

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

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

15  
16 **CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR**  
17 **UPME 11 – 2015**  
18

19  
20 **(UPME STR 11 – 2015)**  
21  
22  
23  
24

25  
26 **SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,**  
27 **ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y**  
28 **MANTENIMIENTO DE LA NUEVA SUBESTACIÓN NORTE 110 kV Y OBRAS**  
29 **ASOCIADAS, EN EL DEPARTAMENTO DE ATLÁNTICO**  
30

31  
32 **DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR**  
33  
34  
35  
36  
37

38 **Bogotá D. C., octubre de 2015**  
39  
40

## ÍNDICE

1		
2		
3		
4	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>4</b>
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales .....	4
6	1.2 Definiciones .....	5
7	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>5</b>
8	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones: .....	6
9	2.1.1 En la nueva Subestación Norte 110 kV.....	6
10	2.1.2 En la Subestación Nueva Barranquilla 110 kV.....	7
11	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto .....	8
12	2.2.1 En la nueva Subestación Norte 110 kV.....	8
13	2.2.2 En la Subestación Nueva Barranquilla 220 kV.....	8
14	2.2.3 En la Subestación Nueva Barranquilla 110 kV.....	9
15	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>10</b>
16	3.1 Parámetros del Sistema .....	10
17	3.2 Nivel de Corto Circuito .....	10
18	3.3 Materiales .....	11
19	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	11
20	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	11
21	3.6 Pruebas en Fábrica .....	12
22	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 110 kV</b> .....	<b>12</b>
23	4.1 General .....	12
24	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión .....	14
25	4.3 Longitud Aproximada de las Líneas .....	15
26	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV .....	15
27	4.4.1 Aislamiento .....	15
28	4.4.2 Conductores de Fase .....	16
29	4.4.3 Cable(s) de Guarda .....	17
30	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas .....	17
31	4.4.5 Estructuras .....	18
32	4.4.6 Localización de Estructuras .....	18
33	4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores.....	19
34	4.4.8 Cimentaciones.....	19
35	4.4.9 Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas.....	19
36	4.4.10 Señalización Aérea.....	20
37	4.4.11 Obras Complementarias.....	21
38	4.5 Informe Técnico .....	21
39	<b>5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES</b> .....	<b>21</b>
40	5.1 General .....	21
41	5.1.1 Predio de las subestaciones .....	22
42	5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes .....	23
43	5.1.3 Servicios Auxiliares.....	23

1	5.1.4	Infraestructura y Módulo Común.....	23
2	5.1.5	Espacios de Reserva.....	24
3	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos.....	25
4	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos.....	25
5	5.4	Procedimiento General del Diseño.....	26
6	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica.....	27
7	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle.....	30
8	5.4.3	Estudios del Sistema.....	34
9	5.4.4	Distancias de Seguridad.....	35
10	5.5	Equipos de Potencia.....	35
11	5.5.1	Interruptores.....	35
12	5.5.2	Transformadores de Potencia.....	36
13	5.5.3	Descargadores de Sobretensión.....	37
14	5.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	38
15	5.5.5	Transformadores de Tensión.....	38
16	5.5.6	Transformadores de Corriente.....	39
17	5.5.7	Equipo GIS o Híbrido.....	40
18	5.5.8	Sistema de puesta a tierra.....	40
19	5.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	41
20	5.6	Equipos de Control y Protección.....	41
21	5.6.1	Sistemas de Protección.....	41
22	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	41
23	5.6.2.1	Características Generales.....	43
24	5.6.3	Medidores multifuncionales.....	45
25	5.6.4	Controladores de Bahía.....	45
26	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	46
27	5.6.6	Switches.....	46
28	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	47
29	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	47
30	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	49
31	5.7	Obras Civiles.....	49
32	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....</b>	<b>49</b>
33	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	49
34	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	50
35	<b>7.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....</b>	<b>51</b>
36	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO.....</b>	<b>51</b>
37	<b>9.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....</b>	<b>51</b>
38	<b>10.</b>	<b>FIGURAS.....</b>	<b>51</b>
39			
40			
41			
42			
43			

1  
2  
3  
4 **ANEXO 1**

5  
6  
7  
8 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

9 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente  
10 definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los  
11 Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME STR 11 -  
12 2015.

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

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

20 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los  
21 equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el  
22 presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, los aplicables en  
23 el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones) y  
24 en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños.  
25 Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la  
26 revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre  
27 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados,  
28 el Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y  
29 normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser  
30 relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y  
31 normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo  
32 establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en  
33 los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME.  
34 Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de  
35 conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación  
36 según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.  
37

38 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

39 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última  
40 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Capítulo II,  
41 Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban  
42 contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes  
43

1 para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha  
2 anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.  
3

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

## 13 1.2 Definiciones

14  
15 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido  
16 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.  
17  
18

## 19 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

20  
21 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,  
22 operación y mantenimiento de las siguientes obras:  
23

- 24 i. Suministro e instalación de la nueva Subestación Norte 110 kV, en configuración doble  
25 barra más seccionador de transferencia. Esto incluye el suministro e instalación de  
26 dos (2) bahías de línea, una (1) bahía de acople de barras y los espacios de reserva  
27 señalados en el presente anexo. Ver Nota b del presente numeral 2.  
28
- 29 ii. Suministro e instalación de dos bahías de línea a 110 kV en configuración doble barra  
30 con by-pass, en la existente Subestación Nueva Barranquilla 110 kV. Esto incluye la  
31 extensión del barraje a 110 kV y/o conexión al mismo, junto con los elementos,  
32 equipos, protecciones y adecuaciones físicas y eléctricas necesarias para el correcto  
33 uso, funcionamiento y operación de las mencionadas bahías de línea a 110 kV.  
34
- 35 iii. Construcción de una línea doble circuito a 110 kV, con una longitud aproximada de 4  
36 km, desde la nueva Subestación Norte 110 kV (ítem i del presente numeral 2), hasta  
37 la Subestación Nueva Barranquilla 110 kV (ítem ii del presente numeral 2).  
38
- 39 iv. Suministro e instalación de una bahía de transformación a 110 kV en configuración  
40 doble barra con by-pass, en la existente Subestación Nueva Barranquilla 110 kV. Esto  
41 incluye la extensión del barraje existente a 110 kV y/o conexión al mismo, junto con  
42 los elementos, equipos, protecciones y adecuaciones físicas y eléctricas necesarias

1 para el correcto uso, funcionamiento y operación de la mencionada bahía de  
2 transformación a 110 kV.

- 3
- 4 v. Suministro e instalación de un (1) transformador 220/110/13.8 kV de 100 MVA, que se  
5 conectarán a la bahía de transformación mencionadas en el ítem iv del presente  
6 numeral 2. Ver Nota c del presente numeral 2.
- 7
- 8 vi. Suministro e instalación de todos los elementos adicionales necesarios para la  
9 construcción, operación y mantenimiento de las obras objeto de la presente  
10 Convocatoria, como por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e  
11 infraestructura asociada, sin limitarse a estos.
- 12
- 13 vii. Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5 del presente Anexo.
- 14

15 **NOTAS:**

16

- 17 a. El diagrama unifilar de las Subestaciones intervenidas por motivo de la presente  
18 Convocatoria Pública hace parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, podrá  
19 modificar la disposición de las bahías en el diagrama unifilar previo concepto del  
20 Interventor y aprobación por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso una  
21 disposición de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de modificación presentada  
22 involucra a terceros, como al Operador de Red o propietarios de subestaciones  
23 existentes u otros, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
- 24
- 25 b. Dado que el proyecto tiene como finalidad proveer un nuevo punto de inyección para  
26 el SDL de la zona, ELECTRICARIBE tiene contemplado, dentro de su plan de  
27 expansión, la instalación de dos (2) transformadores 110/13.8 kV – 30 MVA, cada  
28 uno, en la nueva Subestación Norte 110 kV. Por lo anterior, el Inversionista deberá  
29 garantizar la disponibilidad del barraje 110 kV para la conexión de las bahías de alta  
30 tensión de los mencionados transformadores y deberá llegar a acuerdos con  
31 ELECTRICARIBE para la disposición de los equipos en la Subestación. En cualquier  
32 caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. Se aclara  
33 que tanto los dos (2) transformadores 110/13.8 kV – 30 MVA, como sus bahías de  
34 alta tensión no hacen parte de la presente Convocatoria Pública UPME STR 11-  
35 2015, por considerarse activos pertenecientes al SDL.
- 36
- 37 c. La bahía de transformación a 220 kV no hace parte de la presente Convocatoria  
38 Pública UPME STR.
- 39

40 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:**

41

42 **2.1.1 En la nueva Subestación Norte 110 kV**

43

1 El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y  
2 la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva  
3 definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera  
4 letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6)  
5 o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la  
6 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

7  
8 La nueva Subestación Norte 110 kV, deberá ser construida en configuración doble barra  
9 más seccionador de transferencia y deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente  
10 Anexo 1.

11  
12 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la  
13 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
14 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
15 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

16  
17 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Norte se muestra en la Figura 1. El  
18 Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE, deberán llegar a los  
19 acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá  
20 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos  
21 a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse  
22 para expansiones.

23  
24 Los equipos o elementos a instalar en la nueva Subestación Norte 110 kV deberán ser  
25 completamente nuevos y de última tecnología.

### 26 **2.1.2 En la Subestación Nueva Barranquilla 110 kV**

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

34  
35 Las dos (2) bahías de línea y la bahía de transformación 110 kV a instalarse, deberán tener  
36 la misma configuración de la existente Subestación Nueva Barranquilla 110 kV, la cual es  
37 doble barra con by-pass. El propietario de la existente Subestación Nueva Barranquilla 110  
38 kV es TRANSELCA S.A. E.S.P.

39  
40 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la  
41 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
42

1 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
2 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

3  
4 El diagrama unifilar de la Subestación Nueva Barranquilla 110 kV se muestra en la Figura  
5 2. El Inversionista seleccionado en coordinación con TRANSELCA, deberán llegar a los  
6 acuerdos necesarios para la ubicación de la infraestructura. De cualquier forma, los  
7 acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan  
8 utilizarse para expansiones.

9  
10 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Nueva Barranquilla 110 kV deberán  
11 ser completamente nuevos y de última tecnología.

## 12 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

13  
14 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la  
15 construcción de la nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o  
16 arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión  
17 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en  
18 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de  
19 conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.

### 20 **2.2.1 En la nueva Subestación Norte 110 kV**

21  
22 El propietario de la nueva Subestación Norte 110 kV será el Inversionista resultante de la  
23 presente Convocatoria Pública UPME STR 11 – 2015.

24  
25 La frontera, en la nueva Subestación Norte 110 kV, entre el STR y el SDL será en el barraje  
26 de 110 kV. El Transmisor Regional que desarrolle la presente Convocatoria Pública UPME  
27 STR 11-2015 deberá dejar listo, para su uso, el barraje 110 kV para la conexión de dos (2)  
28 bahías de transformación a 110 kV pertenecientes al SDL, razón por la cual estas bahías  
29 no hacen parte de esta Convocatoria.

30  
31 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
32 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
33 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
34 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
35 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
36 firmados por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos  
37 en sus condiciones básicas.

### 38 **2.2.2 En la Subestación Nueva Barranquilla 220 kV**

39  
40 El propietario de la Subestación Nueva Barranquilla 220 kV es TRANSELCA S.A. E.S.P.

1  
2 La frontera, en la Subestación Nueva Barranquilla 220 kV, entre el Transmisor y el  
3 Inversionista seleccionado para la presente Convocatoria Pública será en los bornes de alta  
4 de los transformadores 220/110/13.8 kV – 100 MVA. El Trasmisor propietario de la bahía a  
5 220 kV, suministrará hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión entre la  
6 mencionada bahía y el transformador objeto de la presente Convocatoria, incluyendo las  
7 estructuras y aisladores soporte. Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas  
8 asociadas con la conexión de los transformadores 220/110 kV, lo involucrados podrán  
9 consultar el oficio CREG S-2009-000213 del 30 de enero de 2009, y será su responsabilidad  
10 el consultar o validar su vigencia y/o modificaciones.

11  
12 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
13 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
14 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
15 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
16 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
17 firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la  
18 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente  
19 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en  
20 conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar  
21 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de  
22 conexión.

### 23 24 **2.2.3 En la Subestación Nueva Barranquilla 110 kV**

25  
26 El propietario de la Subestación Nueva Barranquilla 110 kV es TRANSELCA S.A. E.S.P.

27  
28 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública es el barraje 110  
29 kV de la subestación.

30  
31 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
32 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
33 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
34 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
35 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
36 firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la  
37 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente  
38 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en  
39 conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar  
40 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de  
41 conexión.

42  
43

1 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

2  
 3 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las  
 4 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y  
 5 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha  
 6 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del  
 7 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,  
 8 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para  
 9 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

10  
 11 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
 12 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

13  
 14 **3.1 Parámetros del Sistema**

15  
 16 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado  
 17 deberán ser nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características  
 18 técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

19

20 Tensión nominal	220/110 kV
21 Frecuencia asignada	60 Hz
22 Puesta a tierra	Sólida
23 Numero de fases	3
24 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
25 Servicios Auxiliares DC	125V
26 Tipo de Subestación	Convencional o GIS o un híbrido

27  
 28 **Líneas de Transmisión en 110 kV:**

29

30 Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas, y/o subterránea.
31 Circuitos por torre:	Según diseño. Se podrán compartir estructuras de soporte con infraestructura existente.
32 Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
33 Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

34  
 35  
 36  
 37 Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y  
 38 subterráneas o subterráneas. Las longitudes de las líneas de transmisión serán función del  
 39 diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

40  
 41 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

1 El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se  
2 garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás  
3 elementos será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto  
4 circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas  
5 y los indicados en las normas IEC aplicables.

### 6 7 **3.3 Materiales**

8  
9 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor  
10 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de  
11 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras  
12 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para  
13 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto  
14 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista seleccionado deberá  
15 presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las  
16 anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE  
17 antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará  
18 sobre el Reglamento actualmente vigente.

### 19 20 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

21  
22 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo  
23 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en  
24 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista seleccionado deberá  
25 presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo  
26 y/o reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

27  
28 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los  
29 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución  
30 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy  
31 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

### 32 33 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

34  
35 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista  
36 seleccionado. Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en  
37 especial los artículos 52 y 53.

38  
39 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos  
40 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan  
41 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del  
42 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como

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

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

9  
 10 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

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

23  
 24  
 25 **4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 110 kV**

26  
 27 **4.1 General**

28  
 29 La información específica referente a la línea existente, remitida por el propietario de la  
 30 infraestructura, como costos, datos técnicos, etc, serán suministrados por la UPME  
 31 conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

32  
 33 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas o  
 34 tramos 110 kV:  
 35

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase		kV	110
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Tipo de línea			Aérea/Subterránea

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
4	Longitud aproximada	Esta longitud es de referencia y está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el Inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones. La longitud real será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	km	4
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	msnm	Entre 40 y 50
6	Ancho mínimo de servidumbre para línea aérea	RETIE Tabla 22.1 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	m	20 para línea en torres y 15 para línea en postes
7	Número de circuitos por torre o canalización		Unidad	Según diseño
8	Distancias de seguridad	RETIE Numeral 13.3 (o aquella que la modifique y/o sustituya)		Según altitud
9	Sub-conductores por fase		Unidad	Según diseño
10	Cantidad de cables de guarda-línea aérea		Unidad	Según diseño
11	Tipo de estructura para línea aérea			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
14	Cables de guarda	Con características según numeral 4.4.3 de este Anexo.		Alumoclad
15	Máxima tensión mecánica de tendido de los conductores referida a su tensión de rotura	RETIE numeral 22.9 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	%	25

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
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		Flameos / 100 km-año	3
19	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.			Debe asegurar permanencia en servicio continuo

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

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

#### 4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión

La selección de la ruta para las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR 11 – 2015, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de las líneas a 110 kV, 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.

A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados” publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME 11-2015 o la información suministrados por la UPME conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

### 4.3 Longitud Aproximada de las Líneas

La longitud anunciada en la tabla del numeral 4.1 de este documento son de referencia y está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

### 4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV

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

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

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

#### 4.4.1 Aislamiento

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

Para el caso de líneas o tramos de líneas aéreas se considera como parámetro de diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea/año ante descargas eléctricas atmosféricas y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

1  
2 Para el caso de líneas o tramos de líneas subterráneas en todos los sitios de transición  
3 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la  
4 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o  
5 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la  
6 línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

7  
8 **4.4.2 Conductores de Fase**

9  
10 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias  
11 de la ruta y el lugar donde el Proyecto objeto de la presente Convocatoria operará, por tanto  
12 será responsabilidad del Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si  
13 el diseño realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los  
14 valores límites establecidos.

15  
16 El conductor de fase, de las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR,  
17 sean aéreas o subterráneas, deberán ser de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C  
18 y de igual o mayor capacidad de corriente a las siguientes:

- 19  
20
- Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,06120 ohmios/km.
  - Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 800 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- 21  
22  
23  
24

25 En caso de conductores en haz o múltiples por fase la resistencia equivalente  
26 corresponderá a la resistencia de cada uno de los cables dividida por el número de cables  
27 y la capacidad de corriente, para líneas aéreas será el producto de las capacidades  
28 individuales por la cantidad de cables en haz, mientras que para las subterráneas las  
29 capacidades serán determinadas según la norma IEC 60287.

30  
31 El Inversionista deberá garantizar los anteriores valores de capacidad de corriente y  
32 resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos de implementarlos.

33  
34 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder  
35 el 50% de su correspondiente tensión de rotura. La tensión de tendido y halado de los  
36 cables asilados en líneas subterráneas no deberán exceder las recomendadas por el  
37 fabricante.

38  
39 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores  
40 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético  
41 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular  
42 pueden estar expuestos durante varias horas.

43

1 De presentarse características en el ambiente, para estas nuevas líneas, que tuvieren  
2 efecto corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos  
3 de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,  
4 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad  
5 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor deberá ser cobre con aislamiento XLPE y  
6 con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito previsibles para la  
7 línea. En caso de que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser  
8 incorporadas al cable o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la  
9 Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

#### 10 11 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

12  
13 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

14  
15 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda  
16 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW, con  
17 la única excepción de líneas a reconfigurar que no tengan instalados cables con fibra óptica.

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

29  
30 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,  
31 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

32  
33 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor Regional  
34 cumpla con las normas técnicas aplicables.

35  
36 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la  
37 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra  
38 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del  
39 cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

#### 40 41 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

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

11  
12 Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de  
13 las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y las  
14 tensiones de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

#### 15 16 **4.4.5 Estructuras**

17  
18 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la  
19 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas  
20 a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de  
21 frecuencia industrial.

22  
23 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas, solo en condiciones  
24 especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general, no deberán requerir para su  
25 montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer  
26 uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser  
27 montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

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

#### 41 42 **4.4.6 Localización de Estructuras**

1 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad  
2 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las  
3 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de  
4 transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La  
5 temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las  
6 condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante toda la vida útil del  
7 Proyecto según el RETIE.

#### 8 9 **4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores**

10  
11 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-  
12 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser  
13 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias  
14 de 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista determinará los sitios de colocación, a lo largo de cada  
15 vano, de los amortiguadores de tal manera que la amortiguación de las fases sea efectiva.  
16 Copia del estudio de amortiguamiento será entregada al Interventor para su conocimiento  
17 y análisis.

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

#### 23 24 **4.4.8 Cimentaciones**

25  
26 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo  
27 de las cimentaciones propuestas, que deberán hacerse considerando la metodología  
28 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical*  
29 *Transmission Line Structural Loading – Practice 74*" para la evaluación de las cargas y para  
30 el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de Construcción  
31 Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique para la evaluación de las cargas en  
32 torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es del caso, se  
33 deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras. Los  
34 diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse  
35 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar  
36 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas  
37 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de  
38 cada tipo de estructura.

#### 39 40 **4.4.9 Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas**

41  
42 De acuerdo con el numeral 22.12 del RETIE las canalizaciones para los tramos  
43 subterráneos podrán realizarse mediante ductos, o enterramiento directo, sin embargo

1 dadas las dificultades para realizar las excavaciones sin obstaculizar el uso normal de tales  
2 vías, el Inversionista podrá considerar la posibilidad de utilizar el sistema de perforación  
3 dirigida. En la escogencia e instalación del tipo de canalización, se deben evaluar las  
4 condiciones particulares de la instalación y su ambiente y aplicar los elementos más  
5 apropiados teniendo en cuenta los usos permitidos y las prohibiciones, así como contar con  
6 los permisos de los propietarios o de las autoridades competentes según corresponda.

7  
8 Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de inspección,  
9 y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas internacionales  
10 o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

11  
12 Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa,  
13 libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de  
14 protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del  
15 cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo  
16 menor a la vida útil del cable enterrado.

17  
18 Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones en los extremos o las  
19 derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección cuya construcción y sus  
20 sistemas de drenaje garanticen que ellas pueden mantenerse sin presencia de agua en su  
21 interior. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación,  
22 conexión o salida deben ser adecuadas para la ejecución de empalmes, realizar las curvas  
23 de los cables cumpliendo con el radio de curvatura mínimo recomendado por el fabricante  
24 del cable y permitir el tendido en función de la sección de los conductores. Los cables deben  
25 quedar debidamente identificados dentro de las cámaras de inspección.

26  
27 Las tapas de las cajas, podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales  
28 resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente  
29 y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de  
30 una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.

#### 31 32 **4.4.10 Señalización Aérea**

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

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

1  
2 **4.4.11 Obras Complementarias**  
3

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

10 **4.5 Informe Técnico**  
11

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

- 18 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de  
19 2000.
- 20
- 21 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de  
22 2000.
- 23
- 24 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo  
25 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 26
- 27 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.  
28
- 29 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la  
30 Resolución CREG 098 de 2000.  
31
- 32 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098  
33 de 2000.  
34  
35

36 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**  
37

38 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.  
39

40 **5.1 General**  
41

1 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la  
2 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán  
3 suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 8 del presente Anexo.  
4

#### 5 **5.1.1 Predio de las subestaciones**

##### 6 **Subestación Norte 110 kV:**

7  
8  
9 El predio para la nueva Subestación Norte 110 kV será el que adquiera el Inversionista. Sin  
10 embargo su ubicación está limitada a un radio de 700 metros medidos desde el siguiente  
11 punto:  
12

13 Latitud: 11°01'14.46"N  
14 Longitud: 74°50'48.90"O  
15

16 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y  
17 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes  
18 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para  
19 la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de  
20 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir  
21 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán  
22 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades  
23 para los accesos, equipos y obras.  
24

25 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar  
26 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento  
27 soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará  
28 parte de las memorias del proyecto.  
29

30 El Inversionista deberá dotar la nueva Subestación Norte 110 kV del espacio físico  
31 necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública  
32 UPME STR 11 – 2015 y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5.  
33

##### 34 **Subestación Nueva Barranquilla 220/110 kV:**

35  
36 La existente Subestación Nueva Barranquilla 220/110 kV, propiedad de TRANSELCA se  
37 encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que  
38 deberá verificar el Interesado:  
39

40 Latitud: 10°59'29.72"N  
41 Longitud: 74°50'28.09"O  
42

1 El predio para las obras, objeto de la presente Convocatoria, que tienen relación con la  
2 Subestación Nueva Barranquilla, podrá ser el de la subestación existente u otro que  
3 seleccione el Inversionista Adjudicatario. Sin embargo su ubicación está limitada a un radio  
4 de 250 m medidos a partir de las coordenadas, aproximadas, de localización de la  
5 Subestación Nueva Barranquilla 220/110 señaladas anteriormente.  
6

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

16 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar  
17 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento  
18 soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará  
19 parte de las memorias del proyecto.  
20

21 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los  
22 equipos en la Subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto  
23 nivel de confiabilidad.  
24

### 25 **5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

26

27 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer  
28 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de  
29 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente.  
30

### 31 **5.1.3 Servicios Auxiliares**

32

33 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes  
34 para la topología de las Subestaciones, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del  
35 presente Anexo 1.  
36

### 37 **5.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

38

39 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos  
40 del módulo común como se describe a continuación:  
41

42 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del patio  
43 de conexiones del nivel 110 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los

1 espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la  
2 disponibilidad de espacio en los predios y las eventuales restricciones o condicionantes que  
3 establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del  
4 Inversionista las vías de acceso a los predios de las Subestaciones y/o adecuaciones que  
5 sean necesarias.

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

13  
14 Infraestructura civil: Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino  
15 si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas  
16 de acceso a los patios de conexiones; y la adecuación del terreno para los espacios de  
17 reserva. En el espacio que ocupará la Subestación, las obras civiles incluyen: drenajes;  
18 alcantarillado; barreras de protección y de acceso al predio; todos los cerramientos para  
19 seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a  
20 acueductos/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos  
21 comunes, y en general, todas aquellas obras civiles necesarias para todas las obras  
22 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1. Los espacios de reserva no deberán ser  
23 provistos de malla de puesta a tierra, pero si se deberán proveer los puntos de conexión  
24 para la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.

25  
26 Equipos: Todos los equipos necesarios para las nuevas bahías y la integración de nuevas  
27 bahías a 220 kV y 110 kV con la infraestructura existente. Se incluyen entre otros, los  
28 sistemas de automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema  
29 de comunicaciones propio de cada Subestación, los materiales de la malla de puesta a  
30 tierra y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el  
31 cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios  
32 para integrar las nuevas bahías, con las subestaciones existentes, en conexiones de  
33 potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares.

34  
35 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
36 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que  
37 la modifique o sustituya).

### 38 39 **5.1.5 Espacios de Reserva**

40  
41 Los espacios de reserva, aquí señalados, son objeto de la presente Convocatoria Pública  
42 UPME STR 11 – 2015 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados, como mínimo, con la  
43 Infraestructura civil y equipos constitutivos de la infraestructura y módulo común descrito en

1 el Numeral 5.1.4 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de  
2 la presente Convocatoria.

3  
4 La nueva **Subestación Norte 110 kV** deberá incluir espacios de reserva para:

- 5  
6 • La futura instalación de cuatro (6) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser  
7 utilizadas para la conexión de líneas o módulos de transformación.
- 8  
9 • La futura instalación de dos (3) Transformadores de potencia.

10  
11 No obstante, el Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como  
12 Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de prever espacios  
13 de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello sea objeto de la presente  
14 Convocatoria Pública.

15  
16 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las Subestaciones existentes o nuevas  
17 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,  
18 edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

19  
20 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos en  
21 los espacios de reserva objeto de la presente Convocatoria Pública, es decir, deberá dejar  
22 explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las obras  
23 civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore. Adicionalmente, tanto  
24 los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas dentro  
25 del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación, hasta tanto sean ocupados.

26  
27 El Transmisor Regional preparará un documento en el cual se indiquen las características  
28 de los espacios de reserva establecidos en el presente numeral y los planos con la  
29 disposición propuesta de los espacios de reserva para la ubicación futura de las bahías y/o  
30 equipos. Esto deberá ser entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las  
31 exigencias para los espacios de reserva.

## 32 33 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

34  
35 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última  
36 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*  
37 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*  
38 *International Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des*  
39 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.*

## 40 41 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

#### 7 8 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

9  
10 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 11  
12 a) Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del  
13 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

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

34  
35 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
36 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
37 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

38  
39 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben  
40 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará  
41 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada  
42 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que

1        antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las  
2        Especificaciones Técnicas del Proyecto.

3  
4        **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
5        hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
6        aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior  
7        se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que  
8        deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

9  
10       **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista  
11       seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del  
12       Proyecto.

13  
14       **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
15       documento de cumplimiento obligatorio.

16  
17       En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
18       representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
19       pruebas.

20  
21       Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
22       de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
23       documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas  
24       en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y  
25       mantenimiento.

26  
27       La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista  
28       seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.

#### 29 30       **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

31  
32       Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el  
33       dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;  
34       especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la  
35       implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del  
36       Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las  
37       memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

38  
39       Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista  
40       seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y  
41       para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría  
42       podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los

1 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME la respectiva  
2 recomendación si es del caso.

3

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

5

#### 6 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

7

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

22

#### 23 **5.4.1.2 Especificaciones equipos**

24

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

39

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

41

- 42 • Características técnicas, equipos.

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

#### 15 **5.4.1.4 Planos electromecánicos**

- 16
- 17 • Diagrama unifilar de la subestación
- 18 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 19 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 20 • Diagrama unifilar de medidas.
- 21 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 22 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 23 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 24 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 25 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 26 • Planos en planta de ubicación de equipos 110 kV.
- 27 • Planos vista en cortes de equipos 110 kV.
- 28 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 29 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 30 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 31 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 32 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

#### 34 **5.4.1.5 Planos de obras civiles**

- 35
- 36 • Plano localización de la subestación.
- 37 • Plano disposición de bases de equipos.
- 38 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 39 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 40 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 41 • Plano de drenajes de la subestación.

- 1 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 2 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 3 • Planos casa de control.
- 4 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 5 • Plano cerramiento de la subestación.
- 6 • Plano obras de adecuación.

#### 8 **5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

- 10 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 11 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 12 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 13 transporte de equipos y materiales.
- 14 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 15 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 16 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 17 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

#### 19 **5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

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

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

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

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

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

3  
4 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

5  
6 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 7  
8
- 9 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
  - 10 • Dimensiones y pesos de equipos.
  - 11 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
  - 12 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
  - 13 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
  - 14 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
  - 15 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
  - 16 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
  - 17 cárcamos interiores en caseta de control.
  - 18 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
  - 19 barrajes.
  - 20 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
  - 21 rígido.
  - 22 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
  - 23 casa de control.
  - 24 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
  - 25 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.

26 **5.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 27
- 28 • Planos para construcción de bases para equipos
  - 29 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
  - 30 soporte para equipos y pórticos a 110 kV.
  - 31 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
  - 32 potencia.
  - 33 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
  - 34 • Planos para construcción de acabados exteriores
  - 35 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
  - 36 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
  - 37 tableros, equipos y canales interiores.
  - 38 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
  - 39 • Planos para construcción de vías

40  
41 **5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

1 El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y  
2 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y  
3 verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales  
4 para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control,  
5 protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria  
6 aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de  
7 acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al  
8 diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

9  
10 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la  
11 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica  
12 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:

13  
14 **a. Sistema de puesta a tierra:**

- 15 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y  
16 estructuras.
- 17 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
- 18 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- 19 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- 20 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el  
21 RETIE.
- 22 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el  
23 RETIE.

24  
25 **b. Equipos principales:**

- 26 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de  
27 conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
- 28 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al  
29 nivel rasante del patio.
- 30 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos,  
31 sistemas de anclaje.
- 32 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
- 33 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.  
34 Diseño civil de los canales de cables.
- 35 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos  
36 para cables entre los equipos y las bandejas.
- 37 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.

38  
39 **c. Equipos de patio 110 kV:**

- 40 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de  
41 sobretensión.

- 1 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras  
2 de interconexión.  
3 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.  
4 - Placas de características técnicas.  
5 - Información técnica complementaria y catálogos.  
6 - Manuales detallados para montaje de los equipos.  
7 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.  
8 - Protocolo de pruebas en fábrica.  
9 - Procedimiento para pruebas en sitio.  
10  
11 **d. Para tableros:**  
12 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.  
13 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de  
14 control, señalización y protección.  
15 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,  
16 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y  
17 catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.  
18 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.  
19 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.  
20 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,  
21 telecontrol y teleprotección, incluyendo:  
22 - Diagramas de principio y unifilares  
23 - Diagramas de circuito  
24 - Diagramas de localización exterior e interior.  
25 - Tablas de cableado interno y externo.  
26 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.  
27 - Diagramas de principio  
28 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes  
29 diagramas de principio:  
30 ■ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.  
31 ■ Diagramas del sistema de control de la subestación.  
32 ■ Diagramas de medición de energía.  
33 ■ Diagramas lógicos de enclavamientos.  
34 ■ Diagramas de comunicaciones.  
35 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.  
36 - Listado de cables y borneras.  
37 - Planos de Interfase con equipos existentes.  
38 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,  
39 señalización y alarmas.  
40  
41 **e. Reportes de Pruebas:**  
42 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última  
43 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que

1                   contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de  
2                   fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.

3                   Las instrucciones deberán estar en idioma español.

### 5.4.3 Estudios del Sistema

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

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

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

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

7 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.  
8

9 - Origen de los datos de entrada.  
10

11 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio  
12 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.  
13

14 - Resultados.  
15

16 - Bibliografía.  
17

#### 18 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

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

### 23 **5.5 Equipos de Potencia**

#### 24 **5.5.1 Interruptores**

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

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

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

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

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

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

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

### 12 13 **5.5.2 Transformadores de Potencia**

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

18  
19 Cada transformador de potencia 220/110 kV – 100 MVA, podrá estar compuesto de una (1)  
20 unidad trifásica o tres (3) unidades monofásicas. La capacidad total de 100 MVA, significa  
21 la potencia nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa de enfriamiento y a las  
22 condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde estará cada  
23 transformador.

24  
25 Cada transformador de potencia 220/110 kV – 100 MVA, debe tener una capacidad de  
26 sobrecarga del 20% durante 30 minutos.

27  
28 Se requiere que el transformador de potencia 220/110 kV – 100 MVA tengan devanado  
29 terciario, con una capacidad mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros  
30 dos devanados. El devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de  
31 servicios auxiliares de la Subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos  
32 los equipos necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.

33  
34 El grupo de conexión de la transformación será YNyd.

35  
36 Cada transformador de potencia 220/110 kV – 100 MVA deberá estar dotado de  
37 cambiadores de derivaciones, para operación manual y automática bajo carga, con un total  
38 de 26 pasos de 1% cada uno, con la posición 1 para la máxima relación, la posición 11 para  
39 la relación nominal y la posición 26 para la mínima relación.

40  
41 Cada transformador de potencia 220/110 kV – 100 MVA deberá tener una impedancia entre  
42 los devanados 220 y 110 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, igual a  
43 12.98%, sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

1  
2 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas, para los siguientes niveles de carga  
3 permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados deberán cumplir con lo  
4 establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

5  
6 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de  
7 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de  
8 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría

9  
10 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe  
11 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en  
12 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de  
13 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

14  
15 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
16 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

### 17 18 **5.5.3 Descargadores de Sobretensión**

19  
20 Los descargadores de sobretensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición  
21 de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a  
22 suministrar

- 23  
24 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c.  
25 systems"  
26 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and  
27 controlgear".

28  
29 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
30 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
31 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
32 Interventoría.

33  
34 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
35 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o  
36 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su  
37 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos  
38 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

39  
40 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
41 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

42

#### 5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

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

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

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

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

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

#### 5.5.5 Transformadores de Tensión

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

- Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su equivalente en ANSI.
- Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and capacitor dividers".

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

1  
2 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de  
3 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1.o  
4 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser  
5 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

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

13  
14 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
15 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

#### 16 17 **5.5.6 Transformadores de Corriente**

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

- 22
- 23 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su  
24 equivalente en ANSI.
- 25 • IEC 60044-1: "Current Transformers"
- 26

27 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en  
28 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y  
29 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
30 025 de 1995, en su última revisión.

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

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

42

1 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
2 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia  
3

#### 4 **5.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

5  
6 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated  
7 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe  
8 cumplir la siguiente normatividad:  
9

10 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las  
11 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como  
12 lo indicado en estas especificaciones.  
13

- 14 • IEC60071-Insulation Coordination.
- 15 • IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
- 16 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 17 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 18 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 19 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 20 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 21 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 22 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 23 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 24 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

25 |  
26 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,  
27 pruebas mecánicas y pruebas de gas.  
28

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

#### 32 **5.5.8 Sistema de puesta a tierra**

33  
34 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la  
35 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current  
36 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.  
37

38 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en  
39 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado  
40 en cualquier lugar, al que tenga acceso.  
41

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

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

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

### 10 11 **5.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

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

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

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

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

#### 25 26 **5.6.1 Sistemas de Protección**

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

35  
36 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
37 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus  
38 modificaciones.

#### 39 40 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

41  
42 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
43 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.	
<b>0</b>	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.</p>

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22

### 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.

1 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual  
2 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección  
3 y control. Se destacan las siguientes funciones:  
4

- 5 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,  
6 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.  
7
- 8 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:  
9 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre  
10 equipos vía la red.  
11 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización  
12 de la Subestación.  
13
- 14 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes  
15 funciones:  
16 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.  
17 ○ Permitir la integración de elementos futuros.  
18 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.  
19 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación  
20 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni  
21 detener el sistema.  
22 ○ Mantenimiento de cada equipo.  
23 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones  
24 del sistema.  
25

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

34 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
35 Subestación:  
36

- 37 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la  
38 Subestación.  
39
- 40 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y  
41 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente  
42 de un reloj GPS.  
43

- 1 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control  
2 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).  
3

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

### 11 **5.6.3 Medidores multifuncionales**

12  
13 Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida,  
14 para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa,  
15 potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o  
16 un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir como mínimo  
17 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su  
18 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

### 20 **5.6.4 Controladores de Bahía**

21  
22 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar  
23 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los  
24 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para  
25 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista  
26 seleccionado deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

27  
28 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y  
29 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de  
30 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los  
31 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un  
32 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 33  
34 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.  
35 • Despliegue de alarmas.  
36 • Despliegue de eventos.  
37 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.  
38 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.  
39 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
40 función.  
41 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.  
42

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

3

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

6

### 7 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

8

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

12

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

18

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

26

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

29

### 30 **5.6.6 Switches**

31

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

34

- 35 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 36
- 37 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 38
- 39 • Deberá incluir las siguientes características de red:
  - 40 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
  - 41 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 42
- 43 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.

- 1  
2 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba  
3 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.  
4  
5 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más  
6 exigente.  
7

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

### 11 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

12 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:  
13

14 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe  
15 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez  
16 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,  
17 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y  
18 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista  
19 seleccionado.  
20

21 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás  
22 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos  
23 distribuidos en la Subestación.  
24

25 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores  
26 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-  
27 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.  
28

### 29 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

#### 30 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

31 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del  
32 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y  
33 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la  
34 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la  
35 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada  
36 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella.  
37 La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de  
38 comunicaciones.  
39  
40  
41  
42  
43

1 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés  
2 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la  
3 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para  
4 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de  
5 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,  
6 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de  
7 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

### 8 9 **5.6.8.2 Registradores de Fallas**

10  
11 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
12 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
13 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
14 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo  
15 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
16 establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

### 17 18 **5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

19  
20 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de  
21 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.  
22 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la  
23 información del proceso.

24  
25 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos  
26 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la  
27 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 28 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 29 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 30 • Comunicación con el CND.
- 31 • Comunicación con la red de área local.
- 32 • Facilidades de mantenimiento.
- 33 • Facilidades para entrenamiento.
- 34 • Función de bloqueo.
- 35 • Función de supervisión.
- 36 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 37 • Guía de operación.
- 38 • Manejo de alarmas.
- 39 • Manejo de curvas de tendencias.
- 40 • Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 41 • Marcación de eventos y alarmas.
- 42 • Operación de los equipos.

- 1 • Programación, parametrización y actualización.
- 2 • Reportes de operación.
- 3 • Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 4 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 5 • Secuencia de eventos.
- 6 • Secuencias automáticas.
- 7 • Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 8 • Supervisión de la red de área local.

9

### 10 **5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

11

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

13 en su última revisión.

14

### 15 **5.7 Obras Civiles**

16

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

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

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

20 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

21

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

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

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

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

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

27 Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría siguiente información:

28

- 29 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 30
- 31 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
- 32 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 33
- 34 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y
- 35 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones
- 36 hechas en campo verificadas por el Interventor.

37

38

## 39 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

40

### 41 **6.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

42

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

6  
7 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,  
8 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”  
9 diseñados por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Interventoría, pueda verificar  
10 el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por  
11 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta  
12 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con  
13 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

14  
15 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes  
16 pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los  
17 requerimientos del CND, vigentes:

- 18
- 19 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
  - 20
  - 21 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
22 asociadas.
  - 23
  - 24 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto  
25 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de  
26 protecciones.
  - 27
  - 28 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
  - 29

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

## 33 34 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

35  
36 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 37
- 38 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
  - 39 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
  - 40 • Diagrama Unifilar.
  - 41 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
42 Proyecto.
  - 43 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.

- 1 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 2 • Cronograma de pruebas.
- 3 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
- 4 información definitiva.
- 5 • Protocolo de energización.
- 6 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 7 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 8 punto de conexión.
- 9 • Carta de declaración en operación comercial.
- 10 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 11 actualizados por el CND.
- 12

## 13 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

14  
15 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG

16 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

## 17 **8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

18 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al

19 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo

20 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la

21 UPME.

## 22 **9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

23 Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de

24 conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en

25 lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los

26 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante

27 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá

28 ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su

29 responsabilidad consultarlos e investigarlos.

## 30 **10. FIGURAS**

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

32 Figura 1 - Unifilar nueva Subestación Norte 110 kV

33 Figura 2 - Unifilar Subestación Nueva Barranquilla 110 kV