



**Unidad de Planeación  
Minero Energética**

**REPÚBLICA DE COLOMBIA**

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA  
(MME)**

**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA  
(UPME)**

**CONVOCATORIA PÚBLICA UPME STR 01 DE 2025  
(UPME STR 01 – 2025)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DEL PROYECTO CONJUNTO ENLACE OLAYA HERRERA -  
BUHELLEY (TUMACO) 115 kV Y SEGUNDO CORREDOR JARDINERA-JUNÍN-  
BUHELLEY (TUMACO) 115 kV.**

**DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA**

**ANEXO NO. 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**Bogotá D. C., agosto de 2025**



## Unidad de Planeación Minero Energética

### TABLA DE CONTENIDO

1		
2		
3	<b>ANEXO NO. 1.....</b>	<b>1</b>
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES.....	5
5	1.1. <i>Requisitos Técnicos Esenciales</i> .....	5
6	1.2. <i>Definiciones</i> .....	6
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO .....	6
8	2.1. <i>Objeto del Proyecto</i> .....	6
9	2.2. <i>Descripción de Obras en las Subestaciones</i> .....	10
10	2.2.1. Descripción de Obras en la Subestación existente Olaya Herrera	
11	115 kV. 10	
12	2.2.2. Descripción de Obras en la Subestación existente Buchelly	
13	(Tumaco) 115 kV. ....	11
14	2.2.3. Descripción de Obras en la Subestación existente Junín 115 kV...12	
15	2.2.4. Descripción de Obras en la Subestación existente Jardinera 115 kV.	
16	13	
17	2.3. <i>Puntos de Conexión del Proyecto</i> .....	14
18	2.3.1. En la Subestación Olaya Herrera 115 kV.....	14
19	2.3.2. En la Subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV. ....	15
20	2.3.3. En la Subestación Junín 115 kV. ....	16
21	2.3.4. En la Subestación Jardinera 115 kV. ....	16
22	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES .....	17
23	3.1. <i>Parámetros del Sistema</i> .....	17
24	3.2. <i>Nivel de Corto Circuito</i> .....	18
25	3.3. <i>Materiales</i> .....	18
26	3.4. <i>Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible</i> .....	19
27	3.5. <i>Licencias, Permisos, Compromisos y Contrato de Conexión</i> .....	19
28	3.6. <i>Pruebas en Fábrica</i> .....	20
29	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION 115 kV.....	20
30	4.1. <i>General</i> .....	20
31	4.2. <i>Ruta de las Líneas de Transmisión</i> .....	23
32	4.3. <i>Longitud Aproximada de la Línea</i> .....	24
33	4.4. <i>Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 115 kV</i> .....	24
34	4.4.1. Aislamiento .....	24
35	4.4.2. Conductor de Fase.....	25
36	4.4.3. Cable(s) de Guarda.....	26
37	4.4.4. Puesta a Tierra de las Líneas .....	27
38	4.4.5. Transposiciones de Línea .....	28
39	4.4.6. Estructuras.....	28
40	4.4.7. Localización de Estructuras de tramos aéreos.....	29
41	4.4.8. Sistema Antivibratorio y Amortiguadores.....	29
42	4.4.9. Cimentaciones .....	29
43	4.4.10. Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas	
44	subterráneas o subfluviales .....	30



## Unidad de Planeación Minero Energética

1	4.4.11. Señalización Aérea.....	31
2	4.4.12. Desviadores de vuelo para aves .....	31
3	4.4.13. Obras Complementarias .....	31
4	4.4.1. Informe Técnico .....	31
5	5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES.....	32
6	5.1. General .....	32
7	5.1.1. Predio de las Subestación .....	33
8	5.1.2. Espacios de Reserva .....	36
9	5.1.3. Conexiones con Equipos Existentes.....	37
10	5.1.4. Servicios Auxiliares .....	37
11	5.1.5. Infraestructura y Módulo Común .....	37
12	5.2. Normas para Fabricación de los Equipos.....	39
13	5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos.....	39
14	5.4. Procedimiento General del Diseño .....	39
15	5.4.1. Los documentos de Ingeniería Básica.....	41
16	5.4.1.1. Memorias de cálculo electromecánicas .....	41
17	5.4.1.2. Especificaciones equipos .....	42
18	5.4.1.3. Características técnicas de los equipos .....	42
19	5.4.1.4. Planos electromecánicos .....	43
20	5.4.1.5. Planos de obras civiles.....	43
21	5.4.1.6. Estudios y trabajos de campo .....	44
22	5.4.2. Los documentos de la Ingeniería de Detalle .....	44
23	5.4.2.1. Cálculos detallados de obras civiles .....	45
24	5.4.2.2. Planos de obras civiles.....	45
25	5.4.2.3. Diseño detallado electromecánico.....	45
26	5.4.3. Estudios del Sistema .....	47
27	5.4.4. Distancias de Seguridad .....	49
28	5.5. Equipos de Potencia.....	49
29	5.5.1. Compensador Estático 0/+11 MVar .....	49
30	5.5.2. Interruptores .....	50
31	5.5.3. Descargadores de Sobretensiones .....	51
32	5.5.4. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra .....	52
33	5.5.5. Transformadores de Tensión .....	53
34	5.5.6. Transformadores de Corriente .....	54
35	5.5.7. Equipo GIS o Híbrido.....	54
36	5.5.8. Sistema de Puesta A Tierra .....	55
37	5.5.9. Apantallamiento de la Subestación .....	56
38	5.6. Equipos de Control y Protección.....	56
39	5.6.1. Sistemas de Protección.....	57
40	5.6.2. Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	59
41	5.6.2.1. Características Generales.....	61
42	5.6.3. Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores	
43	multifuncionales.....	63
44	5.6.4. Controladores de Bahía .....	64



## Unidad de Planeación Minero Energética

1	5.6.5. Controlador de los Servicios Auxiliares .....	65
2	5.6.6. Switches .....	65
3	5.6.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1 .....	66
4	5.6.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2 .....	66
5	5.6.8.1. Controlador de la Subestación .....	66
6	5.6.8.2. Registradores de Fallas .....	67
7	5.6.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación .....	67
8	5.6.9. Requisitos de Telecomunicaciones .....	68
9	5.7. Obras Civiles .....	68
10	5.8. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento .....	68
11	6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....	69
12	6.1. Pruebas y Puesta en Servicio .....	69
13	6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio .....	70
14	7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN .....	70
15	8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO .....	70
16	9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....	71
17	10. FIGURAS .....	71
18		



## Unidad de Planeación Minero Energética

### ANEXO NO. 1 – ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

#### 1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista – DSI STR de la Convocatoria Pública UPME STR 01-2025

Toda mención efectuada en este documento a “Condiciones Generales”, “Anexo”, “Formulario”, “Formato”, “Literal”, y “Numeral”, se deberá entender efectuada a las Condiciones Generales, Anexos, Formularios, Formatos, Literales, y Numerales de este documento, respectivamente, salvo indicación expresa en sentido contrario.

Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento o en los DSI STR, corresponden a normas legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.

Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los DSI STR, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000), en el RETIE Resolución MME 40117 de abril de 2024 y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor Regional deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los DSI STR, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía - MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

#### 1.1. Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria de STR, Libro 3, Capítulo I, Requerimientos generales de las instalaciones eléctricas, Resolución MME 40117 de abril de 2024, para el Proyecto, será obligatorio que el diseño, construcción, operación y mantenimiento; debe ser dirigida, supervisada y



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 ejecutada por personas técnica y legalmente competentes, que según la ley colombiana les faculte para efectuar esa actividad; tal como se establece en el Título 2 del RETIE.

2  
3  
4  
5 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG y del Ministerio de Minas y Energía - MME, se establece que, de producirse una revisión o una actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños según Cronograma presentado por el Transmisor Regional y aprobado por la UPME, la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.

### 15 **1.2. Definiciones**

16  
17 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido en el Numeral 1.1 de las Condiciones Generales de los DSI STR.

## 20 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

### 22 **2.1. Objeto del Proyecto.**

23  
24 La presente Convocatoria Pública de STR, que se rige por estos DSI STR, tiene por objeto seleccionar un Inversionista que se encargue de realizar el Proyecto que comprende, entre otras posibles, las siguientes actividades:

- 25  
26  
27  
28  
29 (i) Construcción de una (1) nueva bahía de línea a 115 kV, manteniendo la configuración existente en la subestación Olaya Herrera 115 kV.
- 30  
31  
32 (ii) Construcción de una (1) nueva bahía de línea a 115 kV, manteniendo la configuración existente en la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV.
- 33  
34  
35 (iii) Construcción de una (1) línea (aérea y/o subterránea y/o subfluvial) a 115 kV, con una longitud aproximada de 106 km, desde la subestación Olaya Herrera 115 kV hasta la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV junto con las conexiones y desconexiones requeridas para la construcción mencionada.
- 36  
37  
38  
39  
40 (iv) Construcción de una (1) nueva bahía de línea a 115 kV, manteniendo la configuración existente en la subestación Jardinera 115 kV.
- 41  
42  
43 (v) Construcción de una (1) nueva bahía de línea a 115 kV, manteniendo la configuración existente en la subestación Junín 115 kV.
- 44



## Unidad de Planeación Minero Energética

- 1
- 2 (vi) Construcción de una (1) línea (aérea y/o subterránea y/o subfluvial) a 115
- 3 kV, con una longitud aproximada de 67 km, desde la subestación Jardinera
- 4 115 kV hasta la subestación Junín 115 kV junto con las conexiones y desco-
- 5 nexiones requeridas para la construcción mencionada.
- 6
- 7 (vii) Construcción de una (1) nueva bahía de línea a 115 kV, manteniendo la
- 8 configuración existente en la subestación Junín 115 kV.
- 9
- 10 (viii) Construcción de una (1) nueva bahía de línea a 115 kV, manteniendo la
- 11 configuración existente en la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV.
- 12
- 13
- 14 (ix) Construcción de una (1) línea (aéreo y/o subterráneo y/o submarino) a 115
- 15 Kv, con una longitud aproximada de 85 km, desde la subestación Junín 115
- 16 kV hasta la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV junto con las conexiones
- 17 y desconexiones requeridas para la construcción mencionada.
- 18
- 19 (x) Construcción de una (1) nueva bahía de compensación a 115 kV, mante-
- 20 niendo la configuración existente en la subestación Buchelly (Tumaco) 115
- 21 kV.
- 22
- 23 (xi) La incorporación de un (1) banco de compensación capacitiva en la subesta-
- 24 ción Buchelly (Tumaco) 115 kV con una capacidad de 11 MVAR.
- 25
- 26 (xii) Todos los elementos y adecuaciones eléctricas, civiles, físicas, mecánicas,
- 27 etc, necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria du-
- 28 rante la construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando
- 29 siempre su compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones
- 30 incluyen sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura
- 31 asociada, etc., sin limitarse a estos.
- 32
- 33 (xiii) Los Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.2 del presente Anexo.
- 34
- 35 (xiv) La pre-construcción de las obras que requiera el Proyecto, (incluyendo firma
- 36 del Contrato con la Fiducia para contratar la Interventoría, diseños, servi-
- 37 dumbres, estudios, Contratos de Conexión, licencias ambientales y demás
- 38 permisos, licencias o coordinaciones interinstitucionales requeridas para ini-
- 39 ciar la construcción, costos y viabilidad ambiental del proyecto).
- 40
- 41 (xv) La construcción de las obras necesarias (incluyendo las resultantes de los
- 42 Contratos de Conexión y cualquier obra que se requiera para la viabilidad
- 43 ambiental del Proyecto, garantizando desde el punto de vista jurídico, la dis-
- 44 ponibilidad de los predios requeridos para la construcción de tales obras); y



## Unidad de Planeación Minero Energética

(xvi) La administración, operación y mantenimiento del Proyecto durante veinticinco (25) años contados desde la Fecha Oficial de Puesta en Operación.

En términos generales, el Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas al **PROYECTO CONJUNTO ENLACE OLAYA HERRERA - BUCHELLY (TUMACO) 115 kV Y SEGUNDO CORREDOR JARDINERA-JUNÍN-BUCHELLY (TUMACO) 115 kV.**, *definido en los proyectos del segundo paquete de obras urgentes, adoptados mediante la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40529 de 2024.* El Proyecto debe entrar en operación a más tardar el 31 de diciembre de 2027, siendo esta fecha parte integral del Proyecto, el cual comprende:

- (i) Suministro e instalación de una (1) bahía línea en la subestación Olaya Herrera 115 kV.
- (ii) Suministro e instalación de una (1) bahía línea en la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV..
- (iii) Suministro e instalación de una (1) bahía de compensación en la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV.
- (iv) Suministro e instalación de una (1) línea con una longitud aproximada de 106 km entre la subestación Olaya Herrera y la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV.
- (v) Suministro e instalación de un compensador capacitivo en la subestación Buchelly 115 kV con una capacidad de 11 MVAR.
- (vi) Suministro e instalación de una (1) bahía línea en la subestación Jardinera 115 Kv.
- (vii) Suministro e instalación de una (1) bahía línea en la subestación Junín 115 kV.
- (viii) Suministro e instalación de una (1) línea entre las subestaciones Jardinera-Junín a nivel de 115 kV.
- (ix) Suministro e instalación de una (1) bahía línea en la subestación Junin 115 kV.
- (x) Suministro e instalación de una (1) bahía línea en la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV.



## Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 **(xi)** Suministro e instalación de una (1) línea entre las subestaciones Junín-Buche-  
2 lly (Tumaco) a nivel de 115 kV.  
3
- 4 **(xii)** Extensión de los barrajes a 115 kV. (en caso de ser necesario) y/o conexiones  
5 a los mismos, que se requieran para la instalación de las mencionadas bahías,  
6 junto con todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, ci-  
7 viles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición, y demás necesarios,  
8 para su correcto funcionamiento y el cumplimiento de las normas aplicables.  
9
- 10 **(xiii)** En general todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas  
11 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la  
12 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre  
13 su compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sis-  
14 temas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada,  
15 etc, sin limitarse a estos.  
16  
17  
18

19 Adicionalmente, las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de  
20 la presente Convocatoria:  
21

- 22 **1.** El Diagrama Esquemático hace parte integral del Anexo No. 1. El Inversionista  
23 seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá  
24 modificar la disposición de la bahía en el diagrama esquemático, previa revi-  
25 sión y concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la pro-  
26 puesta de modificación presentada involucra o afecta a terceros como otros  
27 usuarios o propietarios de activos en Subestación (existente o ampliación),  
28 deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.  
29
- 30 **2.** Corresponde a los involucrados en las Subestación, llegar a acuerdos para la  
31 ubicación y/o disposición física de equipos en la Subestación. En cualquier  
32 caso, se debe garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.  
33
- 34 **3.** Todos los equipos o elementos por instalar, con motivo de la presente Convo-  
35 catoria Pública del STR, deberán ser completamente nuevos y de última tec-  
36 nología.  
37
- 38 **4.** Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios  
39 para la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejem-  
40 plo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura aso-  
41 ciada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraes-  
42 tructura existente. En general, el Inversionista se debe hacer cargo de las ade-  
43 cuaciones necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.  
44



## Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 **5.** En la Página Electrónica de la presente Convocatoria Pública del STR, se en-  
2 cuentra disponible la información técnica remitida por Centrales Eléctricas de  
3 Nariño - CEDENAR, con radicados UPME 20251110181042 del 18 de julio de  
4 2025. La información suministrada por la UPME no representa ninguna limi-  
5 tante y deberá ser evaluada por el Inversionista para lo de su interés, en con-  
6 cordancia con los numerales 5.5, Independencia del Proponente, y 5.6, Res-  
7 ponsabilidad, de las Consideraciones Generales de los DSI STR de la presente  
8 Convocatoria Pública del STR.  
9
- 10 **6.** El Inversionista seleccionado deberá garantizar que los espacios de reserva  
11 (no utilizados por el presente Proyecto) en la subestación intervenida, no se  
12 verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos,  
13 Línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria  
14 Pública del STR. El Interventor deberá certificar el cumplimiento de la exigencia  
15 antes indicada. Lo anterior no implica que los espacios ocupados por la bahía  
16 construida en la presente Convocatoria Pública del STR se deban reponer en  
17 otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la Subes-  
18 tación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.  
19
- 20 **7.** El Inversionista seleccionado para la presente Convocatoria, deberá analizar y  
21 tomar las precauciones, realizar todos los estudios que apliquen y tomar cual-  
22 quier medida preventiva o correctiva en todas las etapas del proyecto, incluida  
23 la operación y mantenimiento, con el fin que no existan afectaciones en el  
24 Sistema Transmisión Regional STR por cualquier circunstancia que involucre o  
25 se derive de sus activos.  
26  
27

## 28 **2.2. Descripción de Obras en las Subestaciones**

### 29 **2.2.1. Descripción de Obras en la Subestación existente Olaya He-** 30 **rrera 115 kV.** 31 32

33 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en  
34 caso de ser necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento  
35 de las obras descritas en el numeral 2.  
36

37 La bahía de línea a instalar deberá mantener la configuración de la existente subes-  
38 tación Olaya Herrera 115 kV. Los equipos por instalar podrán ser convencionales AIS  
39 (Air Insulated Substations) o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés  
40 "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución hí-  
41 brida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad  
42 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI STR.  
43



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

7  
8 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato  
9 de Conexión con el dueño de la subestación Olaya Herrera 115 kV, así como para  
10 el uso del edificio de control propiedad de Centrales Eléctricas de Nariño - CEDENAR  
11 y la conexión a los servicios auxiliares de las nuevas instalaciones. El Adjudicatario  
12 de esta convocatoria, deberá realizar la adecuación del terreno necesaria para desa-  
13 rrollar el alcance descrito en el numeral 2 de este documento. La adecuación del  
14 terreno incluye la construcción de drenajes y la ampliación de la malla de puesta a  
15 tierra existente en el terreno que se adecúe para la construcción de la nueva bahía.

16  
17 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía, en funciona-  
18 lidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la in-  
19 fraestructura existente.

20  
21 Los equipos o elementos por instalar en la Subestación Olaya Herrera 115 kV debe-  
22 rán ser completamente nuevos y de última tecnología.

### 23 24 **2.2.2.Descripción de Obras en la Subestación existente Buchelly** 25 **(Tumaco) 115 kV.** 26

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

30  
31 Las bahías de línea y de compensación a instalar deberán mantener la configuración  
32 de la existente subestación Buchelly (Tumaco)115 kV. Los equipos por instalar po-  
33 drán ser convencionales AIS (Air Insulated Substations) o GIS (tomado de la pri-  
34 mera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas  
35 en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso,  
36 cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos es-  
37 tablecidos en los DSI STR.

38  
39 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, de-  
40 berá hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión  
41 de las nuevas bahías, junto con los equipos de protección y adecuaciones físicas y  
42 eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar el barraje, de-  
43 berá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual o  
44 superior al barraje existente donde se conecta.



## Unidad de Planeación Minero Energética



1  
2 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato  
3 de Conexión con el dueño de la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV, así como  
4 para el uso del edificio de control propiedad de Centrales Eléctricas de Nariño -  
5 CEDENAR y la conexión a los servicios auxiliares de las nuevas instalaciones. El  
6 Adjudicatario de esta convocatoria, deberá realizar la adecuación del terreno nece-  
7 saria para desarrollar el alcance descrito en el numeral 2 de este documento. La  
8 adecuación del terreno incluye la construcción de drenajes y la ampliación de la  
9 malla de puesta a tierra existente en el terreno que se adecúe para la construcción  
10 de las nuevas bahías.

11  
12 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías, en fun-  
13 cionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la  
14 infraestructura existente.

15  
16 Los equipos o elementos por instalar en la Subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV  
17 deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

### 2.2.3. Descripción de Obras en la Subestación existente Junín 115 kV.

18  
19  
20  
21  
22  
23 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en  
24 caso de ser necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento  
25 de las obras descritas en el numeral 2.

26  
27 Las bahías de línea a instalar deberán mantener la configuración de la existente  
28 subestación Junín 115 kV. Los equipos por instalar podrán ser convencionales AIS  
29 (Air Insulated Substations) o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés  
30 "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución hí-  
31 brida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad  
32 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI STR.

33  
34 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, de-  
35 berá hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión  
36 de las nuevas bahías, junto con los equipos de protección y adecuaciones físicas y  
37 eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar el barraje, de-  
38 berá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual o  
39 superior al barraje existente donde se conecta.

40  
41 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato  
42 de Conexión con el dueño de la subestación Junín 115 kV, así como para el uso del  
43 edificio de control propiedad de Centrales Eléctricas de Nariño - CEDENAR y la co-  
44 nexión a los servicios auxiliares de las nuevas instalaciones. El Adjudicatario de esta



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 convocatoria, deberá realizar la adecuación del terreno necesaria para desarrollar  
2 el alcance descrito en el numeral 2 de este documento. La adecuación del terreno  
3 incluye la construcción de drenajes y la ampliación de la malla de puesta a tierra  
4 existente en el terreno que se adecúe para la construcción de las nuevas bahías.

5  
6 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías, en fun-  
7 cionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la  
8 infraestructura existente.

9  
10 Los equipos o elementos por instalar en la Subestación Junín 115 kV deberán ser  
11 completamente nuevos y de última tecnología.

### 12 13 14 **2.2.4. Descripción de Obras en la Subestación existente Jardinera** 15 **115 kV.**

16  
17 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en  
18 caso de ser necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento  
19 de las obras descritas en el numeral 2.

20  
21 La bahía de línea a instalar deberá mantener la configuración de la existente subes-  
22 tación Jardinera 115 kV. Los equipos por instalar podrán ser convencionales AIS  
23 (Air Insulated Substations) o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés  
24 "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución hí-  
25 brida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad  
26 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI STR.

27  
28 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, de-  
29 berá hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión  
30 de las nuevas bahías, junto con los equipos de protección y adecuaciones físicas y  
31 eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar el barraje, de-  
32 berá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual o  
33 superior al barraje existente donde se conecta.

34  
35 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato  
36 de Conexión con el dueño de la subestación Jardinera 115 kV, así como para el uso  
37 del edificio de control propiedad de Centrales Eléctricas de Nariño - CEDENAR y la  
38 conexión a los servicios auxiliares de las nuevas instalaciones. El Adjudicatario de  
39 esta convocatoria, deberá realizar la adecuación del terreno necesaria para desa-  
40 rrollar el alcance descrito en el numeral 2 de este documento. La adecuación del  
41 terreno incluye la construcción de drenajes y la ampliación de la malla de puesta a  
42 tierra existente en el terreno que se adecúe para la construcción de la nueva bahía.

43



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía, en funciona-  
2 lidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la in-  
3 fraestructura existente.

4  
5 Los equipos o elementos por instalar en la Subestación Jardinera 115 kV deberán  
6 ser completamente nuevos y de última tecnología.

### 7 8 9 **2.3. Puntos de Conexión del Proyecto**

10 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la  
11 presente Convocatoria Pública de STR, independiente de la modalidad (compra o  
12 arrendamiento, etc.), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión  
13 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideracio-  
14 nes en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un  
15 contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

16  
17  
18 Cuando el Transmisor Regional considere la necesidad de hacer modificaciones a la  
19 infraestructura existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar  
20 al Interventor y acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el res-  
21 ponsable y/o propietario de los activos relacionados. Estas modificaciones estarán  
22 a cargo del Transmisor Regional.

#### 23 24 **2.3.1. En la Subestación Olaya Herrera 115 kV.**

25 El propietario de la Subestación Olaya Herrera 115 kV es el operador de red Cen-  
26 trales Eléctricas de Nariño – CEDENAR

27  
28 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública de STR es el  
29 barraje a 115 kV de la subestación Olaya Herrera 115 kV.

30  
31 El diagrama esquemático de la subestación Olaya Herrera 115 kV se muestra en la  
32 Figura 1.

33  
34 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
35 Pública de STR y el Transmisor Regional, deberá incluir, entre otros aspectos y  
36 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del te-  
37 rreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previ-  
38 siones futuras y la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módu-  
39 los, el enlace al sistema de control del CND y el Operador de Red, el suministro de  
40 servicios auxiliares de AC y DC, las adecuaciones físicas necesarias y demás acuer-  
41 dos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los  
42 **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice  
43



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la presente Con-  
2 vocatoria Pública de STR, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del con-  
3 trato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones  
4 para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información re-  
5 querida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de co-  
6 nexión, duración del contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del  
7 Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse podrán solicitar a la  
8 UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato  
9 de conexión. Esta solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de  
10 los agentes involucrados

### 11 **2.3.2. En la Subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV.**

12 El propietario de la Subestación Buchelly (Tumcao) 115 kV es el operador de red  
13 Centrales Eléctricas de Nariño – CEDENAR

14 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública de STR son  
15 los barrajes a 115 kV de la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV.

16 El diagrama esquemático de la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV se muestra  
17 en la Figura 2.

18 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
19 Pública de STR y el Transmisor Regional, deberá incluir, entre otros aspectos y  
20 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del te-  
21 rreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previ-  
22 siones futuras y la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módu-  
23 los, el enlace al sistema de control del CND y el Operador de Red, el suministro de  
24 servicios auxiliares de AC y DC, las adecuaciones físicas necesarias y demás acuer-  
25 dos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los  
26 **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice  
27 los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la presente Con-  
28 vocatoria Pública de STR, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del con-  
29 trato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones  
30 para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información re-  
31 querida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de co-  
32 nexión, duración del contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del  
33 Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse podrán solicitar a la  
34 UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato  
35 de conexión. Esta solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de  
36 los agentes involucrados



## Unidad de Planeación Minero Energética

### 2.3.3. En la Subestación Junín 115 kV.

El propietario de la Subestación Junín 115 kV es el operador de red Centrales Eléctricas de Nariño – CEDENAR

El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública de STR son los barrajes a 115 kV de la subestación Junín 115 kV.

El diagrama esquemático de la subestación Junín 115 kV se muestra en la Figura 3.

El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública de STR y el Transmisor Regional, deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND y el Operador de Red, el suministro de servicios auxiliares de AC y DC, las adecuaciones físicas necesarias y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la presente Convocatoria Pública de STR, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión. Esta solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de los agentes involucrados

### 2.3.4. En la Subestación Jardinera 115 kV.

El propietario de la Subestación Jardinera 115 kV es el operador de red Centrales Eléctricas de Nariño – CEDENAR

El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública de STR es el barraje a 115 kV de la subestación Jardinera 115 kV.

El diagrama esquemático de la subestación Jardinera 115 kV se muestra en la Figura 4.

El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública de STR y el Transmisor Regional, deberá incluir, entre otros aspectos y



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del te-  
2 rreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previ-  
3 siones futuras y la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módu-  
4 los, el enlace al sistema de control del CND y el Operador de Red, el suministro de  
5 servicios auxiliares de AC y DC, las adecuaciones físicas necesarias y demás acuer-  
6 dos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los  
7 **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice  
8 los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la presente Con-  
9 vocatoria Pública de STR, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del con-  
10 trato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones  
11 para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información re-  
12 querida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de co-  
13 nexión, duración del contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del  
14 Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse podrán solicitar a la  
15 UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato  
16 de conexión. Esta solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de  
17 los agentes involucrados

### 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

23 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de  
24 las especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo No. 1. El uso de  
25 normas y procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier mo-  
26 mento, hasta la fecha de realización de los diseños o de realización de la obra según  
27 el caso, sin detrimento del cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de  
28 obligatorio cumplimiento, asegurando en cualquier caso que los requisitos y calida-  
29 des técnicas se mantengan, para lo cual deberá previamente comunicarlo y sopor-  
30 tarlo al Interventor

32 Las Especificaciones contenidas en este Anexo No. 1, se complementan con la in-  
33 formación de las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de  
34 esta Convocatoria Pública de STR.

#### 3.1. Parámetros del Sistema

38 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor Regional  
39 deberán ser nuevos y de última tecnología, y deben cumplir con las siguientes ca-  
40 racterísticas técnicas del STR, las cuales serán verificadas por el Interventor para la  
41 UPME.

##### **Generales:**

44 Tensión nominal

115 kV



## Unidad de Planeación Minero Energética



1	Frecuencia asignada	60 Hz
2	Puesta a tierra	Sólida
3	Número de fases	3
4	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
5	Servicios Auxiliares DC	125V
6	Tipo de Subestación	Convencional o GIS o un híbrido

7  
8

### **Líneas de transmisión en 115 kV:**

10	Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes
11	y/o estructuras compactas, y/o subterránea.	
12	Circuitos por torre:	Según diseño. Se podrán compartir estructu-
13	ras de soporte con infraestructura existente.	
14	Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
15	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

16  
17  
18  
19  
20  
21

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

### **3.2. Nivel de Corto Circuito**

22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34

El Transmisor Regional deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de corto circuito utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de la Subestación será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán objeto de la presente Convocatoria Pública de STR no deberá ser inferior a 31,5 kA para 115 kV. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas y los indicados en las normas aplicables. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

### **3.3. Materiales**

35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44

Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el Proyecto, establecidos en el libro 2 tabla 2.1.2.1.a del RETIE deberán contar con certificado de producto según el numeral c del Título 2. del RETIE. El Transmisor Regional deberá presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños  
2 y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el Reglamento  
3 actualmente vigente.

### 3.4. Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

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

15 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mí-  
16 nima de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la Línea a 1000 kHz en condicio-  
17 nes de buen tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la Línea a 1000  
18 kHz en condiciones de buen tiempo.

20 En cuanto a ruido audible generado por la Línea y/o la Subestación, deberá limitarse  
21 a los estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos  
22 en Resolución 0627 de 2006 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Ter-  
23 rritorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modi-  
24 fique o sustituya.

### 3.5. Licencias, Permisos, Compromisos y Contrato de Conexión

29 La consecución de todas las licencias y permisos, así como las modificaciones a que  
30 haya lugar, son responsabilidad del Inversionista. Se debe considerar lo establecido  
31 en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los artículos 52 y 53.

33 Los acuerdos operacionales de coexistencias y contratos de conexión deben consi-  
34 derar lo establecido en la Resolución MME 40303 de 2022

36 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuer-  
37 dos técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan  
38 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales  
39 del Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá re-  
40 flejar como Hito en el Cronograma de la Convocatoria Pública del STR, lo cual será  
41 objeto de verificación por parte del Interventor.

43 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán  
44 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos



## Unidad de Planeación Minero Energética

técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor.

Así mismo, en el evento que se presenten casos de superposición de proyectos se debe atender al compromiso suscrito en el marco de lo dispuesto en el numeral 6.1. literal q) de las Condiciones Generales de los DSI STR.

### 3.6. Pruebas en Fábrica

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

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

El Inversionista deberá dar cumplimiento a lo estipulado en la Resolución CREG 098 de 2000, numeral 3.3 "MATERIALES", según el cual "el Transportador presentará a la Entidad designada, todos los Formularios de Características Técnicas garantizadas de los materiales utilizados y los correspondientes reportes de pruebas de materiales y equipos, según las exigencias de las normas técnicas correspondientes".

## 4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN 115 kV.

### 4.1. General

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

En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de 115 kV que el inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis comparativo de las normas:



## Unidad de Planeación Minero Energética

Líneas de 115 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase	Numeral 3.1 de este Anexo	kV	115
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1 de este Anexo	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1 de este Anexo		Aérea / Subterránea
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3 de este Anexo	km	Olaya Herrera – Buchelly (Tumaco): 106
				Buchelly (Tumaco) -- Junín: 85
				Jardinera -- Junín: 67
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Numeral 4.3 de este Anexo	msnm	Olaya Herrera – Buchelly (Tumaco): 11 y 5
				Buchelly (Tumaco) -- Junín: 5 y 818
				Jardinera -- Junín: 2899 y 818
6	Ancho de servidumbre para línea aérea	RETIE	m	
7	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1 de este Anexo	-	
8	Distancias de seguridad	RETIE		
9	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2 de este Anexo	Unidad	-
10	Cantidad de cables de guarda-línea aérea	Numeral 4.4.3 de este Anexo	Unidad	-
11	Tipo de estructura para línea aérea	Numeral 3.1 de este Anexo		Auto soportada



## Unidad de Planeación Minero Energética

Líneas de 115 kV				
12	Conductor de fase en línea aérea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		
13	Conductor de fase en línea subterránea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		Cobre o Aluminio
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	%	25
16	Tensión longitudinal máxima de los conductores y cable de guarda para línea aérea en cualquier condición, referida a su tensión de rotura	En cualquier condición, no deberá exceder el 50 % de su correspondiente tensión de rotura.	%	50
17	Valor de referencia para resistencia de puesta a tierra en líneas aéreas	RETIE	Ohm	20
18	Salidas por sobretensiones causadas por descargas atmosféricas en línea aérea	Numeral 4.4.1 de este Anexo	Flameos/ 100 km-año	3
19	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de	Numeral 4.4.1 de este Anexo		Debe asegurar permanencia en servicio continuo



## Unidad de Planeación Minero Energética

Líneas de 115 kV			
frecuencia industrial.			

Tabla 1 Características líneas futuras.

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

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

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

### 4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión

La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir dicha ruta, 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, 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.

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



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios, inves-  
2 tigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros. El Inversionista de-  
3 berá validar la información a efectos de sus estudios y diseños.

### 4.3. Longitud aproximada de la Línea

4  
5  
6  
7  
8 Las longitudes y la altura sobre el nivel del mar, anunciadas en este documento son  
9 de referencia y están basadas en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y  
10 valoraciones que realice el inversionista para efectos de su propuesta económica  
11 deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideracio-  
12 nes.

13  
14 Tanto la longitud real como la altura sobre el nivel del mar real, serán función del  
15 diseño y estudios pertinentes que realiza el Inversionista seleccionado

### 4.4. Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 115 kV

16  
17  
18  
19 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución  
20 del Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de  
21 Selección del Inversionista – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema In-  
22 terconectado Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y  
23 actualizaciones) y en el RETIE, y actualizaciones posteriores previas al diseño y  
24 construcción de la línea.

25  
26 Para el caso de la reconfiguración de líneas de transmisión, las especificaciones de  
27 diseño deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto  
28 en los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere  
29 cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar  
30 al detalle todas las características del diseño original de la Línea de Transmisión y  
31 confrontarlas con la normatividad actual.

32  
33 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor  
34 cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

#### 4.4.1. Aislamiento

35  
36  
37  
38 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y  
39 de contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las nuevas subes-  
40 taciones y/o las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en ello,  
41 hacer el diseño del aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones,  
42 y la coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones  
43 que puedan presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por manio-  
44 bras propias de la operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema, considerando que  
2 en estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV no deben ser inferiores  
3 al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y que los elementos del sistema  
4 deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

5  
6 Para el caso de líneas o tramos de líneas aéreas se considera como parámetro de  
7 diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea/año ante  
8 descargas eléctricas atmosféricas y servicio continuo permanente ante sobre-ten-  
9 siones de frecuencia industrial.

10  
11 Para el caso de líneas aéreas y/o subterráneas en todos los sitios de transición  
12 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la  
13 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o  
14 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua  
15 de la línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

### 16 17 **4.4.2. Conductor de Fase**

18  
19 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características  
20 propias de la ruta y de las nuevas líneas y el lugar donde el Proyecto objeto de la  
21 presente Convocatoria operará, por tanto, será responsabilidad del Inversionista su  
22 verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por el Inver-  
23 sionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites estable-  
24 cidos.

25  
26 El conductor de fase, de las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME  
27 STR, sean aérea o subterránea y/o subfluvial deberá ser de igual o menor resisten-  
28 cia óhmica DC a 20° C y de igual o mayor capacidad de corriente a las siguientes:

#### 29 30 **Tramo: Olaya Herrera – Buchelly (Tumaco) 115 kV:**

- 31  
32
- 33 ○ La máxima resistencia AC a 20°C por conductor de fase deberá ser igual  
34 o inferior a **0,0886** ohmios/km.
  - 35 ○ La capacidad normal de operación del circuito no deberá ser inferior a  
36 **300** Amperios, a temperatura ambiente máxima promedio.

#### 37 **Tramo: Buchelly (Tumaco) – Junín 115 kV:**

- 38  
39
- 40 ○ La máxima resistencia AC a 20°C por conductor de fase deberá ser igual  
41 o inferior a **0,0886** ohmios/km.
  - 42 ○ La capacidad normal de operación del circuito no deberá ser inferior a  
43 **300** Amperios, a temperatura ambiente máxima promedio.

#### 44 **Tramo: Jardinera – Junín 115 kV:**



## Unidad de Planeación Minero Energética

- La máxima resistencia AC a 20°C por conductor de fase deberá ser igual o inferior a **0,0886** ohmios/km.
- La capacidad normal de operación del circuito no deberá ser inferior a **200** Amperios, a temperatura ambiente máxima promedio.

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

El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos y/o submarinos según sea el caso.

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

El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia y ruido audible establecidas en la normatividad aplicable.

De acuerdo con lo establecido en el libro No. 3, título 11, Artículo 3.11.1 del RETIE, los valores máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son los indicados en la Tabla 3.11.1.a. del RETIE, donde el público o una persona en particular pueden estar expuestos durante varias horas.

De presentarse características en el ambiente, para las nuevas líneas, que tuviere efecto corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con alambres de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima, resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad aplicable. Para líneas subterráneas y/o subfluviales el conductor deberá ser cobre o aluminio con aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito previsibles para las líneas durante el tiempo de operación de los interruptores.

En caso de que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser incorporadas al cable o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

### 4.4.3. Cable(s) de Guarda

El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.



## Unidad de Planeación Minero Energética

1  
2 Se requiere que todos los tramos de línea aérea tengan uno o dos cables de guarda  
3 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW,  
4 con la única excepción de líneas a reconfigurar que no tengan instalados cables con  
5 fibra óptica.

6  
7 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de  
8 guarda no deberán contener alambres en acero galvanizado y deberán ser del tipo  
9 Aluminum-Clad o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla con las  
10 especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional u  
11 OPGW desde el punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosfé-  
12 ricas. El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las  
13 descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el  
14 criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de  
15 temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deberán soportar las  
16 corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos

17  
18 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el cable de guarda, no  
19 deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

20  
21 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor  
22 Regional cumpla con las normas técnicas aplicables.

23  
24 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de  
25 la presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por  
26 fibra óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características  
27 técnicas del cable de guarda o de los cables de fibra óptica asociados con cables  
28 enterrados o submarinos e informar de ellos al Interventor.

#### 29 30 **4.4.4. Puesta a Tierra de las Líneas**

31  
32 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas  
33 del sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las per-  
34 sonas. Con base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de  
35 corto circuito que fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los  
36 valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo  
37 con la recomendación del Standard IEEE 80 y con lo establecido en el Libro 3, Título  
38 12 del RETIE en su última revisión. La medición de las tensiones de paso y contacto  
39 para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de la línea, deberán  
40 hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 3.12.4 del RETIE y específicamente  
41 con lo establecido en el numeral 3.12.4.3., o el numeral aplicable si la norma ha  
42 sido objeto de actualización.



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 Para los cables aislados subterráneos o submarinos se deberá instalar un sistema  
2 de puesta a tierra de las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funciona-  
3 miento de los cables y las tensiones de paso en la superficie de los terrenos aleda-  
4 ños.

### 4.4.5. Transposiciones de Línea

9 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de  
10 línea para garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normativi-  
11 dad aplicable para ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes  
12 o modificaciones sobre la infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el  
13 cumplimiento de tal propósito.

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

21 En caso de requerirse, las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a  
22 tres sextos (3/6) y a cinco sextos (5/6) de la longitud total de la línea correspon-  
23 diente.

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

### 4.4.6. Estructuras

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

38 Las estructuras de apoyo para las líneas y las transiciones deberán ser auto-sopor-  
39 tadas, solo en condiciones especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general,  
40 no deberán requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de heli-  
41 cópteros. El Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero,  
42 se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo  
43 de recursos.



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

### 4.4.7. Localización de Estructuras de tramos aéreos

14  
15  
16  
17  
18 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de  
19 seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a  
20 peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleo-  
21 ductos, líneas de transmisión o de comunicaciones, caños, ríos navegables, bos-  
22 ques, etc., medidas en metros. La temperatura del conductor a considerar para  
23 estos efectos será la correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del  
24 conductor exigida durante toda la vida útil del Proyecto según el RETIE.

### 4.4.8. Sistema Antivibratorio y Amortiguadores

25  
26  
27  
28  
29 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protec-  
30 ción anti-vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores  
31 deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango  
32 de frecuencia de 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista determinará los sitios de coloca-  
33 ción, a lo largo de cada vano, de los amortiguadores de tal manera que la amorti-  
34 guación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será entre-  
35 gada al Interventor para su conocimiento y análisis.

36  
37 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colo-  
38 cación medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que deter-  
39 mine el estudio de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será  
40 entregada al Interventor.

### 4.4.9. Cimentaciones



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de  
2 cálculo de las cimentaciones propuestas, que deberá hacerse considerando la me-  
3 todología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "Guidelines  
4 for Electrical Transmission Line Structural Loading – Practice 74" para la evaluación  
5 de las cargas y para el diseño estructural del concreto, la metodología del Código  
6 Colombiano de Construcción Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique  
7 para la evaluación de las cargas en torres y fundaciones de líneas de transmisión;  
8 para estos documentos, si es del caso, se deberán tener en cuenta las actualizacio-  
9 nes posteriores previas al inicio de las obras. Los diseños de cimentaciones para las  
10 torres de una línea de transmisión deben hacerse considerando los resultados de  
11 los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en to-  
12 dos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas que se cal-  
13 culen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de cada  
14 tipo de estructura.

#### 15 16 **4.4.10. Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tra-** 17 **mos de líneas subterráneas o subfluviales**

18  
19 De acuerdo con el RETIE Artículo 3.19.10, las canalizaciones para los tramos sub-  
20 terráneos podrán realizarse mediante ductos, o enterramiento directo (si se re-  
21 quiere), sin embargo dadas las dificultades para realizar las excavaciones sin obs-  
22 taculizar el uso normal de tales vías, el Inversionista podrá considerar la posibilidad  
23 de utilizar el sistema de perforación dirigida. En la escogencia e instalación del tipo  
24 de canalización, se deben evaluar las condiciones particulares de la instalación y su  
25 ambiente y aplicar los elementos más apropiados teniendo en cuenta los usos per-  
26 mitidos y las prohibiciones, así como contar con los permisos de los propietarios o  
27 de las autoridades competentes según corresponda.

28  
29 Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de ins-  
30 pección, y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas  
31 internacionales o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

32  
33 Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme,  
34 lisa, libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera  
35 de protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por  
36 encima del cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degra-  
37 dables en un tiempo menor a la vida útil del cable enterrado.

38  
39 Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones en los extremos o las  
40 derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección cuya construcción  
41 y sus sistemas de drenaje garanticen que ellas pueden mantenerse sin presencia  
42 de agua en su interior. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de  
43 paso, derivación, conexión o salida deben ser adecuadas para la ejecución de em-



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 palmes, realizar las curvas de los cables cumpliendo con el radio de curvatura mí-  
2 nimo recomendado por el fabricante del cable y permitir el tendido en función de la  
3 sección de los conductores. Los cables deben quedar debidamente identificados  
4 dentro de las cámaras de inspección.

5  
6 Las tapas de las cajas, podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales  
7 resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del  
8 ambiente y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante  
9 el cumplimiento de una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la  
10 ANSI/STCE 77.

### 11 12 **4.4.11. Señalización Aérea**

13  
14 El Inversionista deberá investigar con la Unidad Administrativa Especial de Aero-  
15 náutica Civil (Aerocivil), las empresas petroleras que operan proyectos petroleros  
16 en la región, si existen, la Fuerza Aérea de Colombia, FAC, u otros posibles actores,  
17 la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de cualquier índole  
18 (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso que la línea  
19 lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por la  
20 carencia de ellos.

21  
22 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil;  
23 balizas de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos  
24 y/o faros centelleantes en torres en casos más severos.

### 25 26 **4.4.12. Desviadores de vuelo para aves**

27  
28 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores  
29 de vuelo para aves.

### 30 31 **4.4.13. Obras Complementarias**

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

### 38 39 **4.4.14. Informe Técnico**

40  
41 El Interventor verificará que el Inversionista suministre los siguientes documentos  
42 técnicos, en igual forma a lo requerido para las líneas de acuerdo con lo establecido



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca en reso-  
2 luciones posteriores a esta, durante las respectivas etapas de construcción de las  
3 líneas de transmisión del Proyecto:

- 4
- 5 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098  
6 de 2000.
- 7
- 8 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098  
9 de 2000.
- 10
- 11 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de  
12 acuerdo con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 13
- 14 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de  
15 2000.
- 16
- 17 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la  
18 Resolución CREG 098 de 2000.
- 19
- 20 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG  
21 098 de 2000.
- 22
- 23 - Análisis de riesgos de origen eléctrico de acuerdo con el artículo 1.5.1 del  
24 título 5 del RETIE, Resolución MME 40117 del 02 de abril de 2024".
- 25

## 27 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES.**

### 28 **5.1. General**

29

30

31

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

36

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

39

40



## Unidad de Planeación Minero Energética

Ítem	Descripción	Olaya Herrera 115 kV	Buchelly (Tumaco) 115 kV	Junín 115 kV	Jardínera 115 kV
1	Configuración	Barra sencilla	Barra sencilla	Barra sencilla	Barra principal más barra de transferencia
2	Tipo de subestación	Convencional	Convencional	Convencional	Convencional
3	Subestación nueva	No	No	No	No
4	Propietario de la Subestación	Centrales Eléctricas de Nariño - CE-DENAR	Centrales Eléctricas de Nariño - CE-DENAR	Centrales Eléctricas de Nariño - CE-DENAR	Centrales Eléctricas de Nariño - CE-DENAR

### 5.1.1. Predio de las Subestación

#### **Subestación Olaya Herrera 115 kV**

Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública del STR se ubicarán en el predio de la actual subestación Olaya Herrera 115 kV, de propiedad de Centrales Eléctricas de Nariño - CEDENAR la cual se encuentra localizada en el municipio de Olaya Herrera en la cabecera de Bocas de Satinga - Nariño en las siguientes coordenadas aproximadamente (información que deberá verificar el Interesado):

- Latitud: 2° 20' 48,55 " N
- Longitud: 78° 19' 17,72 " W

Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con Centrales Eléctricas de Nariño - CEDENAR y en terreno.

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



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

10  
11 La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME no tendrá ningún tipo de respon-  
12 sabilidad en la ejecución de esta obligación, la cual es de responsabilidad exclusiva  
13 del Inversionista.

### **Subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV**

14  
15  
16  
17  
18 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública del STR se ubicarán en el  
19 predio de la actual subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV, de propiedad de Centra-  
20 les Eléctricas de Nariño - CEDENAR la cual se encuentra localizada en el centro  
21 poblado Buchelly cabecera municipal de San Andrés de Tumaco en el municipio de  
22 Tumaco - Nariño en las siguientes coordenadas aproximadamente (información que  
23 deberá verificar el Interesado):

- 24  
25 • Latitud: 1° 41' 41,3 " N  
26 • Longitud: 78° 45' 53,2 " W

27  
28 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información  
29 con Centrales Eléctricas de Nariño - CEDENAR y en terreno.

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

39  
40 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar  
41 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán  
42 considerar los posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada  
43 en detalle por el inversionista.



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física  
2 de los equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una dis-  
3 posición de alto nivel de confiabilidad.

4  
5 La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME no tendrá ningún tipo de respon-  
6 sabilidad en la ejecución de esta obligación, la cual es de responsabilidad exclusiva  
7 del Inversionista.

### 8 9 10 **Subestación Junín 115 kV**

11  
12 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública del STR se ubicarán en el  
13 predio de la actual subestación Junín 115 kV, de propiedad de Centrales Eléctricas  
14 de Nariño - CEDENAR la cual se encuentra localizada en asentamiento humano Junín  
15 en el municipio de Barbacoas - Nariño, en las siguientes coordenadas aproxima-  
16 damente (información que deberá verificar el Interesado):

- 17
- 18 • Latitud: 1° 19' 24,24 " N
- 19 • Longitud: 78° 07' 08,04 " W

20  
21 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información  
22 con Centrales Eléctricas de Nariño - CEDENAR y en terreno.

23  
24 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas  
25 a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Pla-  
26 nes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones  
27 para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo  
28 tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que  
29 pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En  
30 este sentido, deberán tramitar oportunamente los permisos y licencias a que hu-  
31 biere lugar. Se deberán considerar las facilidades para los accesos, equipos y obras.

32  
33 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar  
34 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán  
35 considerar los posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada  
36 en detalle por el inversionista.

37  
38 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física  
39 de los equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una dis-  
40 posición de alto nivel de confiabilidad.

41  
42 La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME no tendrá ningún tipo de respon-  
43 sabilidad en la ejecución de esta obligación, la cual es de responsabilidad exclusiva  
44 del Inversionista.



## Unidad de Planeación Minero Energética



### **Subestación Jardinera 115 kV**

Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública del STR se ubicarán en el predio de la actual subestación Jardinera 115 kV, de propiedad de Centrales Eléctricas de Nariño - CEDENAR la cual se encuentra localizada en la localidad de Santa Rita en el municipio de Túquerres – Nariño en las siguientes coordenadas aproximadamente (información que deberá verificar el Interesado):

- Latitud: 1° 04´ 37,18 " N
- Longitud: 77° 34´ 48,76 " W

Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con Centrales Eléctricas de Nariño - CEDENAR y en terreno.

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

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

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

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME no tendrá ningún tipo de responsabilidad en la ejecución de esta obligación, la cual es de responsabilidad exclusiva del Inversionista.

### **5.1.2. Espacios de Reserva**

La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya existentes en las subestaciones para futuras ampliaciones y no contempla



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 adecuaciones sobre terrenos adicionales a los necesarios para llevar a cabo las obras  
2 contempladas en esta convocatoria.

3 Sin embargo, se debe garantizar que los espacios de reserva existentes (no usados  
4 por el presente Proyecto), no se verán afectados o limitados para su utilización, por  
5 la infraestructura (equipos, líneas, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de  
6 la presente Convocatoria Pública del STR. Esto no implica que los espacios ocupados  
7 por las obras a construir en la presente Convocatoria Pública del STR se deban  
8 reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la  
9 subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la presente convocatoria.

### 10 **5.1.3. Conexiones con Equipos Existentes**

11  
12  
13 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer  
14 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comuni-  
15 caciones, control y protección, de las nuevas bahías a 115 kV con la infraestructura  
16 existente que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

17  
18 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infra-  
19 estructura existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de cone-  
20 xión con el responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso,  
21 ponerlo en consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmi-  
22 sor Regional.

### 23 **5.1.4. Servicios Auxiliares**

24  
25  
26 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para  
27 el proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública del STR. Las tensiones a  
28 utilizar en los servicios auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1 del presente  
29 Anexo No. 1.

### 30 **5.1.5. Infraestructura y Módulo Común**

31  
32  
33 El Inversionista seleccionado deberá realizar la implementación y mantenimiento de  
34 todas las obras y equipos constitutivos del módulo común como se describe a con-  
35 tinuación:

36  
37 El Inversionista debe prever el espacio necesario para edificios, equipos y obras del  
38 desarrollo inicial del proyecto y los espacios de reserva para futuros desarrollos,  
39 objeto de la presente Convocatoria Pública del STR, junto con los espacios de ac-  
40 ceso, vías internas, cerramientos, iluminación interior y exterior, casetas de control  
41 etc., según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en los predios  
42 actuales y/o nuevos, y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca  
43 el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista,



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 las vías de acceso a predios de las Subestación y/o adecuaciones que sean necesas-  
2 rias en la subestación existente para el desarrollo de las obras objeto de la presente  
3 Convocatoria Pública del STR.

4  
5 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraes-  
6 tructura y módulo en la Subestación y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir  
7 las obras civiles y los equipos que sirven a la Subestación y que son utilizados por  
8 todas las bahías de la Subestación, son objeto de la presente Convocatoria Pública  
9 del STR. La infraestructura y módulo común de la Subestación estarán conformados  
10 como mínimo por los siguientes componentes:

- 11  
12 • **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista, está  
13 compuesta por: las vías de acceso a la Subestación, las vías internas de ac-  
14 ceso a los patios de conexiones, alcantarillado, barreras de protección y de  
15 acceso al predio, todos los cerramientos de seguridad del predio, filtros y  
16 drenajes, pozos sépticos y de agua y/o conexión al acueducto/alcantarillado  
17 vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes, y en  
18 general, todas aquellas obras civiles utilizadas de manera común en la Subes-  
19 tación. En el caso particular de las obras a cargo del Inversionista, es su  
20 responsabilidad el proveer todo lo necesario para su construcción, protección  
21 física, malla de puesta a tierra.
- 22  
23 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral  
24 2 del presente Anexo No. 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de auto-  
25 matización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de  
26 comunicaciones propio de la Subestación, los materiales de la malla de puesta  
27 a tierra, iluminación y el apantallamiento, los equipos para los servicios au-  
28 xiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las  
29 obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para inte-  
30 grar las nuevas bahías con las subestaciones existentes, en conexiones de  
31 potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares.

32  
33 Para la ampliación de las subestaciones, se podrá utilizar el terreno ubicado en di-  
34 chas subestaciones, previo acuerdo entre las partes involucradas (Propietario e In-  
35 versionista). Será responsabilidad del Inversionista, investigar las facilidades y de  
36 los requerimientos los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de  
37 puesta a tierra y sistema de apantallamiento. Igualmente deberá respetar las dis-  
38 posiciones actuales de equipos y conservar los arreglos y configuraciones existen-  
39 tes; en principio, deberá suministrar todos los equipos y elementos requeridos para  
40 la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.

41  
42 El Interventor analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras  
43 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo No. 1, e informará a la UPME el resul-  
44 tado de su análisis.



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

5  
6 Nota 1: El Inversionista deberá prever y dejar disponible al Inversionista, todas las  
7 facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo refe-  
8 rente a conexiones de potencia, protecciones, control, comunicaciones y medidas,  
9 sin limitarse a éstas.

### 10 11 **5.2. Normas para Fabricación de los Equipos**

12  
13 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de  
14 las Normas Institute of Electrical and Electronics. Engineers-IEEE, *International*  
15 *Electrotechnical Commission* – IEC, *International Organization for Standardization*  
16 – ISO, ANSI – American National Standards Institute, *International Telecommunica-*  
17 *ciones Union* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations Radioélectriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a consideración del  
18 Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos eminentemente técnicos y de calidad.

### 21 22 **5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos**

23  
24 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico apto de acuerdo con  
25 la publicación IEEE-693 (2018): *“Recommended Practice for Seismic Design of*  
26 *Substations”*, o las publicaciones de las partes de requisitos sísmicos de la familia  
27 de estándares IEC 62271: *“High-voltage switchgear and controlgear”*, en versiones  
28 más recientes. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor  
29 de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos  
30 para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación. Si aplica para los  
31 suministros, el Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor del  
32 certificado de la prueba tipo para el mismo modelo y nivel de tensión, según la  
33 publicación IEC 60068-3-3: *“Environmental testing - Part 3-3: Supporting docu-*  
34 *mentation and guidance - Seismic test methods for equipment”*.

### 35 36 **5.4. Procedimiento General del Diseño**

37  
38 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 39  
40  
41 **a)** Inicialmente, el Transmisor Regional preparará las Especificaciones Técnicas del  
42 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

21  
22 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

26  
27 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

33  
34 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor Regional. Para lo anterior se efectuarán reuniones conjuntas entre el Transmisor Regional y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

40  
41 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor Regional, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

3  
4 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Pro-  
5 yecto representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y  
6 reportes de pruebas.

7  
8 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; docu-  
9 mentos de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica  
10 y de Detalle; documentos de seguimiento de los suministros; y documentos que  
11 especifiquen las pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje,  
12 puesta en servicio y la operación y mantenimiento.

13  
14 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor  
15 Regional y entregada al Interventor para revisión.

### 16 **5.4.1. Los documentos de Ingeniería Básica**

17  
18 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el  
19 dimensionamiento del mismo; definen los criterios básicos de diseño; determinan  
20 las características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comu-  
21 nicaciones, control, medición y protección; establecen la implantación física de las  
22 obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen  
23 las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos  
24 que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

25  
26 Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque  
27 ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo estable-  
28 cido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de  
29 este tipo de instalaciones) serán entregados por el Transmisor Regional al Interven-  
30 tor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y para conoci-  
31 miento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, el interventor podrá  
32 solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comen-  
33 tarios respectivos al Transmisor Regional y a la UPME la respectiva recomendación  
34 si es del caso.

35  
36 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

#### 37 **5.4.1.1. Memorias de cálculo electromecánicas**

- 38  
39  
40  
41
  - Se deben realizar estudios requeridos de estabilidad RMS y de transitorios  
42 electromagnéticos EMT del SVC y sus equipos de conexión para asegurar la  
43 operación segura del equipo ante condiciones de falla, post- falla o condicio-  
44 nes anormales de operación del SIN, aun con niveles de cortocircuito bajos.



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 Así mismo, se deberán realizar estudios requeridos para asegurar la calidad  
2 de la potencia, según normatividad vigente. Criterios básicos de diseño elec-  
3 tromecánico

- 4 • Memoria de medida de resistividad del terreno
- 5 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 6 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares AC.
- 7 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares DC.
- 8 • Memoria de cálculo de distancias mínimas y de seguridad.
- 9 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 10 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 11 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 12 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 13 • Memoria de cálculo selección de conductores aéreos y barrajes.
- 14 • Memoria de cálculo selección de cables aislados de media tensión (si aplica).
- 15 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 16 • Análisis de identificación de riesgos.

### 17 18 **5.4.1.2. Especificaciones equipos**

- 19 • Especificación técnica equipos de patio.
- 20 • Especificación técnica sistema de puesta a tierra.
- 21 • Especificación técnica sistema de apantallamiento.
- 22 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 23 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 24 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicacio-  
25 nes
- 26 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de  
27 equipos.
- 28 • Especificación funcional del sistema de control.
- 29 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la Subestación.
- 30 • Especificación técnica de los servicios auxiliares AC / DC.
- 31 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 32 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales  
33 de equipos, pruebas funcionales y de puesta en servicio.

### 34 35 36 **5.4.1.3. Características técnicas de los equipos**

- 37 • Características técnicas, equipos.
- 38 - Compensador estático Variable (SVC)
- 39 - Interruptores
- 40 - Seccionadores.
- 41 - Transformadores de corriente.
- 42 - Transformadores de tensión.
- 43 - Descargadores de sobretensión.
- 44



## Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 - Aisladores y cadenas de aisladores.
- 2 - Trampas de onda (si aplica)
- 3
- 4 • Dimensiones de equipos.
- 5 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 6 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 7 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 8 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 9 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares
- 10 AC/DC.
- 11 • Características técnicas, cables desnudos para interconexión de equipos y
- 12 barrajes.
- 13

### 5.4.1.4. Planos electromecánicos

- 16 • Diagrama unifilar de la Subestación
- 17 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 18 • Diagrama unifilar de control y protecciones.
- 19 • Diagrama unifilar de medidas.
- 20 • Diagrama unifilar servicios auxiliares AC/DC.
- 21 • Arquitectura sistema de control de la Subestación.
- 22 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 23 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 24 • Planos de disposición física de equipos en 115 kV).
- 25 • Planos de disposición de gabinetes y equipos en sala de control.
- 26 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 27 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 28 • Planimetría del sistema de iluminación interior y exterior.
- 29 • Planos de detalles de montaje y de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos
- 30 y tuberías.
- 31 • Planimetría de aisladores y cadenas de aisladores.
- 32 • Plano de disposición física de conectores
- 33 • Planimetría general de nomenclatura operativa.
- 34

### 5.4.1.5. Planos de obras civiles

- 36 • Plano localización de la Subestación.
- 37 • Plano disposición de cimentaciones de equipos.
- 38 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 39 • Plano de drenajes de la Subestación.
- 40 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 41 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 42 • Planos casa de control.
- 43 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 44



## Unidad de Planeación Minero Energética

- Plano cerramiento de la Subestación.
- Plano obras de adecuación.

### 5.4.1.6. Estudios y trabajos de campo

- Levantamiento topográfico donde se ubicarán los equipos.
- Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área topográfico donde se ubicarán los equipos.
- Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el transporte de equipos y materiales.
- Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

### 5.4.2. Los documentos de la Ingeniería de Detalle

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

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

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

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

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



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

### 2 3 **5.4.2.1. Cálculos detallados de obras civiles**

- 4
- 5 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 6 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 7 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 8 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del edificio de control y de
- 9 la caseta de relés.
- 10 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 11 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 12 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores
- 13 y cárcamos interiores en edificio de control y casetas de relés.
- 14 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de Líneas y
- 15 barrajes.
- 16 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
- 17 rígido.
- 18 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interio-
- 19 res en casa de control.
- 20 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 21 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.
- 22

### 23 **5.4.2.2. Planos de obras civiles**

- 24
- 25 • Planos para construcción de bases para equipos
- 26 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
- 27 soporte para equipos y pórticos.
- 28 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos.
- 29 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 30 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 31 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 32 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases
- 33 de tableros, equipos y canales interiores.
- 34 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 35 • Planos para construcción de vías
- 36

### 37 **5.4.2.3. Diseño detallado electromecánico**

38  
39 El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléc-  
40 trico y mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revi-  
41 sión y verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electrome-  
42 cánicos finales para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemá-  
43 ticos de control, protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 información necesaria aunque ella no esté explícitamente citada en estas espe-  
2 cificaciones y en un todo de acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales  
3 e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.  
4

5 El Inversionista deberá entregar al Interventor para su revisión y verificación la  
6 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica  
7 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:  
8

### 9 **a. Sistema de puesta a tierra:**

- 10 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos  
11 y estructuras.
- 12 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
- 13 • Plano de detalles de conexión de equipos y tableros a la malla de tierra.
- 14 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- 15 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el  
16 RETIE.
- 17 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el  
18 RETIE.

### 19 **b. Equipos principales:**

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

### 33 **c. Equipos de patio:**

- 34 • Para equipos de corte y derivación de Línea y transformación, transformado-  
35 res de medida, descargadores de sobretensiones.
  - 36 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc., hasta bor-  
37 neras de interconexión.
  - 38 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
  - 39 - Placas de características técnicas.
  - 40 - Información técnica complementaria y catálogos.
  - 41 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
  - 42 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
  - 43 - Protocolo de pruebas en fábrica.
  - 44



## Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 - Procedimiento para pruebas en sitio.  
2

### 3 **d. Para tableros:**

- 4 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.  
5 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circui-  
6 tos de control, señalización y protección.  
7 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles,  
8 etc., que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica  
9 y catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.  
10 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.  
11 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.  
12 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección,  
13 medida, telecontrol y teleprotección, incluyendo:

- 14  
15 - Diagramas de principio y unifilares  
16 - Diagramas de circuito  
17 - Diagramas de localización exterior e interior.  
18 - Tablas de cableado interno y externo.  
19 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.  
20 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes  
21 diagramas de principio:  
22     ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los re-  
23     lés.  
24     ▪ Diagramas del sistema de control de la Subestación.  
25     ▪ Diagramas de medición de energía.  
26     ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.  
27     ▪ Diagramas de comunicaciones.  
28 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subesta-  
29     ción.  
30 - Listado de cables y borneras.  
31 - Planos de Interfase con equipos existentes.  
32 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincroniza-  
33     ción, señalización y alarmas.  
34

### 35 **e. Reportes de Pruebas:**

- 36 - Treinta (30) Días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la  
37 última prueba, el Inversionista deberá suministrar al Interventor dos (2)  
38 copias que contengan cada uno un juego completo de todos los reportes  
39 de pruebas de fábrica por cada uno de los equipos de potencia, control,  
40 protección, medida, comunicaciones, etc., que hayan sido suministrados.  
41 Las instrucciones deberán estar en idioma español.  
42

### 43 **5.4.3. Estudios del Sistema**

44



## Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 Bajo esta actividad, el Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor  
2 para los fines pertinentes los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros  
3 útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre  
4 todos los posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes docu-  
5 mentos técnicos y/o memorias de cálculo:  
6
- 7 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y me-  
8 teorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad del terreno.  
9
  - 10 - Cálculo de flechas y tensiones.  
11
  - 12 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determi-  
13 nar tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.  
14
  - 15 - Estudios de ajuste y coordinación de protecciones.  
16
  - 17 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobretensiones  
18 y distancias eléctricas.  
19
  - 20 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a  
21 sismo y a corto circuito.  
22
  - 23 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores  
24 aislados.  
25
  - 26 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.  
27
  - 28 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas  
29
  - 30 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.  
31
  - 32 - Informe de interfaces con equipos existentes.  
33
  - 34 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de  
35 acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).  
36
  - 37 - Ajustes y coordinación de relés de protecciones, dispositivos de mando sincroni-  
38 zado y registradores de fallas.  
39
  - 40 - Análisis de riesgos de origen eléctrico de acuerdo RETIE, resolución 40117 del  
41 02 de abril de 2024.  
42  
43



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán des-  
2 tacar como mínimo los siguientes aspectos:

- 3
- 4 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 5
- 6 - Origen de los datos de entrada.
- 7
- 8 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio re-  
9 conocimiento, por ejemplo, en Publicaciones IEEE, IEC, ANSI o IEEE.
- 10
- 11 - Resultados.
- 12
- 13 - Bibliografía.
- 14

### 15 **5.4.4. Distancias de Seguridad**

16 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los linea-  
17 mientos establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

## 20 **5.5. Equipos de Potencia**

### 21 **5.5.1. Compensador Estático 0/+11 MVAR**

22 El Proyecto incluye la instalación de un (1) módulo de compensación reactiva  
23 (capacitiva) de 11 MVAR a 115 kV y su correspondiente bahía de conexión a la barra  
24 de 115 kV de la subestación Buchelly (Tumaco).

25 Cada módulo de compensación será un banco de reactores a 115 kV, tipo  
26 intemperie, con equipos limitadores de corriente de inserción y supresores de  
27 armónicos, transformador de corriente, con diseño para detectar las corrientes de  
28 desbalance de neutro, según diseño.

29 En general, deberá tener el equipo necesario para su correcto funcionamiento, como  
30 sistemas de puesta a tierra, equipos de medida, control, protección, comunicaciones  
31 y equipos auxiliares, que posean características adecuadas de funcionamiento. Se  
32 deberán realizar la totalidad de las obras civiles correspondientes para el adecuado  
33 montaje del módulo de compensación.

34 Especificaciones del Capacitor:

35 TIPO DE OPERACIÓN:	Exterior
36 NORMAS DE FABRICACIÓN:	ANSI – IEC
37 FRECUENCIA:	60 Hz



## Unidad de Planeación Minero Energética

NÚMERO DE FASES
-----------------

3
---

1  
2 **Pruebas de rutina:** Las pruebas de rutina serán realizadas sobre el módulo de  
3 compensación acuerdo con lo establecido en las normas IEC o ANSI y todas aquellas  
4 que se encuentren referenciadas en las mismas. Deberán llevarse a cabo también  
5 las pruebas de rutina requeridas sobre los componentes y accesorios del módulo.  
6 Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados por el  
7 Inversionista para los fines pertinentes del Interventor.

8  
9 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe  
10 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre módulos de  
11 compensación similares en todo de acuerdo con las publicaciones IEC o ANSI. Si el  
12 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas  
13 a su costa.

14  
15 **Pruebas en sitio:** Se deberán efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar  
16 las condiciones de estado y funcionamiento del módulo de compensación.

### 5.5.2. Interruptores

17  
18  
19  
20  
21 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición  
22 de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a  
23 suministrar:

- 24
- 25 • IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- 26 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and control-
- 27 gear standards".
- 28 • IEC 60265-2: " High-voltage switches- Part 2: High-voltage switches for rated
- 29 voltages of 52 kV and above"
- 30 • IEC 60376: "Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use
- 31 in electrical equipment".
- 32 • IEC 62155: "Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass insula-
- 33 tors for use in electrical equipment with rated voltages greater than 1000 V".
- 34 • IEEE Std. 693-2018: "Recommended practice for seismic design of substa-
- 35 tions", o su version más actualizada.
- 36

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

41  
42 **Mecanismos de operación:** Los interruptores deberán tener mando tripolar y mo-  
43 nopolar y su mecanismo de operación deberá ser tipo resorte. El mecanismo de



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 operación deberá ser equipado con contactos de cierre y apertura, los cuales debe-  
2 rán ser eléctricamente independientes.

3  
4 El mecanismo de operación debe ser equipado con un indicador mecánico de posi-  
5 ción del interruptor, con señalización fácilmente visible desde el exterior del gabi-  
6 nete, donde se indique si el interruptor se encuentra cerrado o abierto. Adicional-  
7 mente, debe tener un contador de operación donde se indique la cantidad total de  
8 operaciones del interruptor.

9  
10 El número y características técnicas de las bobinas de disparo de los interruptores  
11 serán definidos por el Inversionista mediante sus propios análisis técnicos y eléctri-  
12 cos, cumpliendo con los requerimientos técnicos y de pruebas de la norma  
13 IEC 60947-100 en su última versión. En cualquier caso, se debe garantizar que el  
14 interruptor cuente con una bobina de cierre y dos (2) bobinas de apertura, cada una  
15 de las cuales debe alimentarse con un circuito DC independiente con su respectiva  
16 protección (fusible o MCB). El esquema de disparo redundante debe alinearse con  
17 alguno de los métodos de inicio del esquema de falla interruptor expuestos en la  
18 sección 7.6 de la norma IEEEC37.119-2016.

19  
20 **Requisitos Generales:** Los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el  
21 grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el  
22 mecanismo de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas  
23 de aire comprimido o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de  
24 fuerza y control deben ser totalmente independientes.

25  
26 **Pruebas de rutina:** Los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
27 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de  
28 los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes  
29 de la Interventoría.

30  
31 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional  
32 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores  
33 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
34 62271-100 o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor Regional no dispone de estos  
35 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

36  
37 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar  
38 las condiciones de estado y funcionamiento de los interruptores de Potencia.

### 40 5.5.3. Descargadores de Sobretensiones

41  
42 Los descargadores de sobretensiones deben cumplir las prescripciones de la última  
43 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de  
44 equipo a suministrar:



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

**Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor Regional 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 descargadores.

### 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".

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

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



## Unidad de Planeación Minero Energética

1  
2 Para los seccionadores con cuchilla de puesta a tierra, se deberá suministrar un  
3 enclavamiento eléctrico y mecánico que no permita cerrar el seccionador mientras  
4 la cuchilla de puesta a tierra esté cerrada.

5  
6 **Pruebas de rutina:** Los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
7 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de  
8 los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que  
9 requiera el Interventor.

10  
11 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional  
12 debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores  
13 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
14 62271-102 o su equivalente en ANSI, si el Transmisor Regional no dispone de estos  
15 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

16  
17 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar  
18 las condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

### 5.5.5. Transformadores de Tensión

19  
20  
21  
22 Los Transformadores de Tensión deben cumplir las prescripciones de la última edi-  
23 ción de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de  
24 equipo a suministrar:

- 25 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges",  
26 o su equivalente en ANSI.
- 27 • IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 28 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capaci-  
29 tor and capacitor dividers".
- 30 • Publicación IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".
- 31 • IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers  
32 and switchgear".
- 33
- 34

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

40  
41 **Pruebas de rutina:** Los transformadores de tensión deben ser sometidos a las  
42 pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC  
43 60358 cláusula 7.1. o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos  
44 de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

### 11 12 **5.5.6. Transformadores de Corriente**

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

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

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

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

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

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

### 42 43 **5.5.7. Equipo GIS o Híbrido**



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

4  
5 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con  
6 las características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales  
7 tal como lo indicado en estas especificaciones.

- 8
- 9 • Instrument transformer – IEC6189
- 10 • Insulation Coordination – IEC60071
- 11 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- 12 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 13 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 14 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 15 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 16 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 17 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-  
18 1/2
- 19 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-  
20 209
- 21 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 22 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

23  
24 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta  
25 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

26  
27 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión,  
28 prueba de temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

### 30 **5.5.8. Sistema de Puesta A Tierra**

31  
32 Deberá diseñarse para que, en condiciones normales y anormales, no se presente  
33 ningún peligro para el Personal situado en cualquier lugar de la Subestación, al que  
34 tenga acceso.

35  
36 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la nueva Subestación y en las  
37 subestaciones existentes (si aplica), estarán de acuerdo con la última revisión de la  
38 publicación IEEE No.80-2013 "Guide for Safety and Alternating Current Substation  
39 Grounding" e IEEE Std. 81-2012 "Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground  
40 Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System". El diseño,  
41 materiales y validación del sistema de puesta a tierra deberán cumplir con los  
42 requerimientos que le apliquen del artículo 15° del RETIE en su última versión.  
43



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

5  
6 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la Subestación completa y  
7 garantizar el control de las tensiones de toque y de paso hasta 1,0 m por fuera de  
8 la cerca o malla de cerramiento de la Subestación, según requerimiento del RETIE.

9  
10 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor Regional  
11 realizará los ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la  
12 resistividad del terreno, y realizará las mediciones de resistencia de puesta a tierra  
13 y de las tensiones de paso y contacto, según los requerimientos del RETIE en su  
14 última versión, de tal manera que se garantice la seguridad de las Personas en torno  
15 a la Subestación.

### 16 17 **5.5.9. Apantallamiento de la Subestación**

18  
19 El diseño del sistema de apantallamiento de las Subestaciones existentes  
20 intervenidas dentro del alcance de la presente Convocatoria Pública del STR, deberá  
21 realizar una evaluación del nivel de riesgo de las instalaciones ante descargas  
22 atmosféricas directas de acuerdo con los procedimientos de la norma IEC 62305-2  
23 "Protection against lightning – Part 2: Risk management".

24  
25 El diseño del sistema de apantallamiento deberá considerar elementos captadores  
26 de descargas atmosféricas como cables de guarda y puntas captadoras de material  
27 apropiado para las condiciones ambientales existentes en el sitio, particularmente  
28 del nivel cerámico, y deberá ser verificado según el método electrogeométrico  
29 referido en las normas IEC 62305-2 o NTC 4552. Todos los cables de guarda serán  
30 aterrizados mediante conductores bajantes de cobre que se conectarán con la malla  
31 de puesta a tierra mediante soldadura exotérmica. Se deberá garantizar la  
32 continuidad de la conexión entre el sistema de apantallamiento y el sistema de  
33 puesta a tierra de la Subestación.

34  
35 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de  
36 protección contra descargas atmosféricas, incluyendo puntas captadoras,  
37 conductores bajantes y varillas de puesta a tierra. En general los materiales e  
38 instalación del RETIE (artículo 16°), la Norma IEEE Std. 998, la Norma NTC-4552-  
39 1-2-3 y la Norma IEC-62305-2, en su última versión.

### 40 41 **5.6. Equipos de Control y Protección**

42  
43 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos  
44 de control y protección:



### 5.6.1. Sistemas de Protección

Las instalaciones deben cumplir con los lineamientos para equipos de protección definidos en la reglamentación vigente, los acuerdos y esquemas normalizados de protecciones del CNO. Específicamente para los sistemas de protección se requiere, según aplique:

- Para el transformador de conexión se requiere un sistema de protección redundante mediante dos sistemas de protección, que consideradas protecciones principales multifuncionales de diferente fabricante, con doble protección diferencial larga de transformadores y que no compartan modos comunes de falla. Cada relé de protección diferencial deberá contar con funciones de distancia y sobrecorriente de tiempo definido e inversas en cada bahía.
- Para el punto de conexión, la protección de falla interruptor debe implementarse en relé independiente o integrado a la protección diferencial de barra.
- Para los equipos de compensación se requiere redundancia de las protecciones propias de los equipos.
- Para los equipos de medida: transformadores de corriente y tensión, se deben de disponer de núcleos secundarios independientes para conectar cada relé y las funciones de tipo diferencial deberán tener núcleo dedicado de medida de corriente.
- Los transformadores de corriente deben ser diseñados para que no se presenten condiciones de saturación para la actual y futura.

Así mismo, los sistemas de servicios auxiliares deberán ser redundantes, independientes y supervisados de tal forma que el equipo continúe su operación durante fallas de la conexión principal.

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

El esquema de protección para la compensación deberá incluir las funciones de sobrecorriente de fases y tierra de tiempo inverso (ANSI 51/51N), sobrecorriente de desbalance (ANSI 51C) y sobretensión de fases (ANSI 59). Adicionalmente, se de-



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 berán considerar aquellas funciones de protección propias del tipo de conexión se-  
2 leccionado por el Inversionista para el banco de capacitores, además de las funcio-  
3 nes de protección de acuerdo con las prácticas propias de cada Transmisor Regional  
4

5 La bahía deberá estar acopladas al esquema de protección diferencial de barras de  
6 la Subestación, que deberá ser un sistema de protección diferencial distribuido que  
7 permita el mantenimiento de cada unidad individualmente con la protección en ope-  
8 ración continua.  
9

10 La función de falla interruptor deberá estar incluida en las protecciones de la bahía  
11 de conexión del compensador tipo SVC y podrá habilitarse en un relé independiente  
12 o en los relés destinados a las funciones de protección principales. Dicha función  
13 deberá tener arranques por disparos externos por fase y arranques de  
14 sobrecorriente también por fase. En esta función deberán habilitarse dos etapas: la  
15 etapa 1 o redisparo, que actúa en caso de presentarse una falla en la apertura del  
16 interruptor al recibir disparo por las funciones de protección en un tiempo  
17 determinado dando señal de disparo nuevamente al interruptor no operado y la  
18 etapa 2 o respaldo, que actúa en caso de que la etapa 1 no tenga éxito, dando  
19 orden de disparo a todos los interruptores asociados a la subestación de conexión  
20 de los almacenadores de energía, en un tiempo que deberá ser menor al tiempo  
21 crítico de despeje de falla de la subestación de conexión.  
22

23 La función de verificación de sincronismo en 115 kV puede implementarse en un  
24 relé independiente o en aquellos destinados a las funciones principales de  
25 protección. Deberá autorizar el cierre manual del interruptor cuando las condiciones  
26 seleccionadas para diferencia de tensión, fase y frecuencia obtenidas durante un  
27 tiempo ajustable cumplan con las condiciones predeterminadas. La verificación de  
28 sincronismo debe realizarse de manera permanente. El relé debe poseer  
29 procesamiento independiente para el cálculo de las diferencias de tensión, fase y  
30 frecuencia y permitir la selección de los modos de operación Barra viva - línea  
31 muerta, Barra muerta - línea viva y Barra viva - línea viva, con verificación de  
32 sincronismo. Las entradas de voltaje deberán permitir la selección de tensiones  
33 fase-tierra y/o fase-fase.  
34

35 Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones  
36 -SP- para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de  
37 operación diferente. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la confi-  
38 guración de la subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe  
39 ser independiente; las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde  
40 núcleos diferentes de los CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar  
41 disparo a ambas bobinas de los interruptores. Los SP diferenciales de barra deben  
42 ser seleccionados considerando las bahías existentes, las bahías a construirse objeto  
43 de la presente convocatoria y las ampliaciones futuras, y deberán permitir la cone-  
44 xión de CT's con diferentes relaciones de transformación. El inversionista deberá



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 implementar protección diferencial de barras multizona y de fase segregada para  
2 las subestaciones nuevas.

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

14  
15 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
16 protecciones según lo solicitado en este Anexo No. 1 y en la Resolución CREG 025  
17 de 1995, Anexo No. CC4 y sus modificaciones.

### 5.6.2. Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

18  
19  
20 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los  
21 subsistemas y equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente  
22 arquitectura:  
23  
24

Ni- vel	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,	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



## Unidad de Planeación Minero Energética

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



## Unidad de Planeación Minero Energética

Nivel	Descripción	Modos de Operación
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.  Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus Anexos.

### 5.6.2.1. Características Generales

El Transmisor Regional garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida que se incremente el número de bahías en la Subestación y que, sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; también garantizará que el Sistema interopere (capacidad de intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la verificación de cumplimiento.

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

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



## Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de  
2 protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.  
3
- 4 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permiti-  
5 tir:  
6     ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápi-  
7 dos entre equipos vía la red.  
8     ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y  
9 Automatización de la Subestación.
- 10
- 11 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguien-  
12 tes funciones:  
13     ○ Gestión de las bases de datos del sistema.  
14     ○ Permitir la integración de elementos futuros.  
15     ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.  
16     ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la ex-  
17 plotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sis-  
18 tema sin perturbar ni detener el sistema.  
19     ○ Mantenimiento de cada equipo.  
20     ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las  
21 protecciones del sistema.  
22

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

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

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



## Unidad de Planeación Minero Energética

1  
2 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación  
3 para el correcto envío de información hacia centros de control externos, CND y re-  
4 cibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este aspecto, el  
5 Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los proto-  
6 colos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.

### 7 8 **5.6.3. Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores mul-** 9 **tifuncionales**

10 Se deben instalar unidades de medición fasorial -PMU- para la bahía de compensa-  
11 ción.  
12

13  
14 Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida  
15 (circuitos de instrumentación), cumpliendo la norma IEC/IEEE 60255-118-1-2018 o  
16 la que la sustituya  
17

18 La unidad de medición fasorial podrá ser implementada con una unidad de medición  
19 fasorial PMU o un equipo con funcionalidad sincrofasorial, siempre que el mismo  
20 posea una tasa de muestreo superior a 10 fasores por segundo., y que no comparta  
21 funciones de protección o circuitos de protección. La implementación podrá reali-  
22 zarse con equipos que integren sincronización, digitalización y procesamiento en un  
23 mismo dispositivo, o con unidades procesadoras centralizadas y periféricos distri-  
24 buidos. En el caso de que la Subestación no cuente con casetas en el patio, las PMUs  
25 deberán instalarse en los tableros de las correspondientes bahías. El envío de esta  
26 información deberá hacerse con la periodicidad, confiabilidad y el protocolo definido  
27 por el CND y/o por los acuerdos de CNO, ya sea a un punto de comunicación en la  
28 SE, a un concentrador de datos regional (PDC-regional) o a un concentrador en las  
29 instalaciones del CND (PDC-CND). La comunicación desde la Subestación (o desde  
30 el PDC el regional) hacia el sistema que disponga el CND, será responsabilidad de  
31 este último, según lo establecido en la resolución CREG 080 de 1999.  
32

33 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofaso-  
34 rial, en donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -  
35 PDC- y otros dispositivos asociados. El tablero suministrado por el Inversionista  
36 deberá estar provisto de servicios de energía con las mismas características de los  
37 tableros de control de la Subestación. El Inversionista deberá permitir al operador  
38 nacional las labores de gestión y mantenimiento de los equipos instalados en este  
39 tablero.  
40

41 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el Inver-  
42 sionista, a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el  
43 intercambio de información con la red del sistema de control a través de los meca-  
44 nismos de seguridad apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 gestión de protecciones, pues sobre la primera el operador nacional deberá poder  
2 tener acceso remoto para gestionar las PMU. La comunicación desde la Subestación  
3 (o desde el PDC) hacia el sistema que disponga el operador nacional, será respon-  
4 sabilidad de este último, según lo establecido en la resolución CREG 080 de 1999.

5  
6 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más  
7 reciente IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición.  
8 Estos equipos deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma  
9 IEEE de medición fasorial sea revisada.

10  
11 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de  
12 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, co-  
13 rriente, potencia activa, potencia reactiva, energía activa, factor de potencia y fre-  
14 cuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado  
15 con niveles superiores. Deben cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por  
16 la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente  
17 al Código de Medida y sus Anexos.

### 18 **5.6.4. Controladores de Bahía**

19  
20  
21 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar  
22 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables.  
23 Los controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos  
24 para aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversio-  
25 nista deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

26  
27 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y  
28 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de  
29 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para  
30 cubrir los requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía de-  
31 ben contar con un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes  
32 funcionalidades como mínimo:

- 33
- 34 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del
- 35 proceso.
- 36 • Despliegue de alarmas.
- 37 • Despliegue de eventos.
- 38 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 39 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 40 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante bo-
- 41 tones de función.
- 42 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 43



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

3  
4 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización  
5 horaria 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 ten-  
10 sión. Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del  
11 Proyecto y contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

12  
13 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la in-  
14 terfaz IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la  
15 Subestación y estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El  
16 controlador de servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que  
17 permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

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

25  
26  
27 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con  
28 puertos 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  
33 para operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguien-  
34 tes requisitos:

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



## Unidad de Planeación Minero Energética

- En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más exigente.

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

### 5.6.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así: La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

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

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

### 5.6.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2

#### 5.6.8.1. Controlador de la Subestación

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

Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios, programas y bases de datos requeridos para



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 implementar un sistema de gestión de protecciones y registradores de fallas para  
2 la Subestación.

### 3 4 **5.6.8.2. Registradores de Fallas**

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

### 13 14 **5.6.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

15  
16 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a  
17 través de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y soft-  
18 ware tipo SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente am-  
19 plias para mostrar la información del proceso.

20  
21 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos  
22 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la  
23 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 24
- 25 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 26 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 27 • Comunicación con el CND.
- 28 • Comunicación con la red de área local.
- 29 • Facilidades de mantenimiento.
- 30 • Facilidades para entrenamiento.
- 31 • Función de bloqueo.
- 32 • Función de supervisión.
- 33 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 34 • Guía de operación.
- 35 • Manejo de alarmas.
- 36 • Manejo de curvas de tendencias.
- 37 • Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 38 • Marcación de eventos y alarmas.
- 39 • Operación de los equipos.
- 40 • Programación, parametrización y actualización.
- 41 • Reportes de operación.
- 42 • Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 43 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 44 • Secuencia de eventos.



## Unidad de Planeación Minero Energética

- Secuencias automáticas.
- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

### 5.6.9. Requisitos de Telecomunicaciones

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

### 5.7. Obras Civiles

Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras descritas en el numeral 2 del presente Anexo No. 1, con el siguiente alcance:

- Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control.
- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Transmisor Regional.
- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Transmisor Regional deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

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

### 5.8. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento



## Unidad de Planeación Minero Energética

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

7  
8 Los diseños y la instalación son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta  
9 a tierra del proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, reco-  
10 cido, sin estañar, trenzado en capas concéntricas. La malla de tierra, deberá ser  
11 diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y Std 81 tal que  
12 garanticen la seguridad del Personal, limitando las tensiones de toque y paso a  
13 valores tolerables. Adicionalmente, tanto la malla de puesta a tierra como el sistema  
14 de apantallamiento deberán cumplir con los requerimientos técnicos de diseño e  
15 implementación, que le apliquen, según los artículos del RETIE, respectivamente,  
16 en especial en cuanto a materiales e interconexión.

## 17 18 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

### 19 20 **6.1. Pruebas y Puesta en Servicio**

21  
22 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de  
23 campo tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de  
24 puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabri-  
25 cantes, la normatividad CREG vigente, los requisitos del CND y los acuerdos del  
26 CNO, en particular el Acuerdo 947 de 2017 o aquel que lo sustituya o reemplace.

27  
28 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcio-  
29 nales, de puesta en servicio y de energización) se consignarán en "Protocolos de  
30 Pruebas" diseñados por el Transmisor Regional de tal forma que el Interventor,  
31 pueda verificar el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las  
32 normas técnicas; por ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de  
33 operación tanto de alta tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de  
34 protección y control cumplen con la filosofía de operación en cuanto a polaridades,  
35 acciones de protecciones y demás.

36  
37 **Pruebas de puesta en servicio:** El Transmisor Regional debe efectuar las siguien-  
38 tes pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el Código de  
39 Redes y los requerimientos del CND, vigentes:

- 40  
41 • Direccionalidad de las protecciones de Línea.  
42 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las  
43 Líneas asociadas.



## Unidad de Planeación Minero Energética

- Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de protecciones.
- Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

**Pruebas de energización:** El Transmisor Regional será responsable por la ejecución de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para los fines pertinentes por el Interventor.

### 6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

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

- Presentación del Proyecto al CND.
- Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- Diagrama Unifilar.
- Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto. El área de influencia definida para el estudio de ajuste y coordinación de protecciones, de este proyecto, deberá ser acordada con el CND.
- Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- Cronograma de pruebas.
- Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información definitiva.
- Protocolo de energización.
- Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
- Carta de declaración en operación comercial.
- Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.

### 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

Según el Código de Operación del SIN (Resolución CREG 025 de 1995 y las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

### 8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO



## Unidad de Planeación Minero Energética

1 Antes de que termine el Contrato de Interventoría, el Transmisor Regional debe  
2 entregar al Interventor un documento con la información detallada para el planea-  
3 miento, según lo requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que  
4 éste se la entregue a la UPME.

### 9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

8 Información específica referente a la Convocatoria Pública de STR, recopilada por la  
9 UPME, como Costos de Conexión, datos técnicos y planos, etc., serán suministrados  
10 por la UPME en formato digital en lo posible a través de su Página Electrónica junto  
11 con los presentes DSI STR o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada  
12 por el Representante Legal o el Representante Autorizado, indicando domicilio, te-  
13 léfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá ser tomada por los In-  
14 versionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su responsabili-  
15 dad consultarlos e investigarlos.

### 10. FIGURAS

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

21 Figura 1 - Diagrama Esquemático Subestación Olaya Herrera 115 kV.

23 Figura 2 - Diagrama Esquemático Subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV.

25 Figura 3 - Diagrama Esquemático Subestación Junín 115 kV.

27 Figura 4 - Diagrama Esquemático Subestación Jardinera 115 kV.