 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con
40 el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
 - 41
 - 42 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
 - 43
 - 44 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
45 Resolución CREG 098 de 2000.
 - 46
 - 47 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
48 de 2000.
 - 49

1 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

2
3 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la subestación:

4
5 **5.1 General**

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

10
11 **5.1.1 Predio de las subestaciones**

12
13 **Subestación Nueva San Juan 110 kV:**

14
15 La subestación Nueva San Juan 110 kV deberá ser ubicada en el lote contiguo al lote de la
16 subestación San Juan 220 kV, según previsiones de reserva exigidas en la Convocatoria
17 Pública UPME 04 – 2018.

18
19 La subestación San Juan 220 kV se encuentra localizada en el municipio de San Juan del
20 Cesar departamento de La Guajira.

21
22 El propietario de la subestación San Juan 220 kV es SAMPI JPD S.A.S. E.S.P. Las
23 coordenadas aproximadamente de la subestación San Juan 220 kV son las siguientes:

24
25 Longitud: 73° 1'34.16"O

26 Latitud: 10°46'3.85"N

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

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

43
44 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
45 equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
46 nivel de confiabilidad.

47

1 El Inversionista deberá dotar la Subestación Nueva San Juan 110 kV del espacio físico
2 necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública y
3 los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.2.

4
5 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos “ANÁLISIS ÁREA DE
6 ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SAN JUAN 220 kV Y
7 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS, OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA
8 UPME 04-2018 DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN -
9 TRANSMISIÓN 2015-2029”, los cuales suministran información de referencia. El objeto de
10 estos documentos es identificar de manera preliminar las posibilidades y condicionantes
11 físicos, ambientales y sociales, constituyéndose en documentos ilustrativos para los
12 diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir rutas. Es responsabilidad del
13 Inversionista en asumir su integridad los riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto,
14 para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las
15 Autoridades competentes, entre otras. Si bien el documento mencionado hace parte del
16 proyecto del STN el proyecto subestación Nueva San Juan 110 kV se encuentra inmerso
17 en el área de estudio del mismo.

18 19 **Subestación San Juan 110 kV:**

20
21 La actual subestación San Juan 110 kV, propiedad de Electricaribe S.A. E.S.P., la cual está
22 ubicada en jurisdicción del municipio de San Juan del Cesar en el departamento de La
23 Guajira.

24
25 Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación San Juan 110
26 kV (información que deberá verificar el Interesado):

27
28 Latitud: 10°45'59.59" N.
29 Longitud: 73°0'39.69" O.

30
31 El Inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de la
32 extensión del barraje.

33
34 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
35 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
36 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
37 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
38 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
39 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
40 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

41
42 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el inversionista deberá analizar todos los
43 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar los
44 posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
45 inversionista.

46 47 **5.1.2 Espacios de Reserva**

1 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
2 solicitados en la convocatoria UPME 04-2018 Subestación San Juan 220 kV y líneas de
3 transmisión asociadas. No obstante, se debe garantizar que los espacios de reserva en las
4 subestación no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura
5 (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria
6 Pública.

7
8 Espacios de reserva adicionales, podrán ser provistos por el Adjudicatario para futuros
9 desarrollos o según acuerdos con terceros interesados (Operadores de Red o generadores
10 o grandes consumidores, etc). No obstante, estos espacios de reserva adicionales no son
11 objeto de la presente Convocatoria, por ello sus costos no podrán ser incluidos en la
12 Propuesta Económica y las condiciones de entrega no son las enmarcadas en el presente
13 Anexo. El nivel de adecuación de los terrenos, la definición de las áreas, sus costos, entre
14 otros aspectos, deberán ser acordados con el tercero en el respectivo Contrato de
15 Conexión, si hay lugar a ello.

16 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

17
18 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
19 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de
20 comunicaciones, control y protección, con la infraestructura existente que pueda verse
21 afectada por el desarrollo del Proyecto.

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

27 **5.1.4 Servicios Auxiliares**

28
29 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes
30 para la topología de las Subestaciones, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del
31 presente Anexo 1. Para las obras objeto de la presente convocatoria, los servicios auxiliares
32 deberán contar con alimentación independiente a los actualmente instalados.

33 **5.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

34
35 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos
36 del módulo común como se describe a continuación:

37
38 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del patio
39 de conexiones del nivel 110 kV, objeto de la Convocatoria Pública, junto con los espacios
40 de acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de
41 espacio en los predios y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el
42 ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de
43 acceso al predio de la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias.

44
45 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
46 módulo común en la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras

1 civiles y los equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías
2 de la subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria
3 Pública. La infraestructura y módulo común de la nueva subestación, estarán conformados
4 como mínimo por los siguientes componentes:

- 5
6 • **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista y para los
7 espacios de reserva, está compuesta por, las vías de acceso a la subestación, las
8 vías internas de acceso a los patios de conexiones y la adecuación del terreno para
9 los espacios de reserva, alcantarillado, barreras de protección y de acceso al predio,
10 todos los cerramientos para seguridad del predio, filtros y drenajes, pozo séptico y
11 de agua y/o conexión a acueductos/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado
12 interior y exterior y cárcamos comunes, y en general, todas aquellas obras civiles
13 utilizadas de manera común en la subestación. En el caso particular de las obras a
14 cargo del Inversionista, es su responsabilidad el proveer todo lo necesario para su
15 construcción, protección física, malla de puesta a tierra, etc., y deberá considerar
16 espacio suficiente en los cárcamos y demás elementos construidos en la presente
17 Convocatoria y que servirán de manera común a los espacios de reserva, según la
18 propuesta que realice el Inversionista de conformidad con el numeral 5.1.2. Para los
19 espacios de reserva se aclara que no deberán ser provistos de malla de puesta a
20 tierra en la presente Convocatoria, pero si se deberán proveer los puntos de
21 conexión para la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras
22 instalaciones.
23
- 24 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2
25 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
26 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio
27 de cada subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra, apantallamiento
28 y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo
29 el cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos
30 necesarios para integrar las nuevas bahías con las subestaciones existentes, en
31 conexiones de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares. Se
32 aclara que para los espacios de reserva no deberá suministrarse ningún elemento
33 particular, sin embargo, los equipos instalados por la presente Convocatoria si
34 deberán considerar capacidad o espacio (físico, servicios auxiliares, protecciones,
35 control, etc.) suficiente para recibir la conexión de todos los elementos del STR que
36 a futuro ocuparán los espacios de reserva. Se aclara que particularmente la
37 protección diferencial de barras si deberá tener espacio suficiente para la conexión
38 de todas las bahías a 110 kV actuales y futuras, señaladas en el presente Anexo 1.
39

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

43
44 La medición para efectos comerciales se sujetará a lo establecido en la regulación
45 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
46 la modifique o sustituya).

47

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

5 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

6

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

13 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

14

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

22 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

23

24 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:
25

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

38 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

39

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

47 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista
48 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y
49 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría

1 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
2 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME la respectiva
3 recomendación si es del caso.

4
5 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

6 7 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

- 8
- 9 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 10 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 11 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 12 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- 13 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- 14 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 15 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 16 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 17 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 18 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 19 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 20 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 21 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 22 • Análisis de identificación de riesgos.

23 24 **5.4.1.2 Especificaciones equipos**

- 25
- 26 • Especificación técnica equipos de patio.
- 27 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 28 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 29 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 30 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 31 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 32 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
33 equipos.
- 34 • Especificación funcional del sistema de control.
- 35 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 36 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 37 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 38 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
39 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.

40 41 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos**

- 42
- 43 • Características técnicas, equipos.
- 44 - Interruptores
- 45 - Seccionadores.
- 46 - Transformadores de corriente.
- 47 - Transformadores de tensión.
- 48 - Descargadores de sobretensión.

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

9

10 **5.4.1.4 Planos electromecánicos**

11

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

28

29 **5.4.1.5 Planos de obras civiles**

30

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

43

44 **5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

45

- 46 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 47 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.

- 1 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el transporte
- 2 de equipos y materiales.
- 3 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 4 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 5 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 6 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

8 **5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

9
10 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir
11 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas
12 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se
13 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de
14 Ingeniería Básica.

15
16 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista
17 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y
18 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
19 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
20 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

21
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
27 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en
28 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de
29 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
30 seleccionado y a la UPME si es del caso.

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

34
35 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

36 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 37 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 38 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 39 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- 40 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 41 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 42 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 43 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 44 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 45 cárcamos interiores en caseta de control.
- 46 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 47 barrajes.
- 48
- 49

- 1 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento rígido.
- 2 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
- 3 casa de control.
- 4 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 5 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.
- 6

7 **5.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 8
- 9 • Planos para construcción de bases para equipos
- 10 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte
- 11 para equipos y pórticos a 110 kV.
- 12 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
- 13 potencia.
- 14 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 15 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 16 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 17 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 18 tableros, equipos y canales interiores.
- 19 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 20 • Planos para construcción de vías
- 21

22 **5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

23

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

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

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

27 construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control,

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

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

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

31 diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

32

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

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

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

36

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

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

46 **b. Equipos principales:**

- 47 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones,
- 48 incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.

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

- 1 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
2 señalización y alarmas.
3

4 **e. Reportes de Pruebas:**

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

11 **5.4.3 Estudios del Sistema**

12
13 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que
14 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan
15 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo
16 en lo que aplique:
17

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

- 1
2 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
3 de fallas.
4
5 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
6 como mínimo los siguientes aspectos:
7
8 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
9
10 - Origen de los datos de entrada.
11
12 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
13 reconocimiento, por ejemplo, en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
14
15 - Resultados.
16
17 - Bibliografía.

18 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

19 La distancia de seguridad aplicable en la Subestación deben cumplir los lineamientos
20 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.
21
22

23 **5.5 Equipos de Potencia**

24 **5.5.1 Transformadores de Potencia**

25
26 El Transmisor Regional suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le
27 permita analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición
28 de la publicación IEC 60076, "Power Transformers".
29

30 El transformador estará conformado por un banco de autotransformadores 220/110/34.5 kV
31 de 105 MVA (3x35 MVA). Se deberá instalar un autotransformador monofásico de reserva
32 con conexión para cambio rápido.
33
34

35 La capacidad total de 105 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la
36 máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y
37 temperatura ambiente en donde estará la subestación.
38

39 Los bancos de autotransformadores deben tener una capacidad de sobrecarga del 30%
40 durante 30 minutos.
41

42 Se requiere que los bancos de autotransformadores tengan devanado terciario, con una
43 capacidad mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados.
44 El devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios
45 auxiliares de la Subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los equipos
46 necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.
47

48 El grupo de conexión de la transformación será Ynynd.
49

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

5
6 Los bancos de autotransformadores deberán tener una impedancia entre los devanados
7 220 y 110 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, igual a 12.5%, sobre la base
8 de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

9
10 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas, para los siguientes niveles de carga
11 permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados deberán cumplir con lo
12 establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

13
14 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de
15 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de
16 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

17
18 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe
19 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en
20 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de
21 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

25 26 **5.5.2 Interruptores**

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

- 30
31
- 32 • IEC 62271 - 100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
 - 33 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards".
 - 34 • IEC 60265-2: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages
35 of 52 kV and above"
- 36

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

42
43 **Pruebas de rutina:** Los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
44 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
45 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
46 Interventoría.

47
48 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
49 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o

1 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su
2 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
3 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
4

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

8 **5.5.3 Descargadores de Sobretensión**

9

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

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

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

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

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

33 **5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

34

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

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

45 Los seccionadores podrán ser de accionamiento tripolar y deberán poseer mecanismos de
46 operación manual y motorizado, dispuestos en gabinetes de acero galvanizado o aluminio,
47 con grado de protección IP54. El mecanismo de operación deberá ser suministrado con
48 contactos auxiliares, eléctricamente independientes y deberá contar con un sistema de
49 condena que evite la operación eléctrica y mecánica.

1
2 El control del mecanismo de operación podrá ser operado local o remotamente y el modo
3 de operación se podrá realizar mediante un selector de tres posiciones: LOCAL-
4 DESCONECTADO-REMOTO. La operación local se realizará mediante dos pulsadores:
5 CIERRE y APERTURA. El mecanismo de operación debe tener claramente identificadas
6 las posiciones de cerrado (I) y abierto (O).

7
8 Para los seccionadores con cuchilla de puesta a tierra, se deberá suministrar un
9 enclavamiento eléctrico y mecánico que no permita cerrar el seccionador mientras la
10 cuchilla de puesta a tierra esté cerrada.

11
12 **Pruebas de rutina:** Los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
13 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
14 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
15 Interventoría.

16
17 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
18 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o
19 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su
20 equivalente en ANSI, si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
21 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

25 26 **5.5.5 Transformadores de Tensión**

27
28 Los Transformadores de Tensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de
29 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
30 suministrar:

- 31
- 32 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
 - 33 equivalente en ANSI.
 - 34 • IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
 - 35 • IEC 60186: "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and capacitor
 - 36 dividers".
 - 37 • IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".IEC 60296: "Specification
 - 38 for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear"
 - 39

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

45
46 **Pruebas de rutina:** Los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
47 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1.o
48 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
49 presentados para fines pertinentes de la 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 transformadores de
4 tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
5 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el
6 Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
7 pruebas a su costa.

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

11 12 **5.5.6 Transformadores de Corriente**

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

- 17
- 18 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
19 equivalente en ANSI.
- 20 • IEC-61869-1/2: "Current Transformers – Part 2: Additional requirements for current
21 transformers".

22
23 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
24 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
25 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
26 025 de 1995, en su última revisión.

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

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

38
39 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
40 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Corriente.

41 42 **5.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

43
44 En caso de que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas
45 Insulated Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas,
46 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 **5.5.8 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.
48

5.5.9 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.

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

1 El esquema de protección de líneas deberá ser implementado con dos protecciones
2 principales para líneas de transmisión con principio de operación y medición diferente,
3 adicionalmente deben tener algoritmos de operación diferentes entre sí. El esquema
4 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo
5 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección
6 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de
7 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre. Para el caso de
8 Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para la PPL1 y Fibra Óptica dedicada
9 como medio de comunicación para la PPL2, se entiende como medio de comunicación para
10 la PPL1, un cable diferente al del medio de comunicación para la PPL2. Para el caso de
11 Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para el relé o función de protección
12 distancia ANSI 21/21N, el esquema de comunicación se debe implementar con equipos
13 digitales de teleprotección conectados directamente a la fibra óptica. Para el caso de Fibra
14 Óptica multiplexada se entiende como medio de comunicación para la PPL2, un enlace
15 (trayectoria) independiente del medio de comunicación para la PPL1. Para el caso de Fibra
16 Óptica multiplexada, el canal de comunicación no deberá de exceder una asimetría de canal
17 de 5 ms y retardo máximo de 16 ms. Si el medio de comunicación para la protección
18 diferencial de línea ANSI 87L es multiplexado, éste deberá de ser único y dedicado.

19
20 Para la nueva subestación, el Sistema de Protecciones -SP- para las barras (diferencial de
21 barras) deberá ser redundante con principio de operación diferente. Adicionalmente
22 deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la subestación. La alimentación
23 DC de cada sistema de protección debe ser independiente; las señales de corriente deben
24 ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los CT's y cada SP debe tener la
25 posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los interruptores. Los SP diferenciales
26 de barra, deberán ser seleccionado considerando las bahías a construirse objeto de la
27 presente convocatoria y las ampliaciones futuras que se instalarán en los espacios de
28 reserva, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de transformación.
29 El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras multizona y de fase
30 segregada para las subestaciones nuevas. Para las existentes depende de la disposición
31 de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

32
33 Los relés de protección y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología
34 numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben incorporar
35 dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
36 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
37 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
38 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
39 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
40 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

41
42 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
43 protecciones según lo solicitado en este Anexo 1 y en la Resolución CREG 025 de 1995,
44 anexo CC4, numeral 3.1 y sus modificaciones.

45 46 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

47
48 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
49 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

1

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	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.
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal. Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.
	Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al	



Nivel	Descripción	Modos de Operación
	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.

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

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

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

- 1 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
2 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
3
- 4 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
5 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
6 equipos vía la red.
7 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización
8 de la Subestación.
9
- 10 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
11 funciones:
12 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
13 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
14 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
15 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
16 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
17 detener el sistema.
18 ○ Mantenimiento de cada equipo.
19 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
20 del sistema.
21

22 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
23 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación
24 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista seleccionado (sean funciones de
25 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista seleccionado es responsable
26 por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos
27 de implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
28 responsabilidad del Inversionista seleccionado.
29

30 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
31 Subestación:

- 32
- 33 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
34 Subestación.
35
- 36 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
37 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
38 de un reloj GPS.
39
- 40 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
41 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
42

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

5.6.3 Medidores multifuncionales

Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir como mínimo con 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.

5.6.4 Controladores de Bahía

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

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

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

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

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

5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares

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

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

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

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

12

13 **5.6.6 Switches**

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

- 16
- 17
- 18 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 19
- 20 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 21
- 22 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 23 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 24 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 25
- 26 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 27
- 28 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 29 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 30
- 31 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
- 32 exigente.
- 33

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

37

38 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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

46

1 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás
2 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos
3 distribuidos en la Subestación.
4

5 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores
6 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-
7 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.
8

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

10 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

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

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

28 **5.6.8.2 Registradores de Fallas**

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

36 **5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

37 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de
38 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.
39 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la
40 información del proceso.
41

42 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
43 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
44 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:
45

- 46 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
47
48
49

- 1 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 2 • Comunicación con el CND.
- 3 • Comunicación con la red de área local.
- 4 • Facilidades de mantenimiento.
- 5 • Facilidades para entrenamiento.
- 6 • Función de bloqueo.
- 7 • Función de supervisión.
- 8 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 9 • Guía de operación.
- 10 • Manejo de alarmas.
- 11 • Manejo de curvas de tendencias.
- 12 • Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 13 • Marcación de eventos y alarmas.
- 14 • Operación de los equipos.
- 15 • Programación, parametrización y actualización.
- 16 • Reportes de operación.
- 17 • Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 18 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 19 • Secuencia de eventos.
- 20 • Secuencias automáticas.
- 21 • Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 22 • Supervisión de la red de área local.

23

24 **5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

25

26 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995,

27 en su última revisión.

28

29 **5.7 Obras Civiles**

30

31 Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles necesarias

32 en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación. Todos los diseños

33 de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas

34 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

35

36 El Interventor verificará e informará a la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los

37 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para

38 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos

39 de construcción previamente aprobados. El Interventor verificará e informará a la UPME y

40 hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El

41 Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría siguiente información:

42

- 43 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 44
- 45 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
- 46 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.

47

- Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas por el Interventor.

5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

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

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

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

- 1 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
2

3 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución
4 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
5 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.
6

7 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

8

9 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:
10

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

29 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

30

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

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

35

36 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al
37 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo
38 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la
39 UPME.
40

41 **9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

42

43 Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de
44 conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en
45 lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
46 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
47 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico.
48

1 **10. FIGURAS**

2

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

4

5 Figura 1 – Diagrama Esquemático del Proyecto.

6

7 Figura 2 – Unifilar subestación Nueva San Juan 110 kV.

8

9 Figura 3 – Unifilar actual subestación San Juan 110 kV

10

PREPUBLICACIÓN